

Départements de la Somme

Projet éolien

Communes d'Aumâtre et Fontaine-le-sec (80)

Dans le cadre de la Demande d'autorisation unique en vue d'exploiter un parc éolien comprenant, 4 aérogénérateurs et 1 poste de livraison sur le territoire des communes d'Aumâtre et Fontaine-le-sec, par SEPE LES MOTTES dont le siège est à 67300 SCHILTIGHEIM.

Du 19 Novembre 2018 au 19 Décembre 2018

TOME 3

ANNEXES.

**Amiens
Janvier 2019**

SOMMAIRE DU TOME 3

1 Avis Autorité environnementale

2 Observations du public

3 Mémoire réponse de SEPE Les Mottes



1 – AVIS DE L'AUTORITE ENVIRONNEMENTALE



Mission régionale d'autorité environnementale

Région Hauts-de-France

**Avis de la mission régionale
d'autorité environnementale
Hauts-de-France
sur les projets éoliens
Les Havettes et Les Mottes
à Aumâtre, Cannessières et Fontaine-le-Sec (80)**

n°MRAe 2018-2755

et 2018-2754

Préambule relatif à l'élaboration de l'avis

La mission régionale d'autorité environnementale (MRAe) de la région Hauts-de-France a été saisie pour avis le 25 juillet 2018 sur les projets de parcs éoliens mitoyens des Havettes et des Mottes sur les communes d'Aumâtre, de Cannessières et de Fontaine-le-Sec, dans le département de la Somme.

Cette saisine étant conforme aux articles R.122-7 du code de l'environnement, il en a été accusé réception. Conformément à l'article à l'article R.122-7 II du même code, l'avis doit être fourni dans le délai de 2 mois.

Par suite de la décision du Conseil d'État n°400559 du 6 décembre 2017, annulant les dispositions du décret n° 2016-519 du 28 avril 2016 en tant qu'elles maintenaient le Préfet de région comme autorité environnementale, le dossier a été transmis pour avis à la MRAe Hauts-de-France.

En application de l'article R122-7 III du code de l'environnement, ont été consultés :

- l'agence régionale de santé-Hauts-de-France ;*
- la direction départementale des territoires et de la mer de la Somme ;*
- le Service Départemental d'Incendie et de Secours.*

Par délégation que lui a donnée la MRAe lors de sa séance du 11 septembre 2018, la présidente de la MRAe, après consultation des autres membres, a rendu l'avis qui suit, dans lequel les recommandations sont portées en italique pour en faciliter la lecture.

Il est rappelé ici que, pour tous les projets soumis à évaluation environnementale, une « autorité environnementale » désignée par la réglementation doit donner son avis et le mettre à disposition du maître d'ouvrage, de l'autorité décisionnaire et du public. Cet avis ne porte pas sur l'opportunité du projet mais sur la qualité de l'évaluation environnementale présentée par le maître d'ouvrage et sur la prise en compte de l'environnement par le projet. Il n'est donc ni favorable, ni défavorable. Il vise à permettre d'améliorer la conception du projet et la participation du public à l'élaboration des décisions qui portent sur celui-ci. Les observations et propositions recueillies au cours de la mise à disposition du public sont prises en considération par l'autorité compétente pour autoriser le projet.

Synthèse de l'avis

Les projets de parcs éoliens mitoyens des Havettes et des Mottes sur les communes d'Aumâtre, de Cannessières et de Fontaine-le-Sec présentés par 2 filiales de la société OSTWIND, sont chacun composés de 4 éoliennes. Les hauteurs en bout de pales seront de 175 m ou de 178,5 m pour 6 d'entre elles et de 149,5 m ou 150 m pour les 2 autres de manière à compenser des hauteurs du sol en pied de mâts supérieures pour ces 2 dernières. Chaque parc comportera également son poste de livraison.

Ces projets sont situés dans un contexte éolien déjà marqué et en évolution rapide. De nombreux monuments historiques et patrimoniaux sont présents dans ce secteur avec notamment le château de Rambures à 3,5 km. L'éolienne E07 est susceptible d'impacter ce monument protégé et des mesures d'évitement ou de réduction doivent être envisagées.

Le site d'implantation se situe dans un secteur présentant une sensibilité élevée pour les chiroptères alors que certaines éoliennes sont positionnées à proximité de milieux à enjeux (boisements, haies, rideaux arborés) pour lesquelles l'autorité environnementale recommande de réduire les impacts, prioritairement en déplaçant ces machines, et *a minima* en mettant en œuvre des mesures de bridage sur l'ensemble des éoliennes concernées.

L'ensemble des recommandations de l'autorité environnementale pour améliorer la qualité de l'évaluation environnementales et la prise en compte de l'environnement par le projet sont précisées dans l'avis détaillé ci joint.

Avis détaillé

I Les projets de parcs éoliens des Havettes à Aumâtre et Cannesières et des Mottes à Cannesières et Fontaine-le-Sec

Les sociétés "SEPE Les Mottes" et "SEPE Les Havettes", toutes deux filiales de la société Ostwind, projettent la construction de deux parcs éoliens mitoyens, chacun de 4 éoliennes (respectivement E01 à E04 et E05 à E08), et d'un poste de livraison, sur les communes d'Aumâtre, Cannesières et Fontaine-le-Sec.

Les éoliennes des 2 projets sont alignées sur 2 axes parallèles nord-est/sud-ouest, les machines du parc des Havettes venant, sur ces 2 axes, en prolongement au sud de celles des Mottes. Le demandeur explique cette organisation par des motifs de raccordement au réseau électrique.

L'essentiel des documents constitutifs de la demande d'autorisation est commun à ces 2 projets et en particulier, les études d'impact et de dangers. Dès lors, les parcs éoliens constituant un même projet, un seul avis est formulé.

La hauteur totale sera de 175 m ou de 178,5 m pour les machines E1 à E6 et 149,5 m ou 150 m pour les machines E7 et E8. Cette différence de hauteur vise à compenser une implantation des éoliennes E7 et E8 sur des sols d'altitude plus élevée (130 à 135 m contre 82 m à 119 pour les 6 autres) afin de lisser partiellement dans le paysage le point culminant de la rotation de l'ensemble des rotors d'un diamètre unique de 117 m, sans trop pénaliser la production d'électricité.

La puissance unitaire des éoliennes projetées est de 3 MW à 3,3 MW, ce qui conduit à une puissance totale de 12 MW à 13,2 MW et à une production annuelle attendue de 35 GWh à 38,5 GWh pour chacun des parcs.

Deux dossiers d'autorisation unique ont été déposés en vue d'obtenir :

- les permis de construire les éoliennes et les postes de livraison ;
- l'approbation au titre de l'article L. 323-11 du code de l'énergie ;
- l'autorisation d'exploiter ces parcs éoliens projetés qui sont visés par la rubrique 2980-1 de la nomenclature des installations classées pour la protection de l'environnement.

Le projet global prend place sur le plateau agricole du Vimeu. Les machines (cf. figure1) seraient implantées :

- à l'est de la route départementale n° 195 d'Aumâtre à Cannesières et Oisemont ;
- à l'ouest d'une ligne joignant Aumâtre à Fontaine-le-Sec ;
- sur les parties du plateau qui descend vers le nord et surplombe les vallons du « Fond des Longues Raies » et du « Fond Bisette ».

Le secteur se situe dans un environnement déjà très empreint par l'éolien (cf. figure 2).

Le dossier fait état, en juillet 2016 et dans un périmètre de 10 km, de 48 éoliennes déjà construites, de 9 déjà autorisées mais non encore construites ainsi que de 4 autres en cours d'instruction. Elles étaient à la même époque 184 à avoir été construites, 64 à avoir été autorisées mais non encore construites et 14 à être cours d'instruction dans un rayon de 20 km.

La situation a évolué depuis avec des parcs qui ont été construits ou autorisés et d'autres nouveaux projets à des stades divers d'instruction.

L'autorité environnementale constate que l'analyse du contexte éolien autour du secteur de projet est faite sur la base de données qui datent de juillet 2016 soit de plus de 2 ans, dans un contexte très évolutif.

Pour une meilleure information du public, une mise à jour aurait été utile, au moins des listings et des cartes de présentation de contexte éolien dans les zones de 10 km à 20 km autour du projet.

Pour une meilleure information du public, l'autorité environnementale recommande de compléter la présentation du projet par une liste et des cartes de présentation, actualisées à l'année 2018, des parcs éoliens en projet, autorisés et construits dans des rayons de 10 km et 20 km autour du projet objet du présent avis.

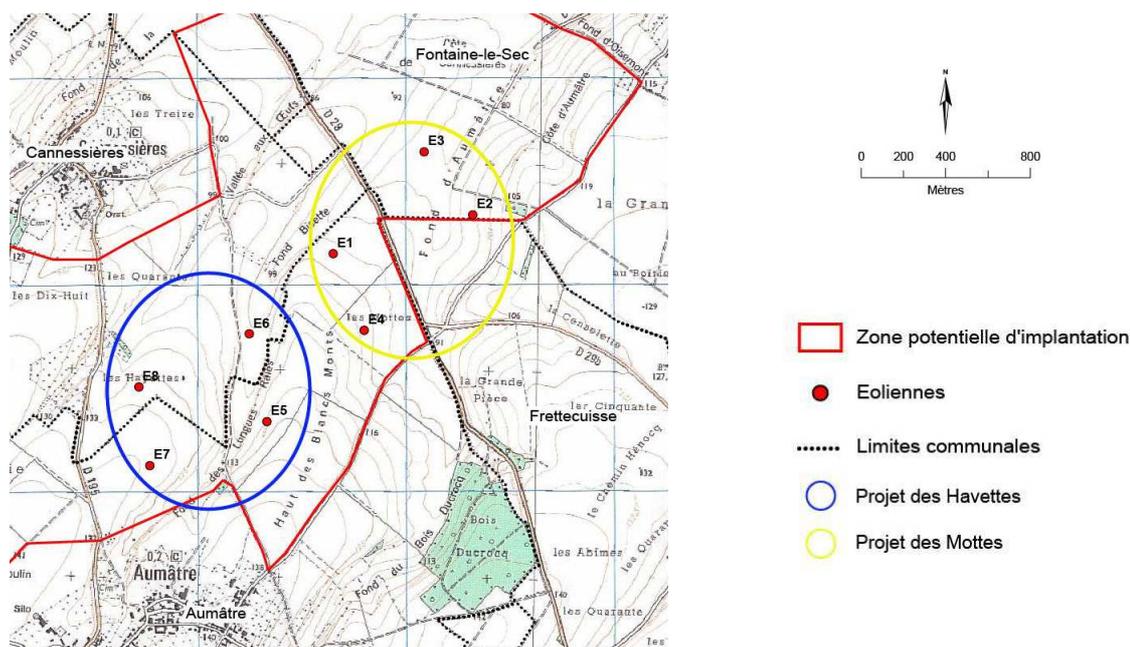


Figure 1 : Carte IGN localisant les éoliennes du projet

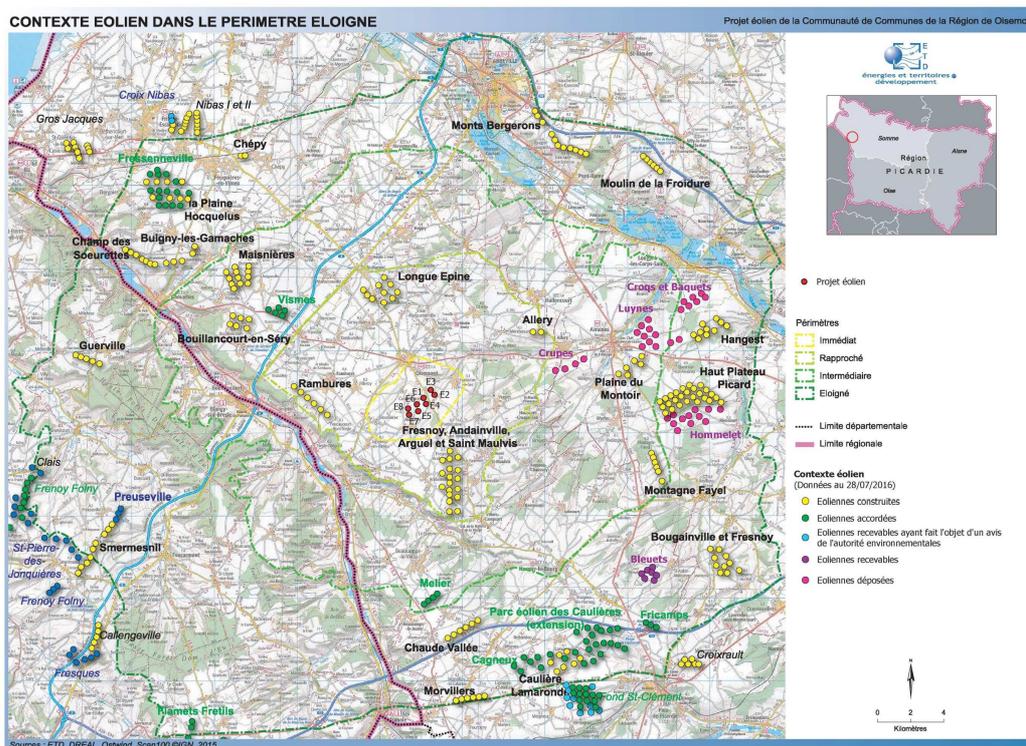


Figure 2 : Carte du contexte éolien autour du projet à juillet 2016

II Analyse de l'autorité environnementale

L'avis de l'autorité environnementale porte sur la qualité de l'évaluation environnementale et la prise en compte de l'environnement par le projet.

Compte tenu des enjeux du territoire, l'avis de l'autorité environnementale cible les enjeux relatifs au paysage et au patrimoine, aux milieux naturels et à la biodiversité, dont Natura 2000, au bruit et aux risques technologiques, qui sont les enjeux essentiels dans ce dossier.

2.1 Caractère complet de l'évaluation environnementale

L'étude d'impact comprend le contenu exigé par les articles R.122-5 et R.512-8 du code de l'environnement. En outre, l'évaluation des incidences au titre de Natura 2000 comprend le contenu exigé par l'article R.414-23 du code de l'environnement. Une étude de dangers est jointe au dossier.

2.2 Articulation du projet avec les plans et programmes et les autres projets connus

Les communes d'Aumâtre, de Cannesières et de Fontaine-le-Sec ne sont pas dotées de documents d'urbanisme. Les occupations du sol y relèvent du règlement national d'urbanisme qui admet les

éoliennes en application de l'article L 111-4 du code de l'urbanisme qui dispose que peuvent être autorisées, en dehors des parties urbanisées des communes les constructions et installations incompatibles avec le voisinage des zones habitées.

L'étude d'impact conclut par ailleurs à la compatibilité du projet avec l'ensemble des orientations et objectifs du schéma de cohérence territoriale (SCoT) du Grand Amiénois.

Les effets cumulés avec les autres projets connus font l'objet du chapitre V-6 de l'étude d'impact. Les effets cumulés avec d'autres projets éoliens y sont traités sous l'angle des impacts sur les milieux naturels ainsi qu'au plan acoustique et des effets sur le paysage, notamment au travers de photomontages.

Les autres types de projets connus sont un élevage de vaches laitières à Doudelainville et une ligne électrique aéro-souterraine à haute tension.

2.3 Scénarios et justification des choix retenus

Le demandeur a, pour l'ensemble des deux parcs, étudié 3 variantes à 6, 8 et 10 éoliennes disposées en 2 lignes parallèles sud-ouest à nord-est, depuis la e-départementale n°195 jusqu'à un peu au-delà de la route départementale n°29. Ces variantes ont été étudiées via une analyse multicritère qui conjugue les critères paysagers, environnementaux et acoustiques.

La variante 2, intermédiaire à 8 éoliennes, ne comporte pas de machines à l'ouest de la route départementale n° 195. Elle a été retenue pour éloigner et limiter l'emprise paysagère depuis Oisemont, Aumâtre, Cannessières, Mouflières et les vallées vertes de Fontaine-le-Sec et de Wiry ainsi que du château de Rambures et de son parc, monument protégé.

La hauteur hors-tout des éoliennes E7 et E8 des Havettes, les plus proches du château (environ 4,8 km), sera inférieure d'une trentaine de mètres à celle des 6 autres machines pour notamment harmoniser la perception des altitudes des sommets de mâts et des points culminants de la rotation des pales.

L'autorité environnementale n'a pas d'observation à formuler.

2.4 Résumé non technique

Le résumé non technique reprend de manière synthétique les principales caractéristiques du projet dans son ensemble ainsi que les informations développées dans l'étude d'impact.

2.5 État initial de l'environnement, incidences notables prévisibles de la mise en œuvre du projet et mesures destinées à éviter, réduire et compenser ces incidences

2.5.1 Paysage et patrimoine

➤ Sensibilité du territoire et enjeux identifiés

L'entité paysagère d'accueil des 2 projets est le « Vimeu et Bresle », plus précisément la sous-entité « plateau agricole de Vimeu » qui, selon l'atlas des paysages de la Somme, est caractérisée notamment par la structure paysagère majeure d'un plateau cultivé, ouvert, ponctué de villages-bosquets¹, entourés de bocages et constituant ainsi des « motifs paysagers » identitaires.

Ces paysages de plateaux sont « sensibles aux structures verticales, qui y sont visibles de loin et forment autant de signaux » ; il convient en conséquence, d'intégrer tout nouvel élément vertical dans les lignes de force du plateau pour maintenir la perception des repères ponctuels formés par les éléments de paysage, tels notamment les villages-bosquets.

De nombreux monuments historiques sont présents dans le secteur, avec notamment 12 sites inscrits et 2 sites classés à moins de 6 km des limites de la zone d'étude rapprochée d'environ 5 km sur 4 km. Ils sont environ 130 dans un rayon de 20 km.

Le château de Rambures et le château de Frucourt, classés au titre des monuments historiques, sont respectivement à 4,8 km et 6,4 km des premières éoliennes du projet. Les communs, le parc et les allées (grilles, arbres, chapelle, bûcher, ..) du château de Rambures font également l'objet d'inscriptions.

L'église Notre Dame à Aumâtre, un immeuble du XVI^{ième} siècle à Oisemont, la chapelle des Templiers à Frettecuisse et le domaine du château de Foucaucourt-hors-Nesle sont les plus proches monuments historiques inscrits à respectivement 0,4 km, 1,1 km, 1,9 km et 2 km des limites de la zone d'étude.

➤ Qualité de l'évaluation environnementale

Les atlas des paysages de Picardie ont été consultés. L'étude a identifié et localisé les principaux paysages et éléments de patrimoine de la zone d'implantation potentielle.

Dans un souci de lisibilité, des vues dites « d'impact réel » viennent, dans le livret des 70 photomontages, s'ajouter, sur une double page A3, aux vues panoramiques initiales et simulées prises depuis le même point (voir livret des photomontages pages 5 à 9).

¹ Les villages-bosquets, villages entourés de ceintures de végétation appelées courtils, sont des éléments identitaires de la région Hauts-de-France. Ils constituent une silhouette boisée se détachant dans le paysage agricole ouvert. (source : site de la DREAL Hauts-de-France)

Des cartes des angles de vues des éoliennes projetées et des parcs connus à la date de réalisation de l'étude (juillet 2016) ont été tracées dans le volet paysager de l'étude d'impact autour des communes de Cannessières, Aumâtre, Fresnoy-Andainville, Villeroy et Oisemont.

L'autorité environnementale juge satisfaisante l'analyse paysagère et patrimoniale, même s'il peut être regretté qu'aucun complément consécutif à l'évolution du contexte depuis 2016 n'ait été apporté.

➤ **Prise en compte du paysage et du patrimoine**

Selon l'étude d'impact, le paysage est l'une des principales raisons du choix des variantes étudiées et des emplacements retenus pour les éoliennes.

L'étude paysagère conclut à des sensibilités faibles à l'échelle éloignée et modérées à l'échelle rapprochée.

Les premières éoliennes seront directement visibles des premières habitations d'Aumâtre et de Fontaine-le-Sec. Des plantations d'arbres et d'arbustes en vue de la réduction de la perception des éoliennes depuis une habitation en sortie de bourg d'Aumâtre et des habitations en sortie sud de Fontaine-le-Sec (écran de 210 m de long) sont prévues dans le dossier mais sans les caractéristiques des plantations et les densités permettant d'apprécier l'efficacité à terme de la mesure.

La sensibilité patrimoniale est globalement qualifiée de faible à l'échelle locale avec une covisibilité depuis l'église d'Aumâtre et des vues possibles depuis la place de cette église et de celle de Saint Maulvis. Cette appréciation est acceptable.

S'agissant du château de Rambures et de son parc, la sensibilité est également, dans l'étude d'impact, qualifiée de faible du fait des arbres du château et de la zone d'implantation des parcs éoliens, qui atténueraient fortement la perception des éoliennes depuis le château, avec toutefois des percées visuelles possibles depuis le parc et l'étage du château.

L'éolienne E07 des Havettes est néanmoins visible depuis la terrasse du logis du château de Rambures (photomontage PM67) et impacte le paysage arboré en introduisant un élément artificiel de grande hauteur et mobile dans ce paysage. L'impact des parcs sur le monument protégé est estimé faible sans réelle justification.

L'autorité environnementale recommande :

- *de revoir l'implantation de l'éolienne E07 afin de réduire les incidences des parcs sur le château protégé de Rambures ; à défaut de prévoir la réduction de son impact visuel ;*
- *de préciser les caractéristiques des écrans de végétations prévus et de démontrer leur efficacité à réduire les incidences du projet sur les zones urbaines d'Aumâtre et Fontaine-le-Sec.*

2.5.2 Milieux naturels et biodiversité

➤ Sensibilité du territoire et enjeux identifiés

Les sites à enjeux pour la biodiversité, les plus proches de la zone d'implantation potentielle, sont situés :

- à 4 km à l'ouest pour le site Natura 2000 zone spéciale de conservation « vallée de la Bresle » avec notamment, la présence de 7 typologies d'habitats naturels et de 4 espèces de chiroptères (Murin de Bechstein, Murin à oreilles échancrées, Grand Murin et Grand Rhinolophe) ;
- à environ 2 km à l'est pour la zone naturelle d'intérêt écologique, faunistique et floristique (ZNIEFF) de type I « bois de la Fraude à Wiry-au-Mont et cavité souterraine ».

Sont également recensés, en s'éloignant et jusqu'à 20 km :

- 7 autres sites Natura 2000, dont la zone spéciale de conservation FR2300136 « forêt d'Eu et les pelouses adjacentes » à 5 km de l'aire d'étude ainsi que la zone de protection spéciale FR2212007 « étangs et marais du bassin de la Somme » à 14 km désignée pour la présence de 10 espèces d'oiseaux ;
- 23 autres ZNIEFF de type I et II à environ 3 km pour les plus proches ;
- le projet se situe à plusieurs kilomètres d'un des principaux couloirs migratoires de Picardie.

Le site d'implantation est un secteur de grandes cultures. Le périmètre au contact, à proximité et entre les éoliennes, est ponctué de quelques petites parcelles en prairie pâturée ou en friche, ainsi que de petits espaces boisés très dispersés, d'arbres naturels ou de plantations, de haies et de ronciers, fourrés (représentant 1,5 % de la surface de la zone d'étude rapprochée) et aussi de complexes d'habitats fortement attractifs pour les chiroptères (zones de rassemblement potentiel de chasse et de transit).

Il en va de même, dans et autour des bourgs environnants. La pointe de pale passerait à moins de 70 m de bosquets des Havettes pour l'éolienne E8, à moins de 200 m de rideaux connectés à des habitats pour l'éolienne E5 et à moins de 100 m en bout de pale d'une parcelle comportant quelques arbres, pour l'éolienne E2.

➤ Qualité de l'évaluation environnementale

Avifaune

L'état initial a fait l'objet de 11 prospections de terrains sur l'aire d'étude rapprochée, entre septembre 2013 et juin 2014 (12 points d'écoute de 10 minutes) qui ont permis de détecter la présence de 40 à 50 espèces d'oiseaux, selon les différentes périodes du cycle biologique annuel d'hivernage, de migration pré-nuptiale et post-nuptiale ainsi que de reproduction, parmi lesquelles :

- 4 espèces d'intérêt communautaire : Busard Saint Martin, Busard cendré, Busard des roseaux et Pluvier doré ;

- de 21 à 34 espèces protégées et de 3 à 9 espèces patrimoniales selon la période du cycle biologique.

Les points les plus peuplés ou fréquentés sont situés dans /ou à proximité d'éléments boisés.

La sensibilité de l'avifaune vis-à-vis de la majorité des espèces est estimée comme étant :

- faible à très faible pour la majorité des espèces ;
- forte pour le Busard Saint Martin (qui se reproduit sur le site) et moyenne pour le Busard cendré en période de reproduction.

.

L'autorité environnementale n'a pas d'observation sur cette partie.

Chiroptères

L'étude bibliographique et l'étude initiale (basée sur 8 sorties de terrain entre septembre 2013 et mai 2016), ont été complétées par une expertise complémentaire entre juin 2017 et mai 2018 avec un nombre de prospections se rapprochant des recommandations de la société française pour l'étude et la protection des mammifères. 21 sorties nocturnes d'écoute ont été réalisées en 2017-2018 aux emplacements prévus pour les éoliennes ainsi qu'en des points de leur proximité qui sont propices aux plus fortes activités des chiroptères.

Le diagnostic ainsi complété apparaît satisfaisant.

L'expertise complémentaire conclut à la présence de 11 espèces de chiroptères, avec plus de 90 % d'activités pour la Pipistrelle commune. La présence de Pipistrelles de Nathusius, connue pour sa sensibilité à l'éolien lors de ses migrations, n'a pas été mise en évidence dans les prospections complémentaires. Après l'étude complémentaire, le niveau de sensibilité du site reste qualifié de faible à moyen. Le site d'implantation des parcs étant un milieu favorable où le niveau de présence des pipistrelles est significatif, le niveau de sensibilité devrait être qualifié de fort.

L'autorité environnementale recommande d'estimer à nouveau le niveau de sensibilité du site au regard de l'importance de l'activité des pipistrelles communes qui le fréquentent.

➤ **Prise en compte des milieux naturels**

Pour ce qui concerne l'avifaune, plusieurs des mesures envisagées initialement, notamment pour sauvegarder les nichées de busards, ont été complétées et l'étude conclut à un impact résiduel faible sur l'avifaune.

Les éoliennes projetées se situent à plus de 200 m des boisements pour les chiroptères à l'exception des machines E02, E05 et E08. L'autorité environnementale rappelle les préconisations d'Eurobats² de ne pas implanter d'éoliennes à moins de 200 mètres en bout de pales d'une zone à enjeux pour les chauves-souris, tels que les boisements et haies.

2 Accord sur la conservation des populations chauves-souris en Europe dit « Eurobats »

Pour réduire l'impact sur les chiroptères, le demandeur propose des dispositifs et des plans de bridage des éoliennes E05 et E08, aux périodes les plus favorables aux activités des chiroptères. Par contre, aucune mesure de ce type n'est prévue pour l'éolienne E02 malgré la persistance d'arbres sur une parcelle à moins de 200 m de la machine et alors que la présence de la Pipistrelle commune est avérée.

L'autorité environnementale recommande de :

- *prioritairement revoir la localisation des éoliennes E02, E05, E08 afin de respecter les préconisations d'Eurobats sur l'éloignement des formations boisées ;*
- *dans l'état actuel du projet, de mettre en œuvre des mesures de bridage de l'éolienne E02, dans les mêmes conditions que celles envisagées pour les éoliennes E08 et E05.*

2.5.3 Natura 2000

L'évaluation des incidences Natura 2000 est fondée sur les aires d'évaluations³ spécifiques des espèces et des habitats naturels ayant conduit à la désignation des sites Natura 2000.

Aucune espèce ayant conduit à la désignation des sites Natura 2000 présents dans un rayon de 20 km autour du projet ne possède, a priori, une aire d'évaluation spécifique recoupant la zone du projet.

L'étude conclut et justifie l'absence d'incidences sur les sites Natura 2000 (cf. page 125 de l'étude écologique) du fait de l'éloignement du projet vis-à-vis des sites Natura 2000, des milieux impactés par la zone du projet, de l'utilisation et de la sensibilité des espèces observées qui ont conduit à la désignation des sites Natura 2000 et des mesures mises en œuvre.

L'autorité environnementale n'a pas d'observation à formuler.

2.5.4 Bruit

➤ Sensibilité du territoire et enjeux identifiés

Les enjeux principaux sont les zones habitées à l'entrée des communes qui font face aux éoliennes :

- pour les Havettes, les premières habitations d'Aumâtre sont à 600 m de l'éolienne E07 et un peu plus pour E05 et celles de Cannessières sont à 855 m d'E08 et un peu plus pour E06 ;
- pour les Mottes, les premières habitations de Cannessières sont à 1 190 m d'E02 et celles d'Oisemont à 1 600 m d'E03.

➤ Qualité de l'évaluation environnementale et prise en compte des nuisances sonores

Une campagne de mesure a été effectuée en septembre 2014 à l'entrée des communes de Cannessières, Aumâtre, Moufflières, Fontaine-le-Sec et d'Oisemont. Ces mesures et les

³ Aire d'évaluation d'une espèce : ensemble des sites sur lesquels il est possible de rencontrer des espèces parce qu'elles viennent chasser, nicher ou s'y reproduire.

caractéristiques acoustiques des 2 types de machines pressenties ont ensuite été utilisées pour la modélisation des effets acoustiques des éoliennes projetées :

- à l'endroit des points de mesures, dans différentes vitesses et directions de vent ;
- en prenant en compte les effets acoustiques cumulés avec 4 parcs du voisinage, en construction ou disposant d'une autorisation lors de la réalisation de cette étude.

En l'absence de bridage des éoliennes, les émergences nocturnes pourraient, pour certaines directions et vitesses de vents égales ou supérieures à 6 m/s, dépasser le niveau maximum de 3 dB fixés par l'arrêté ministériel « éolien » du 26 août 2011 et plus particulièrement sous l'effet des machines des Havettes, à l'entrée d'Aumâtre pour les 2 types de machines prises en compte ainsi qu'à l'entrée de Cannessières, dans le cas des éoliennes de marque Vestas.

Des plans de bridage des machines sont en conséquence proposés par le demandeur pour moduler les éoliennes des Havettes, individuellement selon les circonstances, la vitesse de rotation des pales et ramener ainsi les niveaux de bruit et d'émergence dans les limites réglementaires. Des bridages complémentaires sont également prévus vis-à-vis des effets cumulés avec les parcs voisins connus lors de l'étude.

Les données et les modélisations seront à confirmer par de nouvelles mesures in situ dans les 6 mois suivant la mise en service éventuelle des parcs.

L'autorité environnementale recommande que :

- *la période des mesures de bruit après mise en service soit choisie de manière à prendre plus particulièrement en compte les vents de nord-nord-est à nord-nord-ouest et à limiter les incertitudes de la modélisation informatique vis-à-vis de l'entrée d'Aumâtre ;*
- *le complément de plan bridage relatif aux effets cumulés avec d'autres parcs soit vérifié et au besoin complété pour tenir compte de l'évolution de l'environnement éolien intervenue depuis l'étude initiale.*

2.5.5 Risques technologiques

➤ Sensibilité du territoire et enjeux identifiés

Le parc éolien se trouve dans une zone relativement isolée et à vocation de grandes cultures. Aucune éolienne n'est implantée à moins de 500 m d'habitations ; les plus proches sont respectivement à environ 600 m, 855 m et 1 190 m des habitations.

Les principaux enjeux identifiés sont la fréquentation de la route départementale n° 195 menant de Cannessières à Aumâtre ainsi que le chemin qui lui est parallèle à l'est.

➤ **Qualité de l'évaluation des risques accidentels et prise en compte des risques**

La démarche appliquée est basée sur la méthode préconisée par le guide « Élaboration de l'étude de dangers dans le cadre des parcs éoliens » dans sa version de mai 2012. Les phénomènes dangereux raisonnablement prévisibles ont été retenus :

- l'effondrement de l'éolienne,
- la chute d'un élément,
- la chute de glace,
- la projection de glace,
- la projection de pale/bris de pale.

Cette méthode détermine des niveaux de gravité pour chacun de ces phénomènes dangereux et chacune de ces éoliennes en considérant les distances d'effet, les surfaces exposées, la nature et la densité de présence humaine potentielle dans les zones affectées par les chutes, effondrements et projections. Le report dans une matrice des risques, de ces niveaux de gravité, des conséquences et des probabilités de survenue des phénomènes dangereux permet ensuite de déterminer leur caractère acceptable ou non.

Le niveau de gravité est qualifié de “modéré” (le plus faible) pour l'ensemble des phénomènes dangereux et des machines à l'exception des machines de marque Vestas où il est qualifié de “sérieux” (cran juste supérieur au précédent) dans le cas :

- de la chute d'éléments ;
- de l'effondrement des éoliennes E07 et E08

du fait d'une largeur de pales – et donc de surface impactée au sol en cas de chute – supérieure pour les machines de marque Vestas à celles de Nordex.

Les routes et les autres voies et chemins ne sont concernés que par les rayons de projection et d'effondrement et seul le chemin menant de la Vallée aux Oeufs à l'entrée d'Aumâtre est affecté par le rayon d'effondrement de l'éolienne E6 dont il est distant d'une soixantaine de mètres.

Le risque est ainsi qualifié de niveau acceptable pour l'ensemble des machines.

L'autorité environnementale juge satisfaisante l'étude de dangers.

2 – OBSERVATIONS DU PUBLIC

Louis Guerinville

Agriculteur bio.

4 longue rue 80140 Humat

lettre 1
les Noctes

Monsieur le Commissaire Enqueteur

- SEPE les mottes
- SEPE les Havettes

Monsieur l'envie de quater colonnes dans
la commune permet de participer à la transition
energetique que le gouvernement a fixé comme
objectif et pour notre communauté villageoise
des ressources financières pour nous, permet de
regarder l'avenir de nos enfants d'une autre manière
et de compléter leur éducation par une aide active
même si la presence apporte des inconvenients
merci de donner un avis favorable à ses
projets



lettre 2
G. Nothé

Jean Noel de Valois

Boulogne le 14 decembre 2018

9 rue Edmond d'Artois

62370 Nortkerque

AR

Monsieur le commissaire enquêteur

Mairie d'Aumâtre

2 place de la mairie

80140 Aumâtre

Monsieur le commissaire enquêteur,

Monsieur,

J'ai appris récemment qu'un projet d'implantation d'éoliennes sur la commune d'Aumâtre été à l'étude. Etant propriétaire d'un immeuble dans cette commune, je pense pouvoir exprimer mon point de vue à ce sujet, par le truchement de l'enquête publique dont vous avez la charge. En premier lieu, je suis surpris de ne pas avoir été contacté par qui que se soit, alors que je suis concerné au premier chef, ces projets étant à proximité de ma propriété.

Non content de bouleverser le paysage en le polluant visuellement, il va également le polluer au sens propre du terme en diffusant des produits chimique hautement nocifs. En effets les lubrifiants contribuant au fonctionnement des différents mécanismes de ces matériels seront diffusés par dispersion dans l'atmosphère environnante et sur les sols. Très nocifs pour les populations de proximité quelles soient humaines ou animales, en d'autres termes non écologique. A une époque où nos autorités dirigeantes en ont une grande préoccupation.

Pollution visuelle, cet aspect est souligné par les commissions des sites à travers tout le pays. Je rappelle que l'église d'Aumâtre est un site classé. Ces ensembles aux dimensions gigantesques dévisagent inutilement la campagne. Ces constructions destinées à la production d'énergie, dénaturent l'environnement pour un rendement très sujet à caution. Certains prétendent même qu'il s'agit d'une escroquerie à grande échelle (puisque EDF a l'obligation de racheter cette production d'énergie plus chère que le kW produit par nos centrales nucléaires avec un différentiel de plus de 1 à 10, aussi peut elle changer ce prix de rachat du jours au lendemain).

Qu'en est-il de la dépréciation de la valeur des biens qui entourent ces édifices, du fait de la saturation dans les campagnes de ces machines inesthétiques. Après cette dernière implantation, qui nous dit que nous n'en subiront pas d'autres, finalement imposées par d'obscures sociétés au capital limité et sans garantie de sérieux, dont les sièges sociaux sont majoritairement à l'étranger ou dépendant de capitaux étrangers n'apportant aucun bénéfice à notre pays .

Qu'en sera-t-il du démantèlement de ces machines en fin vie. On nous rassure en soulignant que le coût du démantèlement de ces installations est prévu, et qu'il se montera à 50000 E par machine, ce qui est peu ! Ces sommes seront déposées sur un fond de garantie. Ne serait-il pas plus prudent que ces fonds soient déposés préventivement à « la caisse des dépôts », organisme d'état garant des sommes déposées chez elle.

Quelle destination pour les éléments non recyclables, comme les pales de ces machines ?

Quelle répartition des ressources et des dédommagements récoltés pour tous ces préjudices, entre l'inter communalités, les communes, les propriétaires et les fermiers.

Qu'en est-il des restrictions de chasse et de la dépréciation de ces territoires ?

Quelle surface occupera chaque machine ? Est-ce que les propriétaires récupéreront la pleine propriété de ces surfaces une fois les machines arrêtées, en fin de vie.

Sur le plan de la santé, outre la dispersion de polluants, qu'en est-il de l'impact sanitaire sur la population ? Y a-t-il eu des études sur les effets stroboscopiques dû à la rotation des hélices, aux émissions d'ondes nocives pour les êtres vivants ? Prend-on en compte les nuisances sonores de ces matériels ?

On sait par ailleurs que ces machines perturbent la bonne propagation des ondes de radiotéléphones. A-t-on estimé le coût des travaux supplémentaires pour palier à ces inconvénients, qui sont de la responsabilité des services publics et de l'aménagement du territoire. Est ce que ces sociétés seront mises à contribution dans ces cas ?

Enfin, comme en ce moment, toute action sur le territoire concernant la vie des populations est politique, est-ce bien le moment de prendre ces décisions qui peuvent contrarier une majorité de la population au un bénéfice hypothétique pour celle-ci ? Sursoir à l'implantation de ces gouffres financiers serait plus que raisonnable. Je pense que cela serait mal perçu par une population se posant des questions sur son avenir incertain, et qui a, en dernier ressort toujours le dernier mot dans une démocratie. Bien sincèrement.

Jean Noel de Valois



lettre 3
le 10/12

Philippe de Chastellux

Château

89630 – Chastellux sur Cure

Le 15 décembre 2018

Monsieur le Commissaire Enquêteur
Enquête publique des éoliennes sur Aumâtre
Mairie d'Aumâtre
80140 - Aumâtre

Monsieur le Commissaire Enquêteur,

Ma fille Zéphirine possède une maison sur la commune d'Aumâtre. Elle est en ce moment en Chine pour son travail, c'est pourquoi elle m'a prié de vous écrire.

En effet elle est inquiète car elle a reçu l'information que au moins une éolienne dont elle ne connaît pas la hauteur sera installée dans le champ de vision de sa résidence près de l'église.

La première et la principale inquiétude vient du fait que la valeur vénale de la maison dont elle vient d'hériter, qui a une valeur sentimentale pour elle et dont elle commence tout juste à payer les frais de succession va être sensiblement moindre ; Si ma fille en avait été informé, elle n'aurait jamais accepté cet héritage.

Si ce projet aboutissait, il serait impossible de la revendre au prix indiqué dans la succession.

Elle se pose, d'autre part, plusieurs questions très importantes :

1°) Si une éolienne devait être positionnée sur une de ses parcelles, comment se fait-il qu'elle n'ait pas été contactée préalablement ? Il

aurait suffi de demander ses coordonnées à la personne qui en loue une partie.

2°) Si une éolienne était positionnée sur la parcelle ZC 31 du cadastre d'Aumâtre, cette dernière serait juste en face de la maison.

3°) Dans le cas où cette éolienne était installée, peut-on être certain qu'il n'y en aura qu'une seule ?

4°) L'entreprise qui va installer cette éolienne sait-elle que l'église du village est classée monument historique ?, de ce fait cette installation est-elle autorisée par la Commission des Sites classés ?

5°) Quelle hauteur aurait cette éolienne ?

6°) Une plantation d'arbres entre la maison et cette éolienne serait indispensable mais la hauteur de l'éolienne obligerait ma fille à planter très près de sa maison ce qui nuirait grandement à la vue qui est une des principales valeurs de cette maison.

En ce qui concerne la rémunération :

1°) A combien s'élèverait cette rémunération annuellement ?

2°) Qui en bénéficierait ?

3°) Pendant combien de temps ?

4°) Le bail pourrait-il être reconductible ?

5°) Quelle est la durée de vie d'une éolienne ?

A la fin du bail :

1°) Qui serait dans l'obligation de retirer l'éolienne ?

2°) Que deviendrait l'éolienne ?

3°) Serait-elle recyclable entièrement y compris les pales ?

4°) Y-a-t-il un fond de garantie prévu pour la démolition et la remise en état du sol et du sous-sol ? et dans quel organisme financier serait-il gardé ?

5°) Où serait stockée la terre qui serait ôtée pour mettre du béton ?

6°) A quelle profondeur faudrait-il creuser pour mettre le béton ?

7°) Le béton serait-il ensuite retiré entièrement ou seulement partiellement ? Quelle terre serait ensuite remise à cet emplacement ? et sur quelle profondeur ?

8°) Ma fille restera-t-elle propriétaire de l'ensemble de la parcelle sur le long terme ?

9°) Aurait-elle la possibilité de vendre la parcelle pendant la durée de vie de l'éolienne ?

Les nuisances :

1°) Quelle organisation indépendante a vérifié que le bruit ne gênerait en rien quelle que soit la distance ?

2°) Quel organisme indépendant assure que la santé et celle de ses enfants ne serait pas en danger ?

3°) Quel organisme indépendant assure qu'il n'y aurait aucun effet stroboscopique ?

4°) Quel organisme indépendant assure que la faune ne serait pas perturbée ?

5°) Si un jour ma fille souhaitait louer ses terres à des chasseurs, seraient-ils aussi intéressés du fait de l'implantation d'une ou plusieurs éoliennes ?

Espérant que vous pourrez répondre rapidement à toutes les questions qu'elle se pose, je vous prie de croire, Monsieur le Commissaire Enquêteur, à mes sentiments très respectueux

Philippe de Chastellux

Isabelle de WAZIERS

Vice-présidente du Conseil
départemental de la Somme
Conseillère départementale du
canton de Poix-de-Picardie
Maire de Lignières en Vimeu

Le 13 décembre 2018

Objet : Enquête publique concernant le projet des Havettes (Aumâtre, Cannesières, Fontaine-le-sec)

Monsieur le Commissaire Enquêteur,

Je me suis déplacée le 24 novembre dernier à Cannesières pour une de vos permanences en tant que commissaire enquêteur. En arrivant je vous ai salué ainsi que Monsieur de Metz qui était là, que je connaissais et qui feuilletait les différents dossiers mis à sa disposition. Nous avons eu l'audace de parler ensemble du projet et vous nous avez, de façon péremptoire, interdit d'échanger. Vous seul aviez le droit de répondre aux questions.

Vous vous êtes plaint d'être obligé de tenir une permanence dans une mairie si petite qui pourtant vient d'être complètement refaite et a tout le confort. J'ai trouvé cela particulièrement méprisant pour des maires de petites communes.

Le premier adjoint de la commune Mr Foulny est entré, s'est présenté en précisant sa fonction, il a commencé à parler avec Monsieur de Metz qu'il ne connaissait pas et, comme il vous l'a expliqué, il croyait qu'il tenait la permanence avec vous. Vous l'avez réprimandé d'avoir osé discuter avec quelqu'un d'autre que vous et vous avez exigé qu'il sorte. Vous l'avez profondément blessé d'autant plus que cela se passait devant témoins.

Cet accueil était particulièrement désagréable et n'était absolument pas conforme à la retenue, à l'écoute et surtout la neutralité dont vous devriez faire preuve dans l'exercice de vos fonctions de commissaire enquêteur.

.../...

CONSEIL DEPARTEMENTAL DE LA SOMME

Dans le cadre de cette enquête publique, je tenais à vous informer de mon avis très défavorable à l'implantation de nouvelles éoliennes sur les communes d'Aumâtre, Cannessières et Fontaine-le-Sec, vous trouverez ci-dessous mes remarques :

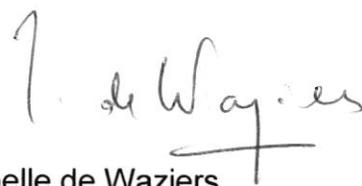
1. Le département de la Somme a largement contribué à l'implantation d'éoliennes bien au delà de l'engagement pris par la France pour ce département dans le cadre de la transition énergétique. Ce nouveau projet engendre un phénomène de saturation évident au vu de tous les parcs existants et les parcs en projet dans ce territoire. C'est donc à nouveau le cadre de vie des habitants qui sera affecté.
2. Dans les documents présentés, les éoliennes du parc des Aquettes entre Allery Vergies et Heucourt (8 éoliennes), pour lesquelles le commissaire enquêteur a donné, il y a quelques mois, un avis favorable n'étaient pas signalées. Or vous ne pouviez pas l'ignorer puisque vous étiez également le commissaire enquêteur de ce projet. Est-ce normal, que ce soit le même commissaire enquêteur qui instruit plusieurs projets d'un même territoire ?
3. Ce projet se situe dans une de ces vallées vertes qui font le charme et la beauté de notre territoire qualifié souvent de « remarquable » et que je connais bien puisque je suis maire d'une commune limitrophe, Lignièrès en Vimeu. Nous sommes déjà cernés par un très grand nombre d'éoliennes. Actuellement nous sommes en pleine élaboration d'un PLUi où le volet tourisme a été identifié comme un pôle de développement important de notre territoire, les conséquences de l'implantation de nouvelles éoliennes va en diminuer considérablement l'attractivité.
4. L'église d'Aumâtre dont les fondations datent du XIIème siècle est classée au titre des monuments historiques et l'implantation d'éoliennes de plus de 160 mètres dans cette commune devrait être impossible puisque contraire aux directives en matière de préservation du patrimoine protégé. Les études d'impact visuel des parcs éoliens déjà implantés dans notre territoire ont révélé des nuisances visuelles et sonores beaucoup plus importantes que celles présentées dans les rapports initiaux (le parc implanté à Fresnoy-Andainville, Andainville, Arguel,... est visible sur un périmètre beaucoup plus important que celui défini dans l'étude, à Lignièrès en Vimeu par exemple, sans parler des éoliennes de Montagne-Fayel (les reportages télévisuels ont choqué de très nombreux téléspectateurs) et les nuisances sonores constatées par les habitants de Fresnoy-Andainville sont très importantes et n'avaient pas été anticipées.
5. Comment peut-on expliquer que le maire d'Aumâtre ait des refus de construire par la DDTM au motif de la sauvegarde des terres agricoles, même sur des parcelles situées au cœur de son agglomération et que personne ne s'inquiète de l'emprise des éoliennes et des chemins d'accès sur les terres agricoles ?

CONSEIL DEPARTEMENTAL DE LA SOMME

6. Par ailleurs l'artificialisation des terres pose également question. Les premières éoliennes installées il y a 10 ans sont déjà obsolètes (pour un développement durable, on s'interroge...) et l'implantation d'éoliennes de nouvelle génération plus puissantes ne se fera pas sur les anciennes bases de béton (qui ne seront pas retirées mais seulement recouvertes de terre qui n'aura jamais la qualité des terres picardes originales) mais à côté contribuant à une augmentation de l'artificialisation des terres.

En conclusion, je souhaite que ce projet n'aboutisse pas. Si ce projet voyait le jour, je ne pourrai que regretter ce nouveau massacre des paysages, l'altération du cadre de vie de nos concitoyens, l'impact négatif sur le patrimoine protégé, sans parler des nombreux autres aspects négatifs de ces implantations dont vous avez naturellement eu connaissance par ailleurs.

Je souhaite, monsieur le Commissaire Enquêteur, que vous preniez en considération mes remarques, pour donner un avis défavorable à ce projet



Isabelle de Waziers

Jean-Yves Haberer
Château de Selipicourt
80640 Hornoy le Bourg
tel. 03 22 30 61 22

Lettre 1
Fontaine le Sec
le 8/12/18

24 novembre 2018

Monsieur le Commissaire-Enquêteur

Voici mon opinion, entièrement défavorable,
au sujet des parcs éoliens

- Au maître-Cannessières (4 éoliennes)
- Au maître-Fontaine le Sec (4 éoliennes)

1. Avec des éoliennes de 178,5 m de haut, ces pittoresques villages perdraient leur charme sévèrement endommagé, à l'image d'Andainville, La maronde, Montagne-Fayel, etc... Car le pays est plat et la nuisance visuelle maximale.

2. La nuisance visuelle nocturne, avec ses clignotements rouges, est particulièrement stressante et ressemble à celle d'une usine.

3. Les éoliennes éloignent le gibier, les oiseaux et détonnent la biodiversité sur un vaste territoire.

4. Les habitants des zones éoliennes déjà installées témoignent des troubles électromagnétiques qui affectent leurs télévisions et leurs téléphones portables.

5. Je vous recommande vivement la lecture et la prise en considération de la lettre, en date du 14 mai 2018, adressée au Ministre de la Transition Ecologique et solidaire par les élus de la Somme pour réclamer un moratoire immédiat des projets éoliens dans le département. Trop, c'est trop. Il faut savoir arrêter. La Somme a fait beaucoup plus que son devoir, si devait il y a.

6. Bien que ma commune ne soit pas mentionnée dans le périmètre de l'enquête publique, je vous signale que le promoteur éolien m'a demandé

de recevoir un photographe chargé de préparer
les photomontages permettant d'évaluer la nuisance
visuelle susceptible d'affecter, en direction de
l'ouest, la perspective centrale, actuellement uterger,
de mon parc et des jardins à la française, l'un
et les autres étant classés monument historique à
l'égal du château. J'ai reçu ce photographe le
mardi 10 octobre qui a pris 4 photos panoramiques
~~de~~ partir des endroits sensibles que je lui ai
désignés.

Je n'ai eu aucune information en retour
sur les photomontages réalisés dans la perspective
axiale de ma propriété, ce qui me fait soupçonner
le pire.

Veuillez agréer, Monsieur le Commissaire-
Enquêteur, l'expression de ma meilleure courtoisie.

J. H. H. H.

Lethe
39 pages

Demande d'autorisation unique en vue d'exploiter un parc éolien comprenant quatre aérogénérateurs et un poste de livraison sur le territoire des communes d'AUMÂTRE et FONTAINE-LE-SEC par la SARL SEPE Les Mottes

**Observations à l'enquête publique pour le compte de Monsieur Jean-Paul Bignon,
Maire de la commune de Bermesnil**

Dépôt le 19 décembre 2018 à Fontaine-le-Sec

Le projet de parc éolien porté par la SARL SEPE Les Mottes portera atteinte de manière forte et irréversible à la biodiversité sur un territoire qui a d'ores et déjà largement contribué au développement de l'énergie éolienne.

Vous noterez, dans les développements qui suivent, que le projet de parc éolien se situe en plein milieu du dernier corridor écologique disponible pour le déplacement de la faune entre la vallée du Liger et la vallée de la Somme et ce, dans une zone de 40 kilomètres autour du projet¹. Cela aura pour conséquence d'appauvrir considérablement le territoire en matière de biodiversité, ce qui va bien évidemment à l'encontre des objectifs souhaités par notre Société relayés par le législateur au sein de la loi pour la reconquête de la biodiversité².

Nous vous démontrerons, de surcroît, que cette atteinte n'est absolument pas justifiée par les besoins en énergie éolienne terrestre dans le département de la Somme qui remplit, à lui seul, près de 11% des objectifs fixés par la France pour 2023³.

I- UNE ATTEINTE FORTE ET IRREVERSIBLE A LA BIODIVERSITE

A- L'étude de la situation géographique du projet de parc éolien

En premier lieu, le projet de parc éolien se situe dans un environnement vallonné de grande culture ponctué de bois, bosquets, prairies et thalwegs. Le reportage photographique ci-joint réalisé par la société EACM, le 7 décembre 2018, en atteste. Et ce point est confirmé par l'Autorité environnementale dans son avis, à la page 10 :

« Le site d'implantation est un secteur de grandes cultures. Le périmètre au contact, à proximité et entre les éoliennes, est ponctué de quelques petites parcelles en prairie pâturée ou en friche, ainsi que de petits espaces boisés très dispersés, d'arbres naturels ou de plantations, de haies et de ronciers, fourrés (représentant 1,5 % de la surface de la zone d'étude rapprochée) et aussi de complexes d'habitats fortement attractifs pour les chiroptères (zones de rassemblement potentiel de chasse et de transit).

Il est bien précisé, en page 109 de l'étude d'impact, que le site comprend 3 vallons : « *Fond des Longues Raies, Fond d'Aumâtre et Vallon de Oisemont Pentes faibles sur le sud de la zone mais atteignant 12% dans les vallons* ». Par comparaison, la pente moyenne de la montée de l'Alpe d'Huez est de 7.78% et celle du Tourmalet de 7.39%.

¹ Cette zone de 40 kilomètres est représentée sur une carte figurant en annexe 4 de la réponse faite à l'avis de l'Autorité environnementale.

² Loi n° 2016-1087 du 8 août 2016 pour la reconquête de la biodiversité, de la nature et des paysages précise que « le principe d'action préventive et de correction, par priorité à la source, des atteintes à l'environnement (...) doit viser un objectif d'absence de perte nette de biodiversité, voire tendre vers un gain de biodiversité » ;

³ L'arrêté du 24 avril 2016 relatif aux objectifs de développement des énergies renouvelables fixe un objectif pour l'énergie éolienne terrestre au 31 décembre 2023 de 21 800 MW. Le département de la Somme totalise à lui seul 2177 MW installés ainsi qu'il résulte de la note sur l'analyse du développement de l'éolien terrestre dans la région Hauts-de-France rédigée par la DREAL Hauts-de-France, avril 2018.

En second lieu, le projet de parc se situe à proximité immédiate de plusieurs sites à enjeux pour la biodiversité :

1. *Site Natural 2000 « Vallée de la Bresle »*
A 4 kilomètres à l'Ouest du projet de parc, se situe le site Natura 2000 zone spéciale de conservation « vallée de la Bresle » avec notamment, la présence de 7 typologies d'habitats naturels et de 4 espèces de chiroptères (Murin de Bechstein, Murin à oreilles échanquées, Grand Murin et Grand Rhinolophe).
2. *ZNIEFF « Vallée du Liger »*
A moins de 3 kilomètres au Sud du projet de parc, se situe la Vallée du Liger, qui correspond à une zone naturelle d'intérêt écologique, faunistique et floristique (ZNIEFF) de type I dont le rédacteur de l'étude d'impact rappelle quelques caractéristiques principales en page 56 : « Attenante à la vallée de la Bresle, au niveau de Sénarpont, la vallée du Liger comprend plusieurs milieux d'intérêts écologique et paysager élevés : des pelouses calcicoles, des bois de pente, des prairies humides relictuelles en fond de vallée, des secteurs bocagers (prairies mésophiles pâturées, vergers, haies) et le lit mineur du Liger. Important corridor écologique accueillant des milieux et des espèces remarquables pour la Picardie: la nidification du Faucon hobereau et de la Chevêche d'Athéna ; la présence du Grand Rhinolophe, du Murin de Beschtein, du Grand Murin et du Murin à oreilles échanquées. »
3. *ZNIEFF « Bois de la Fraude à Wiry-au-Mont et cavité souterraine »*
A environ 2 kilomètres à l'Est se situe la zone naturelle d'intérêt écologique, faunistique et floristique (ZNIEFF) de type I « Bois de la Fraude à Wiry-au-Mont et cavité souterraine ».

En dernier lieu, le projet de parc se situe à équidistance entre la vallée d'Alléry au Nord et la vallée du Liger au Sud. Plus au Nord, se situe la vallée de la Somme.

B- Les conséquences : la disparition de la faune

Les bosquets, les haies, les thalwegs, les lisières, les friches, les prairies associés à un environnement vallonné constituent des habitats naturels pour la faune.

Ces habitats naturels sont communément appelés réservoirs de biodiversité en tant qu'ils offrent aux espèces des conditions favorables à leur déplacement et à l'accomplissement de leur cycle de vie.

Les connexions entre les réservoirs de biodiversité sont assurées par des continuités écologiques appelés « corridors ou couloirs écologiques ».

Or, comme précisé par Monsieur Vincent Vignon dans sa note du 7 décembre 2018⁴ dont une copie est demeurée ci-jointe, le projet de parc éolien est « positionné au milieu du couloir qui subsiste entre les parcs déjà en service. »

En effet, au cas présent, le couloir qui relie la vallée du Liger à la vallée de la Somme en passant par la vallée d'Allery, d'une largeur de plus de 5 kilomètres, est le seul encore fonctionnel dans la zone des 40 kilomètres de diamètre qui s'étend de Feuquières-en-Vimeu à Hornoy.

La présence d'un parc éolien en plein milieu de ce corridor aurait nécessairement pour conséquence d'appauvrir la zone d'un point de vue écologique. En effet, les éoliennes bloqueront, de fait, le passage de la faune qui aura tendance à fuir le territoire n'ayant pas d'alternative pour son déplacement.

⁴ O.G.E. (V. Vignon), le 7 décembre 2018. Note concernant les insuffisances de l'étude d'impact pour le projet éolien SEPE les Havelles sur les communes de Cannesières et Aumiâtre (80)

Les sites à enjeux ci-dessus décrits s'en trouveront par conséquent isolés, notamment le Bois de la Faude, et perdront ainsi leur vocation écologique.

L'étude du cas particulier des chiroptères permet de s'en convaincre.

C- Le cas particulier des chiroptères

L'impact des éoliennes sur les chiroptères est différent selon les espèces :

- la mortalité par collision ;
- l'effet repoussoir des éoliennes.

Cumulés, ces impacts sont significatifs.

Or, si l'étude d'impact réalisé pour le projet traite de la mortalité des chiroptères, elle n'envisage aucune mesure ERCAS (éviter, réduire, compenser, accompagner et suivre) acceptable ni même la question de l'effet repoussoir des éoliennes.

Pourtant, l'étude d'impact met en évidence la présence au droit de la zone pressentie d'espèces peu sensibles par mortalité mais significativement impactées par les éoliennes, à savoir : Grand Murin et Murin à oreilles échancrées, espèces patrimoniales au niveau européen et oreillard gris, espèce patrimoniale au niveau régional.

Il ressort, par ailleurs, de la carte n° 53 page 134 de l'étude d'impact que les éoliennes sont toutes à moins de mille mètres d'habitats naturels. Trois (éoliennes E02, E05 et E08) sont à moins de 200 mètres.

Ce dernier point a été relevé par l'autorité environnementale à la page 10 de son avis :

« Le site d'implantation est un secteur de grandes cultures. Le périmètre au contact, à proximité et entre les éoliennes, est ponctué de quelques petites parcelles en prairie pâturée ou en friche, ainsi que de petits espaces boisés très dispersés, d'arbres naturels ou de plantations, de haies et de ronciers, fourrés (représentant 1,5 % de la surface de la zone d'étude rapprochée) et aussi de complexes d'habitats fortement attractifs pour les chiroptères (zones de rassemblement potentiel de chasse et de transit). Il en va de même, dans et autour des bourgs environnants. La pointe de pale passerait à moins de 70 m de bosquets des Havettes pour l'éolienne E8, à moins de 200 m de rideaux connectés à des habitats pour l'éolienne E5 et à moins de 100 m en bout de pale d'une parcelle comportant quelques arbres, pour l'éolienne E2. »

Monsieur Kévin Barré a pourtant mis en évidence dans son étude consacrée à l'impact de l'éolien sur la biodiversité en milieu agricole⁵ « un fort impact négatif de la présence d'éoliennes sur la fréquentation des haies par les chiroptères jusqu'à une distance minimale de 1000 m autour de l'éolienne, engendrant ainsi d'importantes pertes d'habitats. »

Un extrait de l'article 2 intégré à cette thèse intitulé « *Impact of wind turbines on bat activity: an omitted long-distance concern leading to high loss of habitat use* » est ci-après repris :
« *This implies concentrating wind energy in less sensitive areas for bats, far from wooded edges at more than 1000 m. Reflections should be conducted on planning of wind energy establishment and on the place of bats in the aim of conciliating agricultural and energy production.* »⁶

Monsieur Kévin Barré conclut que la recommandation européenne d'implantation des éoliennes à plus de 200 m de toutes lisières arborées publiée en 2008 par EUROBATS est fortement insuffisante.
Notons qu'elle n'est pas respectée par le porteur de projet.

⁵ Kévin Barré « Mesurer et compenser l'impact de l'éolien sur la biodiversité en milieu agricole », thèse de doctorat en Ecologie, sous la direction de Romain Julliard, Christian Kerbiriou et de Isabelle Le Viol, École doctorale Sciences de la nature et de l'Homme, Évolution et écologie (Paris), 2017

⁶ Traduction proposée : « Cela implique de concentrer l'énergie éolienne dans les zones les moins sensibles aux chiroptères, loin des haies boisées, à au moins 1000 mètres. Des réflexions devraient être menées sur le projet des acteurs de l'industrie éolienne et sur la place des chiroptères dans le but de concilier l'agriculture et la production d'énergie. »

Il résulte de ce qui précède et de l'implantation projetée des éoliennes à moins de 1000 mètres d'une lisière, d'un bosquet ou d'un arbre, que le parc éolien aura un impact significatif sur la fréquentation des chiroptères qui désertent la zone des 40 kilomètres définie ci-dessus.

Enfin et si le porteur de projet n'a pas proposé de mesures ERCAS efficace, c'est parce qu'il nous semble impossible, pour toutes les raisons évoquées ci-dessus, d'imaginer et de construire des mesures efficaces de compensation à proximité du projet, la zone d'étude étant entourée de parcs éoliens.

Nous pouvons dès lors aisément conclure que le projet de parc aura pour conséquence une perte nette de biodiversité.

Cette perte de biodiversité ne nous semble pas justifiée.

II- UNE ATTEINTE NON JUSTIFIEE

La poursuite d'un intérêt général aurait pu si ce n'est légitimer, du moins expliquer l'atteinte faite à la biodiversité.

Or, il n'en est rien.

En effet, les objectifs fixés par le gouvernement en matière d'énergie éolienne terrestre ont été fixés à 15 000 MW au 31 décembre 2018.⁷

Or, au 31 décembre 2017, l'éolien terrestre fournit, en France, 13 559 MW⁸. Compte tenu des parcs éoliens autorisés depuis le 1^{er} janvier 2018, les objectifs sont, à ce jour, largement atteints.

Quant aux objectifs fixés pour 2023⁹, nous pouvons constater à la lecture des résultats d'un calcul simple que la zone des 40 kilomètres définie ci-dessus les a très largement atteints.

En effet, le dossier déposé par le porteur de projet fait état, en juillet 2016 et dans un périmètre de 10 kilomètres, de 48 éoliennes déjà construites, de 9 déjà autorisées mais non encore construites ainsi que 4 autres en cours d'instruction.

Elles étaient à la même époque 184 à avoir été construites, 64 à avoir été autorisées mais non encore construites et 14 à être cours d'instruction dans un rayon de 20 km.

La situation a évolué depuis avec des parcs qui ont été construits ou autorisés et d'autres nouveaux projets à des stades divers d'instruction.

Si nous nous concentrons sur la zone des 40 kilomètres, elle regroupe un total sur zone de 306 éoliennes construites et autorisées sur une surface de 1256 km².

Si la France recevait partout sur son territoire la même densité d'éoliennes, et en prenant comme moyenne 2MW par éolienne, la puissance installée atteindrait 268 000 MW¹⁰ soit la moitié de ce qui est installé dans le monde entier et près de deux fois la puissance installée en Europe !

⁷ Cf arrêté du 24 avril 2016 relatif aux objectifs de développement des énergies renouvelables, supra

⁸ Source RTE – bilan électrique 2017

⁹ Cf arrêté du 24 avril 2016 relatif aux objectifs de développement des énergies renouvelables, supra

¹⁰ Puissance installée dans le monde à fin 2017 : 540 GW ; source : GWEC Global Wind 2017 Report | Global Status of Wind Power in 2017

Nous pouvons en conclure que la Picardie a fait plus que sa part du travail. Etant ici précisé que la Somme fait deux fois plus que l'Aisne et quatre fois plus que l'Oise.

Il n'y a, par conséquent, aucune urgence à construire un parc éolien de plus dans cette zone plus que mitée par les projets.

Pièces jointes :

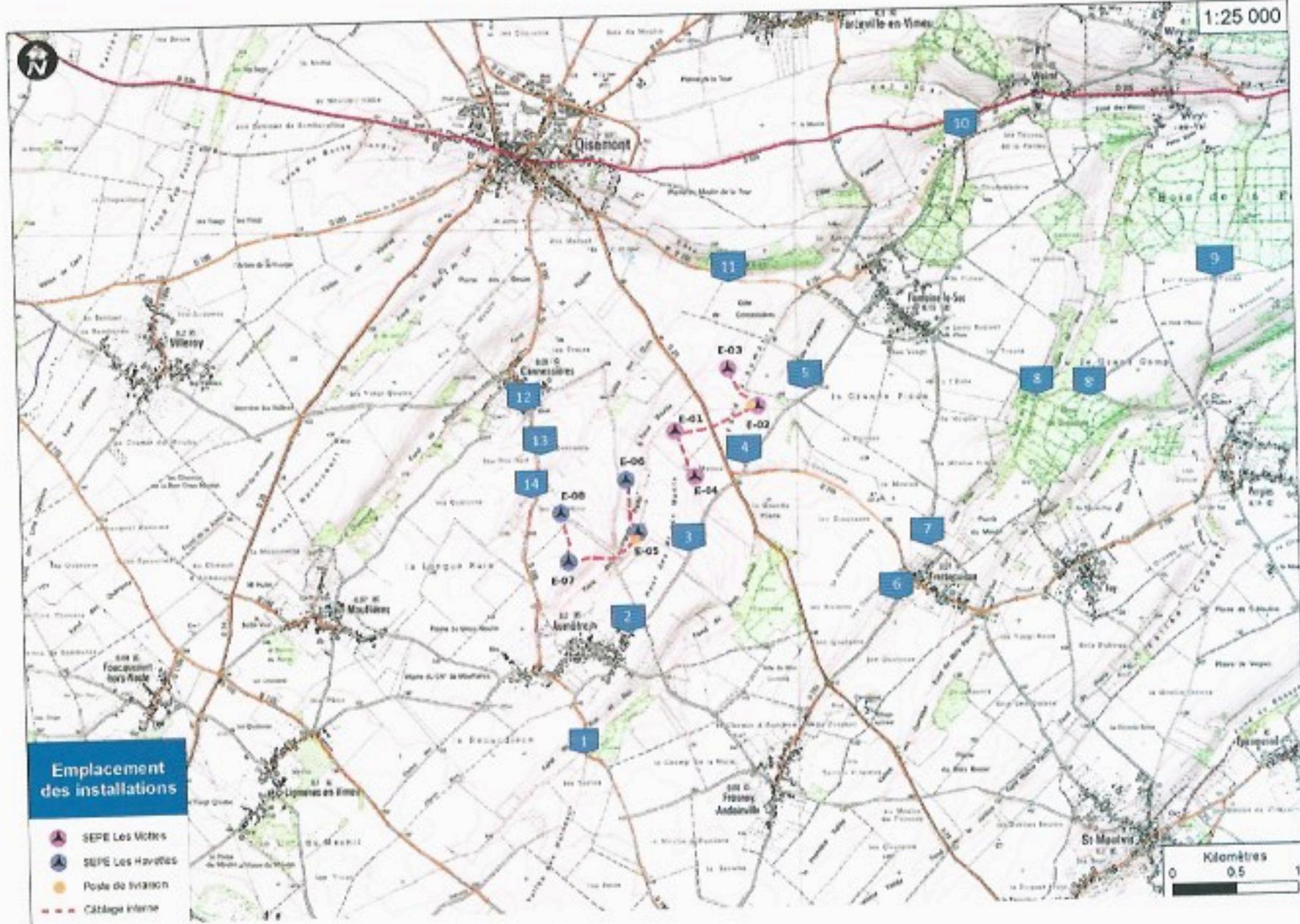
- reportage photographique ;
- note de Vincent Vignon, O.G.E. ;
- article de K. Barré et al., Biological Conservation 226 (2018) ;
- copie du courrier adressé le 13 décembre 2018 à Monsieur le Préfet de la Somme.

REPORTAGE PHOTOGRAPHIQUE

REALISE LE 7 DECEMBRE 2018

**Projet de parcs éoliens
Les Havettes – Les Mottes**

1:25 000



**Emplacement
des installations**

-  SEPE Les Mottes
-  SEPE Les Havettes
-  Poste de livraison
-  Câblage interne

Kilomètres
0 0.5 1

- 1 D 195 – en limite du Bois Frenet – à 700 m de l'Eglise d'Aumâtre
- 2 Village d'Aumâtre – rue de Fontaine-le-Sec
- 3 Sortie du village d'Aumâtre en direction de Fontaine-le-Sec
- 4 Carrefour rue de Fontaine-le-Sec et D29
- 5 Rue de Fontaine-le-Sec – après le carrefour, en direction du village
- 6 Entrée du village de Frettecuisse par le Sud Ouest
- 7 Sortie du village de Frettecuisse par le Nord Est
- 8 Bois de Blenfos
- 9 Entrée du Bois de la Faude par le Sud
- 10 Le long du Bois de Fontaine
- 11 Le long de la Côte d'Oisemont
- 12 Sortie du village de Cannessières
- 13 D 195 entre Cannessières et Aumâtre
- 14 D 195 entre Cannessières et Aumâtre – alignement de peupliers
- 15 Eglise d'Aumâtre



Vue Sud



Vue Sud Ouest



Vue Sud Est



Vue Nord Ouest – en direction d'Aumâtre



Prairie à l'Est de la route – en direction d'Aumâtre



Vue Ouest - verger



Vue Nord Est



Vue Sud Ouest – vers le village



Vue Sud Est – Bois Ducrocq



Vue Nord Est – emplacement des éoliennes E01 E04



Vue Sud Est – autre côté de la route par rapport à l'emplacement des éoliennes
Parc éolien d'Argüel au fond



Vue Nord Est – en direction de la D29 – éoliennes sur la gauche

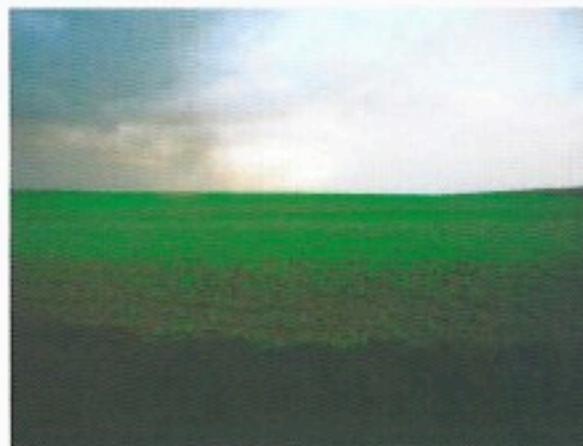


Vue Nord et Nord Ouest – emplacement des éoliennes E05 à E08





Vue Ouest – vers la D 29 et Gisemont
Emplacement des éoliennes E01 et E04 en second plan au-delà de la D 29



Vue Sud Est – vers Fretteculisse



Vue Ouest – vers la D 29



Vue Nord – emplacement des éoliennes E02 et E03



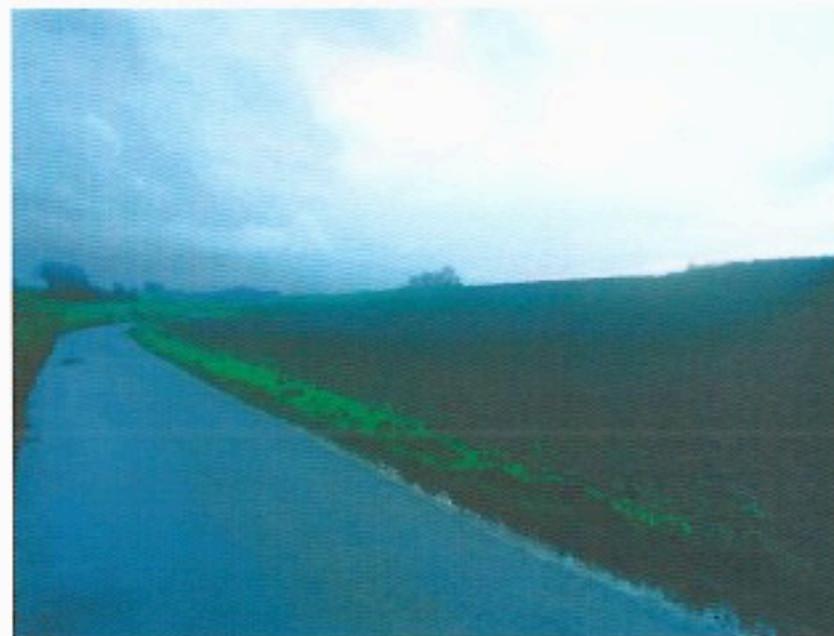
Vue Nord Est – en direction de Fontaine-le-Sec



Vue Ouest – vers la D 29 et Oisemont
Emplacement des éoliennes E01 et E04 en second plan au-delà de la D 29



Vue Nord Est - Entrée de Frettecuisse



Vue Sud Ouest – vers Fresnoy-Andainville



Vue Nord Est - Sortie de Frettecuisse – en direction du Bois de Bienfics



Vue Nord Ouest - Sortie de Frettecuisse – en direction d'Oisemont

8



Vue Nord Est – en direction du Bois de la Faude

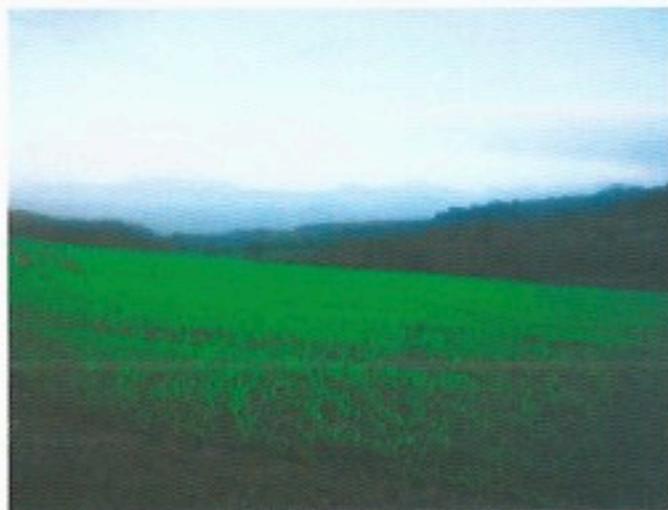


Vue Sud Ouest – en direction de Fretteculisse

8'



Vues Sud Ouest – Bois de Bienflas



Vues Est et Ouest - Bois de la Faude en arrière-plan



Vues Nord Est – en direction de la D 936



Vue Sud Est – en direction de Fontaine-le-Sec



Vue Sud – Côte d'Oisemont



Vue Nord – Côte d'Oisemont



Sortie du village de Cannessières en direction d'Aumâtre



Vue Sud – entre Cannessières et Aumâtre



Vue Nord – entre Cannessières et Aumâtre



Vue Est – zone d'implantation des éoliennes



Vue Sud Ouest – entre Cannésières et Aumâtre
Alignement de peupliers



Vue Nord – entre Cannésières et Aumâtre
Allée de peupliers



Vue Sud – entre Cannésières et Aumâtre
Allée de peupliers



Eglise d'Aumâtre

**NOTE CONCERNANT DES INSUFFISANCES DE L'ÉTUDE D'IMPACT
POUR LE PROJET ÉOLIEN SEPE LES HAVETTES SUR LES
COMMUNES DE CANNESSIÈRES ET AUMÂTRE (80)**



Office de Génie Écologique
5, boulevard de Créteil
94100 Saint-Maur-des-Fossés
Tél. (33) 1 42 83 21 21
Fax (33) 1 42 83 92 13
contact@oge.fr

7 décembre 2018

1 CONTEXTE ET OBJET DE CETTE NOTE D'EXPERTISE

Un projet éolien est envisagé par la Communauté de Communes de la Région de Oisemont. Il est situé en Picardie, sur le plateau du Vimeu, au sud de la commune d'Oisemont.

Le projet qui comprend 8 éoliennes est organisé en deux groupes de 4 éoliennes chacun : le projet des Mottes et le projet des Havettes. Une étude d'impact de ce projet a été réalisée en juillet 2018.

Cette note porte sur des manques identifiés de l'étude d'impact, notamment les impacts sur les continuités écologiques.

2 LES ÉOLIENNES SONT POSITIONNÉES SUR UNE CONTINUITÉ ÉCOLOGIQUE

Des continuités écologiques traversent le plateau Picard entre la vallée du Liger, affluent de la Bresle, et la vallée d'Allery au nord entre Oisemont et Airaines (carte page 3), continuités écologiques qui se poursuivent ensuite vers la vallée de la Somme aux environs de Pont-Rémy (carte page 4). *Le nouveau parc éolien est positionné au milieu du couloir qui subsiste entre les parcs déjà en service* (carte page 4).

Ces continuités écologiques sont matérialisées par des habitats naturels tels que des bosquets, des haies, des fourrés, des ronciers, des friches, des prairies... Ces biotopes sont utilisés par la faune (insectes, amphibiens, reptiles, oiseaux, mammifères terrestres, chiroptères etc...) pour vivre ou se déplacer.

Il faut signaler que cette partie du plateau Picard comporte des éléments de continuités écologiques fragilisés par l'agriculture intensive et indispensables pour les espèces qui vivent dans ces paysages.

3 LES CHIROPTÈRES ÉVITENT LES ÉOLIENNES JUSQU'À AU MOINS 1KM

Barré et al. (2018), a mis en évidence un **fort effet négatif des éoliennes sur l'activité des chiroptères** (espèces de type glaneuse, volant près du sol ou espèces qui volent haut) et ceci dans un rayon d'au moins 1 km. Les espèces de chiroptères volant en dessous du niveau des pales des éoliennes ont, jusqu'à présent, été peu prises en compte dans les études environnementales pour l'implantation de parcs éoliens en raison du faible risque de collision.

Cette étude récente a mesuré l'activité des chiroptères autour de sur 151 éoliennes du nord-ouest de la France.

Une diminution importante de l'activité a été constatée dans un rayon d'au moins 1 000 m autour des éoliennes pour les guildes d'espèces qui volent en hauteur et celles qui volent près du sol (une diminution respectivement de **19,6%** et **53,8%**. Dans les paysages étudiés, cela représente respectivement **145 et 397 km de haies abandonnées**.

Les 151 turbines étudiées représentent 16,6% du nombre total (909) des éoliennes situées dans le nord-ouest de la France. Ainsi, par extrapolation, la longueur totale des haies abandonnées par les chauves-souris à cette échelle serait respectivement de **872 et 2390 km** pour ces deux guildes d'espèces.

Les espèces identifiées dans cette étude impactée par les éoliennes et se retrouvant au sein de la zone d'étude sont, des murins *Myotis spp.*, la **Noctule de Leisler** *Nyctalus leisleri*, la **Pipistrelle commune** *Pipistrellus pipistrellus* et des oreillards *Plecotus spp.*

Il faut noter la richesse du peuplement de chiroptères relevé sur le site d'implantation et le caractère exceptionnel du peuplement de chiroptères de la vallée de la Bresle comprenant notamment 4 espèces remarquables : **Grand Rhinolophe** *Rhinolophus ferrumequinum*, **Murin de Beschtein** *Myotis Beichsteinii*, **du Grand Murin** *Myotis myotis* et **du Murin à oreilles échanquées** *Myotis emarginatus*. Ces quatre espèces sont inscrites en annexe II de la directive Habitats et sont déterminantes Znieff.

4 UN IMPACT GLOBAL SUR LA FAUNE QUI SE DÉPLACE PAR VOIE AÉRIENNE

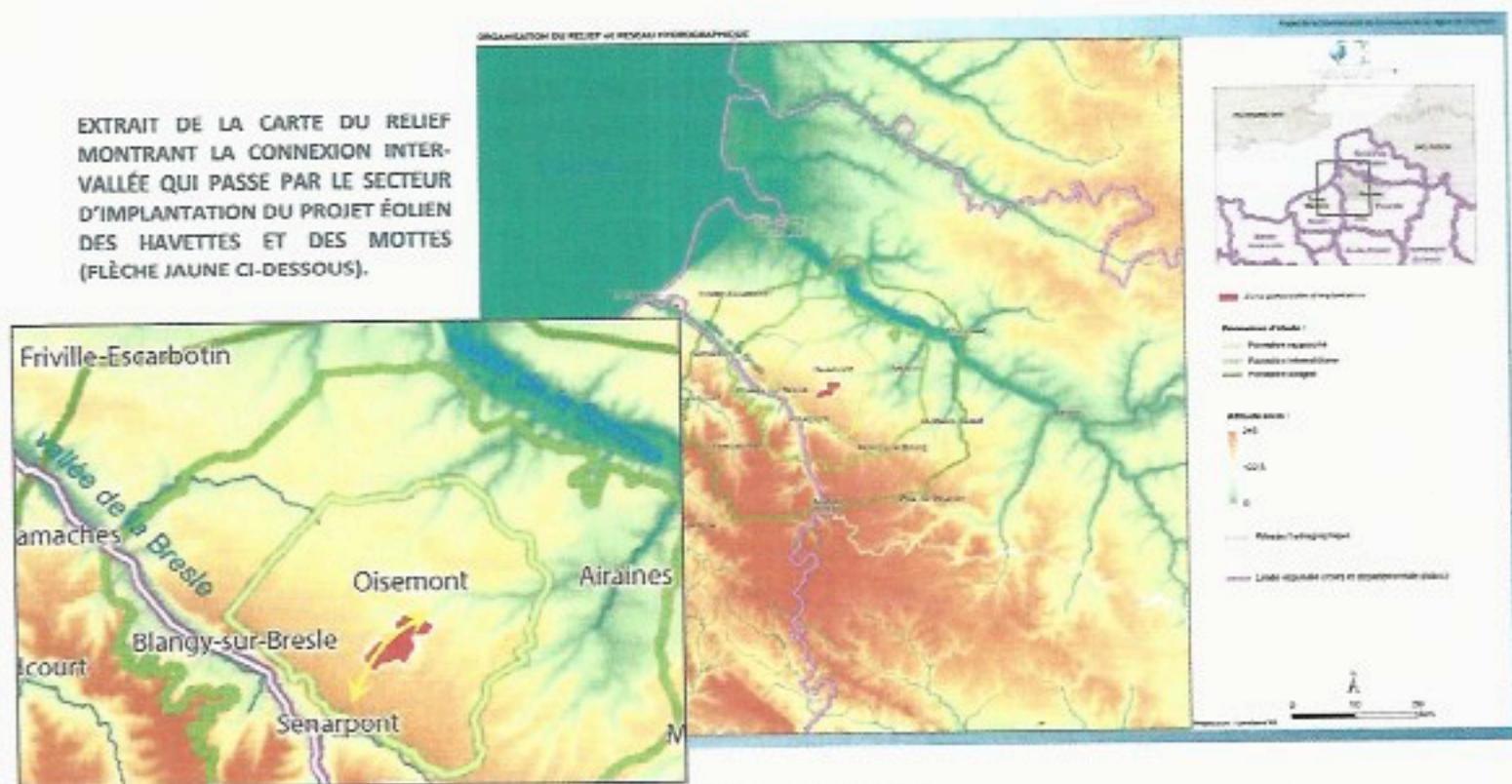
Des éoliennes sont particulièrement proches des habitats utilisés par les chiroptères : moins de 70 m des bosquets des Havettes pour l'éolienne E8, à moins de 200 m de rideaux connectés à des habitats pour l'éolienne E5 et à moins de 100 m en bout de pale d'une parcelle comportant quelques arbres, pour l'éolienne E2 (carte page 9).

Pourtant, l'étude d'impact a adopté un rayon d'impact de 250 m. Au vu des recherches récentes, ce rayon de 250m est très insuffisant. Il faut également noter que l'impact de perte d'habitats autour des éoliennes est supérieur pour les espèces qui volent à faible altitude alors que ces espèces ne sont donc pas menacées par les pales.

Nous avons donc un cumul majeur de deux types d'impacts : l'effet repoussoir des éoliennes sensible à plus d'un kilomètre et le risque de mortalité selon les espèces. Ainsi, presque toutes les espèces de chauves-souris sont impactées (il y a quelques espèces peu sensibles à cet effet repoussoir comme les Rhinolophes qui volent à faible hauteur ou les Sérotines communes, mais ces dernières se déplacent à hauteur de pales d'éoliennes...).

Aux impacts sur les chiroptères s'ajoute les impacts sur les oiseaux migrateurs qui ne trouvent plus de couloir exempt d'éoliennes autour du site d'implantation du projet des Havettes et des Mottes.

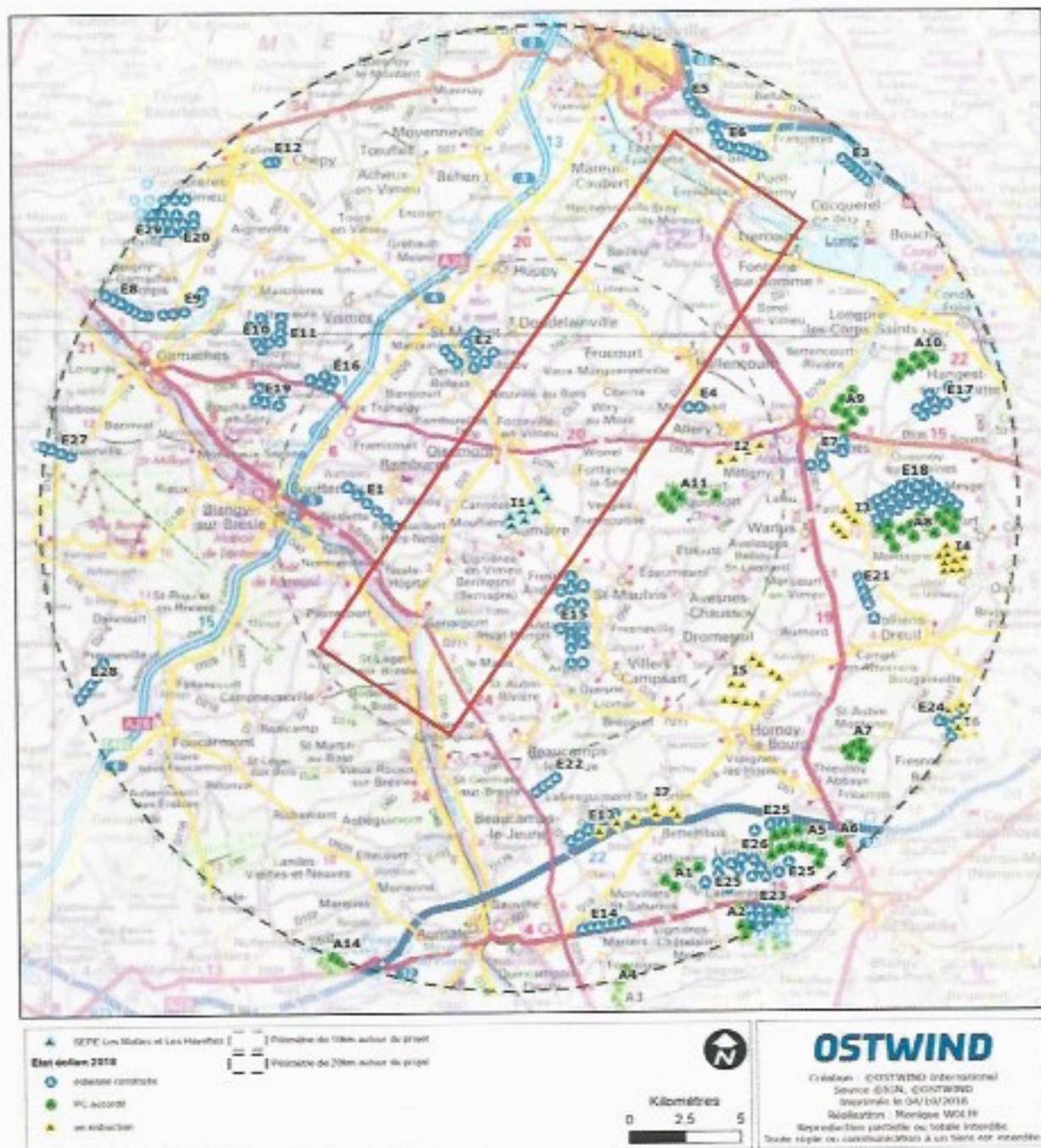
EXTRAIT DE LA CARTE DU RELIEF MONTRANT LA CONNEXION INTER-VALLÉE QUI PASSE PAR LE SECTEUR D'IMPLANTATION DU PROJET ÉOLIEN DES HAVETTES ET DES MOTTES (FLÈCHE JAUNE CI-DESSOUS).



Continuités écologiques portées par les vallées (source : étude d'impact, ETD, 2018)

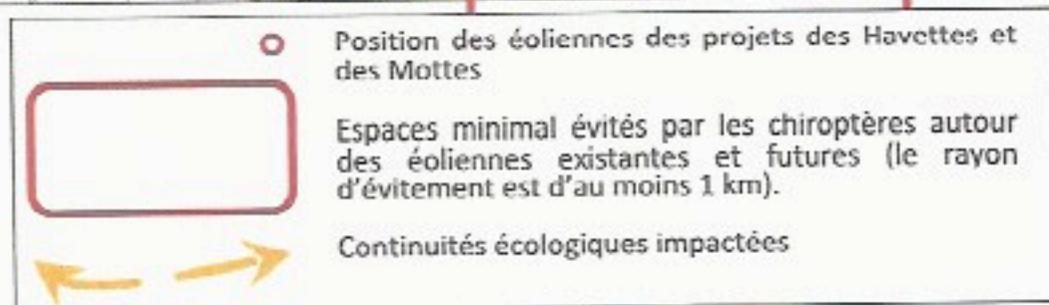
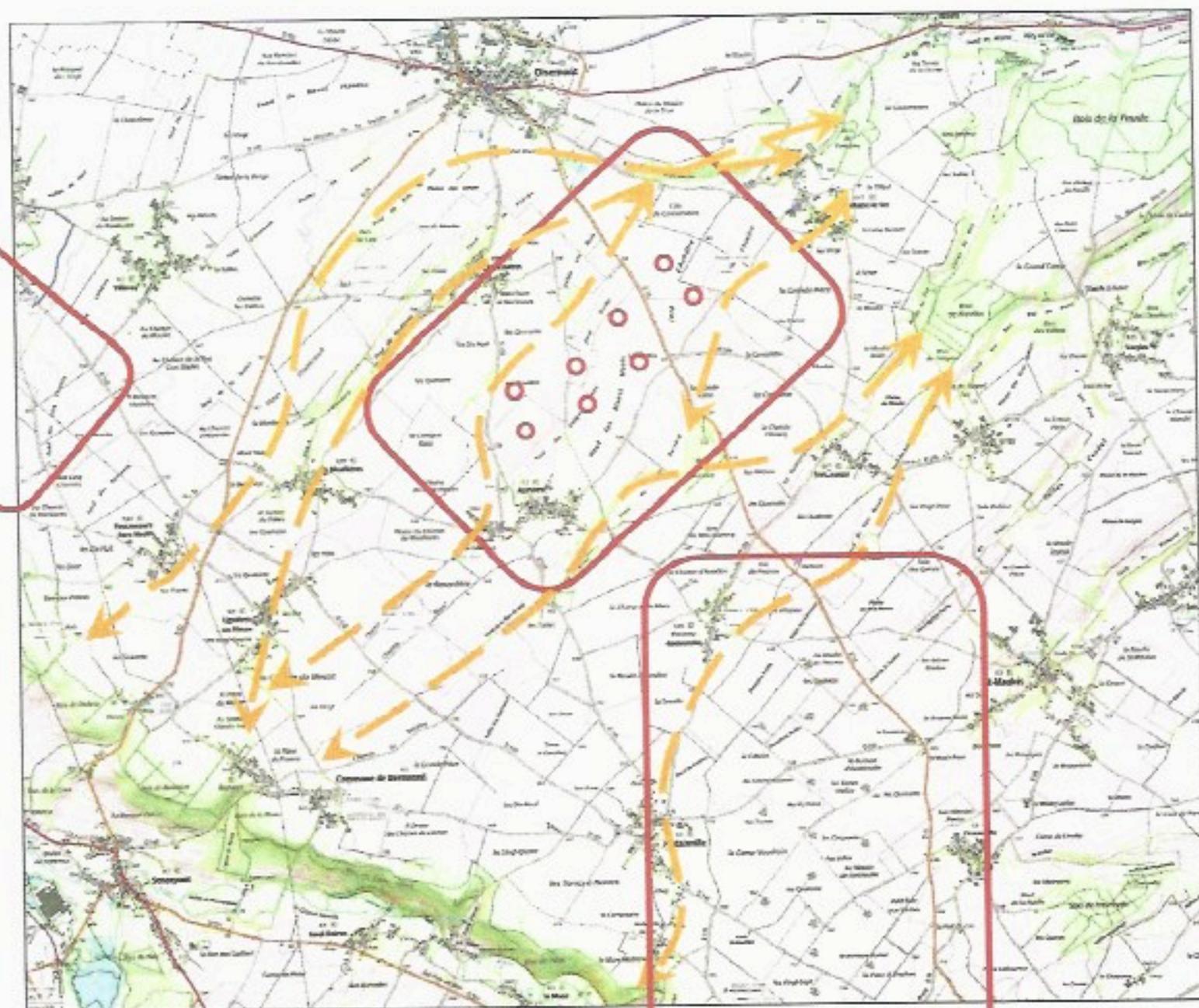
RÉPARTITION DES PROJETS ÉOLIEN A 20 KM AUTOUR DU PROJET DES HAVETTES ET DES MOTTES.

LE PROJET EST ENVISAGÉ DANS UN COULOIR QUI RESTAIT LIBRE ENTRE LES VALES DE LA BRESLE ET DE LA SOMME (RECTANGLE ROUGE CI-DESSOUS) : ESPACE DE LIBRE CIRCULATION POUR LES OISEAUX ET LES CHIROPTÈRES À GRANDS RAYONS D'ACTION OU MIGRATEURS.



Carte extraite des documents mis à disposition pour l'enquête publique (Ostwind, 2018)

SELON LA THÈSE DE KEVIN BARRÉ (2018), L'ÉVITEMENT DES ÉOLIENNES JUSQU'À AU MOINS 1 KM PAR LES CHIROPTÈRES ENTRAÎNE UNE PERTE DE FONCTIONNALITÉ DES CONTINUITÉS ÉCOLOGIQUES POUR CE GROUPE À TRÈS FORT ENJEUX ENTRE LES VALLÉES DU LIGER ET D'ALLERY

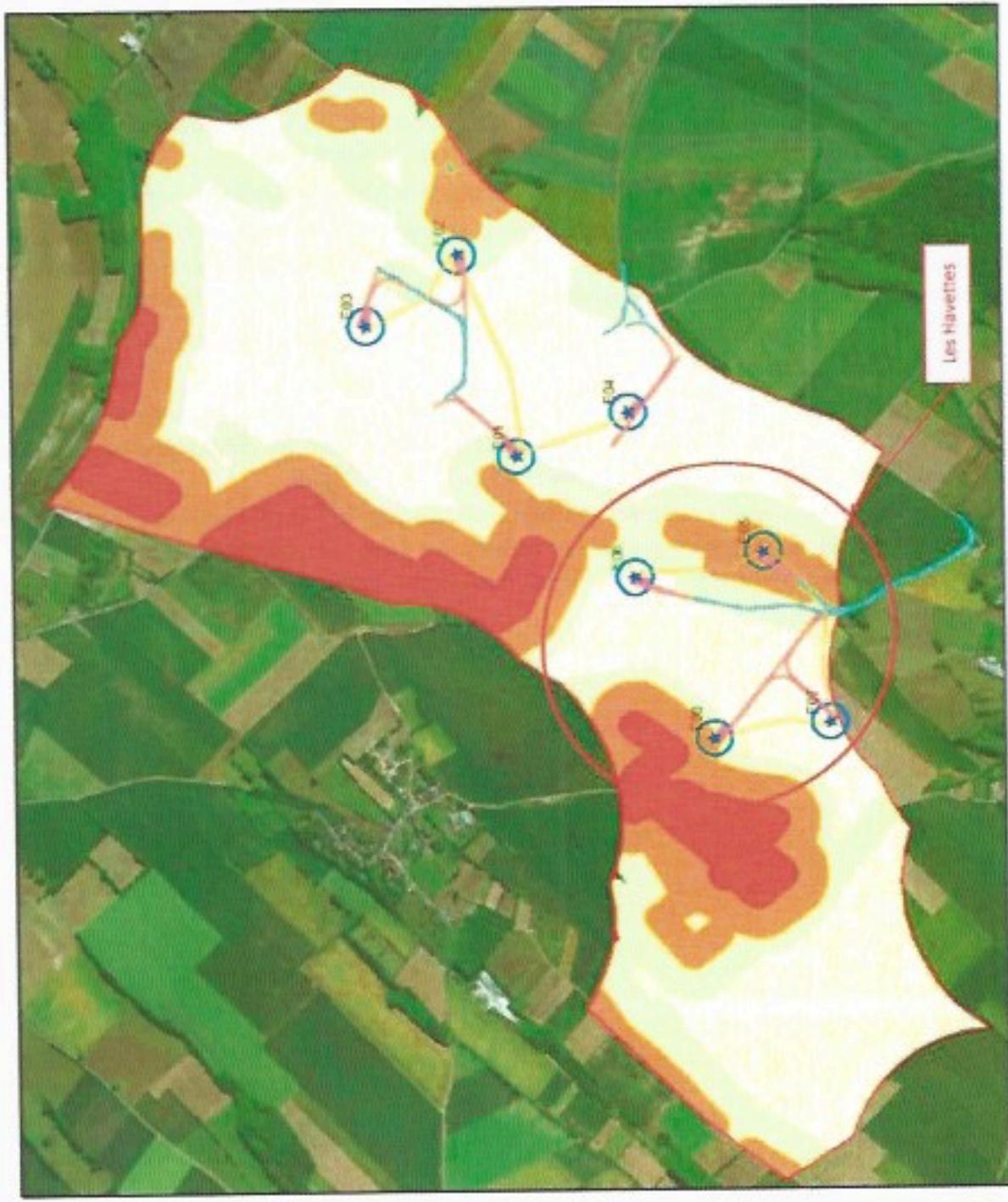


Confrontation des sensibilités prévisibles des chiroptères et du projet



Source : O.G.E. - Centre de Recherche et d'Essais de la Communauté de Communes d'Olemps

- Légende**
- Niveaux de sensibilités**
- Fort
 - Moyen
 - Faible
 - Très faible
- Implémentations**
- Chemins existants à renforcer
 - Chemins à créer
 - Collage visuel
 - Aire de Grougou
 - Emprise de survol des pâles



Source et cartographie - Octobre 2015

5 CONCLUSION

Nous estimons que les impacts sur les continuités écologiques sont très nettement sous-évalués.

Le projet éolien des Havettes et des Mottes s'inscrit dans le dernier couloir qui restait libre de parc éolien. En tenant compte des données récentes, présentées dans cette note, ***l'impact est majeur sur les continuités écologiques pour les chiroptères***, groupe à très fort enjeu écologique.

Barré et al. (2018) met en évidence que les recommandations européennes (à au moins 200 m de toute lisière boisée) visant à limiter les événements de mortalité ne prennent pas en compte la perte d'activité des chauves-souris et montre qu'***il faut augmenter la distance d'une éolienne par rapport aux lisières boisées à au moins 1 km.***

Le programme de mesures n'est absolument pas à la hauteur des enjeux et doit être revu.

Dans l'état actuel du projet, l'évitement n'est pas possible, la réduction ne pourra pas être suffisante étant donné les distances trop faibles entre les habitats naturels et les éoliennes. ***En conséquence, des mesures compensatoires conséquentes devront être définies.***

Il faut souligner que la faisabilité technique et financière de ces mesures pourrait remettre en cause la faisabilité du projet éolien.

Enfin, ***les impacts cumulés n'ont pas été étudiés à la bonne échelle.*** La carte de la page 6 de cette note montre que ***toutes les continuités possibles pour les chiroptères sont affectées par les éoliennes en place et par le projet tel qu'il est envisagé.***

Nous considérons que ***ce projet présente un impact tel qu'il condamne les dernières fonctionnalités écologiques entre les vallées du Liger et d'Allery*** notamment pour les chiroptères qui constituent une part déterminante du patrimoine naturel de cette partie du plateau picard.

6 BIBLIOGRAPHIE

BARRE K., LE VIOL I., BAS Y., JULLIARD R., KERBIRIOU C., 2018. Estimating habitat loss due to wind turbine avoidance by bats : Implications for European siting guidance. *Biological Conservation* 226 (2018) : 205–214.

ENERGIES ET TERRITOIRES DEVELOPPEMENT (2018). Projet éolien SEPE Les Haveltes Communes de Cannessières et Aumâtre (80) ETUDE D'IMPACT. ETD pour Ostwind : 226p.

EUROPEAN COMMISSION, 2007. Guidance on Habitats Directive Articles 12 and 16. <http://ec.europa.eu> [WWW Document].



Estimating habitat loss due to wind turbine avoidance by bats: Implications for European siting guidance



Kévin Barré^{a,b,*}, Isabelle Le Viol^{a,b}, Yves Bas^{a,c}, Romain Julliard^a, Christian Kerbiriou^{a,b}

^a Centre d'Ecologie et des Sciences de la Conservation (CESCO), Muséum national d'Histoire naturelle, Centre National de la Recherche Scientifique, Sorbonne Université, CP 135, 57 rue Olivier, 75005 Paris, France

^b Centre d'Ecologie et des Sciences de la Conservation (CESCO), Muséum national d'Histoire naturelle, Station de Biologie Marine, 1 place de la Croix, 29900 Concarneau, France

^c Centre d'Ecologie Fonctionnelle et Evolutive, UMR 5175, CNRS, 1919 route de Mende, 34293 Montpellier, France

ARTICLE INFO

Keywords:

Acoustic monitoring
Avoidance
Chiroptera
Habitat loss
Hedgerows
Wind energy

ABSTRACT

Wind energy is rapidly growing as a renewable source of energy but is not neutral for wildlife, especially bats. Whereas most studies have focused on bat mortality through collision, very few have quantified the loss of habitat use resulting from the potential negative impact of wind turbines, and none of them for hub heights higher than 55 m. Such impacts could durably affect populations, creating a need for improvement of knowledge to integrate this concern in implementation strategies. We quantified the impact of wind turbines at different distances on the activity of 11 bat taxa and 2 guilds. We compared bat activity at hedgerows (207 sites) located at a distance of 0–1000 m from wind turbines ($n = 151$) of 29 wind farms in an agricultural region in the autumn (overall 193,980 bat passes) using GLMMs. We found a significant negative effect of proximity to turbines on activity for 3 species (*Barbastella barbastellus*, *Nyctalus leisleri*, *Pipistrellus pipistrellus*), 2 species-groups (*Myotis* spp., *Plecotus* spp.) and 2 guilds (fast-flying and gleaner). Bat activity within 1000 m of wind turbines by gleaners and fast-flying bats is reduced by 53.8% and 19.6%, respectively. Our study highlighted that European recommendations (at least 200 m from any wooded edge) to limit mortality events likely strongly underestimate the loss of bat activity. The current situation is particularly worrying, with 89% of 909 turbines established in a region that does not comply with recommendations, which themselves are far from sufficient to limit the loss of habitat use.

1. Introduction

Land consumption due to the development of projects (e.g., transport infrastructure, power generation infrastructure, and urbanization) is a major driver of biodiversity loss (Maxwell et al., 2016). Project developers should avoid and reduce their negative impacts on biodiversity as much as possible and implement offset measures when residual effects persist (mitigation hierarchy, EC, 2007). Assessment studies before projects are set up aim to quantify impacts (i.e., direct loss of individuals and future habitat losses) in order to apply the mitigation hierarchy. Most of these studies mainly focus on habitat losses; however, wind farms are an exception because of weak covered area in

the construction stage and growing concerns about impacts to wildlife issues in the post-construction stage (Gibson et al., 2017).

A large number of studies summarized by Arnett et al. (2016) have shown that wind farms have adverse effects on bats through mortality events from collisions in the post-construction stage and could threaten population viability (Frick et al., 2017). Whereas many studies have focused on bat mortality through collision with wind turbines, few have studied activity loss in the post-construction stage resulting from the potential impact on habitat use around wind farms. Habitat availability, notably foraging habitat, is nevertheless recognized as a major driver of population dynamics for most taxa (Ney-nille and Mangel, 2000; Rybicki and Hanski, 2013)). This is especially the case for one in-

* Corresponding author at: Centre d'Ecologie et des Sciences de la Conservation (CESCO), Muséum national d'Histoire naturelle, Centre National de la Recherche Scientifique, Sorbonne Université, CP 135, 57 rue Olivier, 75005 Paris, France.

E-mail addresses: kevin.barre@edn.mnhn.fr (K. Barré), ileviol@mnhn.fr (I. Le Viol), ybas@mnhn.fr (Y. Bas), julliard@mnhn.fr (R. Julliard), christian.kerbiriou@mnhn.fr (C. Kerbiriou).

<https://doi.org/10.1016/j.biocon.2018.07.011>

Received 13 April 2018; Received in revised form 5 July 2018; Accepted 14 July 2018
0006-3207/© 2018 Elsevier Ltd. All rights reserved.

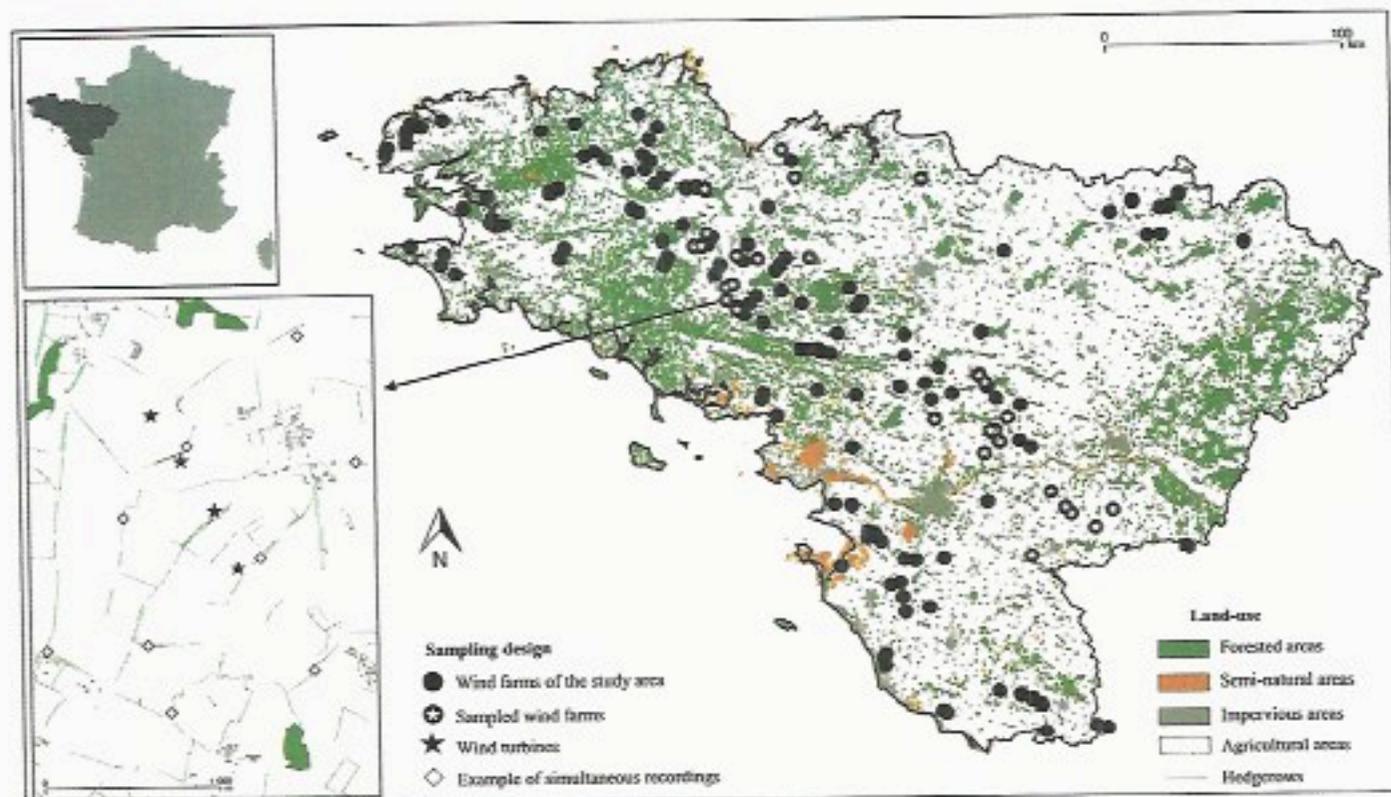


Fig. 1. Map of the land use, total and studied wind turbines in the study region, showing an example of sampling with simultaneous recordings of bat activity over one night.

sectivorous bat species, *Rhinolophus ferrumequinum*, whose colony size strongly depends of the density of hedgerows surrounding the roosts (Prodevaux et al., 2017). The establishment of wind farms, by modifying environmental conditions, may thus durably affect the habitat use of such long-lived species with high survival rates (e.g. 0.80 for *Pipistrellus pipistrellus* and 0.91 for *R. ferrumequinum*; Sedor and Simon, 2003; Schaub et al., 2007) and low fecundity (e.g. 0.72 for *P. pipistrellus* and 0.74 for *R. ferrumequinum*; Webb et al., 1996; Schaub et al., 2007). Moreover, agricultural landscapes are widely used by bats as foraging areas (Boyles et al., 2011; Wickramasinghe et al., 2004). Indeed, some widespread habitats in agricultural areas are known to be essential for bats, such as wetlands (Siramí et al., 2013) and hedgerows (Lacoeuilhe et al., 2016), structuring the landscape used by bats (Boughey et al., 2011a; Frey-Ehrenbold et al., 2013).

To our knowledge, only 2 studies have dealt with the impact of the distance of wind turbines on the attractiveness of foraging habitat, and they studied small turbines (< 25 m hub height). Minderman et al. (2012, 2017) found a significant reduction of activity for *P. pipistrellus* and no effect for *Pipistrellus pygmaeus* (2 species studied) up to 400 m from the turbines (between 6 and 25 m hub height). Two other studies have shown a strong reduction in bat activity with proximity to wind turbines without account for impact distances. First, Millon et al. (2015) showed a significantly lower global bat activity within European intensive agricultural fields under wind turbines of 100 m hub height than in fields 35 km away from any turbine. Then, the same authors showed a significantly lower activity (20 times in mean) at wind

turbine sites (between 50 and 55 hub height) than paired sites 1 km away from any turbine for *Miniopterus* sp. and *Chalinolobus* sp. in an island tropical context (Millon et al., 2018). Thus, concerning the standard turbines (> 55 m hub height), there has been no accurate assessment of the distance and the magnitude of the wind turbine impact on the attractiveness of foraging habitat. In addition, overall very few species have been studied in relation to these questions. Another great issue is the reduction of the mortality risk by setting up wind turbines far from attractive habitats such as wooded edges, including hedgerows (Boughey et al., 2011a; Lacoeuilhe et al., 2016). Hedgerows in agricultural landscapes concentrate most of the activity for the majority of bat species, which becomes very low at > 200 m from hedgerows in open areas (Kelm et al., 2014). Guidelines of the Agreement on the Conservation of Populations of European Bats (UNEP/EUROBATS; Rodrigues et al., 2015) have recommended since 2008 that turbines should not be installed closer than 200 m to any types of wooded edges (forests and hedgerows) due to the high risk of fatalities. However, these recommendations only consider the avoidance of collision and are based on the observation of reduced activity with increased distances to wooded edges. Reduction of activity in habitats close to turbines as well as the threshold distance of this impact are not considered in recommendations.

Moreover, the installed capacity of wind energy has grown as a renewable energy source over the last 10 years by a factor of 6.6 (Global Wind Energy Council, 2016). This strong positive trend is expected to continue. Indeed, the 2015 United Climate Change Conference (COP

21) in Paris signed by 195 countries reinforced the development of renewable energy, in which wind energy occupies an important place. Many wind farms are developed in intensive agricultural areas to avoid urban areas and habitats of conservation concern such as forests.

In this context, there is an urgent need to assess the potential decrease in bat activity close to wind turbines in order to quantify the changes of habitat use and the distance of impact. This possible underestimated impact of wind turbines could constitute an important concern, affecting population dynamics with a loss of habitat availability (Rodrigues et al., 2015). Such an approach of assessing the loss of bat activity due to the establishment of new structures could also be helpful to define ecological equivalences in the context of avoidance and offset measures (Millon et al., 2015). This obviously implies being able to assess species-specific loss of activity according to the distance to wind turbines.

We assessed the impact of wind turbines on the bat activity (8 species, 3 species groups and 2 guilds) in a habitat well-recognized for its importance for the species. We designed a study recording bat activity on hedgerows along a uniform gradient of distance (0–1000 m) from 151 turbines of 29 wind farms. Such a design allowed us to evaluate the current loss of activity according to the distance from turbines that can be attributed to their presence. Finally, we assessed how the European recommendations are applied so far, and we estimated the length of deserted hedgerow by bats due to existing wind turbines that this involves.

2. Methods

2.1. Study area

Data were collected at 29 wind farms for a total of 151 turbines across two regions in northwest France (Fig. 1), representing 16.6% of the 909 installed turbines in these regions. All wind farms were composed of 3 to 11 turbines (mean 5.2) of 84 m (standard deviation 12 m) in hub height. For each farm, all turbines had the same height. The installed wind energy capacity in the studied regions was 12,141 MW,

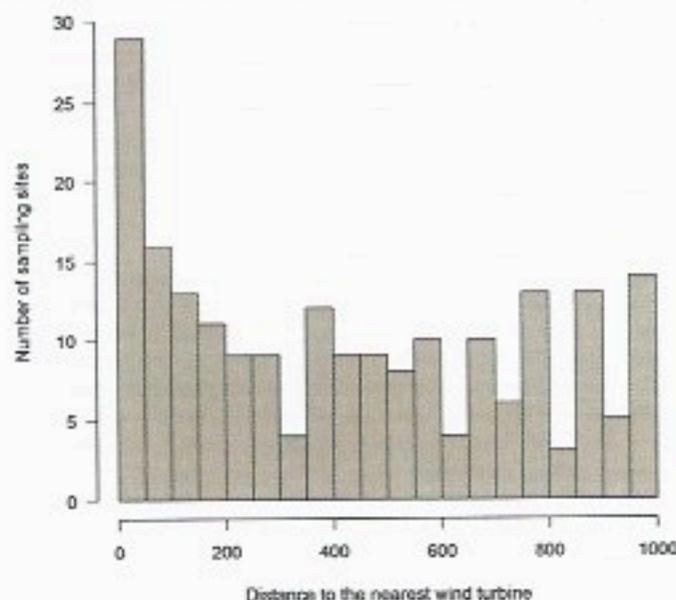


Fig. 2. Number of sampled sites across distances between 0 and 1000 m from the nearest wind turbine.

representing 13.8% of the national installed capacity and covering 5.1% of the electricity needed in these regions (RTE, 2017). The study regions are dominated by agricultural areas (82.2%), whose arable land and grassland compose 48 and 34.2% of the land area, respectively. Urban areas, mainly characterized by villages and small cities, only represent 6.1%, and forests and wetlands cover 10.6 and 1.1%, respectively.

The precise location (geographical coordinates) and establishment date of the studied 909 wind turbines were known thanks to information from the French environmental authority.

2.2. Sampling design and bat data

We studied bat activity at hedgerows along a uniform gradient distance of 0 to 1000 m from the nearest wind turbine (Fig. 2) through recordings of echolocation calls on 207 sites distributed around the 151 wind turbines of the 29 farms studied in operation. To ensure robust comparisons between sites (i.e. different distances from the nearest turbine) of a given wind farm, farms were selected by minimizing the landscape heterogeneity while optimizing the variation in the distance of hedgerows from turbines in the surrounding area. We defined sites for a given wind farm in order to minimize differences in the hedgerow quality (i.e. width and height) and local surrounding habitats (i.e. type of main land-use) and to facilitate accessibility. Only one site per hedgerow was sampled, only once, and sites were separated by at least 300 m from each other. We simultaneously sampled 5–13 sites (average = 9) per night, covering a uniform gradient of available distances from the nearest turbines (Table A.1). Sampling was carried out using bat acoustic records over 23 nights from the 7th of September to the 8th of October 2016 during the migration period (Voigt et al., 2016, 2015). Among the 23 nights, 14 were dedicated to the sampling of only one wind farm per night, while the other 9 nights allowed us to simultaneously sample 2 wind farms per night (these wind farms were on average 8.1 km distant).

Recordings were performed during the entire night, from 30 min before sunset to 30 min after sunrise. Standardized echolocation calls were recorded using one SM2BAT recorder per site. The detectors automatically recorded all ultrasounds that were 6 dB over the background noise, ensuring a large detection range in frequencies. SMX-US microphones were placed at a height of 1.50 m from the ground and oriented upward on a vertical axis.

Since it is impossible to determine the number of individual bats from their echolocation calls, we calculated a bat activity metric (bat passes), calculated as the number of contacts per night per species. Thus, a bat pass was defined as a single or greater echolocation call within a 5-second interval. This interval is considered a good compromise according to bat pass duration among species (Millon et al., 2015). In a first step, echolocation calls were detected and classified to the most accurate taxonomic level, allowing us to assign a confidence index to each bat pass using the software TADARIDA (Bas et al., 2017). In a second step, we performed a manual validation of the automatic identification. A sample of 1811 bat passes of 10 species and 2 groups were randomly double checked manually by KB and YB using the BatSound® software. A mean of 18 (SD = 10) bat passes per class of the confidence index for each species and group were checked, except for *Rhinolophus* species, where all passes were checked due to the low total number (Table A.2). Based on the results of these manual checks, we performed a logistic regression between the success/failure of automatic species assignment (binomial response variable) and the confidence index of the automatic identification (explanatory variable) for

Table 1
Metrics (mean, standard deviation, minimum and maximum) of the raw (not scaled) environmental covariates used in the modelling procedure, according to the buffer size considered for proportion variables.

Landscape variables	Nearest element	Buffer (250 m)	Buffer (500 m)	Buffer (750 m)	Buffer (1000 m)	Range (min-max)
Land cover						
Length of hedgerows (m)	/	1032.0 ± 523.6	3619.0 ± 1641.5	7797.0 ± 3158.3	13,750.0 ± 5135.7	84.3–29,798.0
Arable land (%)	/	52.9 ± 28.0	50.4 ± 30.8	47.7 ± 16.8	46.5 ± 14.8	0.0–99.1
Grass land (%)	/	34.6 ± 27.9	33.8 ± 20.9	33.9 ± 18.1	33.3 ± 16.5	0.0–97.6
Forest (%)	/	1.3 ± 3.8	2.1 ± 4.1	2.9 ± 4.5	3.3 ± 4.6	0.0–26.1
Distances						
Dist. to wind turbine (m)	436.4 ± 318.1	/	/	/	/	8.1–1000.0
Dist. to forest (m)	737.2 ± 520.5	/	/	/	/	53.7–2700.0
Dist. to urban (m)	302.3 ± 165.8	/	/	/	/	6.7–960.4
Dist. to wetland (m)	548.2 ± 367.1	/	/	/	/	1.6–1644.0

each species or group. This allowed us to predict the needed confidence index from the automatic identification process to tolerate a given maximum error risk (Fig. A.1). Then, we filtered the bat dataset on 5 confidence index thresholds corresponding to a predicted maximum error risk between 0.5 and 0.1 (Table A.3) in order to perform analyses on different thresholds of maximum error risk tolerance and check the consistency of the results.

Three groups (*Pipistrellus kuhlii/nathusi*, *Plecotus* spp. and *Myotis* spp.) were constructed because species within these groups were difficult to distinguish from each other, except one species of *Myotis* spp., *Myotis nattereri*, for which echolocation calls are most often characteristic (Siemers and Schnitzler, 2000; Obrist et al., 2004; Barataud, 2015). We also constructed 2 functional groups, the fast-flying species guild, containing *Barbastellus*, *Pipistrellus*, *Eptesicus* and *Nyctalus* genera known to fly along wooded edges and in nearby open environments, and the gleaner species guild, containing *Plecotus* and *Rhinolophus* genera, as well as *Myotis nattereri*, known to fly in cluttered environments (Schnitzler and Kalko, 2001). We did not include *Myotis* spp. in the gleaner species guild due to the diversity of flight behaviours (not always in cluttered environments) of the remaining undetermined species (Schaub and Schnitzler, 2007; Schnitzler and Kalko, 2001).

2.3. Environmental covariates

We selected 7 environmental covariates (the distance to wetlands, forests and urban areas; proportion of arable land, grassland and forest; and length of hedgerows) known as good predictors of bat activity for the species studied (Boughey et al., 2011b; Lacoëuilhe et al., 2016) and which showed enough variability (Table 1). The proportion or length of these environmental covariates was calculated within a 250, 500, 750 and 1000 m radius around the sampling sites in order to use the best scale when selecting those with the smallest Akaike Information Criteria (AIC). Recent landscape data (2016) were provided by the National Institute of Geography (from BD TOPO for data on forests and urban areas, from BD Carthage for wetland data, from BD ORTHO for manual digitization of hedgerows and from Graphical Parcel Register for arable and grass land data (www.ign.fr); distances, lengths and proportions were calculated using ArcGIS 10.0).

The precise location of wind turbines also allowed us to calculate the current distance to the nearest wooded edge (forest or hedgerow) for each turbine in order to describe the current situation with respect to 2008 EUROBATs recommendations.

2.4. Statistical analysis

We assessed whether bat activity of species or groups recorded at hedgerows differed according to the distance to the nearest wind turbine using a Generalized Linear Mixed Model (GLMM, R package *lme4*). According to the nature of the response variable (i.e., number of bat passes) and potential over-dispersion, we chose the best error distribution among Poisson or negative binomial distributions (Zuur et al., 2009).

We included the distance to the nearest wind turbine and the 7 environmental covariates in the models as fixed effects. All variables used in the models were scaled to allow direct comparisons (Schieggel, 2010). We included interactions between the distance to the nearest wind turbine variable and land cover variables (arable land, grass land and forest proportions, and length of hedgerows) in order to assess the landscape dependence of the wind turbine effects. According to the sampling design (i.e., simultaneous recordings of bat activity along a continuous distance to the nearest wind turbine the same night), we included the date in the models as a factor random variable to control for inter-night variations (e.g., landscape context, weather conditions). Since only one wind farm was sampled per date, rarely two when they were very close, it was not possible to perform models containing, as fixed effects, the farm characteristics, such as height and number of turbines, which were confounded in the random effect. In addition, these characteristics had a low variability (see study area section). For the two separate models on "fast-flying" and "gleaner" species groups, the response variable was the number of bat passes, and the species identity was included as a random effect in order to take into account variation in abundance among species.

Models were fitted on data selected at confidence indices corresponding to a 0.5 maximum error risk tolerance under which data were discarded. This allowed us to conserve a maximum number of bat passes and species occurrences in models (Table A.3). The results were also confirmed at the higher restrictive threshold of confidence indices minimizing the maximum error risk tolerance (0.1) for a majority of species for which data at such a threshold were sufficient (number of bat passes and occurrences).

Full models were constructed by checking correlations between environmental covariates and the distance to the nearest wind turbine and between environmental covariates (Table B.1). We detected a correlation between arable land and grassland covariates ($r > 0.7$); therefore, they were not simultaneously included in the modelling

procedure using the dredge function (R package *MuMIn*). The potential non-linear effect of the distance to the nearest wind turbine was checked by visual inspection of the plot from Generalized Additive Mixed Models (GAMM, R package *mgcv*). We detected a quadratic relationship for *N. leisleri* and *Nyctalus noctula* (Fig. B.1); we therefore took this into account in GLMMs for these species by adding a quadratic effect for the distance to wind turbine variable.

We checked that no multicollinearity problems occurred by calculating variance-inflation factors (VIF) using the *corvif* function (R package *AED*; Zuur et al., 2010) on each full model. All variables showed a VIF value < 2, meaning there was no striking evidence of multicollinearity (Chatterjee and Hadi, 2006). Then, we generated from full models a set of candidate models containing all possible variable combinations ranked by corrected AIC (AICc) using the *dredge* function. For each set of candidate models, we performed multi-model inference averaging on a delta AICc < 2 using the *model.avg* function to obtain an averaged regression coefficient for each fixed effect (R package *MuMIn*, Barton, 2015). We used the *allEffects* function (R package *effects*) to get the predicted number of bat passes shown in Fig. 3. From these predictions, we calculated the percentage of lost bat passes as a percentage of the maximum predicted activity for a given species/group. The relative importance of variables as well as the number of candidate models selecting each variable were extracted from the dredge procedure. We also checked the non-spatial autocorrelation of residuals of each best model using the *Moran* and *sp.correlogram* functions associated with Moran's I method by visual inspection and significance tests (R package *spatial*, Moran, 1950). We did not detect any problem from the over-dispersion ratio on full and best models (< 1.28; Table B.2). Models were validated by visual examination of residual plots. Since some species had low occurrences, which may cause statistical problems, we confirmed the results of the distance to wind turbine variable by examining models with and without covariates. All analyses were performed using a significance threshold of 5% in the R statistical software v.3.3.1. (R Core Team, 2018).

2.5. Applied quantification of the loss of hedgerow use by bats

To make our results easily transferable to stakeholders (i.e., for loss quantification and offset sizing), we proposed a representation of the impacts on activity. We converted the cumulative loss of bat activity at the landscape scale around wind turbines (1 km) to an equivalent of linear length of deserted hedgerows.

The method presented as an example for a given wind farm in Fig. 4 consists of three main phases:

- 1) The total length of hedgerows (ΣH) in a 1000 m radius was calculated (step 1; Fig. 4).
- 2) With the aim of accounting for the network of hedgerows (length and distance) in the surroundings of the wind farm, each hedgerow in a 1000 m radius was segmented by 10 m sections (steps 2; Fig. 4). The distance of each central point of the hedgerow sections to the nearest turbine was calculated (steps 3; Fig. 4). Then, we calculated the average distance of all sections. This measure corresponds to the averaged distance D of all hedgerows to wind turbines 1000 m around the farm (step 4; Fig. 4).
- 3) Using model predictions (see statistical analysis section), we estimated the corresponding percentage of lost bat activity at this average distance D (%pred_D). This loss is expressed as the percentage of the maximum predicted activity (i.e., activity at 1000 m in our study, see Table B.7). Finally, this loss (%pred_D) was multiplied by the total length of hedgerows (H) to get the length of deserted hedgerows by bats (step 5; Fig. 4).

3. Results

3.1. Bat monitoring

In total, considering a maximum error risk tolerance of 0.5 in the data, 193,980 bat passes of 8 species and 3 species groups were recorded at the 207 study sites, where the most abundant species was *P. pipistrellus*, representing 81% of the observations. The least abundant species were *R. ferrumequinum* (22 bat passes) and *N. noctula* (25 bat passes), which were present in 7 and 9% of the study sites, respectively. All other species or groups were present in > 14% of the study sites (Table 2).

3.2. Impact of wind turbines on bat activity

We detected a significant positive effect of the increasing distance from the nearest wind turbine on the activity of *E. barbastellus*, *Myotis* spp., *N. leisleri*, *P. pipistrellus*, *Plecotus* spp., and fast-flying and gleaner species guilds, plus a significant quadratic effect for *N. leisleri* and a nearly significant quadratic effect for *N. noctula* (Table 3; Fig. 3). This means that the closer a hedgerow was to a wind turbine, the lower was the activity of these species. In contrast, we did not detect any effects for some common (*Eptesicus serotinus*, *Myotis nattereri* and *Pipistrellus kuhlii/nathusii* group) and rare species (*Rhinolophus hipposideros* and *R. ferrumequinum*) (Table 3). There were significant positive interactions of the distance to the nearest wind turbine variable with the proportion of forests for *Myotis* spp., as well as the length of hedgerows for fast-flying and gleaner species guilds. This result suggested that *Myotis* spp. were mainly recorded in contexts of high forest proportion, in which the negative effect of the distance to the nearest wind turbine was significantly higher than in contexts of lower forest proportion. Similarly, for fast-flying and gleaner species guilds, when the hedgerow length was shorter, the activity was higher far from wind turbines. All top candidate models (delta AICc < 2) showed a lower value of AICc than null models (Table B.2). Among all candidate models, the distance to wind turbine variable was always selected, confirming the relative importance of this variable compared to other environmental covariates, except for *E. serotinus* and *Rhinolophus* species (Table B.3).

We also evaluated the potential attenuation of the linear effect of the wind turbine distance by testing significance of a quadratic effect. We did not find a quadratic effect of distance to the nearest wind turbine on activity, except for *N. leisleri* (Fig. 3). Thus, for most species, the negative effect of wind turbines on activity extends at least 1000 m from a wind turbine. The lost activity was therefore likely underestimated and occurred at > 1000 m. Thus, the percentage of lost activity was high, even at long-distances: for instance, at 500 m from the nearest turbine, we detected activity losses of 57% and 77% for *P. pipistrellus* and the gleaner species guild, respectively (Fig. 3).

These results were robust no matter the level of uncertainty included in the identifications (i.e., the maximum error risk tolerance). Indeed, we re-ran the analysis using the most restrictive tolerance of maximum error risk in the data selection of the response variable (0.1), and we found mostly no change in the results for most of the species/groups and guilds (Table B.4). We also compared estimates of models with and without covariates (Table B.5). These negative effects of wind turbines on habitat attractiveness appeared to be little influenced by associated environmental covariates since we did not find any changes for most of the species/groups and guilds when covariates were excluded. Only one change was found for *E. serotinus*, for which the estimate became higher and the *p*-value significant.

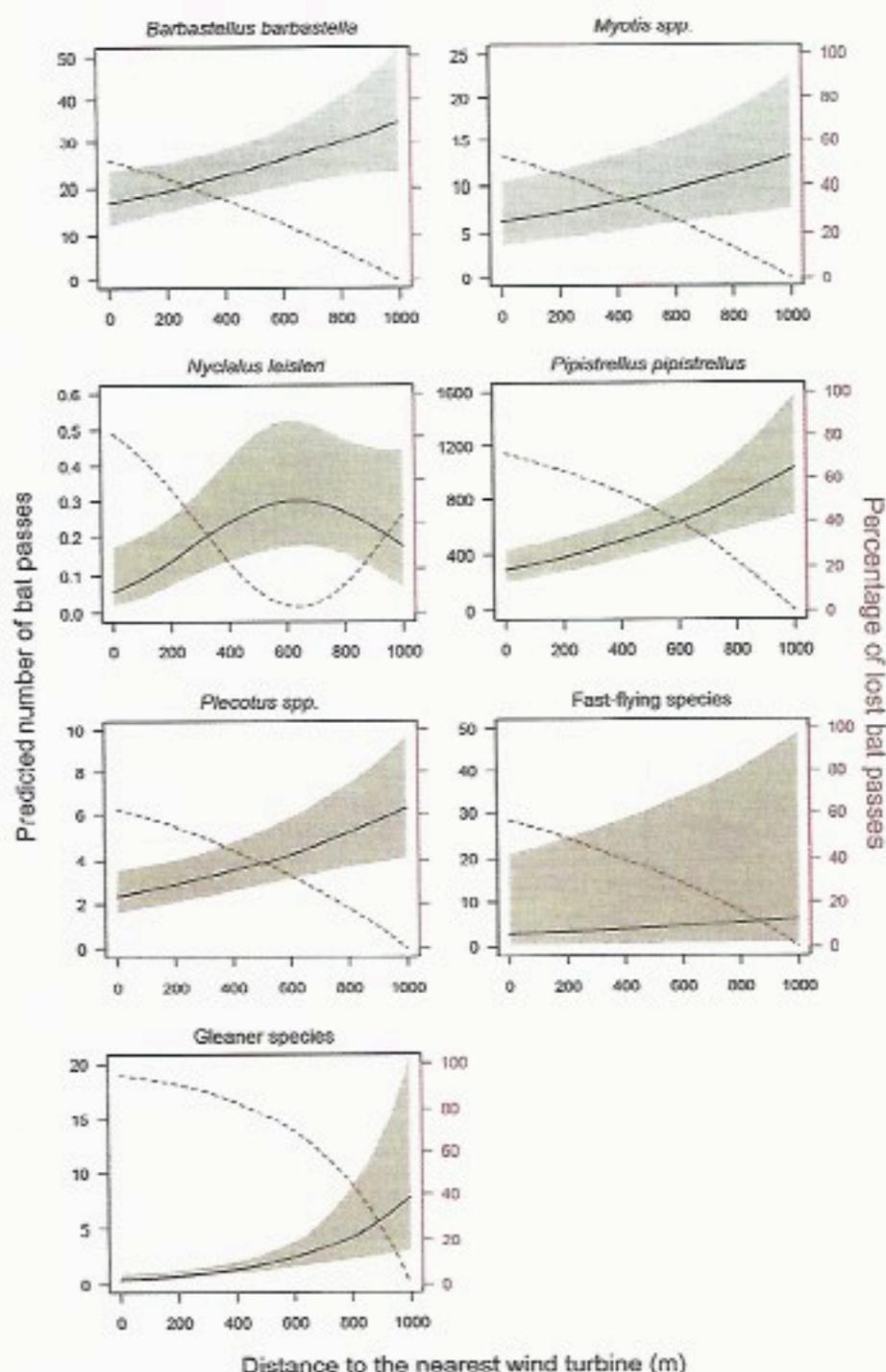


Fig. 3. Variation in the predicted number of bat passes and 95% confidence intervals as a function of the distances to the nearest wind turbine for species/groups and guilds significantly impacted (black continuous curves). Dotted red curves show the corresponding percentage of lost activity calculated from the maximum predicted bat activity. (For interpretation of the references to color in this figure legend, the reader is referred to the web version of this article.)

3.3. Current wind turbine establishment and generated loss of hedgerow use by bats

Among the 909 wind turbines in northwest France, which contained the studied farms, 89% were established at < 200 m from any type of wooded edges (forest or hedgerows). The situation was the same after the publication of the EUROBATS recommendations in 2008, which recommended nevertheless the avoidance distance of 200 m from any type of edges for the establishment of wind turbines (Fig. 5).

From these current establishments and with our impact assessment method (Fig. 4), making previous statistical results practical for stakeholders, we could quantify the length of deserted hedgerows by bats. Indeed, focusing on the 151 sampled wind turbines, the loss of activity in a 1000 m radius around turbines for fast-flying and gleaner species guilds was 19.6% and 53.8%, respectively, corresponding to 145 and 397 km lengths of deserted hedgerows, respectively. Our 151 studied turbines represent 16.6% of the total number (909) located in northwest France. Thus, by extrapolation, the total length of deserted

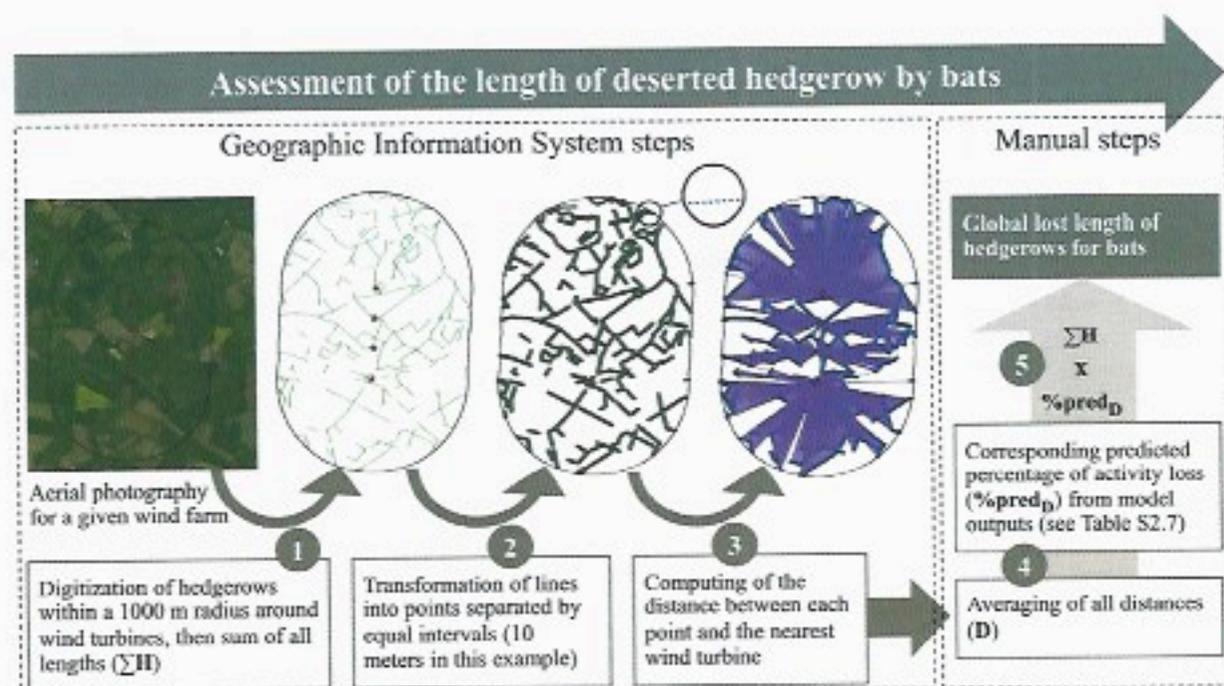


Fig. 4. Steps to assess the length of deserted hedgerow by bats around a given wind turbine/farm using model predictions. QGIS software was used for the digitization, creation of points and calculation of distances.

Table 2

Number of bat passes per species/groups and the corresponding percentage of total passes and occurrences (percentage of presence sites among the 207) according to the applied maximum error risk tolerance for data selection (raw data, maximum error risk tolerance of 0.5 and 0.1).

Species	Number of passes recorded			% of total passes			Occurrence (%)		
	Raw	0.5	0.1	Raw	0.5	0.1	Raw	0.5	0.1
<i>Pipistrellus pipistrellus</i>	159,386	159,386	159,385	81	81	84	99	99	99
<i>Pipistrellus kuhlii/nathusii</i>	24,023	23,603	22,122	12	12	12	98	98	97
<i>Barbastella barbastellus</i>	5479	5472	5436	3	3	3	90	90	90
<i>Myotis</i> spp.	5736	3802	1946	3	2	1	90	86	68
<i>Plecotus</i> spp.	1092	982	566	1	1	< 1	73	72	63
<i>Myotis nattereri</i>	1522	994	439	< 1	< 1	< 1	80	67	45
<i>Ipomoeus aerolinus</i>	579	543	473	< 1	< 1	< 1	47	42	38
<i>Rhinolophus hipposideros</i>	125	114	110	< 1	< 1	< 1	16	16	15
<i>Nyctalus leisleri</i>	127	53	4	< 1	< 1	< 1	27	16	2
<i>Rhinolophus ferrumequinum</i>	22	22	22	< 1	< 1	< 1	7	7	7
<i>Nyctalus noctule</i>	346	25	8	< 1	< 1	< 1	29	9	3

hedgerows by bats at this scale would be 872 and 2390 km for fast-flying and gleaner species guilds, respectively.

4. Discussion

To our knowledge, this study is the first test of the impact distance of tall wind turbines on bat activity. The results highlight a strong negative effect of turbines on activity, occurring even at distances at least 1000 m for most species, groups and guilds. The negative effect at long distances concerns various species, either fast-flying or gleaner species.

The detected effects are consistent with the few studies dealing with this influence of wind turbines on bat activity (Millon et al., 2018, 2015; Minderman et al., 2017, 2012) and complement them for less intensive agricultural landscapes with high proportions of grasslands and forests that are favourable for bats. Moreover, such a preserved farming landscape constitutes a concern for the conservation of some rare species (e.g., *B. barbastellus* and *Rhinolophus* species) listed in Annex II of the Habitats Directive 92/43/EEC. The undetected

interaction effects of distance with the arable and grassland proportions for all impacted species despite high land-use variability in our data suggest that this negative effect occurs in any agricultural landscape, no matter its composition. However, this result should be confirmed in other more intensive agricultural landscapes.

Negative effects were detected on a wide range of species with highly contrasting ecology and flight behaviour. Some of these species have so far been poorly taken into consideration in environmental studies for wind farm establishment due to a low collision risk (Roemer et al., 2017), thus reinforcing the significance of our findings. Indeed, *B. barbastellus*, *Plecotus* spp. and *Myotis* spp. had a very low level of collision susceptibility index with turbines, taking into account the species abundance (Roemer et al., 2017). However, we did not detect any relationship between the distance to the nearest wind turbine and the *Pipistrellus kuhlii/nathusii* group, which is comprised of a migrant resident species and a long-range migrant species, with an estimate close to zero and small standard error. Flight in migration could be expected to be different, faster and less connected to habitats, compared to flight

Table 3
Estimates and standard errors of the distance to the nearest wind turbine variable (linear and quadratic effects) for the 8 species, 3 species-groups and the 2 guilds studied (***) $P < 0.001$, ** $P < 0.01$, * $P < 0.05$, . $P < 0.1$. Complete results of other covariates can be found in Table B.6.

Species	Effect of the distance to the nearest wind turbine on bat activity	
	Linear	Quadratic
<i>Pipistrellus pipistrellus</i>	0.413 ± 0.100***	/
<i>Pipistrellus kuhlii</i> / <i>nathusii</i>	-0.604 ± 0.100	/
<i>Barbastella barbastellus</i>	0.237 ± 0.107*	/
<i>Myotis</i> spp.	0.260 ± 0.091**	/
<i>Plecotus</i> spp.	0.309 ± 0.096**	/
<i>Myotis nattereri</i>	0.132 ± 0.106	/
<i>Eptesicus serotinus</i>	0.132 ± 0.169	/
<i>Rhinolophus</i> <i>hipposideros</i>	0.099 ± 0.223	/
<i>Myotis leiberti</i>	0.527 ± 0.208*	-0.413 ± 0.198*
<i>Rhinolophus</i> <i>ferrumequinum</i>	0.329 ± 0.293	/
<i>Nyctalus noctule</i>	0.308 ± 0.290	-0.575 ± 0.307 .
Fast-flying species	0.344 ± 0.123**	/
Gleaner species	0.335 ± 0.068***	/

closer to the landscape elements in other periods. Therefore, we hypothesize that this absence of effect could be linked to the coexistence of two behaviours in the group, a negative impact on *P. kuhlii* (i.e., avoidance) and a positive impact (i.e., attractiveness) for *P. nathusii*. In this way, migratory species such as *P. nathusii* should be studied at the species level by studying areas in which *P. kuhlii* is absent, as in some areas in Northern Europe (Ancillotto et al., 2016). Finally, we detected a negative effect of the distance to the nearest wind turbine on for *E. serotinus* activity only when we removed covariates. Indeed, this effect was masked by the distance to small urban areas covariate. Even if

there were no striking correlations between these variables and no $VIF > 2$, collinearity issues can occur in some cases when signals are weak and datasets small (Zuur et al., 2010). Thus, to study the effect of wind turbines on *E. serotinus*, it would be more appropriate to choose a study site where colonies locations are known or a study site away from small urban areas.

Mechanisms leading to bats avoidance of environments are still largely unknown and need to be evaluated; one of them could be the avoidance of red aviation lights of wind turbines as suggested by Bennett and Hale (2014) who found a lower number of carcasses under lit compared to unlit turbines. Insectivorous bats may also avoid foraging in noisy environments (Schaub et al., 2009). The negative effects of wind turbines on bat activity that we detected in our study could result from the avoidance of wind turbines surroundings due to these mechanisms. All the wind turbines we studied were lit hence wind turbines lighting could constitute a plausible cause as emitted by Bennett and Hale (2014), even though this was only tested on the carcass number under turbines. Although Schaub et al. (2009) did not include wind turbine noise in their experiment, this could constitute a promising mechanism to test in further studies, in particular for species listening for prey (i.e., passive listening) to find food, which can be highly affected by anthropogenic noise.

4.1. Implications for wind energy development

Despite new recommendations in 2008 from EUROBATS, we showed that the recommendation of a minimal distance of 200 m from woody edges for installing a wind turbine is still far from being considered in most cases. Hence, based on our findings, we first encourage efforts to improve the first step in the application of the mitigation hierarchy proposed by the Business and Biodiversity Offsets Programme, consisting of avoidance by installing turbines as far as possible from edges. Ideally, the EUROBATS recommendation of 200 m is not sufficient. This implies concentrating wind energy in less sensitive

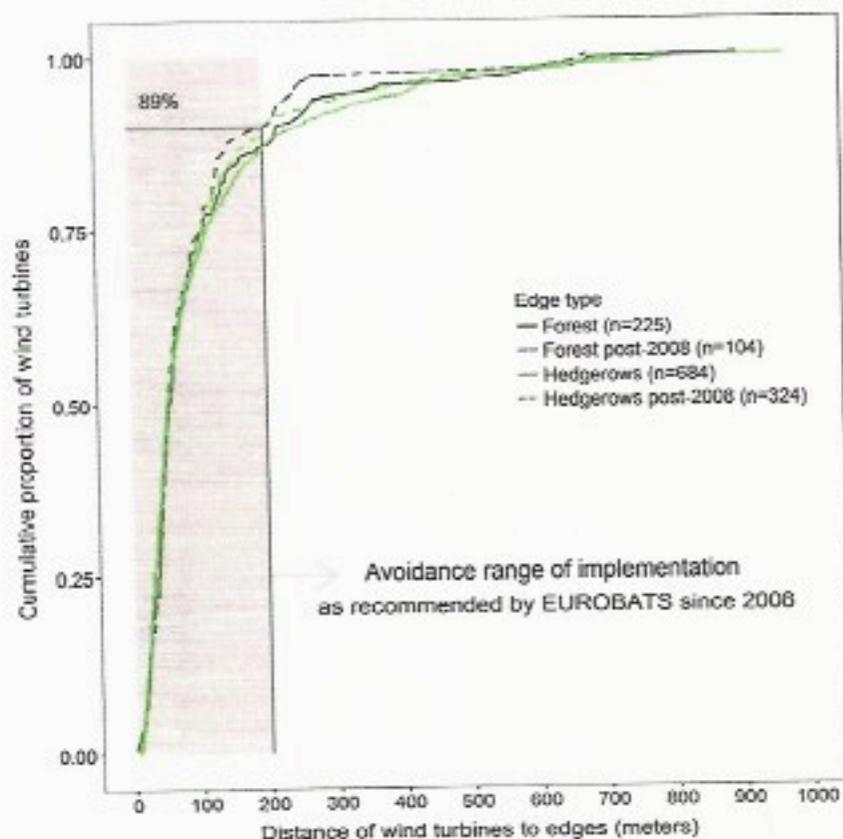


Fig. 5. Distances of the 909 established wind turbines in the study region to the nearest wooded edge (forest or hedgerow), overall and for the post-2008 recommendations period. The grey rectangle under the cumulative curves shows the distance range from the nearest wooded edge which should be avoided in turbine installation according to the EUROBATS recommendations.

areas for bats, far from wooded edges, at > 1000 m. However, such areas could be rare in wooded agricultural regions, thus reflections about wind energy planning and wind farm establishment should be conducted at a large scale to avoid impacts on bats. This is all the more an important concern given the place of bats in the challenge of conciliating agricultural and energy production. Indeed, bats should be considered in this trade-off, considering their huge ecosystem services in agriculture (Boyles et al., 2011; Maine and Boyles, 2015). In addition, for bat conservation, the mitigation of such negative impacts is highly recommended, due to the strong links we hypothesize existing between activity (notably foraging activity) indicative of habitat quality and population dynamics. Indeed, the higher the hedgerow length in the surrounding landscape, the higher the activity (Millon et al., 2015) and the colony size (Froidevaux et al., 2017). In that case, replanting hedgerows on a length that corresponds to the loss of activity could be a helpful measure (Millon et al., 2015). In addition, such offsets require a calculation of the length of deserted hedgerows by bats for sizing, for which our impact assessment method explained in Fig. 4 can be used, making the results transferable to stakeholders. Such an assessment method aims to improve the positioning of turbines in relation to wooded edges and the quantification of offset hedgerows needed, and it can be easily applied by wind turbine operators. However, this method of estimating the length of deserted hedgerows by bats presents some limitations: It is not a physical loss of hedgerow by removal. This means the hedgerow remains potentially functional for a proportion of bat individuals and for other taxa, such as arthropods. The method to assess the loss of an equivalent linear amount of deserted hedgerows is thus an extrapolation to all hedgerows around a given wind farm and only considers bats in the calculation. In addition, the loss metric used assumes that the avoidance of hedgerows by bats during the migration period is also representative of the avoidance of hedgerows by bats that may be resident during other period. Bats use the landscape differently during migration compared to non-migration periods (Millon et al., 2015), hence more data are necessary to get a full picture of the loss of hedgerow use over the course of a year. Moreover, this metric only focuses on hedgerows, which are of high importance for bat populations (Froidevaux et al., 2017), but the use of other types of habitats by bats could also be affected by wind turbines. Finally, the estimated loss is a metric based on models that explained < 30% of the variation in activity in most cases, thus future works should incorporate information about the uncertainty in the model predictions in the loss metric. Our study should encourage operators to stop the installation of wind turbines close to wooded edges, and without offsetting when closer than 1000 m to edges, by objectifying losses and the corresponding need for offsetting. However, in no case should any hedgerows be removed with the aim of reducing impacts on bat activity. The absence of offsetting so far has led to a length of up to 2400 km of deserted hedgerows by bats at the study regions' scale.

Authors' contributions

KB and CK conceived the ideas, KB designed the methodology and collected the data; KB, CK and YB analysed the data; all authors led the writing of the manuscript. All authors critically contributed to the drafts and gave their final approval for publication.

Acknowledgements

This work was supported by DIM ASTREA grants from Région Ile-de-France. We sincerely thank Agrosolutions (agri-environmental expert consulting subsidiary of the In Vivo agricultural cooperative group) for funding field study fees. We are also grateful for Julie Pauwels help with proofreading, Paul Rabie and other anonymous reviewers for their insightful comments on the manuscript.

Appendix A. Supplementary data

Supplementary data to this article can be found online at <https://doi.org/10.1016/j.biocon.2018.07.011>.

References

- Ascillomo, L., Santini, L., Rane, N., Maiorano, L., Russo, D., 2016. Extraordinary range expansion in a common bat: the potential roles of climate change and urbanization. *Sci. Nature* 103, 15. <https://doi.org/10.1007/s00114-016-1334-7>.
- Amert, E.B., Beerwald, E.F., Mathews, F., Rodrigues, L., Rodriguez-Durán, A., Byrdell, J., Villego-Patraca, R., Voigt, C., 2016. Impact of wind energy development on bats: a global perspective. In: Voigt, C., Kingston, T. (Eds.), *Bats in the Anthropocene: Conservation of Bats in a Changing World*. Springer International Publishing AG, Cham, Switzerland, pp. 295–323.
- Barraud, M., 2015. Ecologie acoustique des chiroptères d'Europe, identification des espèces, étude de leurs habitats et comportements de chasse. Biotope Ed.
- Barton, K., 2015. MuMIn: Multi-Model Inference [WWW Document]. URL: <http://cran.r-project.org/package=MuMIn>.
- Bee, Y., Bai, D., Julien, J., 2017. Tadarida: a toolbox for animal detection on acoustic recordings. *J. Open Res. Softw.* 5, 1–8. <https://doi.org/10.5334/jors.154>.
- Beunet, V.J., Hale, A.M., 2014. Red aviation lights on wind turbines do not increase bat-turbine collisions. *Anim. Conserv.* 17, 354–358. <https://doi.org/10.1111/acv.12102>.
- Boughey, K.L., Lake, L.R., Hayson, K.A., Dolman, P.M., 2011a. Improving the biodiversity benefits of hedgerows: how physical characteristics and the proximity of foraging habitat affect the use of linear features by bats. *Biol. Conserv.* 144, 1790–1798. <https://doi.org/10.1016/j.biocon.2011.02.017>.
- Boughey, K.L., Lake, L.R., Hayson, K.A., Dolman, P.M., 2011b. Effects of landscape-scale broadleaved woodland configuration and extent on roost location for six bat species across the UK. *Biol. Conserv.* 144, 2300–2310. <https://doi.org/10.1016/j.biocon.2011.06.008>.
- Boyles, J.G., Cryan, P.M., McCracken, G.F., Kunz, T.K., 2011. Economic importance of bats in agriculture. *Science* 332, 41–42. <https://doi.org/10.1126/science.1201366>.
- Chatterjee, S., Hadi, A.S., 2006. *Regression Analysis by Example*, 5th ed. John Wiley & Sons, Inc. <https://doi.org/10.1002/0470055464>.
- Care Team, R., 2018. R: A Language and Environment for Statistical Computing. [WWW Document]. R Foundation for Statistical Computing, Vienna, Austria URL: <http://www.r-project.org/>.
- European Commission, 2007. *Guidance on Habitats Directive Articles 12 and 16*. <http://ec.europa.eu>, Accessed date: March 2018 [WWW Document].
- Frey-Ehrenbold, A., Bontadina, F., Arletaz, R., Obrist, M.K., 2013. Landscape connectivity, habitat structure and activity of bat guilds in farmland-dominated matrices. *J. Appl. Ecol.* 50, 252–261. <https://doi.org/10.1111/1365-2656.12034>.
- Frick, W.F., Beerwald, E.F., Pollock, J.P., Beerlay, R.M.R., Szymanski, J.A., Weller, T.J., Russell, A.L., Lach, S.C., Medellín, R.A., McGuire, L.P., 2017. Fatalities at wind turbines may threaten population viability of a migratory bat. *Biol. Conserv.* 209, 172–177. <https://doi.org/10.1016/j.biocon.2017.02.023>.
- Froidevaux, J.S.P., Boughey, K.L., Barlow, K.E., Jones, G., 2017. Factors driving population recovery of the greater horseshoe bat (*Myotis myotis*) in the UK: implications for conservation. *Biodivers. Conserv.* <https://doi.org/10.1007/s10531-017-1320-1>.
- Gibson, L., Wilman, E.N., Laurance, W.F., 2017. How Green is 'Green' Energy? *Trends Ecol. Evol.* 32, 922–935. <https://doi.org/10.1016/j.tree.2017.09.007>.
- Global Wind Energy Council, 2016. *Global Wind Report – Annual Market Update 2016*.
- Kelm, D.H., Lenzi, J., Kelm, V., Toelch, U., Ditzler, P., 2014. Seasonal bat activity in relation to distance to hedgerows in an agricultural landscape in Central Europe and implications for wind energy development. *Acta Chiropterologica* 16, 65–73. <https://doi.org/10.3161/1508110143883271>.
- Larocque, A., Machon, N., Julien, J.F., Kerbinou, C., 2016. Effects of hedgerows on bats and bush crickets at different spatial scales. *Acta Oecol.* 71, 61–72. <https://doi.org/10.1016/j.acto.2016.01.009>.
- Maine, J.J., Boyles, J.G., 2015. Bats initiate vital agroecological interactions in corn. *Proc. Natl. Acad. Sci.* 112, 201505413. <https://doi.org/10.1073/pnas.1505413112>.
- Maxwell, S.L., Fuller, R.A., Brooks, T.M., Watson, J.E.M., 2016. The ravages of guns, nets and bulldozers. *Nature* 536, 145–146. <https://doi.org/10.1038/536145a>.
- Millon, L., Julien, J.-F., Julliard, R., Kerbinou, C., 2015. Bat activity in intensively farmed landscapes with wind turbines and other measures. *Ecol. Eng.* 75, 250–257. <https://doi.org/10.1016/j.ecoleng.2014.11.050>.
- Millon, L., Colin, C., Beccia, F., Kerbinou, C., 2018. Wind turbines impact bat activity, leading to high losses of habitat use in a biodiversity hotspot. *Ecol. Eng.* 112, 51–54. <https://doi.org/10.1016/j.ecoleng.2017.12.024>.
- Minderman, J., Pendlebury, C.J., Pearce-Higgins, J.W., Park, K.J., 2012. Experimental evidence for the effect of small wind turbine proximity and operation on bird and bat activity. *PLoS One* 7, e41177. <https://doi.org/10.1371/journal.pone.0041177>.
- Minderman, J., Gillis, M.H., Doly, H.F., Park, K.J., 2017. Landscape-scale effects of single and multiple small wind turbines on bat activity. *Anim. Conserv.* 1–8. <https://doi.org/10.1111/acv.12331>.
- Moran, P.A.P., 1950. Notes on continuous stochastic phenomena. *Biometrika* 37, 17–23. <https://doi.org/10.1093/biomet/37.1-2.17>.
- Ney-Nifle, A.M., Mangel, M., 2000. Habitat loss and changes in the species-area relationship. *Conserv. Biol.* 14, 893–898. <http://www.jstor.org/stable/2641447>.
- Obrist, M.K., Boesch, R., Flockiger, P.F., 2004. Variability in echolocation call design of 26 Swiss bat species: consequences, limits and options for automated field identification with a synergistic pattern recognition approach. *Mammalia* 68, 300–322.

- <https://doi.org/10.1515/mamm.2004.030>.
- Rodríguez, B., Bach, L., Dubourg-Savage, M., Karapandza, B., Kovac, D., Kervyn, T., Dekker, J., Rapet, A., Bach, P., Collin, J., Harbach, C., Park, K., Mircovski, B., Minderman, J., 2015. Guidelines for Consideration of Bats in Wind Farm Projects - Revision 2014. EUR061475 Publication Series No. 6 (English Version). Bonn, Germany.
- Rozmer, C., Díez, T., Goujon, A., Bar, V., 2017. Bat flight height monitored from wind masts predicts mortality risk at wind farms. *Biol. Conserv.* 215, 116–122. <https://doi.org/10.1016/j.biocon.2017.09.002>.
- RTE, 2017. Summary of the French Wind Energy [WWW Document]. URL <http://www.rte-france.com> (accessed 7.19.17).
- Rybicki, J., Hanski, I., 2013. Species-area relationships and extinctions caused by habitat loss and fragmentation. *Ecol. Lett.* 16, 27–38. <https://doi.org/10.1111/ele.12065>.
- Schaub, A., Schnitzler, H.-U., 2007. Flight and echolocation behaviour of three vespertilionid bat species while commuting on flyways. *J. Comp. Physiol. A Neuroethol. Sens. Neural Behav. Physiol.* 193, 1185–1194. <https://doi.org/10.1007/s00359-007-0269-z>.
- Schaub, M., Gimenez, O., Siervo, A., Arlettaz, R., 2007. Use of integrated modeling to enhance estimates of population dynamics obtained from limited data. *Conserv. Biol.* 21, 945–955. <https://doi.org/10.1111/j.1523-1739.2007.00743.x>.
- Schaub, A., Ostwald, J., Siemers, B.M., 2009. Foraging bats avoid noise. *J. Exp. Biol.* 212, 3174–3180. <https://doi.org/10.1242/jeb.037283>.
- Schiebath, M., 2010. Simple means to improve the interpretability of regression coefficients. *Methods Ecol. Evol.* 1, 103–113. <https://doi.org/10.1111/j.2041-210X.2010.00012.x>.
- Schnitzler, H.-U., Kalko, E.K.V., 2001. Echolocation by insect-eating bats. *BioScience* 51, 557–569. [https://doi.org/10.1641/0006-3568\(2001\)051\[0557:EBEB\]2.0.CO;2](https://doi.org/10.1641/0006-3568(2001)051[0557:EBEB]2.0.CO;2).
- Sender, T., Simon, M., 2003. Population dynamics of the pipistrelle bat: effects of sex, age and winter weather on seasonal survival. *J. Anim. Ecol.* 72, 308–320. <https://doi.org/10.1046/j.1365-2656.2003.00702.x>.
- Siemers, B.M., Schnitzler, H.-U., 2000. Natterer's bat (*Myotis nattereri* Kuhl, 1818) hawks for prey close to vegetation using echolocation signals of very broad bandwidth. *Behav. Ecol. Sociobiol.* 47, 400–412. <https://doi.org/10.1007/s002650050683>.
- Sivassi, C., Stowe, D., Cumming, G.S., 2013. Artificial wetlands and surrounding habitats provide important foraging habitat for bats in agricultural landscapes in the Western Cape, South Africa. *Biol. Conserv.* 164, 30–38. <https://doi.org/10.1016/j.biocon.2013.04.017>.
- Voigt, C.C., Lehner, L.S., Petersons, G., Adorf, F., Bach, L., 2015. Wildlife and renewable energy: German politics cross migratory bats. *Eur. J. Wildl. Res.* 61, 213–219. <https://doi.org/10.1007/s10344-015-0903-y>.
- Voigt, C.C., Lindecke, O., Schönborn, S., Kramer-Schadt, S., Lehmann, D., 2016. Habitat use of migratory bats killed during autumn at wind turbines. *Ecol. Appl.* 26, 771–783. <https://doi.org/10.1890/1536-7109.2015.0671.suppinfo>.
- Webb, P.I., Speakman, J.R., Sacey, P.A., 1996. Population dynamics of a maternity colony of the pipistrelle bat (*Pipistrellus pipistrellus*) in north-east Scotland. *J. Zool.* 240, 777–780.
- Wickhamasinghe, L.P., Harris, S., Jones, G., Jennings, N.V., 2004. Abundance and species richness of nocturnal insects on organic and conventional farms: effects of agricultural intensification on bat foraging. *Conserv. Biol.* 18, 1283–1292. <https://doi.org/10.1111/j.1523-1739.2004.00152.x>.
- Zuur, A.F., Ieno, E.N., Walker, N., Saveliev, A.A., Smith, G.M., 2009. *Mixed Effects Models and Extensions in Ecology with R*. Springer Science & Business Media, Statistics for Biology and Health. <https://doi.org/10.1007/978-0-387-87458-6>.
- Zuur, A., Ieno, E., Elphick, C., 2010. A protocol for data exploration to avoid common statistical problems. *Methods Ecol. Evol.* 1, 3–14. <https://doi.org/10.1111/j.2041-210X.2009.00001.x>.

Jean-Paul Bignon
1, rue Charles Bignon
80142 BERMESNIL

Monsieur le Préfet
Préfecture de la SOMME
Cabinet
51 rue de la République

80020 AMIENS CEDEX 9

Bermesnil, le 13 décembre 2018

Objet : projets éoliens de la Société OSTWIND (les Mottes et les Havettes) entre Aumâtre et Oisemont

Monsieur le Préfet,

A la diligence des services qui sont sous votre autorité, une enquête publique a été organisée du 19 novembre au 19 décembre 2018 pour les deux parcs éoliens cités en objet.

Nous avons examiné avec attention les pièces qui ont été mises à la disposition du public et nous voulons par la présente vous exprimer notre opposition résolue à la mise en place de ces deux parcs éoliens.

Plusieurs motifs justifient cette opposition :

1. La protection de nos paysages ou de ce qu'il en reste
2. Les conditions techniques et économiques d'exploitation
3. L'aggravation de la destruction de la biodiversité

1. La protection de nos paysages ou de ce qu'il en reste

Les documents que la société OSTWIND présente pour « justifier » la création de ces deux parcs sont essentiellement basés sur la nécessité de mettre en œuvre des ressources énergétiques décarbonées. Nous revenons en détail dans les notes jointes sur le calcul que je vous résume ici.

Dans le voisinage immédiat du parc prévu (rayon de 20 km) des promoteurs de cette énergie ont déjà construit ou été autorisés à construire 306 éoliennes.

L'autorité environnementale dans son avis du 25 septembre 2018 n'a d'ailleurs pas manqué de souligner que ces projets sont situés dans « un contexte éolien déjà marqué » et « déjà empreint par l'éolien ».

Les données du demandeur n'ont d'ailleurs pas été actualisées s'agissant de l'impact de ce nouveau projet puisque l'autorité environnementale relève que le contexte éolien, repris par la société pétitionnaire date de juillet 2016, soit plus de deux ans.

« Si la France recevait sur tout son territoire une densité d'éoliennes comparable à celle que nous subissons sur cette partie sud du plateau picard, la puissance installée dans notre pays avoisinerait 268 000 MW soit la moitié du total des installations éoliennes dans le monde, le double de ce qui a été construit en Europe, et cinq fois la puissance du parc électronucléaire existant dans notre pays »

Notre territoire a largement payé son écot pour la réalisation d'un programme d'énergie décarbonée. Aujourd'hui, ce qui nous est proposé c'est, dans le dernier ilot de calme dans notre paysage à proximité de monuments auxquels nous sommes attachés, comme l'église d'Aumâtre ou le château de Rambures, de terminer l'œuvre de destruction déjà largement entamée. Nous nous y opposerons.

Il sera également rappeler que le SCOT du Grand Amiénois a fixé comme orientations générales de préserver et valoriser les richesses naturelles et la biodiversité et de maintenir la qualité des paysages et du cadre de vie.

L'étude d'impact se contente de relever que « Le projet éolien ne sera donc pas en contradiction avec les orientations du SCOT sur le plan naturaliste ». Cette affirmation est contredite par l'analyse faite par l'autorité environnementale dans son avis du 25 septembre 2018.

S'agissant de l'exigence de maintenir la qualité des paysages et du cadre de vie, fixé par le SCOT, la société pétitionnaire s'est contentée d'affirmer que « l'un des objectifs principaux de l'étude paysagère d'un projet éolien porte sur cette thématique ». A nouveau l'autorité environnementale a relevé que le paysage sera particulièrement impacté alors même que le secteur est déjà très marqué par la présence d'éoliennes.

2. Les conditions techniques et économiques d'exploitation

Dans leur dossier, les porteurs du projet décrivent très succinctement la manière dont les communes et les habitants tireront un éventuel avantage de l'implantation de ce nouveau parc éolien. Deux faits particuliers ont attiré notre attention à cet égard :

2.1. la référence à l'accord passé en 2006 entre le syndicat de l'énergie éolienne et les Chambres d'Agriculture pour fixer les tarifs d'implantation et les indemnités versées aux propriétaires ou la maximisation du profit pour les exploitants

Cet accord de 2006, basé sur les technologies de l'époque, ne reflète en aucune manière, sur la base des informations dont nous disposons, ni l'état actuel de la technologie (augmentation des puissances unitaires), ni le changement des chiffres de rentabilité. Cette ancienne convention ne représente pas une répartition équitable des fruits générés entre exploitants et propriétaires/locataires.

2.2. La miniaturisation du programme de compensation du dommage écologique

Nous y reviendrons au sujet de la biodiversité mais nous sommes déçus par la part microscopique (1 000 Euros par an) consacrée à la préservation et à la restauration de l'environnement sur le terrain du parc éolien et à ses abords. On nous parle de quelques milliers d'euros sur un investissement global qui dépassera probablement 20 millions d'euros et des revenus annuels pour l'opérateur que nous estimons à 3 millions d'euros. Nous savons que pour d'autres projets connus, les maires se sont attachés à défendre un programme de compensation de qualité ne représentant pas moins de 2 % du budget global investi au départ et pas moins de 1 % du chiffre d'affaires annuel en fonctionnement.

Ces chiffres seraient cohérents avec ce qu'indique le Muséum d'Histoire Naturelle comme linéaire de haies ou de lisières stérilisées par les éoliennes (2,7 km de haies ou de lisières stérilisées pour chaque éolienne dans un rayon de 1 000 m).

3. La sauvegarde et la préservation de la biodiversité

Nous vous joignons une étude du Muséum d'Histoire National qui a été publiée à la fin de l'année 2017 et qui démontre l'altération grave et quasi définitive de la biodiversité dans un rayon de 1 000 m autour des éoliennes soit sur une largeur de 3 km dans le couloir dessiné ci-dessus.

Il nous est rapporté que le lobby éolien a tout fait pour que cette étude ne soit pas publiée et c'est probablement la raison pour laquelle ni l'avis de l'autorité environnementale ni le dossier du pétitionnaire ne prennent en compte ces résultats scientifiques. Nous vous invitons à consulter le schéma dit des Sensibilités en page 72 de l'étude d'impact du parc des Havettes dans laquelle le porteur du projet dessine une zone de sensibilité de 50 m de part et d'autre des zones de biodiversité rémanente, ce qui justifie à soit-seul un rejet de votre part de l'étude d'impact pour insuffisance de prise en compte des effets du projet sur l'environnement.

Les 306 éoliennes évoquées au début de cette lettre ont d'ores et déjà contribué à une perte irréversible de biodiversité sur une surface que nous estimons à 800 km² répartis en 2 zones équivalentes de 400 km² à l'ouest et 400 km² à l'est du couloir « survivant » qui relie la vallée du Liger à la vallée de la Somme, de Sénarpont à Pont Rémy. Ce couloir préservé de 5 km de large sur 35 km de long est la dernière zone dans laquelle une circulation « normale » de biodiversité reste possible. Si les 2 parcs dont il est question ici sont construits, la viabilité de ce dernier corridor nord/sud sera hypothéquée à jamais.

Vous trouverez, ci-joint, une note sur ce sujet de Monsieur Vincent Vignon, dirigeant de la société OGE et membre du CSRPN des Hauts de France, co-fondateur de l'UPGE (Union professionnelle du génie écologique) qui détaille les éventuelles conséquences dommageables de ce projet.

Pour toutes les raisons que nous venons d'évoquer et qui sont détaillées dans le dossier joint, nous avons l'honneur de vous demander que le dossier tel qu'il est présenté fasse l'objet d'un arrêté de refus par votre autorité pour ses insuffisances techniques, économiques et environnementales et nous espérons que ce dernier îlot de tranquillité pour les yeux de notre paysage picard sera durablement protégé.

Un classement de ce fragile couloir au titre de la protection de la biodiversité nous semble devoir s'imposer pour éviter un dommage irréversible et la fin de l'œuvre de stérilisation dont notre département est la victime depuis 20 ans.

L'autorité environnementale, dans son avis du 25 septembre, a considéré d'ailleurs que les paysages concernés étaient « sensibles aux structures verticales, qui y sont visibles de loin et forment autant de signaux ».

De même de nombreux monuments historiques sont présent dans le secteur notamment douze sites inscrits et deux sites classés.

S'agissant des Chiroptères, l'autorité environnementale a recommandé une nouvelle estimation du niveau de sensibilité.

De même, il est recommandé de revoir la localisation de certaines éoliennes, preuve que le site retenu n'est en réalité pas adapté.

L'autorité environnementale préconise également de procéder à des bridages des éoliennes ce qui va à l'encontre de l'intérêt d'en implanter. Si le site pressenti impose des bridages des éoliennes compte tenu de la sensibilité des milieux c'est tout simplement en raison du fait que le site n'est pas approprié.

Pour l'ensemble de ces raisons, la délivrance de cette autorisation reviendrait de toute évidence à une erreur manifeste d'appréciation.

Il vous est donc demandé de ne pas accorder l'autorisation sollicitée par la société OSTWIND et ses deux filiales.

Nous vous prions d'agréer, Monsieur le Préfet, l'assurance de nos respectueuses salutations.

Jean-Paul Bignon
Maire de Bermesnil



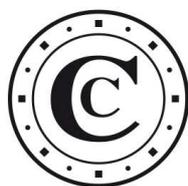
Pièces jointes :

Note contenant le détail du calcul résumé en tête de document
Extrait de l'étude du Muséum National d'Histoire Naturelle
Note de Monsieur Vincent Vignon, O.G.E.

Copie à :

Monsieur le maire d'Aumâtre
Monsieur le Commissaire Enquêteur
Monsieur le Président de la Région Hauts-de-France

Cour des comptes



LE SOUTIEN AUX ÉNERGIES RENOUVELABLES

Communication à la commission des finances du Sénat

Mars 2018

Sommaire

AVERTISSEMENT	5
SYNTHÈSE	7
ORIENTATIONS ET RECOMMANDATIONS	11
INTRODUCTION.....	13
CHAPITRE I DES OBJECTIFS AMBITIEUX DIFFICILEMENT ATTEIGNABLES	17
I - DES OBJECTIFS PARTICULIÈREMENT AMBITIEUX	17
A - Des objectifs qui s'inscrivent dans un cadre européen	17
B - Une programmation ambitieuse fondée sur un double objectif.....	20
C - Des objectifs industriels devenus secondaires.....	24
D - Une programmation qui amène à soutenir fortement toutes les filières	25
II - DES RÉSULTATS NOTABLES MAIS EN DEÇÀ DES OBJECTIFS AFFICHÉS	26
A - Une progression en demi-teinte	26
B - Un contexte de développement défavorable	29
C - Des retombées économiques réelles mais un bilan industriel décevant	32
CHAPITRE II DES CHARGES IMPORTANTES, DURABLES ET MAL ÉVALUÉES	43
I - UN SOUTIEN FINANCIER TRÈS ÉLEVÉ ET DÉSÉQUILIBRÉ	45
A - Des décisions passées pesant sur les marges financières de l'État.....	45
B - Un net déséquilibre entre EnR électriques et thermiques.....	48
C - Une connaissance des coûts constatés à améliorer.....	49
II - UN VOLUME GLOBAL DES CHARGES DE SOUTIEN À VENIR MAL ANTICIPÉ	50
A - Le poids financier croissant du soutien aux EnR électriques	50
B - Un besoin de projection accru pour évaluer les soutiens nécessaires.....	52
C - Une trajectoire financière marquée par de fortes incertitudes.....	56
D - La nécessaire prise en compte des coûts induits pour les réseaux électriques et le stockage.....	58
III - DES DISPOSITIFS QUI NÉCESSITENT ENCORE DES AJUSTEMENTS	59
A - Un besoin de rééquilibrage des soutiens vers les EnR thermiques	59
B - Des marges d'efficience pour les dispositifs de soutien aux EnR électriques.....	63
C - Une meilleure articulation à trouver entre les politiques énergétiques et les politiques de filières	66
CHAPITRE III UN PILOTAGE PEU LISIBLE ET INSUFFISAMMENT INTÉGRÉ	73
I - UNE ABSENCE DE TRANSPARENCE DES ENGAGEMENTS BUDGÉTAIRES	73
A - Une réforme opportune des charges de service public de l'énergie	73
B - Une absence de contrôle budgétaire.....	76
II - UNE POLITIQUE ÉNERGÉTIQUE CLOISONNÉE	78
A - Un manque de cohérence préjudiciable à la première programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE).....	79
B - Une gouvernance insuffisamment intégrée	80
III - UNE ORGANISATION INTERMINISTÉRIELLE À RENFORCER.....	84
A - Des erreurs de pilotage ayant freiné le développement des capacités d'énergies renouvelables	84
B - Une insuffisante coordination entre directions	85
CONCLUSION GÉNÉRALE	89
GLOSSAIRE	91
ANNEXES	93

Avertissement

En application du 2° de l'article 58 de la loi organique n° 2001-692 du 1^{er} août 2001 relative aux lois de finances (LOLF), la Cour des comptes a été saisie par lettre du 19 décembre 2016 de la présidente de la commission des finances du Sénat d'une demande d'enquête portant sur les politiques publiques de soutien au développement des énergies renouvelables (EnR). Cette demande a été acceptée par le Premier président le 11 janvier 2017.

Les modalités d'organisation ainsi que le périmètre des travaux demandés à la Cour ont été déterminés en accord avec le sénateur Jean-François Husson, membre de la commission des finances du Sénat, au cours d'un entretien qui s'est déroulé le 8 mars 2017 en présence de la présidente de la section énergie de la deuxième chambre de la Cour des comptes. Ces modalités ont été confirmées dans une lettre du 26 avril 2017 qui a fixé l'échéance de transmission de l'enquête à la commission du Sénat au 15 mars 2018.

Il a été convenu que cette enquête élabore un bilan des politiques publiques de soutien au développement des énergies renouvelables en se focalisant sur cinq enjeux : les objectifs de développement fixés aux EnR, les résultats atteints par rapport à la trajectoire visée, les politiques menées en terme de soutien industriel, le coût public passé et à venir des mesures de soutien déployées et le pilotage de ces dispositifs.

Le périmètre ainsi retenu n'épuise pas la question de l'intégration des énergies renouvelables dans le mix énergétique français. Celle-ci renvoie aussi à d'autres sujets non traités ici, que sont la gestion de la variabilité de la production, les potentialités du stockage, les enjeux d'adaptation des réseaux ou des mécanismes de capacité, dans le cadre d'un système énergétique en pleine mutation, non seulement du fait de l'intégration des énergies renouvelables mais également du recours accru au numérique, aux réseaux intelligents ou à l'autoconsommation. L'angle d'analyse retenu pour ce rapport est celui du pilotage global de la politique de soutien au développement des énergies renouvelables, en lien avec les évolutions majeures qu'ont constitué la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte et le premier exercice de programmation pluriannuelle de l'énergie. Il diffère ainsi de l'analyse micro-économique de chacune des filières et de leurs mécanismes de soutien, que la Cour avait conduite dans le rapport public thématique sur les énergies renouvelables en 2013.

Le bilan synthétise les constatations tirées de trois contrôles préparatoires réalisés par la deuxième chambre de la Cour des comptes au cours de l'année 2017, dédiés respectivement au développement des EnR pour la production d'électricité, à leurs filières industrielles et au développement des EnR pour la production de chaleur et qui ont exploré le détail du développement des filières.

L'instruction, qui s'est déroulée de janvier à juillet 2017, s'est appuyée sur l'analyse des réponses reçues à plusieurs questionnaires et des documents communiqués par les entités contrôlées, ainsi que sur de nombreux entretiens au sein de l'administration, des agences et autorités de régulation et auprès des acteurs privés (syndicat des énergies renouvelables, EDF,

Engie). Elle a également donné lieu à des déplacements sur le terrain et à des rencontres avec une large palette d'acteurs complémentaires, dont des collectivités territoriales. Une étude de parangonnage européen couvrant l'Allemagne, la Suède, l'Espagne et le Royaume-Uni a également été diligentée à la demande de la Cour par la direction générale du Trésor, et a nourri les observations du présent rapport.

Les observations définitives de ces trois contrôles ont été adoptées après délibérations des 23 et 30 novembre 2017 et assorties de recommandations adressées aux administrations concernées.

Le rapport de synthèse a été délibéré le 15 décembre 2017 et un relevé d'observations provisoires a été adressé, le 22 décembre 2017, conformément à l'article R. 143-7 du code des juridictions financières, au secrétaire général du Gouvernement (SGG), au directeur général de l'énergie et du climat (DGEC), à la directrice générale du Trésor, au directeur général des entreprises (DGE), à la directrice du budget, au président de l'agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME) et au président de la commission de régulation de l'énergie (CRE).

Le Premier ministre a répondu par une réponse unique et globale présentant les mesures qu'il entend prendre pour faire évoluer les politiques publiques de soutien au développement des énergies renouvelables.

Des auditions du président de la commission de régulation de l'énergie, du directeur général de l'énergie et du climat, du directeur production et énergie renouvelable de l'ADEME et du sous-directeur du budget chargé du développement durable ont été effectuées en application de l'article L. 143-0-1 du code des juridictions financières.

Le présent rapport, qui constitue la synthèse définitive de l'enquête menée par la Cour, a été délibéré, le 23 février 2018, par la deuxième chambre présidée par Mme de Kersauson, présidente de chambre, et composée de M. Allain, Mme Darragon, Mme Podeur, M. Guérout, M. Angermann, conseillers-maîtres, ainsi que, en tant que rapporteurs de la synthèse, M. Xavier Lafon, conseiller référendaire, Mme Lucie Roesch, auditrice, Mme Isabelle Vincent, rapporteur extérieur, Mme Elsa Demangeon, vérificatrice et, en tant que contre-rapporteur, Mme Sylvie Lemmet-Severino, conseillère-maître.

Ce rapport ne prend donc pas en compte les décisions et événements postérieurs au 23 février 2018 et en particulier les suites qui auront pu être données dans le cadre de la révision de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE).

Le projet de communication a enfin été examiné et approuvé le 13 mars 2018 par le comité du rapport public et des programmes de la Cour des comptes, composé de M. Migaud, Premier président, MM. Briet, Vachia, Paul, rapporteur général du comité, Duchadeuil, Mme Moati, M. Morin et Mme de Kersauson, présidents de chambre, et M. Johanet, procureur général, entendu en ses avis.

Synthèse

L'engagement français en faveur des énergies renouvelables (EnR) s'inscrit dans le cadre d'objectifs européens formalisés à partir de 2001 par des directives successives.

La loi du 13 juillet 2005¹, dite loi POPE, est la première à chiffrer des objectifs de promotion des énergies renouvelables. La concertation conduite ensuite dans le cadre du Grenelle de l'Environnement et l'obligation de transposer les objectifs européens donnent une nouvelle impulsion politique forte à la promotion des énergies renouvelables, retranscrite dans la loi du 3 août 2009. Elle fixe à horizon 2020 un objectif de 23 % d'énergies renouvelables dans la consommation finale d'énergie². Les objectifs adoptés par voie législative sont alors déclinés par la voie réglementaire dans le cadre d'une programmation pluriannuelle des investissements pour la chaleur et l'électricité (PPI) en 2009³, assortie d'un plan d'action national (PNA) en faveur des EnR (2009-2020).

Enfin en 2015, par le biais de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV)⁴, la France prolonge son objectif de pénétration des EnR dans la consommation finale brute d'énergie, qu'elle fixe à 32 % en 2030. Cette trajectoire est ensuite mise en œuvre et déclinée au travers de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE)⁵.

La stratégie énergétique française formulée dans la LTECV repose sur un double objectif, climatique et énergétique. Le développement des énergies renouvelables doit ainsi permettre de limiter les émissions de gaz à effet de serre en se substituant aux énergies fossiles et de réduire la part de l'énergie nucléaire à 50 % du mix électrique d'ici 2025. La Cour démontre toutefois que ce dernier objectif n'était pas compatible avec la trajectoire d'augmentation des capacités d'énergies renouvelables électriques déterminée en 2016 par la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), ce qu'a confirmé le ministre chargé de l'énergie⁶ en novembre 2017. Il conviendrait donc, à l'occasion de la révision de la PPE en 2018, de définir une stratégie énergétique cohérente entre les objectifs de production d'EnR et l'objectif de réduction de la part de l'énergie nucléaire dans le mix.

Le déploiement des énergies renouvelables observé au cours de la dernière décennie est significatif : leur volume dans le mix français a progressivement augmenté, passant de 9,2 % dans la consommation finale d'énergie en 2005 à 15,7 % fin 2016. Toutefois, malgré les efforts entrepris, la Cour constate, comme en 2013⁷, un décalage persistant au regard des objectifs affichés. Elle note également que, faute d'avoir établi une stratégie claire et des dispositifs de soutien stables et cohérents, le tissu industriel français a peu profité du développement des EnR.

¹ Loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de politique énergétique.

² Loi n° 2009-967 du 3 août 2009 de programmation relative à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement.

³ Arrêté du 15 décembre 2009 relatif à la programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité.

⁴ Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique et pour la croissance verte.

⁵ Décret n° 2016-1442 du 27 octobre 2016 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie.

⁶ Communication du ministre de la transition écologique et solidaire au Conseil des ministres du 7 novembre 2017.

⁷ Cour des comptes, rapport public thématique, *la politique de développement des énergies renouvelables*, juillet 2013.

Contrairement à d'autres États européens, la France n'est en effet pas parvenue à se doter de champions dans ce secteur. Une clarification des ambitions industrielles françaises en matière d'EnR s'impose donc, au regard des opportunités économiques que la croissance de ce secteur recèle, s'agissant en particulier de nouvelles technologies, telles que le stockage et les réseaux intelligents.

Ce bilan industriel décevant doit être mis en regard des moyens considérables qui sont consacrés au développement des énergies renouvelables, en particulier aux EnR électriques.

La politique de soutien aux EnR s'articule principalement autour de deux leviers, celui des subventions et des avantages fiscaux, et celui de la taxation des énergies fossiles. Les EnR électriques bénéficient de subventions d'exploitation au travers d'obligations d'achat et de mécanismes de compensation, les EnR thermiques bénéficient de subventions d'investissement par le biais du fonds chaleur et les dispositifs fiscaux, le crédit d'impôt pour la transition énergétique (CITE) notamment, bénéficient aux particuliers pour l'achat d'équipements destinés à utiliser des EnR pour la production de chaleur ou de froid.

Tous les pays européens n'ont pas adopté la même stratégie de soutien aux EnR. La Suède a mobilisé le levier fiscal dès 1991 *via* une taxe carbone élevée, rendant le recours aux énergies fossiles particulièrement coûteux. L'Allemagne a fondé sa transition énergétique sur le double objectif de sortir du nucléaire et de réduire le recours au charbon, en misant sur le développement des filières électriques renouvelables. Le Royaume-Uni a adopté une stratégie plus mesurée, en instaurant notamment un plafond de dépenses annuelles de soutien.

En France, la somme des dépenses publiques de soutien aux EnR est estimée pour 2016 à 5,3 Md€. Cette mobilisation financière va connaître une progression forte : si la France réalise la trajectoire qu'elle s'est fixée, les dépenses relatives aux EnR électriques pourraient ainsi atteindre 7,5 Md€ en 2023. Les EnR électriques bénéficient de l'essentiel de ces dépenses publiques avec, en 2016, 4,4 Md€ contre 567 M€ pour les EnR thermiques. Ce dernier montant n'apparaît pas à la hauteur des besoins correspondant aux objectifs fixés et donc à la réalisation des engagements climatiques français. Ainsi, les EnR thermiques reçoivent aujourd'hui l'équivalent d'un dixième du volume de soutien public consacré aux EnR alors qu'elles représentent 60 % de la production nationale, hors transports. Le soutien à ces énergies est d'autant plus nécessaire que leur développement est obéré par des freins importants, en particulier la tendance baissière des prix des énergies fossiles, qui crée un écart de compétitivité que le niveau actuel de la taxe carbone⁸ ne parvient pas à compenser.

Au sein du budget consacré au déploiement des EnR, le poids des engagements passés est très significatif : pour les EnR électriques, l'État a d'abord mis en place des tarifs garantis, l'engageant financièrement lourdement sur le long terme. Les charges contractées à la suite de décisions antérieures à 2011 représentent ainsi près des deux tiers du volume annuel de soutien supporté aujourd'hui par les finances publiques. Les soutiens octroyés par l'État se sont aussi avérés disproportionnés par rapport à la contribution de certaines filières aux objectifs de développement des EnR : pour le photovoltaïque par exemple, les garanties accordées avant

⁸ Composante carbone des taxes intérieures de consommation (TICPE, TICGN, etc.).

2011 représenteront 2 Md€ par an jusqu'en 2030 (soit 38,4 Md€ en cumulé) pour un volume de production équivalent à 0,7 % du mix électrique.

Malgré des ajustements positifs intervenus dans l'architecture des dispositifs de soutien, cette disproportion entre charges financières et volumes de production est amenée à se poursuivre dans certaines filières. Ainsi, la pleine réalisation des appels d'offres de 2011 et 2013 sur l'éolien *offshore* coûterait aux finances publiques 2 Md€ par an pendant 20 ans (soit 40,7 Md€ en cumulé) pour un volume équivalent à 2 % de la production électrique.

Afin d'éclairer les décisions publiques prises à l'avenir, la Cour considère désormais indispensable de calculer et révéler le coût complet du mix énergétique programmé et les soutiens publics induits, et d'asseoir les décisions de programmation énergétique sur ces informations. Par ailleurs, si des évolutions positives ont été apportées aux différents mécanismes de soutien, des marges d'amélioration importantes subsistent. Le rapport propose à cet égard des pistes pour améliorer l'efficacité des mécanismes actuels, s'inspirant notamment des expériences étrangères.

Sur le plan budgétaire, la récente réforme de la contribution au service public de l'électricité (CSPE) et la création en 2015 du compte d'affectation spéciale (CAS) *Transition Énergétique* ont permis de donner une visibilité annuelle à un dispositif qui avait prospéré de manière extrabudgétaire. Toutefois, l'existence du CAS constitue un progrès insuffisant car il ne permet pas de faire apparaître l'ensemble des coûts que devront supporter à long terme les finances publiques au titre des engagements contractés. L'architecture budgétaire actuelle ne permet en effet au Parlement ni de se prononcer sur les nouveaux engagements, ni d'apprécier la dynamique consolidée d'évolution des charges du fait des engagements passés ou nouveaux. Le Parlement devrait donc être mieux associé à la définition des objectifs de développement des EnR et des volumes financiers de soutien aux EnR.

S'agissant de la planification de la stratégie énergétique, l'actualisation de la PPE, qui interviendra en 2018, devrait permettre de faire émerger une stratégie de développement plus concertée, capable de conférer davantage de crédibilité aux engagements publics en faveur des énergies renouvelables. À cette fin, il apparaît souhaitable que les choix gouvernementaux soient éclairés par les travaux d'un comité associant l'ensemble des parties prenantes à la stratégie énergétique et qui, à l'image du Conseil d'orientation des retraites, pourrait réaliser des scénarii prospectifs. Cette instance se substituerait aux nombreuses structures de gouvernance existant dans le domaine de la politique énergétique. Dans sa réponse aux observations provisoires, le Premier ministre indique l'envisager.

Enfin, au sein des services de l'État, la conduite des politiques de soutien aux énergies renouvelables s'appuie presque exclusivement sur le ministère chargé de l'énergie et en particulier sur la direction générale de l'énergie et du climat (DGEC). Le dialogue interministériel est de ce fait très limité dans un domaine de politique publique qui devrait pourtant, par nature, parfaitement s'y prêter. Le pilotage de la politique de soutien aux énergies renouvelables *via* un secrétariat ou un comité interministériel présidé par les services du Premier ministre pourrait assurer la montée en puissance des directions ministérielles intéressées et le bon alignement des politiques des ministères concernés (recherche, industrie, agriculture, etc.).

Orientations et recommandations

La Cour propose les orientations suivantes :

1. à l'occasion de la révision de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) de 2018 :
 - définir une stratégie énergétique cohérente entre les objectifs de production d'énergies renouvelables (EnR) électriques et l'objectif de réduction de la part de l'énergie nucléaire dans le mix ;
 - clarifier les objectifs industriels français associés au développement futur des EnR.
2. mieux associer le Parlement à la définition des objectifs de développement des EnR et des volumes financiers de soutien aux EnR.

La Cour formule en outre les recommandations suivantes :

1. publier le calcul des coûts de production et des prix, actuels et prévisionnels, de l'ensemble du mix énergétique programmé dans la PPE, et l'utiliser pour contenir le volume des soutiens publics associés aux objectifs de la politique énergétique, à court, moyen et long termes ;
2. respecter la trajectoire d'augmentation de la composante carbone des taxes intérieures de consommation énergétiques telle que définie par la loi de finances initiale (LFI) pour 2018 jusqu'en 2022 et, au-delà, fixer cette trajectoire en cohérence avec les objectifs de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) en matière d'énergies renouvelables et de récupération thermique ;
3. accroître les moyens du fonds chaleur pour atteindre les objectifs de développement fixés aux EnR thermiques ;
4. améliorer l'efficacité des mécanismes de soutien aux EnR électriques, notamment :
 - en faisant évoluer les procédures d'appels d'offres et d'autorisation administrative pour accélérer le déploiement des projets ;
 - en étendant les appels d'offres pour l'attribution d'aide à la production d'électricité d'origine éolienne aux installations de plus de 6 MW ;
 - en fixant des plafonds de prix pour les projets dans les filières non matures.
5. créer, à l'image du Conseil d'orientation des retraites (COR) et en remplacement d'autres instances existantes, un comité chargé d'éclairer les choix gouvernementaux relatifs à l'avenir de la politique de l'énergie ;
6. mettre en place une instance de pilotage interministériel de la politique énergétique placée auprès du Premier ministre.

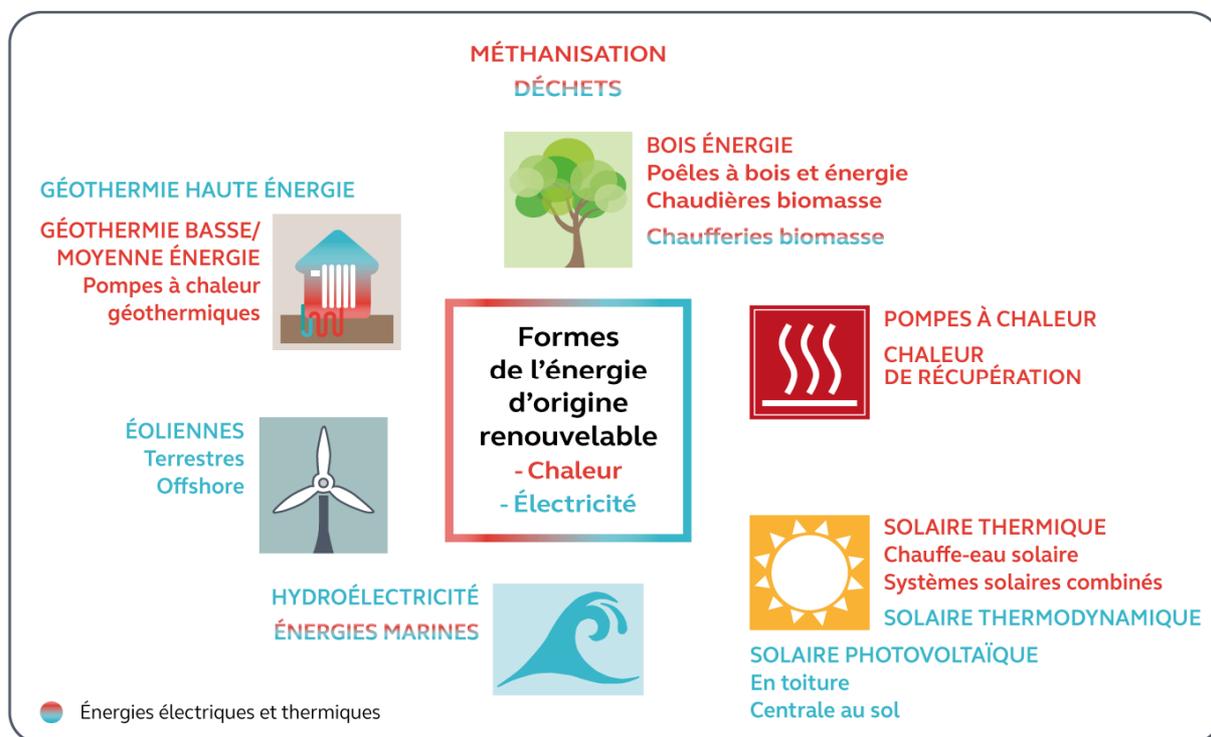
Introduction

Sources d'énergies contribuant à limiter les émissions de gaz à effet de serre, les énergies renouvelables (EnR) constituent, en France et dans le monde, l'un des leviers essentiels de transition vers un modèle énergétique décarboné.

Disponibles naturellement sur tout le territoire, elles sont traditionnellement divisées en deux catégories, les EnR électriques produisant de l'électricité principalement à partir des énergies solaire, éolienne, hydraulique, géothermique et des bioénergies, et les EnR thermiques permettant la récupération (chaleur industrielle fatale) et la production de chaleur à partir des sols, de l'eau et de l'air (géothermie, pompes à chaleur), de la biomasse (bois énergie, méthanisation) et du soleil (solaire thermique).

Plus de la moitié de l'énergie consommée en France l'est sous forme de chaleur (50,6 %), devant l'électricité (34,2 %) et les transports (13,2 %)⁹.

Schéma n° 1 : présentation des sources d'énergies renouvelables et de leurs usages



Source : Cour des comptes

⁹ D'après les *chiffres clés des énergies renouvelables* (édition 2016), publiés en février 2017 par le SOeS (service de statistique du ministère chargé de l'environnement) ; consommation finale brute d'EnR par filière (p.20-21) – données France entière.

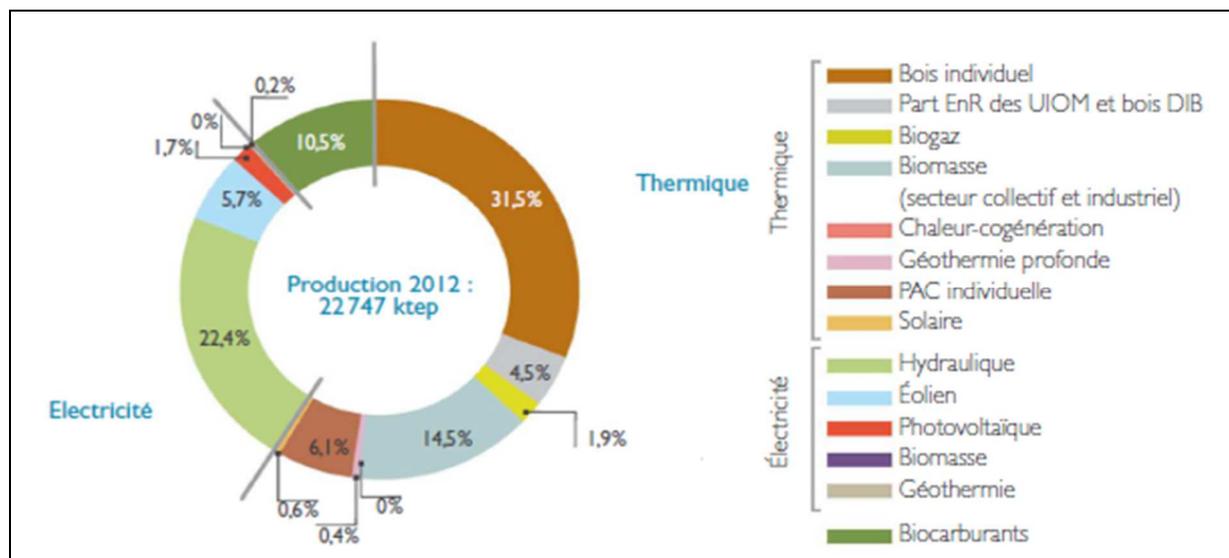
Les sources d'énergies renouvelables et leurs usages

On appelle énergies renouvelables les énergies issues de sources renouvelables. Elles servent à produire de la chaleur, de l'électricité ou des carburants. Les principales énergies renouvelables sont l'énergie hydroélectrique, l'énergie éolienne, l'énergie de biomasse, l'énergie solaire, la géothermie et les énergies marines.

L'énergie solaire permet la production d'électricité grâce aux panneaux photovoltaïques et la production de chaleur grâce aux panneaux solaires thermiques. Les éoliennes permettent de produire de l'électricité, en mer et sur terre. L'énergie géothermique utilise les différences de température sous la surface de la terre pour chauffer des bâtiments (basse et moyenne énergie) ou produire de l'électricité (haute énergie). Les énergies marines regroupent l'énergie marémotrice (mouvement des marées), l'énergie houlomotrice (mouvement des vagues), l'énergie hydrolienne (force des courants marins) et l'énergie thermique (écart de température des fonds et de la surface de la mer). Ces énergies servent la plupart du temps à produire de l'électricité. L'énergie hydraulique exploite la force de l'eau grâce à des barrages ou de petites centrales sur des cours d'eau pour produire de l'électricité. Enfin, la biomasse est utilisée pour se chauffer (bois, chaleur des usines d'incinération des déchets), produire du biogaz (méthanisation) lui-même brûlé pour produire de la chaleur et/ou de l'électricité et produire des biocarburants.

Ces énergies présentent des potentiels variables selon leur localisation géographique et les facteurs climatiques. Elles n'ont que peu d'impacts négatifs sur l'environnement et constituent l'un des facteurs de lutte contre le changement climatique. Toutefois, sauf pour certaines pompes à chaleur, l'hydroélectricité et le bois-énergie, beaucoup d'entre elles ne sont pas encore pleinement compétitives face aux solutions conventionnelles. Leur développement nécessite donc un soutien public, soit au kWh produit sous la forme d'une tarification adaptée, soit à l'investissement.

Graphique n° 1 : répartition de la production française d'EnR électriques et thermiques



Source : Ademe, 2012 (Les chiffres actualisés pour 2015 figurent en annexe n° 7)

La progression des capacités de production d'énergies renouvelables observée dans le monde au cours de la dernière décennie a été particulièrement rapide¹⁰ et constitue un changement profond et durable de l'équilibre énergétique mondial. Au sein de l'Union européenne, certains États membres assurent d'ailleurs à ce jour, grâce aux énergies renouvelables, une couverture significative de leurs besoins énergétiques. Si elle répond principalement à des impératifs énergétiques et climatiques, la pénétration des EnR dans les mix productifs nationaux génère aussi des externalités économiques importantes, principalement sur les marchés de l'emploi et sur la balance commerciale. La Commission européenne chiffre par exemple à un million¹¹ le nombre d'actifs européens employés dans le secteur des énergies renouvelables.

À l'échelle des États, le développement des EnR est générateur d'évolutions majeures, portant à la fois sur les choix de mix de production (en lien avec la compétitivité relative des moyens de production), l'équilibre des marchés de l'énergie (affectant les prix de marché et l'ouverture à la concurrence) et la stabilité des réseaux de transport et distribution (en lien avec les questions de stockage, de réseaux et compteurs intelligents, d'autoconsommation ou de mécanisme de capacité). La Cour des comptes s'attache à analyser globalement ces évolutions au travers de travaux, passés et à venir, consacrés au domaine de l'énergie¹². À la demande de la commission des finances du Sénat, le présent rapport analyse spécifiquement le pilotage de la politique de soutien au développement des énergies renouvelables.

Le développement des EnR appelle en effet des modifications profondes des stratégies énergétiques nationales qui s'observent aujourd'hui dans de nombreux pays. Surtout, le développement des capacités d'énergies renouvelables nécessite encore une mobilisation financière importante destinée à compenser les écarts de compétitivité observés entre les solutions renouvelables et les solutions conventionnelles. Face ces bouleversements, les États disposent de leviers divers tant dans la fixation de leurs objectifs (niveau global d'ambitions, calendrier, rythme de la trajectoire, équilibre retenu entre les EnR thermiques et électriques, variété des filières soutenues) que des moyens pour y parvenir (arbitrage entre taxation, réglementation et/ou soutien par des subventions ou avantages fiscaux, etc.).

Bien que caractérisée par un mix électrique très peu carboné, la France a fait du développement des EnR un pilier de sa stratégie énergétique et climatique. Alors que la part des EnR dans la consommation finale brute d'énergie atteignait fin 2016 15,7 %, la France souhaite désormais porter cette part à 23 % en 2020 et 32 % en 2030. Cette ambition nécessitera une mobilisation massive d'un grand nombre de filières d'énergies renouvelables nationales associée à des moyens publics conséquents pour assurer leur développement. Les retombées

¹⁰ Le rapport annuel de l'agence internationale de l'énergie (AIE) met par exemple en évidence que le volume annuel moyen de capacités renouvelables installées était de 128 GW (2010-2016) contre 65 GW pour le charbon, 48 GW pour le gaz et 2 GW pour le nucléaire. Pour les EnR, ce volume devrait être de 160 GW pour la période 2017-2040 d'après les projections de l'agence (source : *world energy outlook, 2017*).

¹¹ Communiqué de presse de la Commission européenne « *énergies renouvelables, l'Europe sur la bonne voie pour atteindre son objectif de 20 % d'énergies renouvelables d'ici 2020* », 1^{er} février 2017.

¹² Cour des comptes, publication et insertions aux rapports publics annuels : *Le coût de production de l'électricité nucléaire*, actualisation 2014, *L'ouverture du marché de l'électricité à la concurrence : une construction inaboutie*, 2015, *La maintenance des centrales nucléaires : une politique remise à niveau, des incertitudes à lever*, 2016, *Les compteurs communicants Linky : tirer pour les consommateurs tous les bénéfices d'un investissement coûteux*, 2018.

économiques potentielles de ce bouleversement sont toutefois nombreuses, notamment sur l'emploi et la balance commerciale.

Alors que ces mutations étaient déjà bien engagées, la Cour des comptes avait publié en 2013 un rapport public thématique consacré aux politiques de soutien aux énergies renouvelables. Ce rapport mettait en évidence, outre le caractère difficilement atteignable de la trajectoire de développement que la France s'était fixée, le montant très élevé des engagements financiers consentis par l'État. Il identifiait des zones de risques budgétaires majeures pour les années à venir. Les huit recommandations émises alors portaient sur le pilotage du développement des EnR, le cadre réglementaire régissant leur déploiement, l'efficacité des dispositifs de soutien déployés et les modalités de financement de cette politique publique. Leur mise en œuvre progressive, encore partielle, a déjà permis d'améliorer l'efficacité des dispositifs de soutien public au développement des énergies renouvelables.

Depuis la publication de ce rapport, la France a confirmé et renforcé sa trajectoire de soutien aux énergies renouvelables, notamment dans le cadre de la loi sur la transition énergétique et pour une croissance verte (LTECV). Elle a également procédé à de profondes réformes des mécanismes de soutien et de leurs modalités de financement, dans le cadre de la réforme de la CSPE.

Dans le présent rapport portant sur la période 2012-2017, la Cour s'est attachée à analyser les modifications intervenues dans la politique de soutien aux énergies renouvelables, notamment sous l'influence de l'Union européenne, et leurs conséquences budgétaires. Elle a également appréhendé les changements de stratégie dans la conduite de cette politique et la façon dont les pouvoirs publics la déploient et en assurent le financement. Enfin, en complément des approches déjà développées en 2013, la Cour a dressé un premier bilan des résultats du soutien public aux réalisations industrielles intervenues dans le champ des énergies renouvelables¹³ au cours des dernières années et un bilan spécifique de l'état de développement des filières d'EnR thermiques.

¹³ Comme en 2013, le champ des biocarburants a été exclu du périmètre du contrôle.

Chapitre I

Des objectifs ambitieux difficilement atteignables

La promotion des énergies renouvelables s'inscrit dans un mouvement mondial dont l'objectif principal est la lutte contre le changement climatique. De nombreux pays se sont fixé des objectifs ambitieux de développement de leurs capacités et le marché des énergies renouvelables a donc connu une croissance très forte. Pendant la période sous revue, les investissements dans le secteur ont aussi profité de baisses de prix spectaculaires sur certaines technologies¹⁴, dont plusieurs sont désormais compétitives avec des technologies conventionnelles. L'évolution des investissements mondiaux atteste de ces effets : ainsi, près de 10 200 Md\$ (8 600 Md€) devraient être investis à l'échelle mondiale pour l'accroissement des capacités de production renouvelables d'ici 2040, dont 28 % à l'échelle de la Chine et 11 % à celle de l'Inde¹⁵.

La stratégie française de développement des énergies renouvelables présente deux spécificités. Ses objectifs sont plus ambitieux que ce que requerrait le simple respect de la trajectoire fixée par l'Union européenne et elle répond à un double objectif, la lutte contre le changement climatique et la réduction de la part du nucléaire dans le mix électrique.

I - Des objectifs particulièrement ambitieux

A - Des objectifs qui s'inscrivent dans un cadre européen

À l'échelle mondiale, la promotion des énergies renouvelables a été consacrée au sein de plusieurs accords. En 1997, le protocole de Kyoto engage ainsi les États à « *rechercher, promouvoir, mettre en valeur (...) des sources d'énergie renouvelables* » (art. 2). En 2015, l'Accord de Paris sur le climat rappelle pour sa part la « *nécessité de promouvoir l'accès universel à l'énergie durable (...) en renforçant le déploiement d'énergies renouvelables* ».

¹⁴ C'est le cas par exemple du photovoltaïque : le prix moyen pondéré des offres a baissé de 63 % depuis 2011 pour les installations de grande puissance et de 54 % pour les installations de moyenne puissance (*source* : CRE).

¹⁵ D'après le cabinet Bloomberg (*source* : *new energy outlook*, 2017).

L'Union européenne a, de son côté, bâti un cadre plus ambitieux. En 1986, une résolution du Conseil a d'abord fixé un objectif général de substitution progressive des énergies fossiles par les énergies renouvelables¹⁶. Cet engagement a été formalisé en 2001 par une directive¹⁷ qui a entériné un objectif de 12 % d'énergies renouvelables dans la consommation énergétique européenne en 2010. En 2007, la Commission¹⁸ puis le Conseil Européen ont adopté un objectif d'incorporation des EnR dans la consommation de 20 % en 2020, soit plus du double du niveau atteint en 2010 (9,8 %). En 2009, une nouvelle directive¹⁹ a décliné cet objectif en cibles nationales s'imposant aux États membres (cf. annexe n° 4). Ces cibles, oscillant à l'époque entre 11 % (Luxembourg) et 49 % (Suède) à horizon 2020, rendent compte du niveau de développement très hétérogène des EnR parmi les États membres, lequel s'est confirmé ultérieurement (cf. *infra*).

Depuis 2013, l'Union européenne s'est fixé de nouveaux objectifs de long terme dans le cadre d'un troisième paquet « énergie-climat »²⁰ dont l'un fixe à 27 % de la consommation intérieure brute à horizon 2030 la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique. La proposition de règlement sur la gouvernance de l'Union de l'énergie²¹ actuellement en discussion prévoit également des mécanismes de suivi plus ambitieux²² pour s'assurer de la contribution effective et équitable de chaque État à l'objectif global de 27 %.

En plus de la fixation d'une trajectoire de développement ambitieuse, la Commission européenne a déployé une action régulatrice et un suivi attentif des politiques nationales de soutien aux EnR, dans le cadre d'objectifs plus larges²³ d'intégration et d'ouverture à la concurrence des marchés de l'énergie à l'échelle européenne. S'agissant par exemple de la conception des dispositifs de soutien aux EnR électriques, la Commission²⁴ a demandé, en 2013, que les mécanismes de soutien évoluent afin d'exposer davantage les producteurs aux signaux de marchés (cf. *supra*). D'autres lignes directrices et règles de droit ont été fixées ou proposées pour encadrer les modalités de soutien aux EnR (notification des mécanismes

¹⁶ Résolution du 16 septembre 1986 du Conseil des communautés européennes concernant de nouveaux objectifs de politique énergétique communautaire pour 1995 et la convergence des politiques des États membres.

¹⁷ Directive n°2001/77/CE du Parlement européen et du Conseil du 27 septembre 2001 relative à la promotion de l'électricité produite à partir des sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité.

¹⁸ Communication de la Commission du 10 janvier 2007 « *Feuille de route pour les sources d'énergie renouvelables – Les sources d'énergie renouvelables au XXI^e siècle: construire un avenir plus durable* ».

¹⁹ Directive 2009/28/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables.

²⁰ Adopté le 23 octobre 2014 par le Conseil européen ; la Commission a présenté le 30 novembre 2016 un paquet de mesures visant à traduire dans le droit ces nouvelles orientations.

²¹ Proposition de règlement du Parlement européen et du Conseil sur la gouvernance de l'Union de l'énergie du 30 novembre 2016.

²² L'article 27 du projet de règlement prévoit des interventions de la Commission en cas de manque d'ambition des plans nationaux en matière de climat et d'énergie (évaluation conduite en 2023 pour chaque État par la Commission, versement d'une contribution financière à une plateforme de financements de projets, ...).

²³ Directive 90/377/CEE du Conseil du 29 juin 1990 instaurant une procédure communautaire assurant la transparence des prix au consommateur final industriel de gaz et d'électricité, et 2009/72/CE du Parlement Européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité.

²⁴ Communication de la commission, 2014/C 200/01, *Lignes directrices concernant les aides d'État à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020*.

d'obligation d'achat²⁵, promotion des principes de double-neutralité technologique et géographique sur les grands projets européens d'EnR électriques²⁶, lignes directrices favorables aux appels d'offres, etc.).

La présentation du paquet « énergie propre »²⁷ fin 2016 confirme cette ambition de faire émerger une Europe de l'énergie, fondée sur des politiques de soutien très intégrées. D'après la Commission, le renforcement de la coordination des politiques énergétiques nationales engendrerait des gains d'efficacité, liés à l'optimisation des implantations géographiques de production d'énergies renouvelables et à la stabilité des réseaux. Cette vision se heurte néanmoins au maintien d'un faible degré de coordination entre États membres en matière de politique énergétique (cf. annexe n° 5) et n'intègre pas les coûts liés au renforcement du réseau de transports qu'il conviendrait alors nécessairement d'engager.

La stratégie européenne de promotion des EnR présente d'autres limites : elle s'avère déséquilibrée entre les EnR électriques et les EnR thermiques. Contrairement aux EnR électriques, le secteur de la chaleur n'apparaît en effet dans aucun texte européen avant 2009. Malgré les retards constatés dès 2007²⁸, la définition d'un objectif spécifique de chaleur renouvelable à horizon 2020 n'a pas été retenue dans le cadre de la directive de 2009. Une autre limite tient à la faiblesse du marché européen du carbone²⁹ qui ne permet pas d'améliorer la compétitivité des EnR face aux solutions conventionnelles carbonées (cf. *infra*).

Malgré ces limites, la pénétration des énergies renouvelables dans le mix énergétique européen est réelle : en 2015 par exemple, elles représentaient 77 % des nouvelles capacités énergétiques installées³⁰. Leur part dans la consommation intérieure brute³¹ est passée de 5,5 % en 1999 à 6,3 % en 2004, 9,9 % en 2010, et 13 % en 2015.

²⁵ Arrêt du 19 décembre 2013 C-262/12 de la CJCE, Association Vent de colère contre Ministre de l'Écologie : saisie d'une question préjudicielle du Conseil d'État, la CJCE a considéré que le système de compensation des surcoûts liés à des obligations d'achat de l'électricité d'origine éolienne était une intervention publique constitutive d'une aide d'État devant être notifiée à la Commission européenne.

²⁶ La neutralité technologique consiste à ne pas favoriser une technologie particulière dans le cadre d'un dispositif de soutien ; la neutralité géographique consiste à défendre le principe d'un octroi de soutiens nationaux à des installations permettant la production d'énergie à partir de sources renouvelables situées sur le territoire d'un autre État-membre. Cette approche promue par la Commission européenne figure dans le projet de refonte du paquet Énergie présenté à la fin de l'année 2016. La DGEC défend une mise en œuvre volontaire de la neutralité géographique, compte tenu des impacts potentiels de cette politique, qu'ils soient économiques (pour les contribuables, les entreprises et les territoires), énergétiques (modification du mix énergétique du pays, risques pour le système électricité et la sécurité d'approvisionnement) ou environnementaux et qui n'ont, d'après elle, pas été suffisamment évalués dans l'étude d'impact du projet de refonte de la directive EnR.

²⁷ Présentation du 30 novembre 2016, incluant 8 projets de directives et 3 communications : <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/clean-energy-all-europeans>.

²⁸ « Feuille de route pour les sources d'énergies renouvelables » établie par la Commission (10 janvier 2007)

²⁹ L'European Trading Scheme (ETS) a été mis en place en 2005 et consiste en un mécanisme d'échange de quotas de CO₂ à l'échelle de l'Union européenne.

³⁰ Rapport annuel de l'Agence européenne de l'énergie (3 avril 2017).

³¹ Source : Eurostat, http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Renewable_energy_statistics/fr

B - Une programmation ambitieuse fondée sur un double objectif.

L'engagement français en faveur des EnR a d'abord reposé sur la transposition en droit interne des directives européennes. La loi du 13 juillet 2005³², dite loi POPE est la première à chiffrer des objectifs de promotion des énergies renouvelables. La concertation conduite ensuite dans le cadre du Grenelle de l'Environnement et l'obligation de transposer les objectifs européens donnent une nouvelle impulsion politique forte à la promotion des énergies renouvelables, retranscrite dans la loi du 3 août 2009. Elle fixe à horizon 2020 un objectif de 23 % d'énergies renouvelables dans la consommation finale d'énergie³³. Les objectifs adoptés par voie législative sont alors déclinés par la voie réglementaire dans le cadre d'une programmation pluriannuelle des investissements pour la chaleur et l'électricité (PPI) en 2009³⁴, assortie d'un plan d'action national (PNA) en faveur des EnR (2009-2020).

Enfin en 2015, par le biais de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV)³⁵, la France prolonge son objectif de pénétration des EnR dans la consommation finale brute d'énergie, qu'elle fixe à 32 % en 2030. Cette trajectoire est ensuite mise en œuvre et déclinée au travers de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE)³⁶.

La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (2015) et le décret relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie (2016)

La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) a été promulguée le 17 août 2015. Elle fixe les objectifs en matière de développement des EnR et notamment :

- Augmenter la part des énergies renouvelables à 23 % de la consommation finale brute d'énergie en 2020 et à 32 % en 2030 ;
- Atteindre 40 % de la production d'électricité d'origine renouvelable en 2030 ;
- Atteindre 38 % de la consommation finale de chaleur d'origine renouvelable en 2030 ;
- Atteindre 10 % de la consommation de gaz d'origine renouvelable en 2030 ;
- Multiplier par cinq la quantité de chaleur et de froid renouvelables et de récupération livrée par les réseaux de chaleur et de froid à l'horizon 2030.

Pour atteindre ces objectifs, le gouvernement s'est doté d'un outil de programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), qui se substitue aux anciens outils de programmation. Il fixe des objectifs quantitatifs pour chaque filière renouvelable (cf. annexe n° 6), sur une période de dix ans à l'exception de la première itération couvrant la période 2016-2023. La PPE doit être revue tous les cinq ans, à l'exception de la première révision qui interviendra en 2018 pour couvrir la période 2019-2028.

³² Loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de politique énergétique.

³³ Loi n° 2009-967 du 3 août 2009 de programmation relative à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement.

³⁴ Arrêté du 15 décembre 2009 relatif à la programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité.

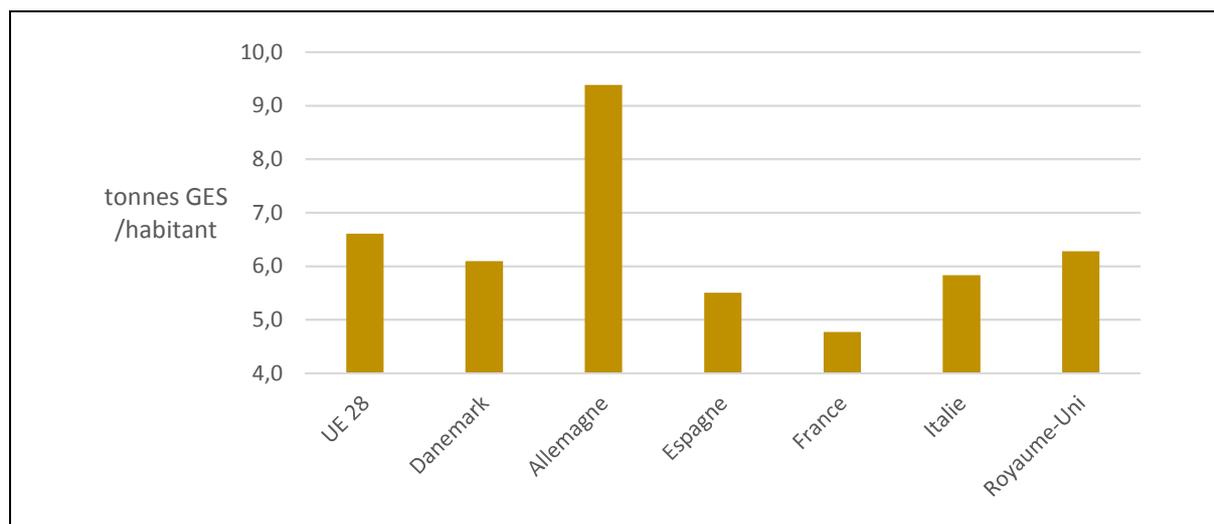
³⁵ Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique et pour la croissance verte.

³⁶ Décret n° 2016-1442 du 27 octobre 2016 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie.

Ces objectifs apparaissent plus ambitieux que ceux imposés par la stricte transition du droit de l'Union européenne³⁷ : les objectifs nationaux fixés pour 2030 sont ainsi supérieurs de cinq points à la cible définie à l'échelle de l'Union (32 % contre 27 %). La France a également fait le choix de décliner ses objectifs en cibles spécifiques pour l'électricité (40 %) et la chaleur (38 %), ce que le droit européen n'imposait pas.

Les objectifs français en matière d'EnR électriques sont d'autant plus ambitieux que la France se distingue parmi ses voisins européens par la place qu'occupent déjà les sources d'énergies non carbonées dans son mix énergétique (cf. annexe n° 7). La prépondérance de l'énergie de source nucléaire³⁸ conduit en effet à ce que l'électricité française produite soit décarbonée à 98 %³⁹ et que les émissions de gaz à effet de serre françaises du fait de la production d'énergie soient donc limitées comparativement aux autres pays de l'UE (cf. graphique n° 2). Cette situation place la France dans une situation singulière par rapport à la plupart de ses voisins pour qui le développement des EnR répondait d'abord à une volonté de décarboner leurs mix énergétiques (Royaume-Uni, Espagne, Allemagne).

Graphique n° 2 : émissions de gaz à effet de serre imputables à la consommation d'énergie (2015)



Source : Eurostat – graphique Cour des comptes

³⁷ En 2005, la France figurait avec trois autres États membres (Irlande, Danemark et Royaume-Uni) parmi les pays de l'Union européenne, s'étant fixé le plus d'efforts à accomplir (calculés comme les écarts entre la proportion d'énergies renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie en 2005 et les objectifs fixés par chaque État-membre pour 2020 ; calculs réalisés en 2013 par la Cour des comptes dans son RPT sur les énergies renouvelables, sur la base des données de la feuille de route de la Commission européenne en 2007).

³⁸ L'énergie nucléaire représente environ 28 % de l'énergie primaire produite au sein de l'UE, contre 82 % en France. À l'inverse, 44 % de l'énergie française consommée provient d'énergies fossiles et 50 % à l'échelle de l'Union (source : datalab).

³⁹ D'après le bilan 2016 publié par RTE ; chiffre calculé en rapportant la production nette de 2016 retranchée de la production de fioul et de charbon au volume de production nette total. Les données 2015 et 2014 s'établissaient selon ce même calcul à 97 % et 96 %.

Ainsi, compte tenu de son profil énergétique peu carboné, si la France avait voulu faire de sa politique en faveur des EnR un levier de lutte contre le réchauffement climatique, elle aurait dû concentrer prioritairement ses efforts sur le secteur des EnR thermiques qui se substituent principalement à des énergies fossiles émissives de CO₂. De ce fait, la place consacrée aux énergies renouvelables électriques dans la stratégie française répond à un autre objectif de politique énergétique, consistant à substituer les énergies renouvelables à l'énergie de source nucléaire. Si cet objectif ne présidait pas à la stratégie fixée pour 2020, à la suite des travaux du Grenelle de l'Environnement, il figure explicitement dans la LTECV (2015) qui fixe un objectif de 40 % d'énergies renouvelables dans la production électrique d'ici 2030, accolé à l'engagement de réduire la part du nucléaire dans la production électrique à 50 % à horizon 2025.

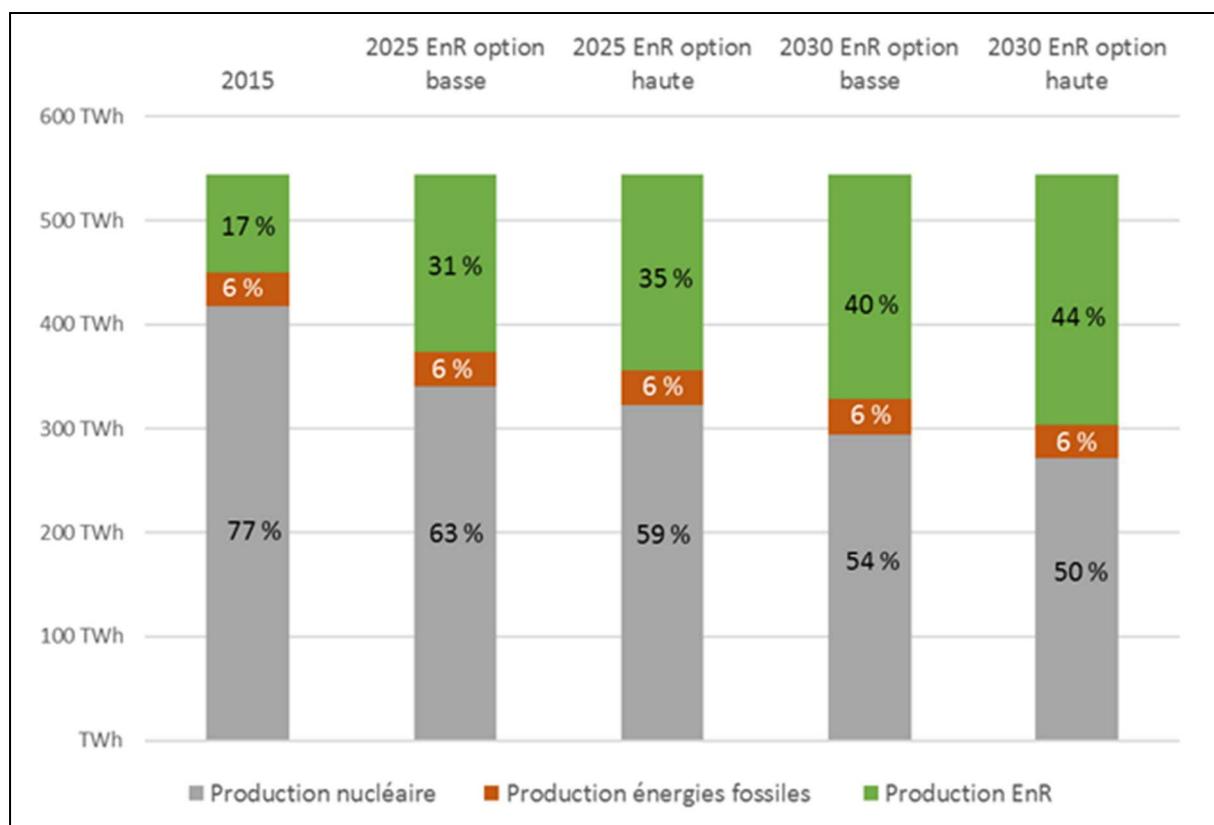
Cette ambivalence dans la finalité de la stratégie française conduit donc à activer simultanément deux leviers - la croissance des énergies renouvelables électriques et celle des énergies thermiques - qui ne répondent pas aux mêmes objectifs. Un exercice de clarification des ambitions françaises aurait ainsi permis de dire à quel(s) objectif(s) énergétique(s) répondait le développement des énergies renouvelables (substitution à l'énergie nucléaire, décarbonation du mix), et quels bénéfices en étaient attendus (améliorer la balance commerciale en réduisant les importations d'énergies fossiles, accroître l'indépendance énergétique française, développer de nouveaux secteurs industriels, etc.).

Surtout, la PPE qui formalise la stratégie française d'évolution du mix énergétique n'est pas parvenue à traduire ce double objectif, climatique et énergétique. Telle qu'elle a été construite en 2016, la PPE n'a pas permis de rendre compatibles l'objectif de réduire la part du nucléaire à 50 % du mix électrique à horizon 2025 et la montée en puissance simultanée des énergies renouvelables électriques. En effet, cette trajectoire repose sur l'hypothèse d'un développement linéaire des EnR électriques jusqu'à 2030⁴⁰, définissant ainsi un point de passage en 2025 entre 170-188 TWh (cf. graphique n° 3). Dans cette hypothèse, et toutes choses égales par ailleurs, la Cour estime que l'énergie nucléaire représenterait alors encore 59 % à 63 % de la production électrique. La réalisation de l'objectif de 50 %, à niveau d'importations et d'exportations inchangé, n'est donc possible que dans l'hypothèse haute de la PPE à horizon 2030 et non 2025.

La DGEC estime toutefois que les prévisions qui sous-tendaient la réalisation de la PPE en 2016 s'appuyaient sur une diminution de la demande énergétique qui de fait limitait le décalage de trajectoire constaté. Elle rappelle également qu'en égard à la nature des infrastructures concernées, la trajectoire d'augmentation des capacités renouvelables électriques n'est pas linéaire, mais repose davantage sur des à-coups au fur et à mesure de la mise en service des infrastructures de production.

⁴⁰ Cela correspond à une montée en puissance de la production renouvelable électrique de 96,5 TWh (2016) à 216 TWh en 2030 (soit 40 % de la production), à demande et solde exportateur inchangé.

Graphique n° 3 : hypothèses d'évolution du mix électrique



Source : volet offre du dossier de présentation de la PPE – calculs Cour des comptes ; production électrique stable

Le ministre chargé de l'énergie a lui-même reconnu que cette trajectoire n'était pas tenable⁴¹ en se fondant sur l'analyse de RTE⁴². Ainsi, d'après RTE, l'atteinte de l'objectif de 50 % en 2025 conduirait à la fermeture de 23 à 27 réacteurs nucléaires⁴³. Outre le caractère peu réaliste de cette perspective dans un horizon aussi court⁴⁴, RTE mettait en évidence le fait qu'elle aurait un impact négatif sur les engagements climatiques français. En effet, pour atteindre l'objectif de 50 % d'ici 2025, la France serait obligée de recourir à des centrales à

⁴¹ Communication au Conseil des ministres du 7 novembre 2017.

⁴² Source : RTE, *bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France* (édition 2017).

⁴³ Dans une insertion au rapport public annuel 2016 (p. 111) consacrée à la maintenance des centrales nucléaires, la Cour des comptes avait estimé que le nombre de réacteurs concernés s'établissait à 17 sur la base d'une règle de trois par rapport au volume de production du parc nucléaire de l'époque. L'écart de cette estimation par rapport à celle fournie par RTE tient essentiellement à la mobilisation d'hypothèses d'évolutions de la demande plus fines que celles dont disposait la Cour.

⁴⁴ À titre d'exemple, dans son rapport, RTE rappelle que le plan de sortie du nucléaire adopté par l'Allemagne en 2011 prévoit la fermeture de capacités installées de 21,1 GW en une décennie ; la perspective d'atteindre 50 % de nucléaire d'ici 2025 nécessiterait la réduction de 24 réacteurs (de 900 MW chacun) soit 21,6 GW en six ans. Dans le cas français par ailleurs, la fermeture de réacteurs conduirait l'État à devoir dédommager EDF. La fermeture de la centrale de Fessenheim a par exemple donné lieu à un protocole d'accord prévoyant l'indemnisation d'EDF à hauteur de 446 M€ d'ici 2021 plus une part variable ultérieure destinée à couvrir, dans certaines conditions et jusqu'en 2041, le manque à gagner pour l'entreprise.

charbon et à des centrales au gaz pour assurer sa sécurité d’approvisionnement, ce qui conduirait à une hausse des émissions de gaz à effet de serre.

Faute de cohérence, la crédibilité de l’intégration des EnR à la politique de l’énergie française s’est trouvée remise en cause par cet exercice de programmation conduit en 2016. Les acteurs du monde de l’énergie – même au sein des administrations intéressées – sont nombreux à ne pas avoir cru dans les objectifs et la trajectoire définis par la PPE. Ce faisant, cet outil a failli à l’objectif qu’il s’était donné, celui d’offrir un cadre prévisible et consolidé de l’évolution de la politique énergétique jusqu’en 2023.

C - Des objectifs industriels devenus secondaires

Adossée aux objectifs de développement des énergies renouvelables, l’aspiration au développement de filières industrielles en matière d’EnR remonte au Grenelle de l’environnement. En 2008, un rapport intitulé « *développer une filière industrielle nationale créatrice d’emploi pour améliorer la compétitivité* » est remis au ministre chargé de l’énergie. Il apparaît à ce jour, comme l’analyse la plus poussée des enjeux industriels liés à la transition énergétique. Peu après, en octobre 2009, le commissariat général au développement durable (CGDD) publie une étude intitulée « *les filières industrielles stratégiques de la croissance verte* ». Sur les dix-sept filières stratégiques qu’elle identifie, sept concernent les EnR. L’étude recommande des positionnements industriels stratégiques, liés à l’existence, avérée ou potentielle, de champions français dans certains domaines et à l’état de maturation des différents marchés.

L’ambition de faire profiter l’industrie française du développement des énergies renouvelables va toutefois rapidement s’étioiler. En 2010, la programmation pluriannuelle des investissements (PPI) pour l’électricité rétrograde cet objectif à une espérance, celle que la dynamisation des secteurs manufacturiers nationaux découle spontanément du développement des moyens de production renouvelables⁴⁵. Dans son exposé des motifs, la LTECV retient une appréhension très large de la notion de filières, lesquelles englobent l’ensemble des activités économiques liées à la transition énergétique, sans se concentrer particulièrement sur les activités manufacturières. Les externalités économiques associées aux EnR et à la transition énergétique tiennent donc à la création d’emplois de tout type, sans plus chercher à en favoriser l’impact industriel.

Au sein de la stratégie énergétique, le développement des filières industrielles constitue un objectif secondaire, pour lequel les outils de mesure restent à construire. En 2016, la PPE proposait de « *mettre en place un dispositif d’observation de la chaîne de valeur des filières énergétiques de la transition énergétique incluant notamment le suivi de la balance commerciale et l’emploi* »⁴⁶. Cette proposition a été partiellement mise en œuvre, notamment avec les études de l’ADEME portant sur les marchés, emplois et balance commerciale de

⁴⁵ PPI 2009, III-4-1 : les EnR « *représentent par ailleurs, ainsi que les actions de maîtrise de la demande, un enjeu important en termes de développement économique et d’emploi. Leur diffusion sur le territoire national dynamisera les fabricants d’équipements français (éoliennes, panneaux solaires thermiques et photovoltaïques, chaudières, turbines hydrauliques...), et renforcera les positions des fabricants nationaux de composants* ».

⁴⁶ PPE 2016, synthèse, page 27.

certaines filières d'énergies renouvelables, mais ces études ne constituent pas, à ce jour, les supports de définition ou de suivi des objectifs de politique industrielle. Si les textes successifs n'ont jamais clairement défini un objet et un indicateur de suivi constants et partagés de la politique industrielle renouvelable, l'actualisation de la PPE qui sera conduite en 2018 offre en revanche l'occasion de bâtir une ambition industrielle partagée.

D - Une programmation qui amène à soutenir fortement toutes les filières

Pour répondre aux objectifs qu'elle s'est fixés, la France a programmé un mix énergétique diversifié. Ce choix est défendu par le ministre chargé de l'énergie au motif que, compte tenu du niveau d'ambition français, seule la mobilisation de l'ensemble des sources d'énergies renouvelables peut permettre d'atteindre les cibles fixées. La mobilisation de l'ensemble des filières renouvelables conduit ainsi à solliciter également les filières les moins matures et donc les plus coûteuses (cf. *infra*).

D'autres pays (cf. annexe n° 5) ont eu des approches différentes pour bâtir leur programmation énergétique. Par défaut, certains ont été contraints d'établir une programmation fondée sur un nombre de filières réduit pour tenir compte du niveau de disponibilité de leurs ressources naturelles, notamment les pays scandinaves. De ce point de vue, la France dispose d'une situation privilégiée puisqu'elle possède sur son territoire une grande diversité de ressources renouvelables. D'autres pays ont bâti leur programmation à partir d'une enveloppe budgétaire limitative. C'est le cas du Royaume-Uni dont le volume global de soutien public aux EnR est limité par un plafond fixé par la loi. La perspective de dépasser ce plafond a conduit en 2015 le pays à réorienter sa politique de développement en la concentrant principalement sur l'éolien *offshore* pour lequel le pays dispose d'avantages naturels importants.

La PPE réalisée en 2016, vise à traduire jusqu'en 2023 les objectifs fixés au travers d'une feuille de route précise, par sources d'énergies (cf. annexe n° 6). S'agissant de la chaleur, les objectifs s'élèvent entre 17,2 Mtep (fourchette basse) et 19 Mtep (fourchette haute) d'ici 2023, soit une augmentation potentielle de 30 à 45 % de la production par rapport à la situation de 2014. Les efforts envisagés porteraient en proportion davantage sur le biogaz et la géothermie⁴⁷ et en volume sur le bois-énergie.

Pour le volet électricité, la PPE prévoit une production électrique renouvelable entre 170 et 216 TWh en 2023 contre environ 93 TWh en 2015. Cette progression serait alors imputable pour 50 % à l'éolien terrestre, pour 25 % au solaire photovoltaïque et pour 15 % à l'éolien en mer posé.

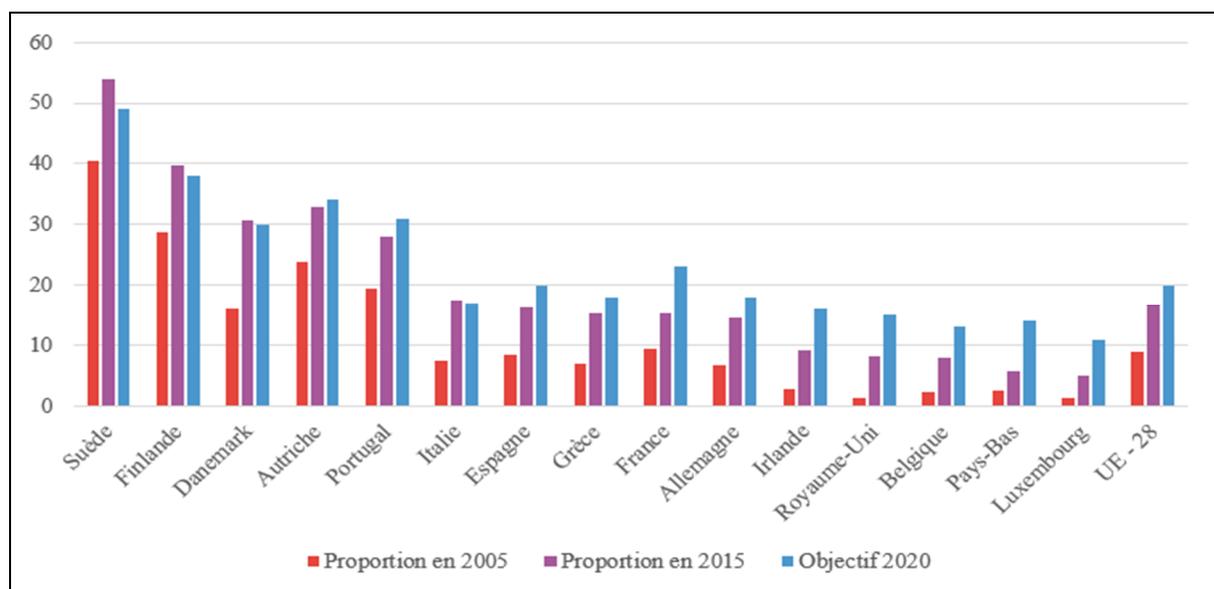
⁴⁷ Sur la base des écarts entre le réalisé 2015 (données SoeS) et la moyenne entre la fourchette haute et la fourchette basse de la PPE. En réalisant ces différentiels, il apparaît qu'en 2015, 80 % et 75 % de la trajectoire doivent encore être parcourus par le biogaz et la géothermie, là où les pompes à chaleur, la biomasse, et le solaire thermique avaient réalisé en 2015 respectivement 66, 60 et 55 % de leur trajectoire.

II - Des résultats notables mais en deçà des objectifs affichés

A - Une progression en demi-teinte

La forte mobilisation française en faveur des EnR a eu pour conséquence un accroissement significatif des capacités d'énergies renouvelables dans le mix énergétique : la part des EnR dans la consommation finale brute d'énergie en France a nettement progressé au cours de la dernière décennie, passant de 9,2 % en 2005 à 15,7 % en 2016. En dehors des pays scandinaves (Suède, Finlande, Danemark) qui disposaient déjà en 2005 d'une avance considérable, la France se situe ainsi aujourd'hui dans une fourchette relativement haute parmi les pays européens.

Graphique n° 4 : évolution de la part des EnR dans la consommation finale brute d'énergie des États européens (2005-2020)



Données intégrant les biocarburants

Source : Eurostat – s'agissant des cinq premiers pays (Suède, Finlande, Danemark, Autriche et Portugal), leurs performances énergétiques tiennent notamment à la forte place qu'occupe l'hydroélectricité dans leur mix.

Malgré cette nette progression et comme la Cour l'avait relevé en 2013⁴⁸, la France n'a cessé d'accumuler du retard par rapport à la trajectoire qu'elle s'était fixée. Ainsi, les objectifs pour 2030 ont été déterminés alors même que la France accusait déjà un certain retard dans la réalisation de ceux planifiés pour 2020 (cf. tableau n° 1). À titre d'exemple, au moment de déterminer la trajectoire de la LTECV s'agissant des EnR thermiques, la trajectoire fixée en 2009 par le PNA était déjà loin d'être respectée dans la quasi-totalité des filières. De même, les

⁴⁸ Cour des comptes, rapport public thématique, *La politique de développement des énergies renouvelables*, 2013.

résultats en 2016 (15,7 %) étaient inférieurs de 2,3 points à ceux de la trajectoire prévisionnelle aboutissant aux objectifs fixés pour 2020⁴⁹.

La France a d'ailleurs progressé moins vite que ses voisins européens pendant la période 2005-2015 : la part des EnR dans la consommation d'énergie finale entre 2005 et 2014 a progressé de 4 points en France, contre 7,5 en Italie et 8 en Allemagne (cf. annexe n° 4).

Tableau n° 1 : part des EnR dans la consommation finale brute d'énergie

En %	réalisé			trajectoire	objectifs	
	2005	2015	2016	2016	2020	2030
Électricité	13,8	18,9	19,1	21,5	27	40
Chaleur	11,6	20	20,7	25,5	33	38
Transports	2	8,3	8,7	8,4	10,5	15
Ensemble	9,2	15,2	15,7	18	23	32

Les données réalisées pour 2016 sont provisoires ; calcul en proportion de la consommation finale brute d'énergie
La trajectoire 2016 est celle du PNA. L'objectif 2020 est celui du PNA. L'objectif 2030 est celui de la LTECV qui n'inclut pas les DOM.

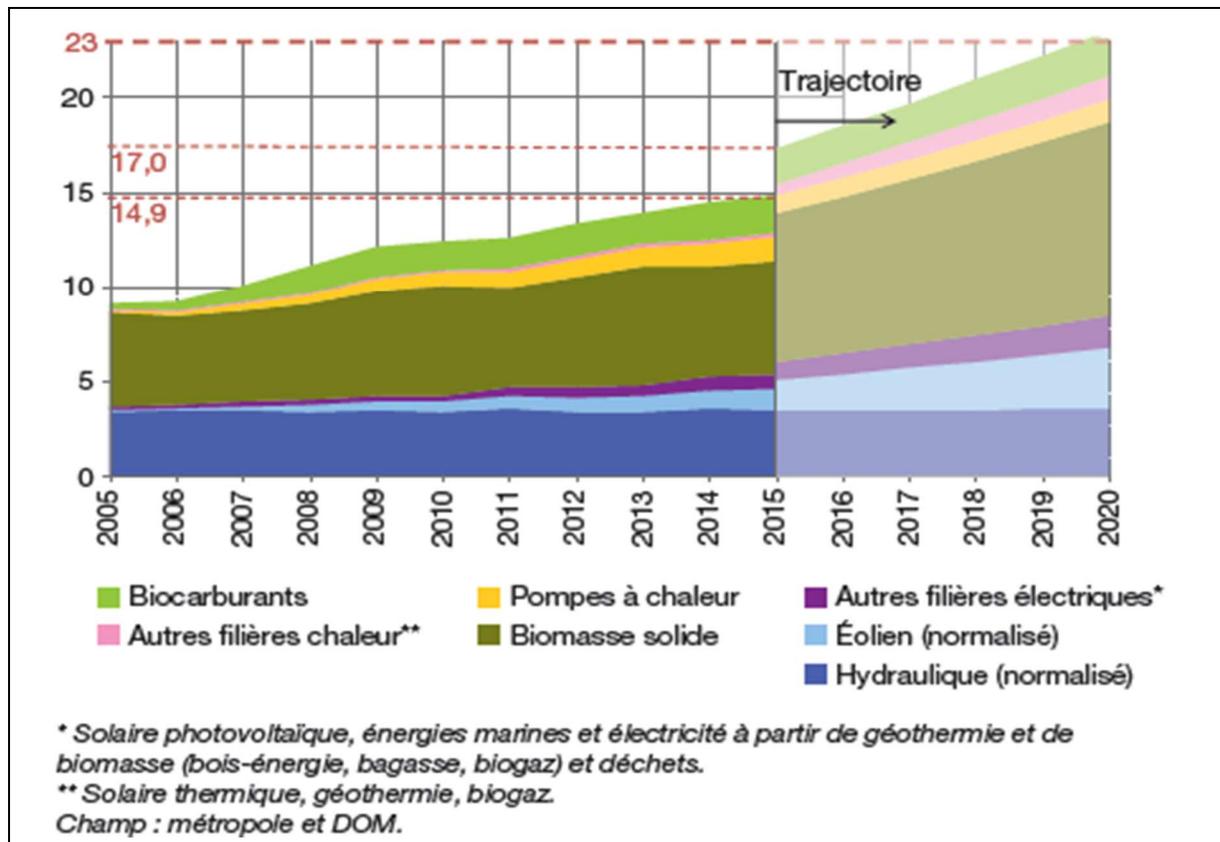
Source : Ministère chargé de l'énergie, Datalab, Septembre 2017

Pour l'électricité, 92 % du niveau prévu par la trajectoire a été atteint en 2016. Le différentiel par rapport aux objectifs fixés résulte essentiellement du retard pris dans l'éolien en mer⁵⁰. En revanche, pour la chaleur, 78 % du niveau a seulement été atteint. Le rythme de croissance annuelle de la part des EnR dans la consommation finale de chaleur demeure donc en-deçà de celui requis pour atteindre les objectifs. Le retard découle principalement de la non-réalisation de 3,5 Mtep dans la filière biomasse. Au total, seules deux filières ont réalisé leurs objectifs (cf. graphique n° 5), le solaire photovoltaïque et les pompes à chaleur dans des conditions de soutien public toutefois peu satisfaisantes (cf. *infra*).

⁴⁹ Pour respecter la trajectoire de 23 % d'EnR (y compris transport) à horizon 2020, la part des EnR dans la consommation finale brute d'énergie aurait dû être de 18 % en 2016, soit 2,3 point de plus que le niveau alors atteint.

⁵⁰ La France ne compte aujourd'hui aucun parc éolien *offshore* ; les appels d'offre lancés en 2011 et 2013 d'une puissance totale approchant 3 GW n'entreront pas en service avant 2020, au mieux. La PPE prévoit d'ici 2023 le lancement d'appels d'offres pour une capacité supplémentaire comprise entre 500 MW et 6 GW. À titre de comparaison, au Royaume-Uni (5,2 GW), en Allemagne (4,1GW) ou encore au Danemark (1,3 GW), les capacités éoliennes *offshore* sont bien supérieures à la France (données IRENA).

Graphique n° 5 : part des énergies renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie par filière, trajectoire et objectif 2020 (en %)

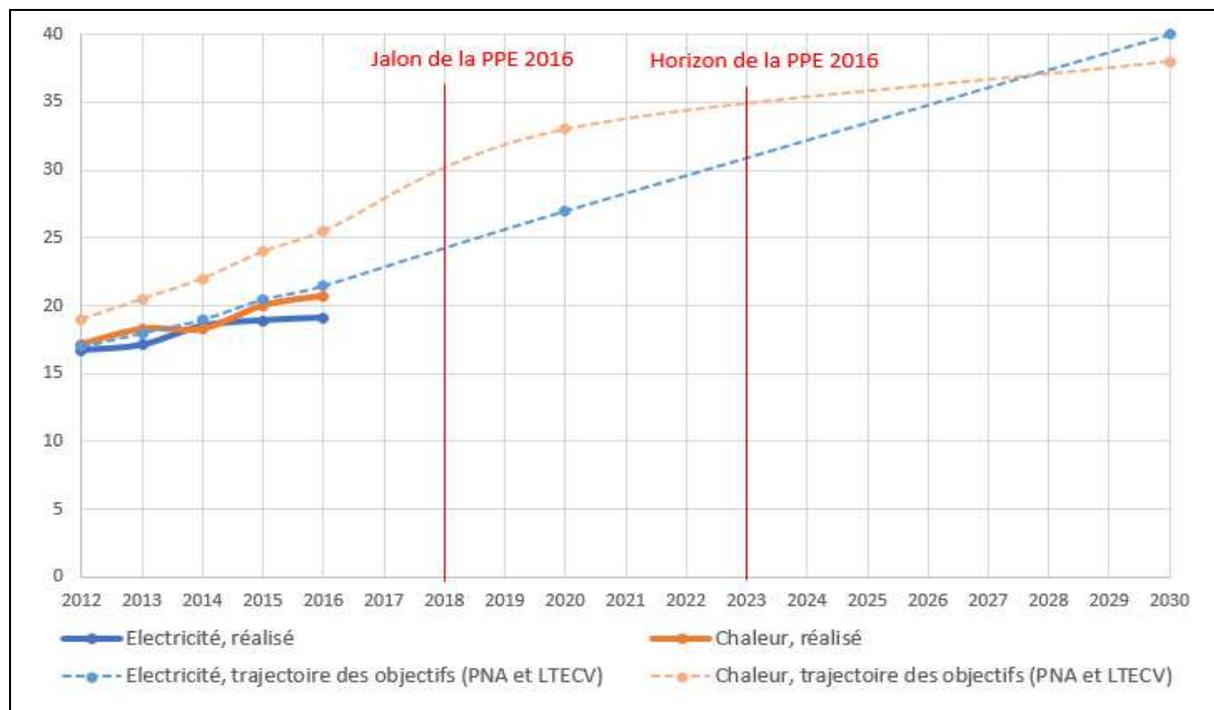


Source : Ministère chargé de l'énergie

À paramètres constants, en tenant strictement compte de la dynamique tendancielle observée jusqu'à ce jour, et sous réserve de différences notables entre filières, les objectifs fixés pour 2020 et 2030 paraissent donc difficiles à atteindre (cf. graphique n° 5). Des mesures nouvelles pourraient sans doute permettre une accélération du déploiement des EnR d'ici 2020 et 2030 mais la Cour n'est pas en mesure d'en estimer l'impact potentiel.

Interrogé sur ce retard, le ministère chargé de l'énergie fait valoir que la progression des EnR dans le mix énergétique ne suit pas une progression linéaire. L'accroissement de nouvelles capacités, notamment dans le domaine des EnR électriques, se fait en effet à mesure de la mise en service de grosses infrastructures de production. À titre d'exemple, l'installation des parcs éoliens *offshore* pourrait substantiellement accroître les performances françaises. S'agissant des EnR thermiques, cet argument ne peut toutefois être retenu car l'essentiel du retard constaté provient de la biomasse dont le développement – axé sur des installations de petites et moyennes puissances – est plus linéaire.

Graphique n° 6 : part des EnR dans la consommation finale brute d'électricité et de chaleur (%)



Source : Cour des comptes d'après données du ministère chargé de l'énergie

B - Un contexte de développement défavorable

En 2013, la Cour avait identifié des facteurs défavorables au développement des EnR susceptibles d'expliquer une partie des retards constatés ; pour la période sous revue, la plupart n'ont pas disparu, notamment la baisse des prix de l'énergie qui affecte les conditions de rentabilité des EnR thermiques et l'environnement social et réglementaire dans lequel les EnR se développent.

1 - Des marchés de l'énergie orientés à la baisse

Le marché de l'énergie est aujourd'hui particulièrement peu favorable aux EnR thermiques, qui présentent un déficit de compétitivité structurel avec les énergies fossiles. Cette situation tient notamment à la baisse des prix des énergies fossiles observée sur les marchés depuis 2013 et à l'échec du marché européen de régulation des émissions de gaz à effet de serre au travers de quotas échangeables. Cette situation est d'autant plus problématique que la mise en place de capacités renouvelables thermiques repose essentiellement sur des décisions individuelles (pour un ménage, remplacer son dispositif de chauffage au fioul ; pour une collectivité, investir dans un réseau de chaleur, etc.) guidées principalement par des effets-prix. Le niveau actuel de la composante carbone des taxes intérieures sur la consommation

énergétique apparaît trop faiblement incitatif pour remédier à ce déficit de compétitivité (cf. *infra*).

À l'inverse, l'état des marchés de l'énergie a peu d'impact direct sur le développement des EnR électriques, les dispositifs de soutien déployés (cf. *infra*) consistant précisément à limiter l'exposition des producteurs aux fluctuations des prix de marché.

L'état des marchés de l'énergie

- **Les prix des énergies fossiles ont baissé depuis 2014.** Le cours du pétrole (Brent daté) est passé 82,7 €/bl en juin 2014, à 28,2 €/bl en janvier 2016 avant de remonter à 43,8 €/bl en août 2017. Le charbon vapeur (*spot* NWE⁵¹) a connu une évolution similaire passant de 53,5 €/t en juin 2014 à 42,1 €/t en janvier 2016. Le gaz (*spot* NBP⁵²) reste à un prix faible autour de 13,6 €/Mbtu en août 2017 après une remontée saisonnière en janvier à 19,9 €/Mbtu. Ces données révèlent une variabilité importante et des baisses de prix qui ont favorisé la compétitivité des énergies fossiles par rapport aux EnR ;

- **L'échec du marché européen de régulation des émissions de gaz à effet de serre (EU-ETS⁵³) au travers de quotas échangeables.** Aujourd'hui le volume de quotas de CO₂ en circulation est trop élevé pour que le carbone atteigne un prix incitatif. Cet échec a abouti à un prix de référence du carbone (*spot* EUA⁵⁴) très faible. Il fluctue entre 5 et 7 €/t depuis 2012. En mai 2017, la commission Stern-Stiglitz⁵⁵ a publié un rapport affirmant qu'une réduction efficace des émissions de gaz à effet de serre ne pouvait se faire sans donner un prix au carbone. Elle préconisait un corridor de prix de 40-80 \$/t CO₂ en 2020, passant à 50-100 \$ en 2030. En renchérissant le prix des énergies fossiles, un tel prix renforcerait directement la compétitivité des énergies renouvelables. Le conseil européen doit s'accorder dans les prochains mois sur les paramètres de révision du système ETS.

2 - Un environnement contraignant

Le développement des énergies renouvelables s'opère également dans un contexte peu favorable au regard des contraintes qui pèsent sur l'installation de nouvelles capacités et leur développement. Celles-ci requièrent une adaptation de pans entiers de la réglementation existante : c'est le cas de l'urbanisme pour les installations éoliennes ou photovoltaïques⁵⁶. L'installation des projets éoliens a fait par exemple l'objet d'une réglementation abondante et fluctuante. En 2005, la loi POPE a introduit les zones de développement de l'éolien (ZDE) arrêtées par le préfet après avis de la commission départementale de la nature, des paysages et

⁵¹ Prix *spot North-Western Europe* : prix fixé pour une livraison immédiate, en Europe du Nord-Ouest.

⁵² Prix *spot National Balancing Point* : prix fixé pour une livraison immédiate sur la place de marché britannique.

⁵³ *European Emissions Trading System*.

⁵⁴ Prix *spot European Emission Allowances* : prix fixé pour une livraison immédiate sur le marché européen de permis d'émissions CO₂.

⁵⁵ <https://www.carbonpricingleadership.org/report-of-the-highlevel-commission-on-carbon-prices>.

⁵⁶ À titre d'exemple, l'installation des éoliennes est soumise à de multiples réglementations (éloignement minimal de 500 m des habitations, respect des zones d'exclusion militaire, etc.).

des sites ; elles ont été supprimées en 2013⁵⁷. En 2011, les éoliennes ont également été rangées dans les installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE)⁵⁸.

Les énergies renouvelables sont aussi soumises à différentes contraintes liées à leur environnement d'installation. S'agissant du photovoltaïque, les problématiques de disponibilité foncière sont potentiellement fortes : l'équivalent en photovoltaïque de la production d'électricité d'une centrale nucléaire de 1 300 MW nécessiterait une surface au sol de l'ordre de 68 km²⁵⁹. Pour l'éolien terrestre⁶⁰ également, les emplacements favorables sont limités par des effets météorologiques et environnementaux⁶¹.

Dans le domaine des EnR thermiques, la disponibilité de certaines ressources permet de douter de l'atteinte des objectifs fixés. Ainsi, la filière bois-énergie représente les trois quarts des objectifs fixés pour 2023, mais elle doit se concilier avec les autres usages de la forêt et ne pas porter atteinte à son exploitation durable ni à sa fonction de puits de carbone. La réalisation des objectifs EnR sur la biomasse nécessitera par exemple une mobilisation importante et coordonnée de la ressource bois, dont la gestion relève du champ de plusieurs politiques publiques (forestière, énergétique, qualité de l'air, climatique, etc.) qui sont insuffisamment articulées à ce jour.

Enfin, les installations d'EnR font l'objet d'une acceptabilité sociale limitée qui retarde voire empêche les réalisations. Les projets éoliens font ainsi systématiquement l'objet de recours contentieux qui allongent leurs délais de réalisation (10 ans estimés pour les appels d'offres français d'éolien *offshore* de 2011 et 2013 contre 3 ans pour les derniers appels d'offres lancés au Danemark) et accroît les risques financiers pesant sur eux.

Pour limiter l'impact de ces différents facteurs, plusieurs avancées ont été réalisées. Ainsi, des allègements de réglementation sont intervenus au cours de la période sous revue : les délais de recours contre les projets d'EnR en mer ont été limités⁶² et la durée de certaines autorisations d'installation d'infrastructures de productions a été prorogée⁶³. Par ailleurs, la récente désignation de la cour administrative d'appel de Nantes en premier et dernier ressort pour les

⁵⁷ Loi n° 2013-312 du 15 avril 2013, dite loi Brottes.

⁵⁸ Décret 2011-984 du 23 août 2011 modifiant la nomenclature des installations classées à l'article R.511-9 du code de l'environnement.

⁵⁹ Calcul réalisé sur la base de l'occupation au sol de la centrale de Cestas, la plus importante de France (300 MWc sur 2,6 km²). Les données de facteur de charge retenues pour le nucléaire sont de 0,85 et pour le photovoltaïque en France de 14 %. L'occupation au sol d'une centrale photovoltaïque produisant une capacité équivalente à celle d'une centrale nucléaire de 1300 MW peut donc être calculée comme suit $(1300 * 0,85 / 14) * (2,6 / 300) = 68$, soit, à titre de comparaison, la superficie de la commune de Nantes.

⁶⁰ Dans un scénario maximaliste, la pleine montée en puissance des EnR d'ici 2030 pourrait conduire à la réalisation de 16 500 installations (dont 2 200 en mer) contre 6500 environ aujourd'hui (*source* : RTE, bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande de l'électricité (2017), parution en novembre 2017).

⁶¹ Parmi les règles d'installation applicables aux éoliennes on rappellera que celles-ci ne peuvent se trouver dans une des zones d'exclusion aérienne, qui couvrent pourtant 40 % du territoire. D'autres règles d'implantation sont rappelées dans l'arrêté du 6 novembre 2014 modifiant celui 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.

⁶² Décret n°2016-9 du 8 janvier 2016 concernant les ouvrages de production et de transports d'énergies renouvelable en mer.

⁶³ *Idem*.

recours contre les projets d'EnR en mer pourrait contribuer à réduire les délais contentieux⁶⁴. De même, la mise en place de l'autorisation environnementale unique prévue par la LTECV et généralisée au 1^{er} mars 2017 à l'éolien terrestre et à la méthanisation devrait permettre de simplifier les procédures administratives auxquelles sont soumis les projets d'installations classées pour la protection de l'environnement en regroupant en une seule démarche jusqu'à douze actes menés jusqu'à présent de façon distincte⁶⁵. Enfin, le Gouvernement a annoncé la conception en 2018 d'un plan de simplification du développement des projets de production d'énergies renouvelables⁶⁶, sans toutefois plus de précision à ce jour.

C - Des retombées économiques réelles mais un bilan industriel décevant

La valeur des marchés français, représentant le chiffre d'affaires réalisé dans toutes les activités liées au développement des EnR⁶⁷ y compris les importations et exportations et la vente de l'énergie produite (incluant le soutien public), a plus que doublé depuis 2006, passant de 10,4 à 21,3 Md€⁶⁸ en 2016 (cf. annexe n° 8). Si le développement des EnR a induit des effets économiques significatifs, le bilan qui en découle demeure toutefois décevant, particulièrement en ce qui concerne les aspects industriels. La France est ainsi dans une situation moins avantageuse que certains de ses voisins, notamment l'Allemagne (cf. annexe n° 5), dont l'économie et en particulier le tissu industriel ont tiré davantage profit du développement des énergies renouvelables.

1 - Le tissu industriel français

Dans le secteur des énergies renouvelables, la chaîne de valeur est composée d'un grand nombre d'activités. Elles comprennent en amont les études et l'ingénierie, les activités liées à l'approvisionnement en matières premières pour la biomasse par exemple, puis la fabrication de matériels et équipements, la construction et l'installation, l'exploitation et la maintenance et enfin le démantèlement et le recyclage en aval.

⁶⁴ *Ibid.*

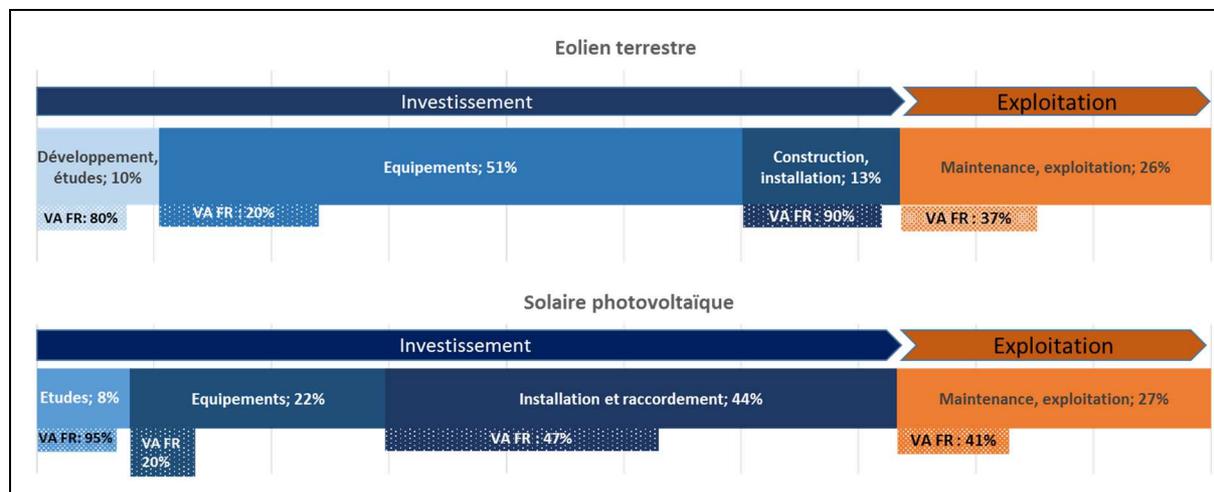
⁶⁵ Article 145 de la LTECV et ordonnance n° 2017-80 du 26 janvier 2017 relative à l'autorisation environnementale

⁶⁶ Communication du ministre de la transition écologique et solidaire au Conseil des ministres du 7 novembre 2017.

⁶⁷ Fabrication d'équipements dont importations et exportations, montage de projets, études, construction, distribution, installation, exploitation-maintenance, vente d'énergie.

⁶⁸ Source : étude ADEME « *Marchés & emplois dans le domaine des énergies renouvelables* » de juillet 2017.

Schéma n° 2 : présentation synthétique de la part de la valeur ajoutée française sur la chaîne de valeur de l'éolien terrestre et du solaire photovoltaïque



Source : Cour des comptes d'après des rapports ADEME, SER, FEE, CRE
 La répartition de la valeur ajoutée par segment est donnée comme ordre de grandeur

Sur la partie industrielle de la chaîne, la valeur des investissements français dans les équipements fabriqués en France s'élevait à 1,4 Md€ en 2016, en hausse de 30 % par rapport à 2006 alors que celle des marchés a doublé dans l'intervalle. Par ailleurs les industries françaises couvrent moins de la moitié de la valeur ajoutée des investissements et moins de 25 % de la fabrication dans les EnR électriques (éolien et solaire)⁶⁹. L'industrie française est donc loin d'avoir pleinement bénéficié de l'essor économique observé sur le marché des énergies renouvelables ces dernières années. Cette situation tient notamment aux spécificités du tissu français, historiquement moins développé sur les activités mécaniques ou électrotechniques que son voisin allemand, et donc moins propice à l'extension ou à la conversion aux activités de production pour les filières renouvelables.

Quelques industriels parviennent toutefois à se développer grâce à leur positionnement sur des marchés spécifiques, à l'instar de Compte-R (chaudière biomasse de grande puissance), Poma⁷⁰ (éoliennes terrestres renforcées ou adaptées aux plafonds aéronautiques bas), DualSun (panneaux solaires hybrides), Photowatt (fabrication intégrée de modules photovoltaïques) ou encore Vergnet (éoliennes à résistance cyclonique), même si certains rencontrent aujourd'hui de grandes difficultés.

La majorité des entreprises françaises (au sens de la nationalité du capital) qui se sont développées sur le secteur des EnR ne sont donc pas industrielles. Il s'agit principalement de développeurs et fournisseurs d'énergie, qui ont investi le domaine en créant des filiales ou en rachetant des entreprises spécialisées. Les producteurs historiques EDF et ENGIE sont ainsi

⁶⁹ Source : Cour des comptes d'après des rapports ADEME, SER, FEE.

⁷⁰ Poma est un fabricant français d'éoliennes terrestres répondant à des contraintes techniques spécifiques (plafonds aéronautiques, éoliennes renforcées) qui souhaite s'appuyer sur ces marchés pour s'ouvrir ensuite aux marchés standards.

aujourd'hui les principaux acteurs français des EnR⁷¹. Ces grands énergéticiens ont su mettre à profit leur connaissance des marchés acquise grâce à leur métier historique pour pénétrer le secteur, en proposant notamment des offres et des services adaptés et innovants. Ce double-positionnement sur le marché de l'énergie peut toutefois créer des difficultés stratégiques internes, notamment lorsque les filiales et l'opérateur historique proposent des solutions concurrentes sur un même marché.

Quelques jeunes entreprises ont également su se développer sur le marché domestique et à l'export, à l'instar de Neoen, développeur devenu une entreprise de taille intermédiaire (ETI) revendiquant 1,3 GW d'EnR installés (solaire, éolien, biomasse électrique). Ces entités se sont notamment appuyées sur des partenariats avec des grandes entreprises françaises de l'électronique ou du BTP pour répondre à des appels d'offres internationaux. Certaines entreprises prometteuses, positionnées sur le segment du numérique, proposent également des services innovants dans l'évaluation des ressources ou la gestion intelligente de l'énergie renouvelable. Ainsi l'entreprise Waga Energy, fondée en 2015, achète le biogaz produit par la fermentation des déchets enfouis et le revend, après épuration, sous forme de biométhane pur injecté dans les réseaux de gaz naturel. Enfin, certains bureaux d'études et d'ingénierie français sont reconnus à travers le monde pour leur technicité notamment sur des opérations complexes (ex : géothermie volcanique ou profonde).

Au sein des principales filières, la situation économique est néanmoins très variable. Dans une étude consacrée à la filière éolienne⁷², l'ADEME estime que 600 entreprises y opèrent en France⁷³. Elles interviennent sur l'ensemble de la chaîne de valeur mais la France ne compte aujourd'hui aucun ensemblier d'éoliennes terrestres et a perdu ses champions sur l'éolien *offshore*. Ainsi, après s'être lancé en 2007 dans l'éolien en mer, Areva a cédé, en septembre 2016, ses activités à l'entreprise Gamesa, son partenaire espagnol dans la co-société Adwen. En mars 2017, Gamesa a fusionné avec l'allemand Siemens pour former un géant industriel de l'éolien. Le groupe a annoncé en septembre 2017 l'abandon de la turbine éolienne développée jusqu'ici par Adwen au profit du modèle développé par Siemens qui sera fabriqué dans les deux futures usines construites au Havre. L'usine de fabrication d'éoliennes de Saint-Nazaire d'Alstom, a quant à elle été reprise par General Electric fin 2015.

Les turbines installées proviennent de grands constructeurs étrangers : 80 % du marché est couvert par quatre groupes européens. Pour l'éolien terrestre, la part de la valeur ajoutée française dans les nouveaux parcs se situe, d'après l'ADEME et la DGE, entre 37 % et 41 % (cf. schéma n° 2). L'ADEME identifie trois voies d'avenir pour la filière : se positionner sur des marchés spécifiques, attirer sur le sol français l'usine d'un turbinier étranger, ou accompagner les PME/ETI pour investir dans le secteur de la sous-traitance de composants⁷⁴.

⁷¹ Sur l'hydroélectricité, le marché est partagé. Sur l'éolien, ENGIE est le premier exploitant de parcs avec 1,7 GW de capacités installées en tandis qu'EDF EN en revendique 1,14 GW. Sur le solaire, ENGIE est en tête des capacités de production (522 MW en France) contre 209 MW pour EDF.

⁷² Étude de la filière éolienne française : bilan, prospective et stratégie, ADEME, 2017.

⁷³ L'association France énergie éolienne en recense 720.

⁷⁴ C'est notamment le rôle du programme Windustry France, animé par le SER et soutenu par l'État dans le cadre du PIA, visant à renforcer le tissu de sous-traitance français.

S'agissant du photovoltaïque, le marché des modules est aujourd'hui largement dominé par les industriels asiatiques, qui représentent 90 % du marché mondial. Il ne reste aujourd'hui en Europe que deux pays – l'Allemagne et la France – disposant d'industriels ensemble. Ces entreprises sont pour la plupart en grande difficulté, à l'exception de Sunpower détenue par Total. La chaîne de valeur des installations solaires ne se résume cependant pas aux cellules et modules, et les entreprises françaises positionnées sur d'autres segments ont de bons résultats en matière d'intégration et de gestion des systèmes. Sur l'ensemble de la chaîne, la valeur ajoutée française des installations photovoltaïques est estimée à 44 % par l'ADEME⁷⁵ (cf. schéma n° 2).

La situation concernant les filières renouvelables thermiques n'a en revanche pas fait l'objet d'une analyse aussi détaillée⁷⁶. Ce manque de données rend difficile la conduite d'une politique industrielle. Quelques grands constats sont tout de même partagés. Même si les volumes sont relativement modestes, la France dispose de l'une des premières industries européennes dans le solaire thermique. Ces dernières années, en raison de la chute des marchés, elle a perdu ses entreprises pionnières. Certains sites industriels d'entreprises étrangères implantées en France se maintiennent toutefois, en se concentrant sur les marchés européens à l'export. Le secteur de la fabrication des équipements domestiques de chauffage au bois est également relativement développé et comptait, selon l'ADEME, environ 70 entreprises en 2014⁷⁷. Les constructeurs français de chaudières à bois dans le logement collectif sont quant à eux majoritaires dans les projets financés par le fonds chaleur. Enfin quelques entreprises, disposent de lignes de production de pompes à chaleur géothermiques et aérothermiques en France, mais le marché, qui s'est largement restructuré autour de grands acteurs, demeure concentré, selon les technologies, autour des acteurs japonais et allemands.

2 - La balance commerciale

Le développement des énergies renouvelables induit des effets majeurs sur la balance commerciale. Ces effets sont positifs si l'augmentation des capacités renouvelables accroît l'indépendance énergétique et permet donc de limiter le recours aux importations d'énergie, fossiles notamment⁷⁸. Ils sont négatifs si le développement des capacités renouvelables nécessite l'importation massive d'équipements productifs.

D'après l'ADEME⁷⁹, « *calculé pour l'ensemble des filières EnR (hors biocarburants), le solde net de la balance commerciale, qui prend notamment en compte les économies d'importations de matières premières évitées grâce à la substitution d'une production d'énergie renouvelable à des productions d'énergies fossiles et fissiles, est excédentaire de*

⁷⁵ Source : étude ADEME « *Filière photovoltaïque française : bilan, perspectives et stratégie* », décembre 2015.

⁷⁶ Des études réalisées par l'ADEME ont été menées sur l'impact des projets soutenus dans le cadre du fonds chaleur sur les acteurs de la filière bois énergie en matière d'emploi et de chiffre d'affaire et sur les emplois dans la filière biocombustibles. De nouvelles études sont par ailleurs attendues pour 2018-2019 sur les filières des pompes à chaleur et des réseaux de chaleur et de froid.

⁷⁷ Source : étude ADEME « *Marchés & emplois dans le domaine des énergies renouvelables* », juillet 2017.

⁷⁸ À titre indicatif, les importations d'énergies fossiles représentent un montant de 53 Md€ pour la balance commerciale française (chiffres 2014 ; lettre Trésor Eco n°162). Aucune projection n'a été réalisée pour estimer finement les économies générées par la montée en puissance des EnR, notamment thermiques, sur la balance commerciale.

⁷⁹ Note interne de l'ADEME.

1,5 milliard d'euros en moyenne par an entre 2006 et 2015, avec un maximum de 3,3 milliards d'euros en 2013 ». Cette analyse, interne, mériterait d'être affinée car elle prend comme hypothèse que l'ensemble des productions historiques d'EnR (hydroélectricité, géothermie, etc.) se sont substituées intégralement à des énergies conventionnelles. La balance commerciale des équipements nécessaires à l'installation de nouvelles capacités EnR présente quant à elle un déficit structurel. Négatif depuis 2008, le solde de cette balance commerciale des équipements est particulièrement élevé du fait des filières EnR électriques (cf. tableau n° 2) ; il a notamment atteint -3 Md€ en 2010, au plus fort de l'activité du secteur solaire photovoltaïque.

Tableau n° 2 : évolution de la balance commerciale des équipements EnR depuis 2009

<i>Commerce extérieur (M€)</i>	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016p
<i>Exportations d'équipements*</i>	796	1016	1166	1221	1181	1161	1206	1187
<i>Importations d'équipements*</i>	-1685	-3937	-2884	-1738	-1673	-2225	-1799	-1899
<i>Balance commerciale des équipements*</i>	-889	-2921	-1718	-517	-492	-1232	-593	-712

Source : Cour des comptes d'après étude « Marchés et emplois dans le domaine des EnR » de l'ADEME, Juillet 2017

*EnR hors biocarburants

Les filières les plus importatrices d'équipements sont le solaire photovoltaïque et l'éolien ainsi que, dans une moindre mesure, les pompes à chaleur et les équipements domestiques de bois-énergie utilisant les granulés. Le solaire thermique, pour lequel de nombreuses usines – y compris de fabricants étrangers – sont installées en France malgré un marché domestique en berne, et l'hydroélectricité – filière française historique – sont les seules à présenter un solde constamment positif depuis 2009.

3 - L'emploi

L'ADEME estimait le nombre d'emplois directs⁸⁰ liés aux marchés des EnR hors biocarburants sur le territoire national⁸¹ en 2016 à 79 000, en hausse de 30 % par rapport à l'année 2006. Seuls 15 % (12 000) relèvent toutefois de la fabrication d'équipements et de l'assemblage et peuvent ainsi être considérés comme des emplois industriels. Le reste relève essentiellement de la maintenance-exploitation (35-45 %) et l'installation (25-30 %)⁸².

Il demeure difficile d'établir un bilan global de l'impact des EnR sur l'emploi dès lors qu'aucun objectif n'avait été fixé et que les projections du nombre d'emplois attendus du développement des énergies renouvelables sont très variables. Ainsi, l'*International renewable energy agency* (IRENA) évaluait en 2015 le nombre d'emplois directs et indirects liés aux EnR à 162 100 en France, au deuxième rang européen derrière l'Allemagne (334 000 emplois) et à 9,8 millions dans le monde. Selon l'agence, le nombre d'emplois au niveau mondial pourrait atteindre 24 millions d'ici à 2030 dont 330 000 emplois en France. Pour sa part, le syndicat des

⁸⁰ Les emplois directs ne comptabilisent pas les emplois liés à la production des composants des équipements et aux consommations d'intrants agricoles ou forestiers notamment ni les emplois induits.

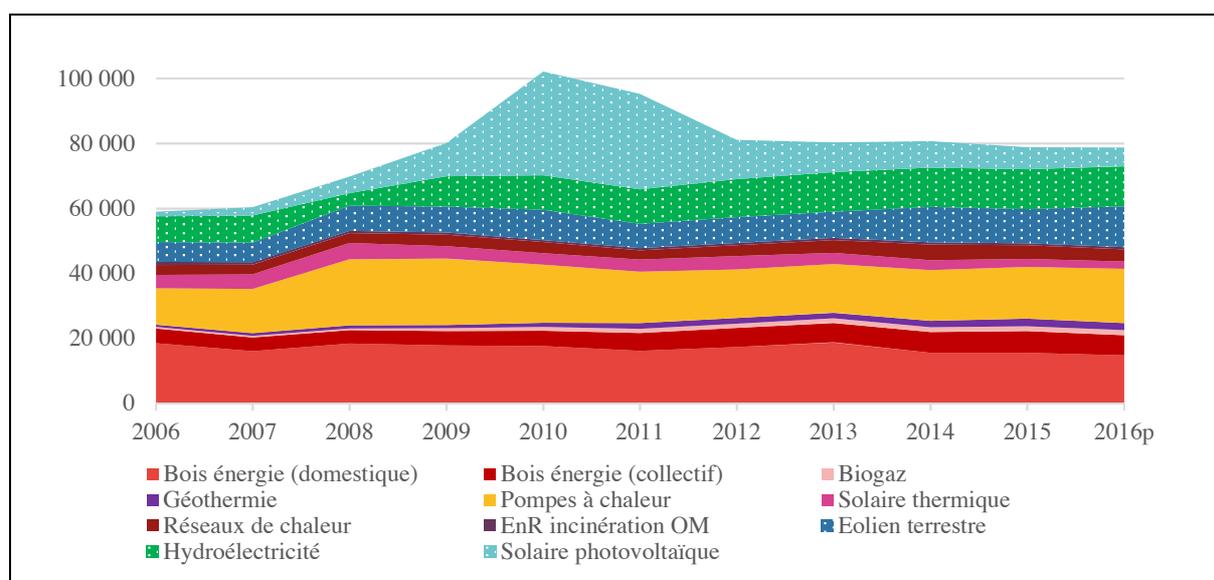
⁸¹ Métropole et DOM.

⁸² Activités locales non-délocalisables (ne répondant pas à la définition de l'emploi industriel retenue par la DGE).

énergies renouvelables (SER) prévoyait, pour 2020, 225 000 emplois directs et indirects⁸³, équivalents à 140 000 à 150 000 emplois directs.

Le bilan sur l'emploi des EnR est encore plus complexe à établir à long terme si l'on raisonne en économie réelle, en déterminant le volume de créations nettes d'emplois imputables aux EnR. Cette approche permet pourtant de neutraliser les impacts de la réduction de production énergétique conventionnelle à laquelle les énergies renouvelables sont censées se substituer et en particulier la réduction de l'emploi dans le secteur nucléaire. S'appuyant sur un modèle macroéconomique, l'étude d'impact de la LTECV présentait un chiffre d'impact net sur l'emploi « *de l'ordre de 100 000 emplois à court terme [2020] et de 220 000 (jusqu'à 300 000) en 2030* ». Ces emplois concernent néanmoins la transition énergétique dans son ensemble et non spécifiquement le secteur des énergies renouvelables. De façon similaire, l'évaluation macroéconomique du scénario PPE réalisée en 2016 estimait que 283 000 emplois supplémentaires seraient créés en 2030 par rapport au scénario tendanciel.

Graphique n° 7 : évolution des emplois directs par filière entre 2006 et 2016 (ETP)



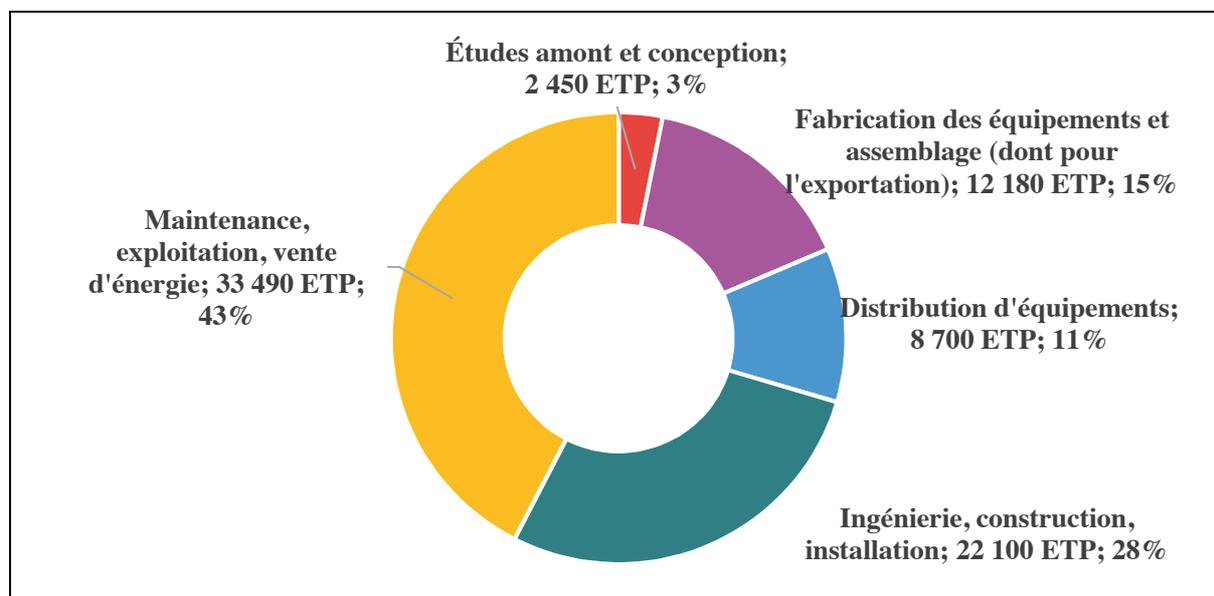
Source : Cour des comptes d'après étude ADEME « Marchés & emplois dans le domaine des EnR » de juillet 2017

En France, les filières EnR les plus pourvoyeuses d'emplois sont le bois énergie, les pompes à chaleur, l'éolien terrestre et l'hydroélectricité (cf. annexe n° 9). L'évolution des emplois renouvelables au cours de la dernière décennie a toutefois été essentiellement portée par les EnR électriques (cf. graphique n° 7) reflétant ainsi leur part prépondérante dans la production nationale. En 2016, 45 500 emplois étaient associés aux EnR thermiques contre 33 500 pour les EnR électriques pour des productions respectives de 12 500 ktep et 8 500 ktep.

⁸³ SER, *Livre blanc sur les énergies renouvelables*, 2012.

Les emplois liés aux EnR thermiques sont restés quasiment constants depuis 2006⁸⁴ alors que ceux liés aux EnR électriques, s'ils ont beaucoup fluctué, ont doublé sur la même période⁸⁵.

Graphique n° 8 : répartition des emplois directs liés aux EnR par activité en 2015



Source : Cour des comptes d'après étude ADEME « Marchés & emplois dans le domaine des EnR » de juillet 2017

Enfin, les emplois du secteur des EnR ont des caractéristiques spécifiques, en particulier celle d'avoir un fort contenu local et d'être, de ce fait, peu délocalisables. Ce constat vaut particulièrement pour les EnR thermiques puisque la chaleur est une énergie difficilement transportable. Son développement dépend essentiellement des décisions, contextes et enjeux locaux et est souvent lié à d'autres secteurs d'activités⁸⁶. La méthanisation, par exemple, permet de consolider l'activité des exploitations agricoles en diversifiant les sources de revenus des agriculteurs. Le développement du bois énergie s'inscrit également dans une perspective de dynamisation globale de la filière forêt-bois nationale, afin d'éviter tout recours structurel aux importations de biomasse, comme le recommande le projet de Stratégie nationale de mobilisation de la biomasse (SNMB) de 2017. Le développement de cette filière est porteur de nombreux emplois locaux liés à l'exploitation forestière, ainsi que l'ont montré deux études de

⁸⁴ Avec une chute marquée entre 2006 et 2016 des emplois liés au solaire thermique (- 48 %) et aux déchets ménagers (- 27 %) et une légère diminution des emplois liés au bois énergie collectif et individuel (- 9 %) tandis que les emplois liés aux pompes à chaleur, au biogaz et aux réseaux de chaleur ont augmenté (respectivement + 49 %, + 257 % et + 27 %).

⁸⁵ Augmentation entre 2006 et 2016 des emplois liés à l'éolien terrestre (+ 106 %), du solaire photovoltaïque (+ 312 %) et de l'hydroélectricité (+ 54 %).

⁸⁶ La production de chaleur renouvelable concentre des emplois destinés la mobilisation de la ressource (exploitation agricole et forestière, réalisation de forages géothermiques, etc.), à la production de chaleur (construction et maintenance de chaufferies bois, construction de panneaux solaires thermiques, etc.) et à la livraison (pose de panneaux solaire thermiques, installations de pompes à chaleur).

l'ADEME sur le sujet⁸⁷. Les EnR électriques concentrent elles-aussi des emplois locaux, notamment dans le domaine de la R&D, des études et, dans une moindre mesure, de l'installation et la maintenance⁸⁸.

4 - Des perspectives à saisir pour les filières d'avenir

Malgré ce bilan industriel décevant, il existe encore des perspectives de développement pour de nouvelles filières et des ruptures technologiques à venir sur le secteur des EnR. Elles s'ajoutent naturellement à la poursuite attendue de l'expansion des marchés mondiaux du photovoltaïque et de l'éolien.

Le prochain défi pour les EnR électriques sera de gérer leur intermittence et leur variabilité⁸⁹ par le développement de technologies de stockage et la gestion dite « intelligente » de l'énergie. Parmi ces technologies, les batteries, dont le développement est stratégique aussi bien pour le futur des EnR que pour le secteur de l'automobile, constitue une filière porteuse. Selon l'ADEME, le *power to gas*⁹⁰ fait également partie des filières d'avenir. Certaines installations de méthanisation pourraient également jouer un rôle dans la régulation et la gestion des réseaux électriques et gaziers locaux⁹¹. Les réseaux intelligents – ou *smart grids* – pourraient aussi limiter certains besoins de stockage et devraient constituer, selon l'ADEME, un segment de recherche et d'investissement prioritaire. Certains pays européens ont déjà mis en place des incitations économiques pour les systèmes de stockage⁹². En France plusieurs actions de soutien pour favoriser l'innovation française en la matière existent, notamment dans le cadre de l'action « démonstrateurs » du PIA. Plusieurs appels à projets et à manifestation d'intérêts ont été lancés sur le sujet, ainsi que deux dispositifs déployés pour encourager le développement du stockage dans les zones non interconnectées (ZNI), un appel d'offres pour des installations couplant production photovoltaïque et dispositif de stockage dans les ZNI et des contrats de gré-à-gré pour les projets de stockage centralisé pilotés par le gestionnaire de réseau.

La question de la rénovation des parcs éoliens français pourrait également permettre d'envisager des perspectives industrielles significatives. La durée de vie d'une éolienne est estimée à 20 ou 25 ans. Les premières éoliennes françaises ayant été raccordées dans les années 2000, la rénovation des premiers parcs éoliens – recouvrant des activités diverses (*repowering*,

⁸⁷ Études « Évaluation de l'impact des projets soutenus dans le cadre du fonds chaleur sur les acteurs de la filière bois énergie en matière d'emploi et de chiffre d'affaires » et « Évaluation des emplois dans la filière biocombustibles ».

⁸⁸ Les emplois locaux liés à l'éolien *offshore* concernent les activités importantes d'études des fonds marins, l'acheminement de l'électricité vers la terre ou encore la fréquence des activités de maintenance.

⁸⁹ L'énergie solaire et éolienne notamment ne sont pas disponibles en permanence et leur disponibilité varie sans possibilité de contrôle.

⁹⁰ Procédé de stockage qui transforme l'électricité produite de manière excédentaire en gaz (hydrogène ou méthane de synthèse) accueilli dans les réseaux existants.

⁹¹ Par le stockage de réserves de biogaz sur de courtes périodes, permettant d'offrir des capacités de production d'électricité supplémentaires lors des pics de demande sur le réseau électrique local et par l'absorption d'excédents électriques intermittents *via* le procédé de méthanisation.

⁹² C'est le cas en Allemagne, où des aides ont d'abord été accordées par des programmes de soutien régionaux et sont portées depuis mai 2013 au niveau fédéral.

*retrofit, revamping*⁹³) – est proche. Cependant le cadre réglementaire français n'est pour l'instant pas adapté et n'encourage pas ce type d'activités. En effet, en l'état actuel aucune disposition spécifique n'étant prise en matière de rénovation des parcs, réaliser cette opération est aussi complexe en termes d'autorisation administrative que celle de construire un nouveau parc. La mise en place prochaine d'une procédure spécifique plus souple, permettant des évolutions techniques sans avoir à reconduire l'ensemble de la procédure d'autorisation constituerait donc une avancée pertinente, d'autant que nos voisins allemands ont déjà une expertise sur le sujet⁹⁴.

Des technologies innovantes, sur lesquelles des acteurs français sont déjà positionnés, se développent également dans le domaine de la production de chaleur et de froid et pourraient se déployer hors de nos frontières dans les prochaines années. C'est le cas par exemple de la thalassothermie, qui exploite la différence de température entre l'eau chaude de surface et l'eau froide des fonds marins, ou des technologies hybrides utilisant ou délivrant plusieurs sources d'énergie pour le chauffage ou la production d'eau chaude.

Pour saisir ces opportunités sans prendre de retard, une stratégie industrielle est nécessaire pour identifier de façon concertée les filières d'avenir sur lesquelles l'État souhaite investir, avec quels objectifs et à quelles échéances. La définition d'une stratégie industrielle devra alors s'appuyer sur une analyse des coûts prospectifs de chaque filière et de la valeur ajoutée française sur les différents segments de la chaîne de valeur, d'autant que cette dernière est longue et complexe. À coûts de production et de soutien public équivalents, elle pourra privilégier les filières dont les retombées économiques sont les plus significatives. S'il est créé, le dispositif d'observation de la chaîne de valeur des filières énergétiques, mentionné en 2016 par la PPE (cf. *supra*), pourrait alors servir de support à l'évaluation de cette nouvelle politique. De même, la recherche d'une meilleure prise en compte des enjeux industriels dans la constitution de nouvelles capacités pourra conduire à associer la DGE à la préparation des appels d'offres dédiés aux EnR, ce qui n'est pas le cas à ce jour (cf. *infra*).

CONCLUSION ET ORIENTATION

L'Union européenne a fixé aux États membres une trajectoire ambitieuse s'agissant du développement des capacités d'énergies renouvelables. Elle a dressé dans le même temps un cadre réglementaire délimitant les contours des soutiens publics au développement de la production de capacités renouvelables.

Alors même qu'elle se distingue de ses voisins européens par le caractère peu carboné de son mix électrique, la France s'est fixé des objectifs très élevés à horizon 2030. Pour les atteindre, la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) établie en 2016 planifie la mobilisation de l'ensemble des filières EnR, indépendamment de leur degré de maturité. Cette

⁹³ Le « *repowering* » consiste à démanteler tout ou partie de l'installation pour en construire une nouvelle ; le « *retrofit* » consiste à remplacer les composants anciens des turbines sans changement des caractéristiques de l'éolienne ; le « *revamping* » consiste à remplacer les composants obsolètes des turbines en changeant les caractéristiques techniques de l'éolienne comme sa puissance.

⁹⁴ En Allemagne, où le *repowering* des parcs éoliens a commencé en 2006 compte tenu de l'installation beaucoup plus précoce qu'en France des parcs éoliens et où le législateur a proposé, entre 2009 et 2014, une incitation financière en créant la prime *repowering*, les projets de ce type représentaient au total quelques 13 % de la puissance éolienne raccordée en 2015, soit environ 484 MW.

stratégie, définie dans la LTECV, vise à atteindre deux objectifs, la réduction des émissions de gaz à effet de serre en limitant la consommation d'énergies fossiles et la substitution des EnR électriques à une partie de l'énergie nucléaire existante. En pratique, la PPE n'a cependant pas permis de rendre compatibles ces deux objectifs.

Les objectifs de politique industrielle associés à la montée en puissance des énergies renouvelables ont été formulés tardivement et ont beaucoup évolué. L'idée de soutenir les filières industrielles, c'est-à-dire les constructeurs d'équipements, s'est effacée derrière un objectif plus large mettant en avant les emplois créés par la transition énergétique, sans plus chercher à optimiser l'impact industriel.

En termes de réalisations, la pénétration des énergies renouvelables dans le mix français a nettement progressé mais les objectifs fixés à horizon 2020 et 2030 paraissent, à ce stade et à paramètres et trajectoire inchangés, difficilement atteignables. La constatation du retard de la France doit toutefois être appréhendée avec beaucoup de prudence, tant la trajectoire initialement retenue était ambitieuse. La pénétration des EnR intervient par ailleurs dans un contexte défavorable à plusieurs égards, notamment l'orientation durable à la baisse des marchés de l'énergie qui obère le développement des EnR thermiques.

Le développement des EnR a induit des effets économiques significatifs dont le bilan est aujourd'hui relativement décevant : si les retombées sur l'emploi sont réelles, elles demeurent en deçà des objectifs initiaux. La balance commerciale nette, incluant les économies théoriques d'importations de matières premières (énergies conventionnelles) évitées grâce à la production d'EnR, est positive mais celle des équipements est déficitaire. La France ne dispose d'aucun ensemble sur l'éolien. S'agissant du solaire photovoltaïque, la filière française est quasiment inexistante et en mauvaise santé. Quelques industriels se maintiennent toutefois sur les marchés des EnR thermiques mais pour des volumes modestes. Les entreprises françaises qui prospèrent sont les opérateurs historiques fournisseurs d'énergie.

Malgré ce bilan industriel décevant, des filières d'avenir existent. Une réflexion stratégique sur les objectifs industriels français en matière d'EnR doit donc être engagée.

En conclusion, la Cour formule l'orientation suivante :

- 1. À l'occasion de la révision de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) de 2018 :*
 - définir une stratégie énergétique cohérente entre les objectifs de production d'énergies renouvelables (EnR) électriques et l'objectif de réduction de la part de l'énergie nucléaire dans le mix ;*
 - clarifier les objectifs industriels français associés au développement futur des EnR.*

Chapitre II

Des charges importantes, durables et mal évaluées

Les soutiens publics sont nécessaires en raison de l'absence, à ce jour, de compétitivité des EnR. Les montants concernés sont très importants, en particulier s'agissant des EnR électriques, et sont appelés à croître significativement du fait des ambitions françaises (cf. *supra*). La politique de soutien aux EnR s'articule principalement autour de deux leviers, celui des subventions et des avantages fiscaux, et celui de la taxation des énergies fossiles.

La France a fait le choix de recourir simultanément à ces deux leviers de soutien aux EnR, déclinés en différents outils. Parmi les pays européens, certains se concentrent sur l'un de ces leviers, à l'image de la Suède dont la politique en faveur des EnR repose essentiellement sur la fiscalité (cf. annexe n° 5).

Du fait de leur diversité, les dispositifs de soutien aux EnR sont aujourd'hui mal connus et ne font pas l'objet d'évaluations financières consolidées. Le respect des objectifs français nécessite pourtant, plus que jamais, dans un contexte budgétaire contraint une analyse approfondie de la pertinence, de l'efficacité et de l'efficience des outils mobilisés.

Une pluralité de dispositifs d'intervention publique (hors taxe carbone)

Les soutiens publics sont apportés par des dispositifs qui varient tant par leur nature, leurs modalités d'octroi que leurs cibles. Trois catégories principales peuvent être distinguées :

- **les subventions d'exploitation au travers d'obligations d'achat et de mécanismes de compensation (EnR électriques) :** la production d'électricité renouvelable a été soutenue depuis le début des années 2000 par des obligations d'achat⁹⁵ de l'énergie produite, à un tarif d'achat supérieur aux prix de marché, fixé sur 15 à 20 ans. Ces obligations d'achat sont proposées à guichet ouvert, ou à l'issue d'appels d'offres, selon les filières et les seuils de puissance (cf. annexe n° 12). Elles donnent lieu, pour les opérateurs qui la supportent, à un mécanisme de compensation : les acheteurs obligés sont compensés par l'État de l'écart entre le prix payé aux fournisseurs d'EnR bénéficiant de l'obligation d'achat et le coût de production « évité », c'est-à-dire le coût de production auquel l'acheteur obligé aurait produit son électricité en l'absence de cette obligation d'achat. Sous l'impulsion des lignes directrices communautaires, un mécanisme de complément de rémunération variable a récemment été mis en œuvre en France pour remplacer l'obligation d'achat. Ces dispositifs garantissent aux bénéficiaires de ces subventions une rentabilité quel que soit le prix de marché de l'électricité.

⁹⁵ Par EDF Obligation d'Achat ou une entreprise locale de distribution – ELD.

- **les subventions à l'investissement (EnR thermiques) :** le dispositif du fonds chaleur a été créé en décembre 2008 et est géré depuis par l'ADEME. Il permet l'octroi de subventions d'investissement à des projets préalablement sélectionnés. Il intervient selon deux modalités, un appel à projets national annuel (biomasse, chaleur, industrie, agriculture et tertiaire, BCIAT)⁹⁶ pour la production de chaleur issue de la biomasse et des aides accordées au niveau régional pour les projets biomasse hors BCIAT et pour les autres sources d'EnR (géothermie, solaire thermique, biogaz, chaleur fatale de récupération...). Les aides sont attribuées de manière forfaitaire ou sur-mesure selon les technologies et la nature des projets. Le fonds déchets de l'ADEME contribue également au soutien à la production d'EnR en finançant les projets de méthanisation avec valorisation du biogaz par cogénération⁹⁷.

- **les dispositifs fiscaux et plus particulièrement le crédit d'impôt pour la transition énergétique (CITE) :** le CITE permet aux particuliers de déduire de l'impôt sur le revenu 30 % des dépenses réalisées pour l'achat d'équipements destinés à utiliser des énergies renouvelables pour la production de chaleur ou de froid (poêles et chaudières biomasse, pompes à chaleur et chauffe-eau thermodynamiques, solaire thermique, etc.). Le taux de TVA réduit – applicable aux réseaux de chaleur, aux équipements éligibles au CITE et au bois de chauffage – constitue un autre dispositif utilisé pour soutenir le développement des EnR. Les certificats d'économie d'énergie⁹⁸ peuvent également bénéficier aux EnR thermiques même s'ils restent très peu incitatifs. Les différents dispositifs bénéficiant aux EnR thermiques sont résumés dans l'annexe n° 10.

Au-delà des éléments décrits ci-dessus s'ajoutent **les dispositifs de soutien à l'offre des filières** favorisant la recherche et développement (R&D) et l'innovation, principalement constitués par des appels à projets de R&D portés par l'agence nationale de la recherche (ANR), l'ADEME⁹⁹ et le ministère chargé de l'écologie ; le soutien à la structuration de l'écosystème de l'innovation à travers la création de pôles de compétitivité¹⁰⁰ et des instituts pour la transition énergétique (ITE) ; le soutien aux démonstrateurs et opérations pilotes à travers les appels à manifestation d'intérêt et appels à projets du programme investissement d'avenir (PIA) et l'appel à projets *Nouvelles technologies émergentes* (NTE). L'annexe n° 13 présente le détail des budgets de recherche et les montants engagés dans le cadre du PIA.

À ces outils il convient également d'ajouter les subventions des collectivités locales et des fonds européens (FEDER) et le dispositif de soutien à l'export (FASEP). Par ailleurs les projets EnR peuvent bénéficier de modalités de financement préférentielles (en fonds propres, dettes, garanties, etc.) fournies par les banques publiques telles que la Caisse des dépôts et consignation (CDC) et la Bpifrance.

La diversité de ces dispositifs reflète l'hétérogénéité des situations propres aux différentes énergies renouvelables.

⁹⁶ « Biomasse Chaleur Industrie, Agriculture, Tertiaire », appel à projets national annuel du fonds chaleur pour la production de chaleur issue de la biomasse (projets d'entreprises de taille supérieure à 1000 tep).

⁹⁷ La cogénération consiste à produire conjointement de la chaleur et de l'électricité.

⁹⁸ Le dispositif des certificats d'économies d'énergie (CEE), créé par la loi du 13 juillet 2005, repose sur une obligation triennale de réalisation d'économies d'énergie imposée par les pouvoirs publics aux fournisseurs d'énergie et distributeurs de carburant automobile (les "obligés").

⁹⁹ Notamment les programmes *Thèses* et *AAP Énergies durables*.

¹⁰⁰ Plusieurs pôles de compétitivité sont également bien positionnés dans le domaine des énergies renouvelables, principalement sur les EnR électriques (Tenerrdis, Derbi, Cap énergies, Fibre-Energievie, Pôle Mer Méditerranée, TRIMATEC, IAR pour la méthanisation, AVENIA pour la géothermie). Ils contribuent à l'animation du tissu d'entreprises (information sur les appels à projets, appuis à l'export, mise en réseaux avec les grands donneurs d'ordre, etc.) et les appuient dans le montage de projets.

L'encadrement des dispositifs de soutien nécessite d'avoir une visibilité sur les volumes de charges qu'ils vont générer. Une telle démarche repose sur la connaissance des prix effectivement payés aux producteurs, ainsi que des coûts de production passés, actuels et futurs des filières d'énergies renouvelables. La connaissance des coûts passés et actuels est indispensable pour adapter les dispositifs, afin d'éviter que ne se forment des situations de rente. L'évaluation des coûts futurs est nécessaire pour planifier le rythme de développement des EnR et anticiper les moyens publics nécessaires pour le soutenir. Les mécanismes de soutien à la production d'EnR n'ont pas toujours reposé sur de telles analyses et ils ne sont pas toujours conçus – ou adaptés – en vue d'optimiser leur rapport coût-efficacité.

I - Un soutien financier très élevé et déséquilibré

La Cour des comptes n'a pu dégager qu'un ordre de grandeur de la somme des soutiens accordés aux EnR : en effet, une partie provient des collectivités locales ou de fonds européens et il n'a pas été possible de les recenser de façon précise et exhaustive (cf. annexe n° 12).

Globalement, sur l'ensemble des EnR hors biocarburants, la somme de ces soutiens, accordés par l'État et ses opérateurs ou les collectivités territoriales (en considérant pour ces dernières une approximation des soutiens accordés dans le cadre des CPER¹⁰¹), atteint 5,3 Md€ en 2016. À titre de comparaison, les versements correspondants aux dispositifs de soutien aux EnR en Allemagne s'élevaient à près de 23 Md€ en 2016. Ces montants ne tiennent pas compte des charges engagées et masquent des disparités entre EnR électriques et thermiques.

A - Des décisions passées pesant sur les marges financières de l'État

1 - Un poids prépondérant des charges engagées

Les énergies renouvelables électriques et l'injection de biométhane sur le réseau de gaz sont soutenues principalement par des mécanismes d'obligation d'achat ou de compléments de rémunération (cf. *supra*), par le biais de contrats pouvant porter sur une durée de 20 ans. La décision de soutien produit ainsi des effets et engage la puissance publique pendant toute la durée du contrat. Dès lors, les charges actuelles du soutien public aux énergies renouvelables électriques résultent de la somme des contrats passés et toujours en vigueur. Les premiers contrats de soutien datent du début des années 2000 et peu sont arrivés à échéance.

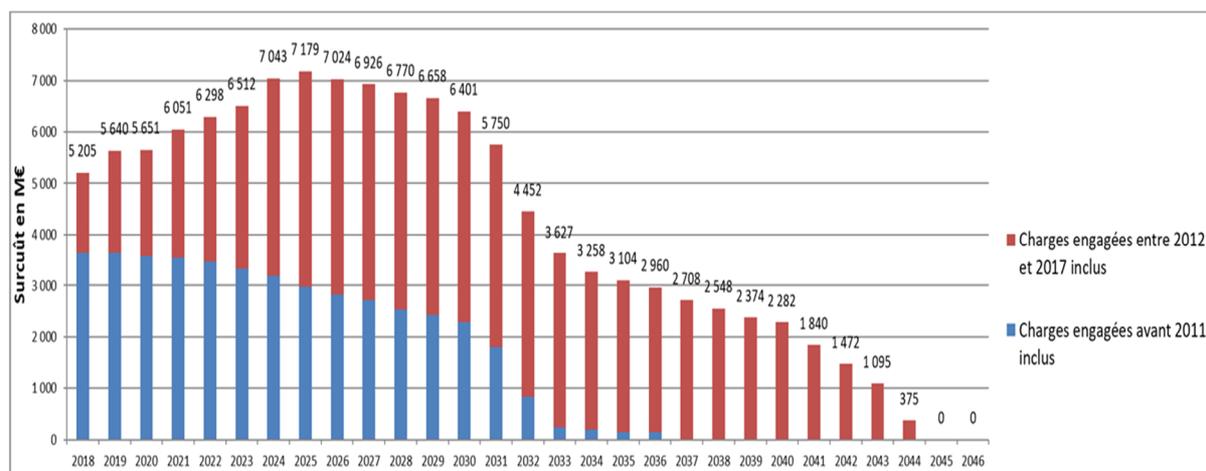
D'après la CRE¹⁰², pour les cinq prochaines années, 94 % des charges prévisionnelles en matière d'EnR sont d'ores et déjà engagées. 84 % du montant des charges de 2023 relèveront encore de dépenses engagées avant 2017 (6,5 Md€ sur un engagement total de 7,8 Md€).

¹⁰¹ Contrats de plan État-Région.

¹⁰² Délibération n°2017-169 du 13 juillet 2017. Il faut noter que les projections de la CRE reposent sur un scénario dit réaliste qui ne reprend pas complètement les orientations fixées par la PPE, mais tient compte des rythmes de développement et des retards actuellement observés pour les filières.

Ainsi, les engagements pris jusque fin 2017 représenteront 121 Md€– en euros courants – entre 2018 et l'échéance des contrats (la plus tardive intervenant en 2046) La charge annuelle des engagements passés ne diminuera donc significativement que postérieurement à 2030, lorsque le poids des engagements antérieurs à 2011 s'estompera (cf. graphique n° 3).

Graphique n° 9 : prévision d'évolution des dépenses à venir au titre des engagements pris jusqu'à fin 2017 (soutien aux EnR électriques, et au biométhane injecté)



Source : CRE¹⁰³

2 - Des mécanismes de soutien dont les conséquences financières ont été mal appréciées

Les mécanismes de soutien aux EnR électriques ont beaucoup évolué dans le temps, pour éviter notamment d'octroyer des rémunérations excessives aux producteurs. Toutefois certains écueils n'ont pas pu être évités comme les cas du soutien au solaire photovoltaïque avant 2011 et de l'éolien en mer en témoignent.

Les soutiens très coûteux au photovoltaïque et à l'éolien posé en mer

En moins d'une décennie, le photovoltaïque est passé de la position de technologie renouvelable parmi les plus coûteuses à celle de technologie suffisamment compétitive pour concurrencer les moyens de production conventionnels.

¹⁰³ Les principales hypothèses de calcul sont présentées en annexe n° 11.

Le dispositif de soutien par obligation d'achat s'est adapté avec retard aux premiers retours d'expérience de l'intégré au bâti (cf. *supra*) et à la baisse des coûts de la technologie. Ce retard a favorisé, à la fin de la première décennie des années 2000, la création d'une bulle spéculative. L'impact de cette bulle sur les finances publiques n'a pas été anticipé, ni même immédiatement mesuré. En septembre 2010, le rapport Charpin¹⁰⁴ a révélé que la poursuite du dispositif aurait conduit à une puissance installée approchant le triple de l'objectif fixé pour 2020 et un coût proportionnel de 4,5 Md€/an au lieu de 1,5 Md€/an à l'horizon 2020. La charge totale aurait alors atteint 90 Md€ pour 17 GW installés. Cette situation de bulle a été traversée par d'autres pays européens, à l'image de l'Espagne (cf. annexe n° 5).

Un moratoire sur les projets photovoltaïques a été mis en œuvre fin 2010. A suivi une nouvelle architecture de soutien, articulant des tarifs modulables à la baisse et l'introduction d'appels d'offres pour les installations de plus de 100 kWc, redonnant ainsi au ministère chargé de l'énergie une capacité de pilotage de la filière photovoltaïque.

Toutefois le poids des engagements antérieurs à 2011 aura encore pendant de longues années un impact majeur sur les dépenses de soutien. Selon la CRE, les arrêtés antérieurs au moratoire de 2010 auront engendré un coût pour les finances publiques de 38,4 Md€, pour un productible annuel de 4 TWh, soit environ 0,7 % de la production électrique française. Cela représente un coût du soutien de l'ordre de 480 €/MWh. Ces arrêtés pèseront encore à hauteur de 2 Md€¹⁰⁵ par an jusqu'en 2030, soit 30 % de l'ensemble des charges liées aux énergies renouvelables en 2018.

La filière de l'éolien *offshore* posé en mer a quant à elle exclusivement été soutenue *via* des appels d'offres. Le premier, lancé en 2005, n'a débouché sur aucune construction après l'abandon du lauréat. Les deux appels d'offres conclus en 2011 et 2013 ont conduit à l'octroi d'un tarif d'achat de 217 et 212 €/MWh en 2022 (tarif évoluant ensuite avec une indexation sur l'inflation) pour une puissance totale de 3 GW. Lorsque ces projets entreront en fonctionnement, leurs charges représenteront, selon la CRE, 2,0 Md€/an¹⁰⁶, soit environ 40,7 Md€ sur 20 ans, pour une production de 11 TWh/an, c'est-à-dire 2 % de la production française d'électricité.

En 2013, la Cour¹⁰⁷ avait formulé des critiques sur l'appel d'offres de 2011 portant sur ses conditions de lancement insuffisamment concurrentielles, la complexité de ses contraintes industrielles, la question de leur pertinence au regard du temps de développement des projets et l'absence d'études préalables nécessaires pour limiter les risques industriels et économiques. Ce dernier point a des conséquences fortes en termes de coût du soutien dans la mesure où l'absence d'études préalables conduit le porteur de projet à inclure d'importantes provisions pour risques qui renchérisse d'autant le coût prévisionnel de réalisation du projet et le volume de soutien associé.

Les écueils passés ont également concerné la filière éolienne terrestre, qui est celle qui a le plus tardé à évoluer vers des procédures d'allocation des aides concurrentielles. Cette filière était jusqu'en 2017 exclusivement financée par l'octroi d'un tarif d'obligation d'achat dont le niveau et la structure n'avaient pas été revus depuis 2006. La CRE a signalé à plusieurs

¹⁰⁴ Mission IGF – CGIET relative à la régulation et au développement de la filière photovoltaïque.

¹⁰⁵ En prenant comme hypothèse des prix de marché de l'électricité : 2018 = 35,91 €/MWh ; 2019 = 36,09 €/MWh ; 2020 = 38,30 €/MWh ; à partir de 2021 : croissance de 1 %/an (voir annexe n° 11).

¹⁰⁶ Voir note 106 pour hypothèse sur les prix de marché de l'électricité.

¹⁰⁷ Cour des comptes, *les énergies renouvelables*, rapport public thématique, 2013.

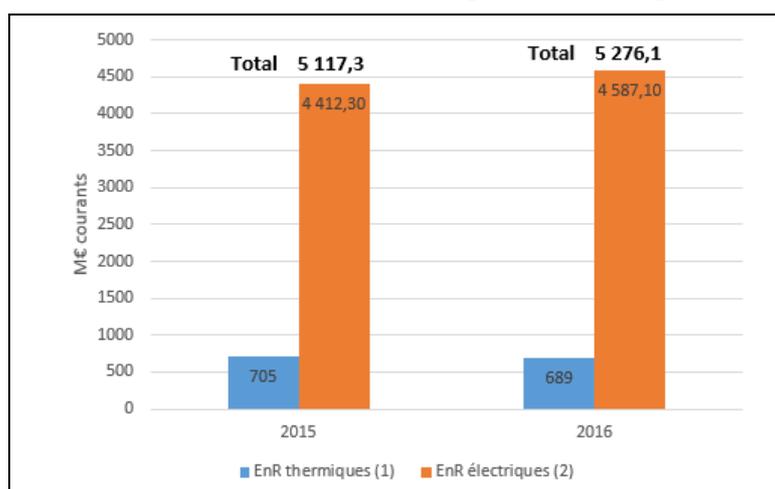
reprises¹⁰⁸ les imperfections d'un tel dispositif qui a pu, du fait de la diversité des conditions de vents, des choix technologiques et de l'évolution des conditions de financement, donner lieu à des effets d'aubaine pour une partie des installations.

B - Un net déséquilibre entre EnR électriques et thermiques

1 - Des volumes de soutien beaucoup plus élevés pour les EnR électriques

Le recensement des soutiens pour l'année 2015 et leur estimation en 2016 fait apparaître des volumes très déséquilibrés entre ces deux catégories d'EnR¹⁰⁹ (cf. graphique n° 10). Les montants accordés aux EnR thermiques représentent ainsi environ un dixième de ceux accordés aux EnR électriques (la taxe carbone est exclue de ces calculs). Au sein des soutiens consacrés aux EnR électriques, le soutien à la production représente 4 206 et 4 381 M€ respectivement en 2015 et 2016.

Graphique n° 10 : montants estimés des soutiens publics consacrés aux EnR thermiques et électriques



(1) Les contributions des collectivités locales ont été intégralement imputées aux EnR thermiques.

(2) Prise en compte des charges dues au titre de l'année, sans tenir compte des mécanismes de report de charges, ni de la dette accumulée jusqu'en 2015 au titre du mécanisme de la CSPE.

Source : Cour des comptes

Cette différence reflète essentiellement le moindre besoin de soutien public pour les EnR thermiques. À titre d'illustration, selon l'ADEME, lors de l'appel à projets biomasse du fonds chaleur en 2016, le ratio moyen de soutien était de 30 €/tep, alors que le soutien aux centrales

¹⁰⁸ Cf : rapport du 17 avril 2014 de la CRE sur les coûts et la rentabilité des énergies renouvelables ; délibération du 28 mai 2014 portant avis sur le projet d'arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent implantées à terre ; délibération du 23 mars 2017 portant avis sur l'arrêté de 2017.

¹⁰⁹ Incluant le soutien à la production de biométhane injecté dans réseau de gaz.

solaires photovoltaïques au sol (les plus compétitives) représente aujourd'hui environ 140 €/tep¹¹⁰. Ces charges ne sont ainsi pas proportionnelles au poids des filières dans la production énergétique actuelle ou programmée : en 2016, les EnR thermiques représentaient 60 % de la production d'énergie renouvelable (hors transport) et seulement 10 % des charges de soutien. Une comparaison des filières en termes de performance énergétique (€/MWh EnR produit) et d'efficacité environnementale (€/tCO₂ évitée) devrait conduire à réinterroger l'équilibre du soutien public en faveur des énergies renouvelables thermiques¹¹¹.

Des écarts du niveau de subventionnement peuvent également être constatés entre filières renouvelables électriques : en 2015 le photovoltaïque représentait 8 % de la production électrique renouvelable mais 62 % des charges de soutien aux filières électriques renouvelables ; l'éolien représentait 25 % de ces charges pour 24 % de cette production.

C - Une connaissance des coûts constatés à améliorer

Les exemples passés du photovoltaïque et de l'éolien en mer montrent qu'il n'est pas possible pour la puissance publique de déterminer le niveau pertinent de soutien sans une connaissance claire des coûts constatés de production. À ce titre, la mise en place d'un dispositif centralisé de suivi statistique permettant de disposer de la connaissance suffisante des coûts de production par filière avait déjà été recommandée par la Cour en 2013.

Le décret du 14 décembre 2016¹¹² entérine l'objectif de prise en compte des coûts constatés pour adapter les dispositifs existants. Il désigne la CRE comme l'acteur légitime pour élaborer cet audit et impose aux producteurs de lui transmettre leurs données de coûts afin de faciliter sa mission. Les expertises sur des coûts réels et avérés restent néanmoins encore trop peu nombreuses¹¹³. Pour que les travaux réalisés par la CRE soient efficaces, il serait par ailleurs nécessaire que les sanctions prévues en cas de fraude – suspension ou résiliation du contrat –, soient effectivement mises en œuvre. Cet exercice est particulièrement pertinent dans le cas d'octroi des soutiens dans une logique de guichet : dans ce cas, la connaissance des coûts constatés est nécessaire pour éviter les situations de rentabilité indue. Les audits de la CRE doivent alors être utilisés pour alimenter les révisions tarifaires des dispositifs de soutien aux EnR correspondants¹¹⁴.

¹¹⁰ En prenant le prix constaté sur les derniers appels d'offre : 62 €/MWh et en supposant des prix de marché à 50 €/MWh, soit un soutien de 12 €/MWh.

¹¹¹ La lettre Trésor-Eco « *les énergies renouvelables : quels enjeux de politique publique ?* » de mars 2016, a d'ailleurs permis une comparaison du coût de la tonne de CO₂ évitée entre les différentes filières EnR, et conclu que les filières thermiques étaient les plus efficaces pour réduire les émissions de CO₂.

¹¹² Décret n°2016-1726 du 14 décembre 2016 relatif à la mise en service, au contrôle et aux sanctions applicables à la production de certaines installations de production d'électricité.

¹¹³ Cette approche a posteriori doit par ailleurs se doubler de l'exigence de disposer des plans d'affaires parmi les pièces fournies a priori par les candidats aux appels d'offres.

¹¹⁴ Ces révisions tarifaires sont indispensables lorsqu'une évolution de l'environnement économique ou réglementaire modifie les conditions de rentabilité des installations. Un exemple récent est la mise en place, par deux arrêtés en date du 30 novembre 2017, d'une prise en charge partielle des coûts de raccordement aux réseaux publics de distribution des installations de production d'électricité et de gaz à partir d'EnR.

Par ailleurs, compte tenu de la disparité des coûts observés sur les filières EnR thermiques, un tel exercice de suivi statistique mériterait également d'être mené sur ces filières. L'ADEME, par sa gestion des projets soutenus par le fonds chaleur, possède déjà une vision précise de ces coûts dans le collectif, le tertiaire et l'industrie. Le suivi de ces coûts pour les équipements installés chez le particulier est en revanche moins institutionnalisé¹¹⁵, alors même que la plupart bénéficie du CITE. L'étude sur le coût des énergies renouvelables publiée par l'ADEME en 2017 donne un bon éclairage sur le coût relatif des filières thermiques (cf. *infra*) mais ce suivi est réalisé *a posteriori*, tous les deux ans, à partir de sources multiples internes et externes.

La Cour maintient donc sa recommandation émise en 2013, tant que le dispositif institué fin 2016 ne sera pas pleinement opérationnel et recommande qu'un tel suivi soit également étendu aux filières thermiques.

II - Un volume global des charges de soutien à venir mal anticipé

L'analyse du poids des décisions passées dans les charges futures conduit à s'interroger sur la place de l'évaluation préalable de l'impact sur les volumes de soutien des différents mix de production envisagés à court, moyen et long termes. Jusqu'à présent cette démarche n'a pas été au cœur de l'exercice de planification du mix énergétique : la PPE se limite ainsi, pour l'évolution des dépenses, à un horizon relativement rapproché (2018-2023), alors que les soutiens engagés auront des répercussions sur les finances publiques pendant au moins 20 ans.

A - Le poids financier croissant du soutien aux EnR électriques

Le poids des dispositifs de soutien à la production d'électricité renouvelable¹¹⁶ ne cesse de croître. Ce montant est passé de 1,5 Md€ au titre des charges de 2011, à 4,4 Md€ au titre des charges de 2016, soit une multiplication par trois en l'espace de cinq ans.

D'après les estimations initiales réalisées dans le cadre de la PPE, ces charges devaient atteindre en 2023 entre 9,7 Md€ et 10,4 Md€ (fourchettes basse et haute)¹¹⁷. Ces estimations ne reflètent cependant pas intégralement l'impact des orientations de la PPE dans la mesure où elles sont très sensibles au développement réel du parc : elles ne prennent ainsi en compte que 3 GW de puissance installée pour l'éolien *offshore*, alors que la PPE comporte un objectif supplémentaire à terme de 500 MW à 6 GW.

¹¹⁵ L'ADEME suit néanmoins ces coûts en partenariat avec l'association Observ'ER pour le bois domestique, les pompes à chaleur et le solaire thermique.

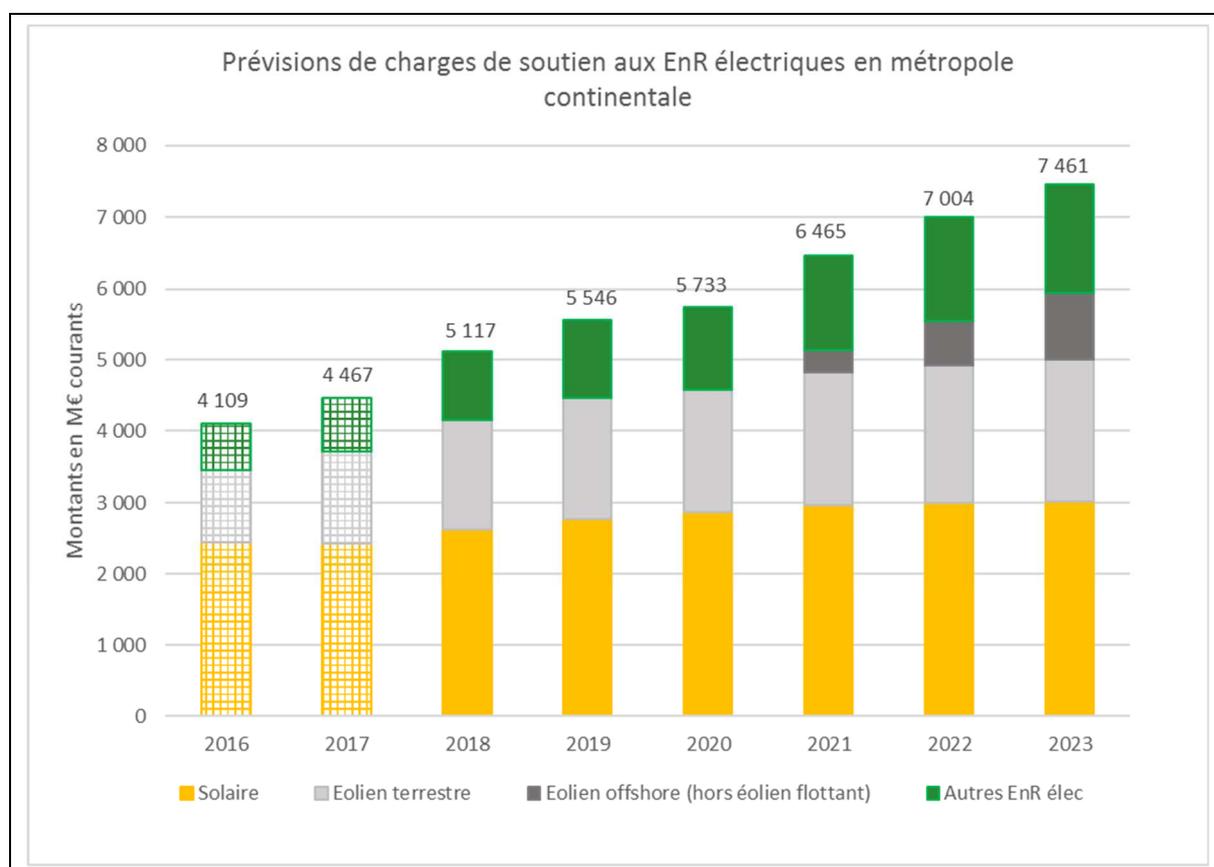
¹¹⁶ Hors recherche et innovation.

¹¹⁷ En considérant un prix de marché de l'électricité de 31,45 €/MWh.

La CRE a réévalué ces perspectives d'évolution, en réalisant des prévisions tenant compte du rythme constaté ou prévisible de développement des installations : ses hypothèses ne comportent désormais que 1,5 GW d'installation effective de capacités d'éolien *offshore* d'ici 2023. Le montant prévisionnel des volumes de soutien aux EnR électriques¹¹⁸, ainsi ajusté, devrait s'élever à 7,5 Md€ en 2023 (cf. graphique n° 10). La DGEC a également revu ses projections à la baisse puisqu'elle estime que le soutien aux énergies renouvelables ne s'élèvera plus qu'à 7,6 Md€ en 2022.

La dynamique est également très forte sur le soutien au biométhane injecté : le volume de soutien s'élevait à 20,9 M€ en 2016, et il devrait atteindre 326 M€ en 2023.

Graphique n° 11 : évolutions des charges de service public de l'énergie pour le soutien aux EnR électriques en métropole continentale



N.B. : Les données 2016 et 2017 sont estimées, à partir de 2018 il s'agit de prévisions.

Source : Cour des comptes d'après CRE

¹¹⁸ Voir annexe n° 11 pour les hypothèses correspondantes.

Ces charges de soutien représenteront environ 1,8 c€/kWh consommé¹¹⁹ en 2023, alors qu'elles s'élevaient à environ 1,0 c€/kWh en 2016¹²⁰. Elles subissent donc une progression très dynamique, avec une augmentation prévisionnelle de 70 % en 7 ans. Ces montants sont à comparer aux 4,5 c€/par kWh¹²¹ consommés estimés en 2016 en Allemagne par la taxe qui sert à financer les EnR.

Les impacts du mix retenu par la PPE en termes de besoin de soutien ne se limiteront pas aux cinq prochaines années : les soutiens engagés aujourd'hui auront des répercussions sur les finances publiques pendant au moins 20 ans. Il semble dès lors nécessaire d'étendre l'exercice de projection financière à des horizons beaucoup plus lointains que celui de la PPE (2023). Ces projections permettraient de réaliser des arbitrages énergétiques qui tiennent véritablement compte de la contrainte durable de moyens pesant sur les finances publiques.

B - Un besoin de projection accru pour évaluer les soutiens nécessaires

1 - Une estimation du prix d'achat du mix électrique de la PPE

L'estimation de l'ampleur du soutien à apporter aux EnR électriques par unité d'électricité produite peut être approchée en comparant le prix d'achat de l'électricité d'origine renouvelable avec le prix d'achat de l'électricité produite par d'autres sources ou avec le prix constaté sur les marchés de l'électricité. Les charges de soutien correspondent en effet aux prix issus des appels d'offres et arrêtés tarifaires diminués d'un « coût évité » correspondant à la valeur du marché de l'énergie (voir *infra*).

À titre d'illustration, le prix du mix EnR électrique dont le développement est prévu par la PPE, peut être appréhendé à travers les prix de vente moyens au MWh des installations. En appliquant aux nouvelles capacités programmées¹²² les prix résultant des derniers appels d'offres et arrêtés tarifaires, assortis d'hypothèses de baisse tendancielle sur la période 2017-2023, et en tenant compte des facteurs de charge propres à chaque filière, une approximation du prix du mix de production des EnR électriques bénéficiant des nouveaux mécanismes de soutien (production annuelle représentant environ 2 % de la production de 2023), peut être obtenue (cf. tableau n° 3). Il s'élève à 95 €/MWh.

¹¹⁹ En divisant les charges correspondantes par une consommation totale d'électricité supposée stable à 422 TWh (disponible pour la consommation finale) : <http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/submitViewTableAction.do>.

¹²⁰ Ces charges ne pèsent plus sur la facture d'électricité depuis 2016. Toutefois, en considérant un prix stable dans le temps de 14,5 c€/kWh (prix du kWh TTC en décembre 2016 pour un client résidentiel tarif bleu ayant souscrit une puissance de 6 kVA, hors abonnement ; source : <http://developpement-durable.bsocom.fr/Statistiques/TableViewer/tableView.aspx?ReportId=13160>), on peut estimer que ces charges représenteraient respectivement 7 % en 2016 et 11 % en 2023 de la facture d'électricité du consommateur si les charges étaient réparties uniformément sur tous les kWh consommés (quelle que soit la nature du consommateur : particulier, entreprise, industriel, etc.)

¹²¹ En supposant une consommation finale électrique de 514 TWh. Le taux effectif est de l'EEG-Umlage allemande était de 6,17 c€/kWh en 2015 pour les clients réellement assujettis.

<http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/submitViewTableAction.do>.

¹²² Hypothèse moyenne pour l'éolien terrestre, hypothèse basse pour le photovoltaïque (résultant des volumes prévus par les appels d'offres pluriannuels, et du même volume pour le guichet tarifaire que celui constaté en 2016), hypothèse basse pour l'hydroélectricité, le bois-énergie et le biogaz.

Tableau n° 3 : approximation du prix moyen de production électrique du « mix EnR » associé aux objectifs de la PPE, hors coût de gestion et d'aménagement du réseau

	Prix en €/MWh
<i>Solaire petites installations</i>	Prix de l'arrêté de mai 2017 (de 115 à 187 €/MWh selon la puissance), minorés chaque année de 5 %
<i>Solaire grandes installations</i>	85 €/MWh pour les grandes toitures, 65 €/MWh pour les centrales au sol en 2017 (résultats des AO de 2017), minorés de 5 % par an
<i>Éolien terrestre</i>	Prix de l'arrêté de mai 2017 pour les installations sous guichet (74 €/MWh), stable sur la période. Prix supposé inférieur de 10 % pour les installations sous appel d'offres (65 €/MWh), minoré ensuite de 5 % par an.
<i>Éolien en mer posé</i>	217 €/MWh pour l'AO de 2011 en 2022, 212 €/MWh pour l'AO de 2013 en 2022 (prix des AO indexé sur l'inflation)
<i>Éolien flottant</i>	220 €/MWh
<i>Petite hydroélectricité</i>	110 €/MWh
<i>Bois énergie</i>	120 €/MWh (approximation du prix des installations issues de l'appel d'offres de 2016)
<i>Biogaz</i>	162 €/MWh (tarif prévu par arrêté pour les filières STEP ¹²³ , ISDND ¹²⁴ et méthanisation)
<i>Prix du mix nouvelles installations d'EnR électriques 2017-2023 (pondéré par l'électricité produite)</i>	95 €/MWh
<i>Prix du mix nouvelles installations d'EnR 2017-2023 hors éolien en mer</i>	72 €/MWh

Source : Cour des comptes

Cet exercice permet de positionner le prix d'achat moyen des installations du mix EnR électrique à venir – se situant entre 72 et 95 €/MWh hors coûts d'aménagement et de gestion du réseau (cf. tableau n° 3) – par rapport à des modes de production plus conventionnels, tels que le nucléaire. Une comparaison est possible avec le prix de vente garanti du futur projet nucléaire d'Hinkley Point (prototype conçu au Royaume-Uni dans des conditions de marché comparables à celles que les projets EnR connaissent aujourd'hui). Le prix d'achat garanti pour ce projet est d'environ 110 €/MWh¹²⁵ : on observe ainsi un ordre de grandeur similaire entre les prix d'achat d'Hinkley Point et les prix des nouvelles installations d'EnR. Ces prix d'achat

¹²³ Station de transfert d'énergie par pompage.

¹²⁴ Installations de stockage de déchets non-dangereux.

¹²⁵ En considérant le prix d'achat garanti pour ce projet de 92,5 £₂₀₁₂/MWh (cf : National Audit Office, Hinkley Point C, juin 2017, <https://www.nao.org.uk/report/hinkley-point-c/>) et en lui appliquant successivement les taux d'inflation français et le taux de change €/£ mensuel moyen sur les 9 premiers mois de l'année 2017, pour obtenir des euros 2017.

doivent être comparés aux prix moyens constatés sur les marchés de l'électricité. Entre décembre 2016 et novembre 2017, le prix mensuel constaté a oscillé entre 32 et 78 €/MWh¹²⁶.

2 - L'estimation des coûts de production des différentes filières

Les prix qui ressortent des arrêtés tarifaires et des appels d'offres sont différents des coûts complets de production (LCOE¹²⁷) tels qu'ils sont évalués dans le but d'éclairer les choix de programmation énergétique. Dans des EnR thermiques, il n'existe d'ailleurs pas d'appels d'offres centralisés ou de tarifs d'achat permettant d'approcher les prix moyens de production de la chaleur. Les subventions du fonds chaleur ou le CITE s'appliquent en effet aux seuls coûts d'investissement et ne reflètent pas directement les coûts complets des différentes technologies.

L'ADEME a réalisé un exercice d'évaluation du coût des énergies renouvelables en France¹²⁸ qui permet de présenter la plage de variation théorique de ces coûts¹²⁹ en fonction des paramètres ayant le plus d'influence sur chaque filière (cf. tableaux n° 4 et 5).

Tableau n° 4 : coûts complets de production de chaleur renouvelable en €/MWh - Taux d'actualisation à 8 %¹³⁰

<i>Équipement</i>	Coût complet de production de la chaleur renouvelable en €/MWh Fourchette Min - Max
<i>Particuliers</i>	
<i>Bois (poêles et chaudières bûches ou granulés)</i>	48 - 108
<i>PAC individuelles (aéro ou géothermiques)</i>	131 - 168
<i>Solaire thermique (CESI¹³¹ ou SSC¹³²)</i>	221 - 451
<i>Collectif, tertiaire et individuel</i>	
<i>Chaufferie biomasse</i>	48 - 125
<i>Solaire thermique</i>	98 - 260
<i>Géothermie</i>	62 - 135
<i>Cogénération</i>	
<i>Cogénération biomasse</i>	50 - 88
<i>Méthanisation</i>	110 - 156

Source : ADEME

¹²⁶ Source : <http://www.rte-france.com/fr/article/apercus-electriques-mensuels>

¹²⁷ Levelized Cost of Energy, coût actualisé complet d'une énergie sur la durée de vie de l'équipement qui la produit.

¹²⁸ Coûts de énergies renouvelables en France, édition 2016, ADEME.

¹²⁹ En termes de LCOE.

¹³⁰ Le recours à un taux d'actualisation permet selon l'ADEME de traduire l'impact des conditions de financement sur les coûts de projets.

¹³¹ CESI : chauffe-eau solaire individuel.

¹³² SSC : système solaire combiné (eau-chaude sanitaire et chauffage).

Tableau n° 5 : coûts complets de production de l'électricité renouvelable en €/MWh - Taux d'actualisation à 8 %¹³³

<i>Équipement</i>	Coût complet de production de l'électricité renouvelable en €/MWh Fourchette Min - Max
<i>Éolien</i>	68 - 108
<i>Éolien en mer</i>	130 - 329
<i>Photovoltaïque résidentiel</i>	223 - 407
<i>Photovoltaïque commercial</i>	139 - 246
<i>Photovoltaïque au sol</i>	92 - 167
<i>Solaire thermodynamique</i>	113 - 249
<i>Géothermie</i>	51 - 301

Source : ADEME

Pour autant, la conduite d'une telle analyse comparée des coûts ne peut pas nécessairement conduire au dimensionnement de tous les objectifs de politique énergétique sur la seule base du coût par MWh produit. Le ministère chargé de l'écologie considère en effet qu'une concentration des investissements sur les seules installations les plus compétitives – hier l'éolien terrestre, aujourd'hui le solaire au sol – ne respecterait pas l'impératif de foisonnement des énergies et poserait des problèmes d'emprise spatiale. Il affirme ainsi qu'une répartition équilibrée des investissements entre les différentes filières et technologies est le seul moyen de faire progresser significativement la part du renouvelable dans le mix de production français (cf. *supra*).

Toutefois, par souci de transparence, et pour réaliser des arbitrages entre filières reposant sur un objectif de minimisation des soutiens publics, une analyse des perspectives d'évolutions des coûts des différents moyens de production (renouvelables et conventionnels) apparaît nécessaire. Elle l'est d'autant plus que les baisses de coûts des modes de production des EnR dans le monde ont été, ces dernières années, très importantes pour certaines filières. L'ADEME estime que les coûts de production du solaire photovoltaïque devraient ainsi continuer à baisser ; quant à l'éolien, elle estime que la réduction des coûts pourraient atteindre 36 % à l'horizon 2030 par rapport aux coûts 2016, soit un coût de production atteignant 50 €/MWh¹³⁴.

Concernant les EnR thermiques, pour les particuliers, l'ADEME constate ainsi que les solutions reposant sur une production à partir de biomasse reviennent moins cher que leurs concurrents conventionnels et que les pompes à chaleur air/eau sont également relativement

¹³³ Le recours à un taux d'actualisation permet selon l'ADEME de traduire l'impact des conditions de financement sur les coûts de projets.

¹³⁴ Calcul en LCOE – *Levelized cost of electricity* ; source : *caractérisation des innovations technologiques du secteur de l'éolien et maturité des filières*, ADEME, 2017.

compétitives¹³⁵. Pour le collectif ou le tertiaire, les comparaisons sont faites avec une chaudière gaz sans réseau de chaleur¹³⁶ : la production de chaleur à partir d'EnR reste moins compétitive dans ce cas que son mode de production fossile concurrent, même si l'augmentation de la composante carbone des taxes intérieures de consommation favorisera la compétitivité des EnR à moyen terme.

En conclusion, la réalisation d'un exercice approfondi de projection basé sur l'analyse des coûts de production et des prix d'achat actuels et prévisionnels de l'ensemble du mix énergétique programmé dans la PPE, permettrait de calibrer et d'optimiser le besoin complet de soutien qui lui est lié.

C - Une trajectoire financière marquée par de fortes incertitudes

L'évaluation des coûts de production moyens prospectifs des différentes filières et leur comparaison avec de nouveaux moyens de production conventionnels ne permettent toutefois pas d'estimer directement les charges futures de soutien aux EnR. Pour les EnR électriques, celles-ci résultent en effet du différentiel entre les prix d'achat de la production d'installation EnR (issus de l'application d'arrêtés tarifaires ou des résultats d'appels d'offres) et les prix de marché de l'électricité. Plus précisément, la compensation au titre des charges de service public de l'énergie perçue par l'opérateur supportant ces charges (EDF OA, les ELD¹³⁷ ou les Organismes Agréés¹³⁸) correspond à la différence entre ces prix d'achat et le coût de production évité par l'opérateur achetant l'énergie renouvelable. Celui-ci est calculé selon une méthodologie définie par la CRE et reflète la valeur que l'acheteur obligé tire de cette énergie¹³⁹. Les charges de soutien aux EnR reposent donc en partie sur les prix des marchés de l'électricité¹⁴⁰ ; elles sont par exemple d'autant plus élevées que les prix de gros sont bas. À titre illustratif, une baisse de 1 €/MWh des prix de marché de gros se traduit par une hausse des charges de service public de l'énergie liées aux EnR d'un peu plus de 50 M€¹⁴¹. Les prix de marchés étant établis selon le coût de production de la dernière installation nécessaire pour

¹³⁵ La comparaison peut s'effectuer par souci de simplification, directement avec les prix du gaz (fourchette basse : 84 €/MWh) et de l'électricité (fourchette haute : 154 €/MWh) : Prix du gaz et de l'électricité en France et dans l'UE, SOES, 2015, <http://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/publications/p/2570/1065/prix-gaz-lelectricite-france-lunion-europeenne-2015.html>.

¹³⁶ Selon la puissance considérée, cela conduit à retenir une fourchette de coûts de la filière de référence de 40 à 78 €/MWh.

¹³⁷ Entreprise locale de distribution.

¹³⁸ Mentionnés à l'article L. 314-6-1 du code de l'énergie.

¹³⁹ En première approximation seulement car le coût de production évité inclue également une « valeur capacitaire » issue de la mise en place du mécanisme de capacité au 1^{er} janvier 2017.

¹⁴⁰ Les références retenues pour le calcul du coût évité sont représentatives du fonctionnement dynamique de l'électricité (vente à terme d'une partie de la production considérée statistiquement comme « quasi-certaine », vente des volumes résiduels sur les marchés à court-terme, prise en compte des écarts liés à la difficulté de prévoir des productions par nature intermittentes, référence de prix profilée pour la filière éolienne afin de tenir compte des effets de corrélation entre ces volumes et les prix de marché, etc.).

¹⁴¹ Délibération n° 2017-169 du 13 juillet 2017 de la CRE.

satisfaire la demande, ils reflètent le coût marginal¹⁴² du système électrique, ou son anticipation s'agissant des produits à terme¹⁴³. Les niveaux de prix de marché de l'électricité sont ainsi difficilement prévisibles car ils sont sensibles aux sous-jacents déterminant l'équilibre entre l'offre et la demande à l'échelle européenne¹⁴⁴. Les prix de gros de l'électricité ont d'ailleurs subi une baisse récemment, qui trouve son origine dans la faiblesse durable de la croissance en Europe, la stabilisation de la consommation électrique favorisée par les efforts de maîtrise de l'énergie, l'importation massive d'énergies fossiles à bas coût, mais également la montée en puissance de l'électricité d'origine renouvelable. Les prix de gros permettent aujourd'hui difficilement de couvrir les coûts de production des nouvelles installations les plus compétitives (ne reposant pas sur des sources renouvelables).

Le CO₂ est une composante à part entière du coût de production marginal d'une centrale à combustible fossile et les évolutions du prix du carbone sur le marché européen EU-ETS (cf. *supra*) peuvent ainsi avoir un effet direct sur les prix de l'électricité et, par extension, sur les niveaux de soutien aux EnR électriques et sur la compétitivité des moyens EnR par rapport aux moyens conventionnels.

Il existe donc une incertitude sur les besoins de compensation à verser aux acheteurs obligés de l'électricité renouvelable, imputable aux aléas de fonctionnement du marché de l'électricité européen¹⁴⁵. Une meilleure compréhension des mécanismes propres au marché de l'électricité, de sa sensibilité aux évolutions des prix des énergies, des évolutions récentes qu'il a subies (ex : mise en œuvre pendant l'hiver 2016-2017 du mécanisme de capacité¹⁴⁶) ou qui sont susceptibles de l'affecter, permettrait de mieux appréhender l'amplitude prévisionnelle annuelle des évolutions de charges de service public imputables au soutien des EnR.

En ce qui concerne les EnR thermiques, le volume de soutien nécessaire dépend essentiellement des évolutions des prix des combustibles fossiles. Ainsi l'ADEME a pu observer en 2016 sur le fonds chaleur un net renchérissement du coût rapporté à la tep¹⁴⁷ (ex : pour les chaufferies bois hors BCIAT, l'aide moyenne apportée est passée de 30 €/tep à

¹⁴² Il s'agit du coût nécessaire pour qu'une installation produise un MWh supplémentaire. Par construction, ce coût est nul pour une installation dont la production est fatale. Pour une installation conventionnelle thermique à flamme (par exemple un Cycle Combiné Gaz), ce coût dépend du rendement énergétique de l'installation, du taux d'émission de CO₂, des niveaux de prix des combustibles fossiles et du prix de la tonne de CO₂.

¹⁴³ Contrats de vente qui prendront effet à une date et selon des conditions prédéfinies.

¹⁴⁴ Les prix de gros de l'électricité connaissent une forte volatilité. Ainsi, ils sont passés en France de 50-60 €/MWh¹⁴⁴ en 2009-2011 à un niveau de 30-40 €/MWh en 2015-2016 (proche du niveau de prix de l'ARENH).

¹⁴⁵ Il existe d'ailleurs, dans certains pays comme les Pays-Bas, des mécanismes d'aides qui limitent l'impact de l'évolution des prix de l'électricité sur les volumes de soutien accordés. Les appels d'offre pour les parcs éoliens en mer de Borssele ont ainsi été conçus par rapport à un montant maximal de soutien public.

¹⁴⁶ Selon RTE, le mécanisme de capacité a pour rôle de « stimuler les investissements dans les moyens de production et d'effacement de consommation pour sécuriser l'alimentation électrique à moyen terme. Il participe à la réussite de la transition énergétique en favorisant la flexibilité du système électrique et le développement des énergies renouvelables. Il place sur le même plan capacité à produire et capacité à s'effacer ». Ce mécanisme a ainsi vocation à résoudre les problèmes de rentabilité rencontrés par les installations de production qui ne peuvent, dans le contexte actuel des marchés de l'électricité, s'amortir sur la seule base des prix de marché.

¹⁴⁷ Ce coût est un indicateur du programme 174 (Objectif 1 : maîtrise l'énergie en réduisant la consommation et en développant l'usage des EnR - Indicateur 1.1 : efficacité du fonds chaleur renouvelable de l'ADEME).

43,8 €/tep). Celui-ci s'explique par la complexité accrue des projets proposés, mais aussi par la nécessité d'un niveau d'aides unitaires plus élevé pour rétablir la compétitivité des projets face aux solutions fossiles, compte tenu du prix très bas de ces dernières (cf. *supra*). Un modèle d'aide intégrant une référence aux prix des énergies fossiles permettrait par ailleurs de s'affranchir des variations de ces derniers.

L'analyse prospective des besoins de soutien des différentes filières devrait donc tenir compte des incertitudes portant sur les variables influençant le dimensionnement des volumes de soutien. Une telle analyse n'est pas disponible à ce jour.

D - La nécessaire prise en compte des coûts induits pour les réseaux électriques et le stockage

Les coûts évoqués ci-dessus s'entendent en termes de coûts de production des énergies renouvelables. Il s'agit toutefois d'une approche financière incomplète puisque la pénétration des énergies renouvelables va induire un besoin d'adaptation des réseaux de transport et de distribution de l'énergie. Les investissements nécessaires seront répercutés sur le TURPE¹⁴⁸ et ainsi facturés aux consommateurs et producteurs.

Cette nécessaire adaptation des réseaux à la progression des EnR dans le mix électrique tient à plusieurs facteurs : à l'échelle nationale, le caractère variable de la production issue des énergies éoliennes et photovoltaïques impose au système électrique des contraintes liées à la volatilité des flux, à leur réorientation géographique et à la modification de l'ordre d'appel des moyens de production. Par ailleurs, l'intégration des énergies renouvelables à l'échelle européenne, qui peut permettre un foisonnement des sources de production sur une large zone, augmente les besoins d'accroissement des interconnexions.

Il est aujourd'hui difficile de quantifier la part des investissements nécessaires pour faire face à ces défis, notamment car RTE n'identifie pas la part de ses investissements prévisionnels imputables à la transition énergétique, en dehors des investissements dont la finalité principale est l'accueil du nouveau mix EnR sur le réseau régional. Il serait pourtant souhaitable que RTE isole plus précisément la part de ses investissements de structures qui découle de la montée en puissance des EnR électriques. L'Agence de l'énergie nucléaire de l'OCDE estimait ainsi en 2012 que, pour la France, le coût pour le système électrique de la pénétration des EnR à hauteur de 30 % du mix de production pourrait se situer dans une fourchette de 13 à 18 €/MWh.

Ces coûts pourraient nécessiter une évolution de la tarification des réseaux pour mieux prendre en compte le renforcement du rôle assurantiel¹⁴⁹ du réseau de transport et de distribution associé à la montée en puissance des énergies renouvelables intermittentes. De même, les solutions d'autoconsommation ont aujourd'hui une attractivité financière qui repose en partie sur l'absence de paiement du tarif d'utilisation du réseau. Si la pénétration de l'autoconsommation croît de manière significative, la réduction du nombre de consommateurs

¹⁴⁸ Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité.

¹⁴⁹ Alors que l'électricité distribuée demeure stable, RTE constate une légère baisse des soutirages sur le réseau de transport due au développement des renouvelables et des solutions d'autoconsommation. Pour autant, les capacités du réseau de transport doivent être maintenues à titre assurantiel, en raison du caractère intermittent et non commandable des énergies renouvelables électriques (hors biomasse et bioénergie). Le réseau électrique intègre donc d'ores et déjà une logique probabiliste et donc « assurantielle » dans sa construction : il est dimensionné en fonction de la probabilité d'appel simultané des puissances installées, qui est inférieure à la somme de ces puissances.

acquittant ce tarif (TURPE) pourrait poser un problème de soutenabilité du financement d'un réseau dont le dimensionnement ne diminuera pas à dure concurrence (les autoconsommateurs n'étant pas autonomes sur le plan électrique).

Une attention particulière doit également être portée aux problématiques de stockage de l'électricité. En effet les travaux conduits par l'ADEME et par RTE (scénario « nouveau mix » présenté dans le bilan prévisionnel 2014) identifient un besoin de stockage supplémentaire de 1 à 2 GW si le taux de pénétration des EnR dans le mix de production électrique atteint et dépasse l'objectif de 40 % fixé par la PPE. La PPE fixe d'ailleurs comme objectif l'engagement de projets de stockage à hauteur de cette capacité sous forme de STEP¹⁵⁰. L'actualisation en juin 2017 des travaux conduits avec l'ADEME sur les réseaux électriques intelligents fait également ressortir l'intérêt économique d'une contribution des batteries à la sécurité d'approvisionnement dans le cas d'un mix 2030 à 40 % d'EnR. Avec des hypothèses de baisse des coûts des batteries les amenant autour de 200 €/kWh stockable, il devient rentable de développer des stockages par batterie pour 1 à 2 GWh. Une baisse de coûts plus marquée conduirait à un développement plus important du stockage dans le système électrique.

Cet enjeu est particulièrement prégnant pour les zones non interconnectées (ZNI), caractérisées par un prix de l'électricité très élevé et par les faibles possibilités de foisonnement des énergies renouvelables intermittentes. Des expérimentations de stockage individuel ou décentralisé sont en cours dans ces zones.

III - Des dispositifs qui nécessitent encore des ajustements

Indépendamment de la réflexion structurelle qui devrait être conduite dans le cadre de la PPE sur les coûts relatifs des filières et les besoins de soutien public qu'elles appelleront, l'analyse des dispositifs existants révèle également des marges d'amélioration significatives.

A - Un besoin de rééquilibrage des soutiens vers les EnR thermiques

1 - Une composante carbone des taxes énergétiques encore trop peu incitative

La composante carbone des taxes intérieures de consommation (TIC) a été créée par la loi de finances 2014¹⁵¹. Elle permet de renchérir le taux des taxes intérieures de consommation énergétiques¹⁵² d'un montant proportionnel au contenu en carbone de ces produits à partir d'une valeur de la tonne de CO₂, qui a été fixée à 7 €/t en 2014.

¹⁵⁰ STEP : station de transfert d'énergie par pompage.

¹⁵¹ Loi n° 2013-1278 du 29 décembre 2013 de finances pour 2014.

¹⁵² Taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques (TICPE) pour les produits pétroliers, TICGN pour le gaz naturel et TICC pour le charbon. Lors de l'introduction de la composante carbone des taxes intérieures de consommation, des dispositions ont été prévues pour éviter une double taxation des entreprises grandes consommatrices d'énergie (au sens de la directive 2003/96/CE) relevant déjà du système européen de quotas EU-ETS : ces entreprises ne sont donc pas assujetties à la composante carbone. Lorsque les activités de ces entreprises ne sont pas soumises au régime des quotas en raison de leur taille, elles restent soumises à un niveau limité de composante carbone (7€/t) à condition de figurer dans la liste des activités exposées à un risque important de fuite de carbone établie par la décision 2014/746/UE de la Commission européenne.

Elle renchérit progressivement le prix des énergies fossiles et favorisera la rentabilité des projets EnR. La LTECV a prévu une augmentation régulière de cette composante jusqu'à 56 €/HT/tCO₂ en 2020 et 100 €/HT/tCO₂ en 2030 (sans tenir compte de l'érosion monétaire). La LFI 2018 accélère cette trajectoire par rapport aux niveaux fixés par les précédentes lois de finances, qui s'étaient inscrites dans l'objectif moyen terme fixé par la LTECV.

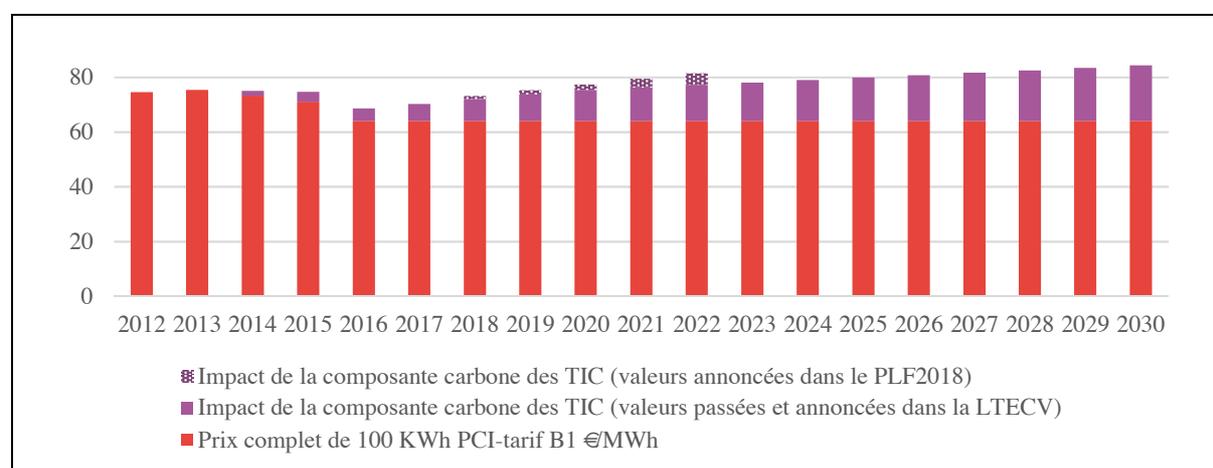
Tableau n° 6 : évolution de la trajectoire de la composante carbone

En €/HT/tCO ₂	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2030
Lois finances + LTECV	30,5	39	47,5	56			100
LFI pour 2018		44,6	55	65,4	75,8	86,2	

Source : Cour des comptes

Toutefois, le niveau actuel de la composante carbone – qui s'ajoute au niveau des taxes intérieures de consommation définies pour chacun des produits énergétiques – n'est pas suffisamment incitatif : il ne permet pas d'avoir un impact significatif sur le prix complet des énergies fossiles, la baisse des prix de ces dernières peinant à être compensée par la hausse de cette composante (cf. graphique n° 12). Une mise en cohérence du niveau de la trajectoire carbone à 2030 avec les objectifs gouvernementaux en matière d'énergies renouvelables et de récupération thermiques devra ainsi être effectuée.

Graphique n° 12 : impact de la composante carbone sur le prix du gaz* (en €/MWh)



Source : Cour des comptes, d'après base de données PEGASE SOeS

* Prix du gaz pour un ménage (tarif B1¹⁵³) avec hypothèse de stabilité à partir de 2016

¹⁵³ Plusieurs tarifs gaz sont proposés en fonction du volume annuel et de la saisonnalité de la consommation du client, afin de s'adapter à des profils de consommation divers (particuliers, chaufferies collectives, PMI, PME, etc.). Le tarif B1 concerne les ménages, avec des consommations annuelles comprises entre 6 000 et 30 000 kWh, le plus souvent pour des usages chauffage individuel, cumulés ou non avec la production d'eau chaude et usage cuisine.

Par ailleurs cette composante n'est pas prise en compte dans les anticipations des acteurs économiques du fait de l'incertitude perçue sur sa trajectoire d'évolution. Le caractère annuel du vote de la loi de finances semble dissuader les entreprises d'intégrer cette donnée à leurs choix d'investissement.

2 - Fonds chaleur : des moyens à mettre en cohérence avec les objectifs assignés aux EnR thermiques

En moyenne, sur la période 2009-2016, 214 M€ de fonds chaleur ont été octroyés annuellement par l'ADEME. L'appréciation de la trajectoire du fonds permettant l'atteinte des objectifs de la PPE constitue un exercice délicat de prospective, qui doit prendre en compte les évolutions des prix des énergies fossiles, le niveau de la trajectoire carbone des TICs, mais également des paramètres tels que le niveau du prix carbone sur le marché ETS pour les installations soumises à quotas. Il est cependant très probable que les moyens actuellement octroyés aux EnR thermiques ne permettent pas d'atteindre les objectifs de la PPE.

Celle-ci prévoyait en effet une forte augmentation du budget du fonds chaleur pour atteindre un maximum de près de 600 M€. Ce calcul avait été établi en prenant en compte pour chaque filière les objectifs fixés aux horizons 2018 et 2023 ainsi que le coût moyen de soutien du fonds chaleur en euros par tep pour chaque filière.

Tableau n° 7 : trajectoire d'évolution du fonds chaleur selon la PPE

	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Dépense en M€	410	510	590	600	500	450

Source : PPE

L'ADEME estime cependant que la confirmation de la trajectoire carbone des taxes intérieures de consommation figurant dans la LTECV pourrait progressivement réduire d'un quart voire d'un tiers ces besoins financiers. Ses dernières estimations indiquent ainsi qu'un accroissement de 106 M€ par an en moyenne du fonds chaleur par rapport à son niveau en LFI pour 2017 (222 M€), sur les 5 prochaines années, portant l'enveloppe annuelle à 328 M€, permettrait d'atteindre les cibles de la PPE. Ces estimations ne prennent cependant pas en compte la récente annonce d'augmentation de cette trajectoire carbone dans le cadre de la loi de finances initiale pour 2018.

Le montant d'AE retenu dans la LFI 2018 (200 M€) n'est pas suffisant pour satisfaire les besoins tels qu'évalués par l'ADEME pour atteindre les objectifs inscrits dans la PPE. Il est en régression par rapport aux montants octroyés ces dernières années pour le fonds chaleur¹⁵⁴, et de 128 M€ inférieur au niveau nécessaire estimé par l'ADEME. Un pilotage fin des moyens alloués au fonds chaleur pour assurer leur cohérence avec les objectifs de développement des EnR thermiques est donc nécessaire.

¹⁵⁴ Projet annuel de performance du PLF 2018, *Mission écologie, développement et mobilité durables*.

3 - Un nécessaire recentrage du crédit d'impôt transition énergétique

Le crédit d'impôt pour la transition énergétique (CITE) participe également à l'atteinte des objectifs de développement des EnR thermiques, en soutenant les ménages dans leur achat d'équipements énergétiques performants. Si le CITE représente l'une des principales dépenses fiscales de l'État, avec 1 670 M€ inscrits en LFI pour 2017, la part consacrée au soutien à l'achat d'équipements destinés à utiliser des EnR pour la chaleur et le froid s'élevait en 2016¹⁵⁵ à 260 M€, pour une augmentation de 0,15 Mtep par an de la production de chaleur¹⁵⁶.

Le CITE vise à la fois le développement des énergies renouvelables et une moindre consommation d'énergie dans les logements. Ainsi, certains équipements éligibles utilisent une source d'énergie conventionnelle : le montant consacré aux chaudières à condensation et micro-génération gaz représentait par exemple 178 M€ en 2015. L'éligibilité des chaudières à combustible à haute performance au CITE pose question dans un contexte où le prix des énergies fossiles est particulièrement bas et où le prix des chaudières au bois est plus élevé que celles utilisant des énergies fossiles. L'éligibilité au CITE des chaudières gaz et fioul à condensation est d'autant plus problématique que les chaudières de ce type constituent quasiment la norme des chaudières utilisant des énergies fossiles.

Les évolutions du CITE votées en loi de finances initiale pour 2018 devraient en partie remédier à cet écueil : les dépenses d'acquisition de chaudières à haute performance énergétique les plus carbonées, c'est-à-dire celles utilisant le fioul comme source d'énergie, verront en effet leur taux réduit à 15 % entre le 1^{er} janvier et le 30 juin 2018 et seront ensuite exclues du dispositif. La question de l'éligibilité des chaudières au gaz demeure néanmoins, la LFI 2018 ne prévoyant pas de les exclure.

Par ailleurs, s'il est compréhensible que pour des questions de lisibilité et de gestion, un taux unique de 30 % soit accordé pour l'ensemble des équipements éligibles depuis le 1^{er} septembre 2014, cette solution est défavorable aux technologies les plus chères à l'achat, même si sur le long terme elles se révèlent plus performantes et génèrent le plus d'économies pour les ménages. Ainsi, dans le cas de la géothermie très basse énergie, les coûts d'investissement initiaux peuvent représenter un obstacle au développement de la filière : or, avec un taux unique, le crédit d'impôt ne permet pas de développer les filières les plus efficaces. Dans ce cas, cela revient à favoriser les pompes à chaleur aérothermiques, moins performantes que les pompes géothermiques, ce qui constitue un usage inefficace de cette dépense fiscale¹⁵⁷.

Le taux unique du CITE ne lui permet donc pas d'atteindre pleinement son objectif : la mise en place d'un taux majoré pour certains équipements pourrait être étudiée, en fonction des

¹⁵⁵ Estimation provisoire.

¹⁵⁶ Intervention ADEME – conférence de l'Office franco-allemand pour la transition énergétique (OFATE) du 26 avril 2017.

¹⁵⁷ Comme le notait la Cour des comptes en juin 2013, « une forte baisse du volume des installations de PAC géothermiques aurait pour conséquence paradoxale de concentrer l'aide sur les PAC air/eau, qui sont moins productives. Dès lors, c'est la pérennité même de cette niche fiscale coûteuse qui pourrait être mise en cause et le redéploiement éventuel d'une partie des ressources correspondantes vers des projets affichant de meilleures performances » (Relevé d'observations définitives sur la politique publique en faveur de la géothermie, juin 2013).

technologies, du stade de développement des marchés, de critères de performances et de l'impact environnemental prenant en compte l'ensemble du cycle de vie de l'équipement.

Au-delà de ces dispositifs, les réglementations thermiques des bâtiments représentent une forme de soutien indirect aux EnR thermiques. La réglementation thermique actuelle (RT 2012) ne favorise pas toujours l'intégration des EnR dans les logements. En raison d'une dérogation de cette réglementation pour les bâtiments collectifs, les nouveaux logements collectifs se chauffent en très grande majorité au gaz. La suppression de cette dérogation devrait être mise à l'étude, de même que la mise en place – dans la prochaine réglementation thermique – d'une obligation d'intégrer des EnR thermiques dans les bâtiments neufs, à l'instar de ce qui existe en Allemagne et dans l'esprit de ce que préconise le droit européen¹⁵⁸.

B - Des marges d'efficience pour les dispositifs de soutien aux EnR électriques

Les dispositifs de soutien aux EnR électriques ont beaucoup évolué afin de limiter les rentabilités indues (cf. *supra*). On peut notamment souligner l'ajustement des tarifs en fonction des volumes de raccordement (ex : filière photovoltaïque ou géothermie) et la dégressivité automatique (ex : filière méthanisation où le tarif pour les installations de méthanisation diminue de 0,5 % chaque trimestre à partir du 1^{er} janvier 2018). Certaines évolutions demeurent néanmoins souhaitables.

1 - Le dispositif des compléments de rémunération

Le constat des effets pervers du mécanisme de l'obligation d'achat, qui incite les exploitants à produire même quand l'offre d'électricité est excédentaire, a conduit la Commission européenne à préconiser, pour les installations de taille significative, le passage à un mécanisme de primes. Elles viennent compléter la vente directe de l'électricité issue de sources renouvelables sur le marché de l'électricité.

La plupart des pays, dont la France, ont ainsi récemment adopté un dispositif de complément de rémunération. Il s'agit d'une prime qui s'ajoute aux revenus du producteur, obtenus par la vente de son électricité sur les marchés de gros, permettant d'atteindre un tarif de référence. Ce mécanisme amortit presque intégralement l'effet des fluctuations de marché sur les revenus des producteurs. Celui-ci n'est exposé qu'à la différence entre la valorisation effective de son électricité qu'il tire du marché et une valorisation de référence, représentative du profil moyen de production de sa filière.

Pour les finances publiques, le passage des contrats d'obligation d'achat aux contrats de complément de rémunération serait neutre si la prime de gestion¹⁵⁹ était intégrée dans le tarif

¹⁵⁸ Directive européenne 2009/28/CE relative à la promotion de l'utilisation des EnR.

¹⁵⁹ La prime de gestion est proportionnelle à l'électricité produite. Elle vise à couvrir les coûts de commercialisation des producteurs EnR pour vendre leur électricité sur le marché. Cela concerne notamment les coûts d'intermédiaires qui assurent cette fonction à moindre coût pour le producteur, mais qui facturent leur intervention au producteur tout en lui reversant la rémunération obtenue sur le marché.

de référence, ce qui n'est pas le cas dans le dispositif français. Le montant de la prime s'établit selon les filières entre 2 et 3 €/MWh, niveau considéré comme trop élevé par la CRE.

Le basculement de la filière éolienne terrestre au complément de rémunération a été fait tardivement par le ministère chargé de l'énergie. Face à une acceptabilité sociale limitée des éoliennes (cf. *supra*), les dispositifs de soutien ont longtemps cherché à préserver la filière en limitant la pression sur la baisse des prix. Ainsi, les tarifs d'achat ont bénéficié d'une indexation sur l'inflation favorable en cours de contrat et le recours aux procédures concurrentielles n'a été imposé qu'en 2017, du fait d'une mise en conformité avec les règles communautaires (cf. *infra*). Le basculement en 2017 de l'obligation d'achat vers le complément de rémunération pour l'éolien terrestre a conduit à retenir un tarif de référence de 72 à 74 €/MWh – selon la taille de l'éolienne – sur une durée de 20 ans, contre 81 €/MWh sur 15 ans précédemment. Selon la CRE, ce nouveau tarif pourrait conduire à des rentabilités significativement supérieures aux rentabilités de référence pour les sites les plus ventés¹⁶⁰. Le suivi de la rentabilité réelle de ces projets devrait faire l'objet d'une attention particulière.

2 - Les conditions de succès des appels d'offres

La ligne de partage entre aides octroyées à guichet ouvert et par appel à la concurrence a évolué sous l'effet des lignes directrices européennes, qui imposent désormais de passer des appels d'offres pour les installations les plus importantes.

Concernant l'éolien, la procédure d'appel d'offres pluriannuelle initiée en 2017 a un champ limité dans la mesure où elle ne touche que les projets de plus de six installations ou ayant recours à une turbine de plus de 3 MW. La CRE a pourtant recommandé de limiter à 6 MW la puissance des installations éligibles au guichet ouvert, afin d'accroître la pression concurrentielle sur la filière. Certains pays comme l'Allemagne ont d'ailleurs fait basculer la quasi-totalité des nouvelles installations dans le champ des appels d'offres.

Les quatre projets lauréats de l'appel à projets ADEME 2015 pour l'éolien flottant pourraient bénéficier, en plus des soutiens du PIA, d'un contrat d'obligation d'achat dont le coût pourrait s'élever à 220 €/MWh sur une durée de 20 ans. Cela porterait le coût total de ces projets pour les finances publiques à un montant proche de 1,7 Md€, pour une puissance installée inférieure à 100 MW, et une production estimée de 370 GWh par an, soit environ 0,07 % de la production électrique française. Les projets de fermes pilotes d'éoliennes flottantes entraîneront donc des charges équivalentes (par MWh produit) à celles des appels d'offres pour l'éolien *offshore* de 2011 et 2013. Bien que le ministère chargé de l'écologie ait annoncé que des appels d'offres commerciaux pour l'éolien flottant étaient déjà en préparation, le passage à un développement commercial ne devrait pas être envisagé sans une baisse de prix significative.

¹⁶⁰ Cf : avis du 23 mars 2017 de la CRE. Le problème pourrait notamment se poser dans le cas du *repowering* (démantèlement de tout ou partie de l'installation pour en construire une nouvelle) des sites les plus anciens, que la CRE conseille d'exclure du bénéfice du guichet tarifaire.

D'une manière générale, le recours croissant aux appels d'offres pour le soutien aux EnR électriques constitue une évolution favorable à la maîtrise des volumes de soutien¹⁶¹. D'après le ministère chargé de l'écologie, 80 % des nouvelles capacités d'EnR électriques soutenues dans le cadre de la PPE devraient désormais l'être au terme d'une procédure concurrentielle. La CRE considère pour sa part que ce pourcentage ne dépassera pas 50 %¹⁶². Dans tous les cas, pour que la concurrence s'exerce de manière effective, plusieurs conditions doivent être réunies :

- les critères qualitatifs (ex : la note environnementale, qui permet notamment d'intégrer le bilan carbone) ne doivent pas jouer un rôle prépondérant dans les projets ;
- la segmentation des appels d'offres en de trop nombreuses sous-familles (exemple des appels d'offres photovoltaïques qui distinguent les installations sur toiture des centrales au sol, et au sein des toitures les moyennes et grandes surfaces) interdit à la concurrence par les prix de jouer pleinement : bien que le ministère chargé de l'écologie soit attaché à cette stratification très fine, les enjeux financiers associés en termes de soutien public plaident en faveur d'une approche aussi économe que possible. De plus, une moindre segmentation des appels d'offres dédiés aux EnR les plus matures irait dans le sens de la neutralité technologique préconisée par la Commission européenne, tout en préservant la possibilité pour la puissance publique de décider de la pondération de chaque grande filière (éolienne terrestre, éolienne en mer, photovoltaïque, bioénergies) dans le mix électrique ;
- le partage des risques avec la puissance publique doit être optimisé. À titre d'exemple, les risques administratifs et contentieux auxquels ont été confrontés les lauréats des appels d'offres de 2011 et 2013 pour les éoliennes en mer ont entraîné un retard de plusieurs années dans la mise en service des installations. La nouvelle procédure de dialogue concurrentiel¹⁶³ vise à établir en amont un dialogue permettant de préciser avec les candidats le cahier des charges ainsi que le partage des responsabilités durant les phases de construction et d'exploitation du parc. Les études de levée de risques réalisées en amont par l'État dans le cadre de cette nouvelle procédure – sous réserve que des moyens suffisants leur soient accordés¹⁶⁴ – pourraient à la fois réduire le risque et sa perception par les financeurs et permettre des baisses de prix significatives. La réduction des risques associés aux projets (« dé-risquage ») telle qu'elle est déjà pratiquée par certains pays nordiques (Allemagne, Pays Bas, Danemark) pourrait ainsi être favorisée par cette approche ;
- la technologie ne doit pas être fixée trop tôt dans la procédure : la lenteur des projets conduit sinon à ce que les parcs entrant en service ne bénéficient pas des dernières innovations ni des améliorations du rapport qualité-prix que celles-ci portent. Les acteurs industriels ont ainsi indiqué que s'ils pouvaient changer de modèle d'éoliennes sur leurs parcs marins, ils pourraient réduire le coût à des montants de l'ordre de 160-170 €/MWh, au lieu des 217 €/MWh accordés dans le cadre de l'appel d'offres. À l'inverse, certains de nos voisins

¹⁶¹ Les prix anticipés dans le cadre des appels d'offres solaires ont par exemple été systématiquement surévalués, ce qui indique que le mécanisme d'appel d'offres a permis de révéler les baisses de coûts de la filière.

¹⁶² La CRE estime en particulier que l'essentiel du développement de l'éolien terrestre se fera sous le régime du guichet ouvert (cf. *supra*), en dépit du passage aux appels d'offres pour les parcs de plus de 18 MW.

¹⁶³ Décret n°2016-1129 du 17 août 2016.

¹⁶⁴ Le budget disponible pour les études du dialogue concurrentiel de Dunkerque (éoliennes en mer) n'est que de 1 à 2 M€, ce qui représente des montants dix fois inférieurs à ceux dont disposent nos voisins danois.

comme les Pays-Bas laissent aux lauréats une flexibilité technologique après l'attribution. Le Gouvernement prévoit d'ailleurs¹⁶⁵ de faire évoluer le cadre législatif relatif aux projets d'EnR en mer afin de permettre un débat public en amont de la désignation du lauréat et la remise d'un permis « enveloppe » (se fondant sur une installation aux impacts maximalisés, autorisant ensuite l'évolution du projet au sein de cette enveloppe d'impacts).

C - Une meilleure articulation à trouver entre les politiques énergétiques et les politiques de filières

Les dispositifs issus des politiques énergétiques, dits de soutien « à la demande » au sens où ils visent à stimuler la production à travers des tarifs d'achat, appel d'offres, réglementations, etc., permettent d'atteindre les objectifs de développement des EnR que s'est fixés la France, en créant les conditions propices au développement des moyens de production et en donnant de la visibilité aux acteurs économiques sur les volumes (inscription de ces dispositifs de soutien dans une programmation énergétique, etc.). À ces dispositifs de soutien à la demande s'ajoutent les dispositifs de soutien « à l'offre » des filières, dont l'objectif est de soutenir l'émergence des filières industrielles, en agissant à l'amont sur la compétitivité de la production des entreprises, à travers des soutiens à la R&D, de l'aide à l'innovation, etc. : cf. *supra*. L'articulation entre les deux types de dispositifs, qui s'inscrivent dans les règles concurrentielles européennes, est cruciale pour la mise en œuvre d'une politique industrielle favorable aux filières.

Si la recherche française en matière d'EnR électriques est reconnue, notamment dans le solaire photovoltaïque, les innovations peinent souvent à trouver une application industrielle et commerciale. Le passage des phases de R&D, d'innovation et de démonstration, à celle de la commercialisation est en effet très critique. L'une des conditions de réussite des entreprises françaises portant des innovations est de pouvoir bénéficier de références commerciales sur le territoire national¹⁶⁶. Pour que ces entreprises puissent passer de la phase de démonstration à la phase de commercialisation à grande échelle, il est important de leur donner une visibilité suffisante sur le marché.

Depuis 2011, l'ADEME a élaboré des notes d'opportunités non-publiques et publié des feuilles de route stratégiques sur une dizaine de filières et de thématiques associées aux EnR. Elles ont permis d'orienter et de mieux cibler les appels à manifestation d'intérêt et appels à projet du PIA, qui visent notamment à construire des démonstrateurs et sites pilotes. L'émergence d'une telle vision concertée préalablement à la mise en place de dispositifs de soutien permet d'en améliorer l'efficacité. Cette approche a été partiellement mais tardivement consolidée pour le soutien à l'offre avec la Stratégie Nationale Recherche Énergétique¹⁶⁷ parue

¹⁶⁵ Cf. article 34 du projet de loi sur la simplification déposée devant l'Assemblée nationale le 27 novembre 2017.

¹⁶⁶ Voire à l'étranger lorsque la technologie s'adresse essentiellement aux marchés à l'export.

¹⁶⁷ L'article 183 de la loi LTECV prévoyait la réalisation de cette stratégie ; elle a fait l'objet d'un arrêté conjoint du ministre chargé de l'énergie et de celui chargé de la recherche, publié au JO le 27 décembre 2016. La SNRE propose notamment d'amplifier le soutien à la démonstration des nouvelles technologies et recommande d'organiser un échange plus régulier avec les régions sur les actions de soutien à la R&D.

en 2016. L'articulation avec les dispositifs de soutien à la demande n'est pas encore explicite. Elle doit se faire dans le cadre d'un dialogue entre l'ensemble des parties prenantes, en associant notamment les structures travaillant sur des scénarios prospectifs comme l'ADEME ou l'ANCRE¹⁶⁸.

S'agissant des EnR électriques, la visibilité sur la demande de production peut être donnée en lançant des appels d'offres avec un cadencement qui permette de ne pas peser sur la trésorerie des porteurs de projets. Ce point est particulièrement stratégique pour les énergies marines novatrices¹⁶⁹, soutenues par le PIA, mais pour lesquelles la visibilité sur le marché est insuffisante. Ainsi, alors qu'en 2016 la PPE prévoyait l'engagement à horizon 2023 de projets d'une puissance comprise entre 200 et 2 000 MW en plus des appels d'offres lancés en 2011 et 2013, aucun nouvel appel d'offres n'a été lancé à ce jour. Les professionnels du secteur s'inquiètent de cette situation ; Naval Energies (DCNS) a par exemple indiqué que ce bon cadencement entre démonstrateurs et appels d'offres commerciaux était une condition de sa survie à horizon deux ans¹⁷⁰. En mars 2017, pour remédier à cette fragilité, la DGEC a décidé de réaliser un appel d'offres entièrement dédié aux technologies innovantes, le critère innovation pesant alors 45 % dans la notation. Des familles d'innovation ont été ciblées en lien avec le potentiel des entreprises françaises, à la satisfaction du secteur industriel.

Le cadre de développement des filières électriques innovantes doit être reconsidéré. L'utilisation de l'enveloppe de 700 M€, annoncée en septembre 2017 par le gouvernement dans le cadre du plan d'investissement 2018-2022 et visant à démontrer à l'aide du PIA, l'intérêt d'une technologie novatrice pour la transition énergétique, pourrait constituer un des moyens de financement de l'innovation plus approprié, compte tenu du poids financier que peut faire peser ce type d'initiative sur les finances publiques (cf. *supra*).

Du côté des EnR thermiques, l'appel à projets Nouvelles technologies émergentes (NTE) lancé annuellement, depuis 2012, dans le cadre du fonds chaleur a permis de remédier en partie à cette difficulté. Cet appel à projets s'adresse à des technologies techniquement validées mais peu ou pas diffusées afin de les évaluer *in situ* et de consolider un retour d'expérience. Si elles sont considérées comme satisfaisantes, elles peuvent être rendues éligibles au fonds chaleur, en vue d'un déploiement plus massif de la technologie. Depuis 2012, cet appel à projets a permis d'aider plus d'une cinquantaine de dossiers pour un montant d'aides de près de 14 M€ et un coût d'investissement de l'ordre de 54 M€. Ici également, la question du cadencement est importante. Si le temps de l'évaluation est trop long, les entreprises qui portent la nouvelle technologie peuvent être mises en difficulté dans l'attente du bénéfice du fonds chaleur pour leurs clients potentiels, surtout si ce sont de petites entreprises. Si ce temps est trop court, le risque existe pour l'ADEME de rendre une technologie non viable éligible au fonds chaleur.

¹⁶⁸ Alliance Nationale de Coordination de la Recherche pour l'Énergie.

¹⁶⁹ Hors éolien *offshore* posé.

¹⁷⁰ De même, le cas de l'Institut national de l'énergie solaire (INES), centre de recherche européen de premier rang, illustre cette problématique. Bien que l'INES soit financée à hauteur de 42 % par des industriels et ait misé très fortement sur la technologie des cellules silicium à hétérojonctions, les industriels français initialement pressentis par l'INES pour investir et développer cette technologie se sont finalement retirés faute de visibilité sur les volumes de production soutenus en France.

Actuellement, le temps pour évaluer la technologie est estimé à trois ans ; ce temps pourrait être réduit en tenant compte de la situation des entreprises développant ces technologies innovantes.

L'accompagnement des filières et l'ajustement des dispositifs de soutien demeure un exercice complexe. La filière photovoltaïque a parfaitement illustré les effets délétères de l'incertitude sur les perspectives commerciales des filières industrielles en France (cf. *infra*). Pendant plus de quatre ans, entre le moratoire sur les tarifs garantis au secteur et la LTECV, la filière industrielle s'est trouvée exposée à une concurrence étrangère agressive et la filière intégrée au bâti a été exposée à des incertitudes sur les réglementations et volumes à pourvoir, ce qui a entraîné faillites et désinvestissements¹⁷¹. De même, l'activité de la filière du solaire thermique s'est effondrée au profit d'équipements concurrents lors de la mise en œuvre de la nouvelle réglementation thermique en 2012 (RT2012)¹⁷², sans que cet impact ait été anticipé au moment de l'adoption de la réglementation.

S'il est logique qu'une stratégie industrielle ne soit pas intangible, les à-coups de la politique française ont eu des conséquences très dommageables sur les acteurs économiques. En Allemagne, par exemple, les changements de la politique de soutien ont été mieux préparés, par l'intermédiaire d'expérimentations pilotes¹⁷³ assorties de tests fondés sur les retours des professionnels du secteur et qui ont nourri des adaptations de la réglementation envisagée.

Au-delà des dispositifs de soutien, les outils de financement notamment proposés par la Caisse des dépôts et consignations ou encore Bpifrance ont toute leur importance pour les filières. Ces organismes de financement, engagés depuis 2015 dans le soutien à la transition énergétique, octroient des prêts aux côtés de banques commerciales. Il est important que ces financeurs publics ne se substituent pas aux financeurs privés sur les technologies les plus matures et les accompagnent dans le développement des technologies les plus risquées.

La difficulté d'accompagner les filières françaises

Certaines initiatives publiques, reposant sur des critères non discriminatoires conformes à la réglementation européenne, ont bénéficié à des entreprises françaises ou européennes. Ainsi, l'État a récemment introduit dans les différents appels d'offres des critères qui ont eu un effet favorable pour le tissu industriel français.

¹⁷¹ On citera ici le cas d'entreprises en faillite ou rachetées par des concurrents étrangers : Q-Cells, Solon, Conergy, Solarion, SMA Solar, Sunways, Solarwatt, etc.

¹⁷² Pour remplir l'obligation de la Réglementation thermique 2012 (RT 2012) de recourir à une part d'EnR dans les maisons individuelles, les maîtres d'ouvrage se sont tournés vers les solutions EnR les plus compétitives, à savoir les chauffe-eau thermodynamiques et le solaire photovoltaïque, aux dépens du solaire thermique. Dans le collectif, l'absence d'obligation de recours aux EnR et la dérogation permettant de consommer 15 % de plus (voir *supra*) ont rendu le solaire thermique superflu pour atteindre les performances exigées par la RT 2012.

¹⁷³ Le principe d'appels d'offres a ainsi d'abord été testé sur la filière photovoltaïque avec des appels d'offres pilotes pour les installations au sol, pendant plus de deux ans, avant sa généralisation aux autres filières actée par la loi sur les énergies renouvelables *Erneuerbare Energien Gesetz* - EGG 2017.

Cela a été le cas du critère carbone pour les appels d'offres sur le solaire. Cette initiative a eu pour conséquence d'augmenter la part de composants d'origine européenne dans les projets retenus dans les appels d'offres de 2014-2015. Cet effet positif a diminué depuis : l'état du secteur étant très volatil, le nombre de producteurs européens a largement diminué et le poids de ce critère a baissé dans les AO de 2016-2017. La méthode de calcul a également été modifiée pour renforcer le degré d'exigence environnementale. Ce critère, considéré comme un outil à vocation environnementale, pourrait engendrer des bénéfices indirects pour l'industrie européenne et française, sans que cela ne soit prouvé aujourd'hui. La DGE, non consultée sur la rédaction des cahiers des charges de ces appels d'offres, n'a pas eu l'occasion de contribuer à leurs évolutions. Dorénavant, la DGEC doit poursuivre, avec la DGE, l'approfondissement de l'évaluation de l'impact du critère sur les emplois industriels français.

Sur l'éolien *offshore*, des initiatives ont aussi été prises sur les AO lancés en 2011 et 2013. Ces derniers contenaient des critères visant à sécuriser l'approvisionnement en turbines et à apporter des garanties quant aux capacités des candidats à réaliser effectivement leurs projets, dans un contexte de marché très tendu. La notation comprenait ainsi un critère de capacité de production, dont les entreprises françaises ont bénéficié en raison de la proximité de leur site de production. Depuis l'attribution des offres, trois usines et un centre d'ingénierie ont vu le jour en France. En revanche, dans l'éolien terrestre, les AO pour les parcs de plus de six mâts ne retiennent qu'un critère prix.

La politique de soutien à la filière du solaire intégré au bâti (IAB), qui se voulait être une stratégie d'excellence technologique et d'innovation française, n'a quant à elle pas connu les résultats escomptés. Dès sa mise en œuvre, la prime IAB a créé un fort appel d'air chez les producteurs qui a essentiellement profité aux entreprises existantes, la plupart allemandes. L'offre des entreprises françaises n'était pas encore suffisamment mature pour investir ce marché de niche¹⁷⁴. À cette époque également, les panneaux solaires connaissaient une chute vertigineuse de leurs coûts de production alimentée par la concurrence asiatique. Ce sont finalement des produits inattendus mais répondant parfaitement au dispositif réglementaire qui se sont imposés. L'effet d'aubaine subi par le dispositif de soutien au bâti a eu pour conséquence une explosion des volumes financiers supportés par l'État. L'IAB a ainsi créé des obligations d'achat pour l'État pour vingt ans, dont le montant total a été estimé par la Cour à 8,6 Md€ (dont 7,4 Md€ pour les engagements pris avant 2011). De nombreuses fraudes ont également été constatées dans l'attribution de la prime IAB et aucune évaluation de son efficacité économique ou énergétique n'a été établie. Malgré cet échec, quelques grandes entreprises françaises, positionnées sur l'aval de la chaîne de valeur (travaux publics, habitat ou services), continuent aujourd'hui de croire en ces technologies et d'investir dans des matériaux totalement intégrés, en dépit de l'absence de soutiens publics.

L'État doit à la fois clarifier ses objectifs de politique industrielle et revoir le cadre de développement des filières innovantes. Si les politiques publiques de soutien à la recherche et au développement de démonstrateurs sont jugées utiles par les acteurs privés, force est de constater que les tentatives de passage du stade de démonstrateur à des marchés de grande échelle se sont traduites par des coûts très élevés pour les finances publiques et par des échecs industriels. Il importe donc de mieux articuler, politique d'offre des filières et dispositifs de soutien à la demande. Ceci passe par un cadencement prévisible des appels d'offres, l'usage de moyens dédiés (appels d'offres innovation, enveloppe PIA spécifique), des volumes d'appels d'offres limités pour les segments technologiques non matures, assortis d'un suivi précis des

¹⁷⁴ *Filière Photovoltaïque Française : Bilan, Perspectives et Stratégie*, ADEME, 2015, <http://www.ademe.fr/etude-technico-economique-filiere-photovoltaïque-française-bilan-perspectives-strategie>.

baisses de coûts liées à l'accroissement des volumes. Un pilotage interministériel renforcé semble essentiel à la bonne mise en œuvre de cette politique.

CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS

Le développement des énergies renouvelables repose sur des dispositifs de soutien public qui permettent de répondre aux enjeux de compétitivité des énergies renouvelables dans le contexte actuel des marchés de l'énergie. La situation est très contrastée entre les EnR thermiques et électriques. Les soutiens accordés aux EnR thermiques représentaient environ 690 M€ en 2016, alors que ceux accordés aux EnR électriques s'élevaient à 4,6 Md€.

Les charges de soutien aux énergies renouvelables électriques sont amenées à s'accroître significativement dans les prochaines années : les dernières estimations de la CRE évaluent ce montant à 7,5 Md€ en 2023. Pourtant, les décisions de programmation énergétique ne reposent pas suffisamment sur une analyse consolidée et comparative des coûts et des prix – actuels et prévisibles – des différentes filières de production énergétique, qui permettrait de fiabiliser les projections de soutiens nécessaires à leur déploiement, et donc de réaliser une programmation énergétique permettant de les minimiser.

Les montants aujourd'hui octroyés aux EnR thermiques ne sont pas suffisants pour atteindre les objectifs de la PPE, dans un contexte où la composante carbone des taxes intérieures de consommation n'a pas encore d'impact significatif sur les prix des combustibles fossiles. Le dispositif du CITE ne permet par ailleurs pas le ciblage des technologies les plus efficaces et une réflexion sur son périmètre doit donc être engagée, pour compléter les évolutions envisagées par la LFI 2018.

Les dispositifs de soutien aux EnR électriques ont fait l'objet de nombreuses évolutions, pour tenir compte des baisses de coût observées sur ces filières et se conformer aux lignes directrices de la Commission européenne. Le poids de décisions passées est cependant encore fort. Sur le solaire photovoltaïque, ces décisions auront ainsi encore pendant de longues années un impact majeur sur les dépenses de soutien : les arrêtés antérieurs au moratoire de 2010 auront engendré un coût pour les finances publiques de 38,4 Md€, pour un productible annuel de 4 TWh, soit environ 0,7 % de la production électrique française. De même, le poids des premiers projets éoliens offshore est déconnecté de leur contribution future à la production d'électricité renouvelable : il s'élèvera à 2,0 Md€/an, soit environ 40,7 Md€ sur 20 ans, pour 11 TWh d'électricité produite annuellement, c'est-à-dire 2% de la production française.

L'évolution du cadre réglementaire des dispositifs de soutien, notamment le recours aux procédures concurrentielles, a permis de rendre compte de la baisse des coûts. La simplification des procédures administratives, qui fait actuellement l'objet de propositions issues de groupes de travail ad hoc, pourrait encore contribuer à faire diminuer le coût des projets. Il est cependant regrettable que la révision des dispositifs de soutien à l'éolien terrestre n'ait pas plus favorisé les appels d'offres au détriment du guichet ouvert et qu'il n'existe pas de conditions de prix associées au développement de nouvelles capacités d'éolien offshore malgré les précédents sur cette filière. Une moindre segmentation des appels d'offres au sein d'une même filière permettrait également de favoriser davantage les installations les plus compétitives.

La France dispose par ailleurs de dispositifs de soutien « à l'offre » des filières importants. Les montants consacrés à la R&D et à l'innovation sont en croissance depuis 2010, tirés par le PIA. Malgré cela, le système français peine à concrétiser les innovations, les échecs étant nombreux en phase d'industrialisation. Une meilleure articulation entre politiques énergétiques et politiques de filières serait de nature à diminuer cette faiblesse.

En conséquence la Cour formule les recommandations suivantes :

- 1. publier le calcul des coûts de production et des prix, actuels et prévisionnels, de l'ensemble du mix énergétique programmé dans la PPE, et l'utiliser pour contenir le volume des soutiens publics associés aux objectifs de la politique énergétique, à court, moyen et long termes ;*
 - 2. respecter la trajectoire d'augmentation de la composante carbone des taxes intérieures de consommation énergétiques telle que définie par la loi de finances initiale (LFI) pour 2018 jusqu'en 2022 et, au-delà, fixer cette trajectoire en cohérence avec les objectifs de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) en matière d'énergies renouvelables et de récupération thermique ;*
 - 3. accroître les moyens du fonds chaleur pour atteindre les objectifs de développement fixés aux EnR thermiques ;*
 - 4. améliorer l'efficacité des mécanismes de soutien aux EnR électriques, notamment :*
 - en faisant évoluer les procédures d'appels d'offres et d'autorisation administrative pour accélérer le déploiement des projets ;*
 - en étendant les appels d'offres pour l'attribution d'aide à la production d'électricité d'origine éolienne aux installations de plus de 6 MW ;*
 - en fixant des plafonds de prix pour les projets dans les filières non matures.*
-

Chapitre III

Un pilotage peu lisible et insuffisamment intégré

L'ampleur des engagements politiques formulés depuis le Grenelle de l'environnement en faveur des EnR montre que la réalisation des ambitions françaises constitue un changement global du mix énergétique. Il affecte un grand nombre de politiques publiques nationales et territoriales et d'acteurs économiques, en particulier les grands énergéticiens. Surtout, il mobilise durablement et à un haut niveau les finances publiques.

Dès lors, la politique de soutien aux EnR qui vise à mettre en œuvre les objectifs fixés depuis les années 2000 doit faire l'objet d'un pilotage rigoureux, cohérent et concerté. Ce pilotage doit garantir que la mobilisation des fonds publics en faveur des EnR n'échappe pas à l'exigence d'économie de moyens et aux règles de transparence budgétaire. Il doit aboutir à une programmation consolidée, intégrant les énergies renouvelables dans l'ensemble de la stratégie climatique et énergétique française.

I - Une absence de transparence des engagements budgétaires

A - Une réforme opportune des charges de service public de l'énergie

1 - Des dynamiques budgétaires différentes entre les EnR électriques et thermiques

Les soutiens publics apportés aux énergies renouvelables sont constitués essentiellement par le fonds chaleur, le CITE ainsi que le dispositif de compensation des charges de service public au titre du soutien aux EnR électriques (cf. *supra*). Les deux premiers dispositifs constituent des aides à l'investissement : le risque de rentabilité relative par rapport aux solutions conventionnelles est assumé par le porteur de projet et est sans incidence sur les finances publiques. Ces dispositifs font l'objet d'une procédure budgétaire classique. Le budget du fonds chaleur est approuvé en loi de finances au sein de la mission « *Écologie, développement et mobilité durables* ». Le CITE est approuvé au titre des dispositions fiscales du budget : ce mécanisme possède une assiette bien définie, dont les dynamiques de marché peuvent être anticipées.

En revanche, les soutiens aux EnR électriques relèvent d'une logique très différente : ils garantissent un niveau de prix aux producteurs ; le montant des charges de service dépendant des prix de marché de l'électricité (cf. *supra*), c'est l'État qui prend le risque de prix (des marchés de l'électricité) sur la durée du contrat. Ils sont soit octroyés à guichet ouvert, soit en fonction des résultats d'appels d'offres. Ce sont en effet les arrêtés de tarification et les décisions relatives aux appels d'offres qui engagent les volumes de soutien à honorer pour l'avenir.

2 - Une prise en charge récente par le contribuable des soutiens aux EnR électriques

Une différence fondamentale entre les EnR électriques et thermiques tient également au fait que le dispositif de soutien des EnR électriques a été porté jusqu'en 2015 par les consommateurs d'électricité et non par les contribuables.

Ce dispositif reposait, depuis 2003, sur la contribution au service public de l'électricité (CSPE). Elle était acquittée par les consommateurs d'électricité au prorata de leur consommation et collectée par les fournisseurs historiques et les gestionnaires de réseau. Elle permettait ainsi de couvrir les compensations de charges de service public de l'électricité (dues aux opérateurs portant l'obligation d'achat de cette électricité renouvelable), mais également les charges de soutien aux dispositifs sociaux et à la solidarité énergétique. Son montant était fixé par arrêté ministériel, sur proposition de la CRE.

La compensation des charges de service public dans le secteur du gaz, qui était portée par deux contributions sur la consommation finale de gaz naturel, fonctionnait selon un mécanisme similaire reposant sur la contribution au tarif spécial de solidarité (CTSS), instaurée en 2008, et la contribution biométhane, instaurée en 2011. Ces deux contributions étaient acquittées par les consommateurs de gaz au prorata de leur consommation et collectées par les fournisseurs.

Le mécanisme de la CSPE faisait l'objet de plusieurs fragilités :

- la progression du taux de CSPE était insuffisante pour couvrir les charges en très forte progression, entraînant un déficit de compensation pesant fortement sur EDF : le déficit accumulé au détriment d'EDF s'élevait à 5,8 Md€ au 31 décembre 2015 (intérêts financiers au titre de 2013 et 2014 compris). Il a entraîné une dette auprès d'EDF qui est dorénavant remboursée selon un échéancier défini ;
- il souffrait d'une faible gouvernance (ex : arrêtés fixant le taux de CSPE non pris en temps voulu par le ministre compétent ; supervision chronophage des opérations de recouvrement assurée par la CRE, dont il ne s'agit pas du cœur d'activité) ;
- il a fait et fait encore l'objet d'un contentieux de masse, plusieurs fragilités ayant été avancées par les requérants au premier rang desquelles la question de la compatibilité des mécanismes de soutien qu'il finançait avec le régime des aides d'État¹⁷⁵, ainsi que celle de

¹⁷⁵ L'avis n° 388853 du Conseil d'État du 22 juillet 2015 a conclu qu'il n'existait pas de lien d'affectation contraignant entre l'ancienne CSPE et les aides d'État qu'elle permettait de financer, invalidant le motif correspondant qui avait été évoqué pour le remboursement par l'État de l'ancienne CSPE. Toutefois le juge n'a pas encore tranché la compatibilité de cet ancien mécanisme avec le droit européen des accises (cf : ndbp 178).

la compatibilité avec la directive 2003/96 sur le régime des accises¹⁷⁶. Il devait également être mis en conformité avec les nouvelles lignes directrices adoptées par la Commission européenne sur les aides d'État en avril 2014¹⁷⁷.

3 - L'introduction des charges de soutien aux EnR électriques dans le dispositif budgétaire

Pour répondre aux faiblesses du dispositif, une réforme du financement des charges de service public a eu lieu en 2015. Elle a conduit à :

- l'intégration des charges de service public de l'électricité et du gaz, regroupées sous la dénomination de charges de service public de l'énergie, dans le budget de l'État ;
- recourir, pour une large part de ces charges (celles imputables au compte d'affectation spéciale, cf. *infra*), à un financement d'abord par les taxes intérieures sur la consommation finale d'électricité et de gaz (TICFE et TICGN) en 2016, puis par la taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques (TICPE), en 2017 ;
- la suppression des contributions spécifiques antérieures. La taxe intérieure de consommation finale d'électricité (TICFE) a été rebaptisée CSPE, elle a vu son assiette s'élargir à l'ensemble des puissances souscrites et son montant a été porté à 22,5 €/MWh, soit le taux qui aurait été établi pour l'ancienne CSPE en l'absence de réforme.

Les charges de service public de l'énergie dédiées aux EnR, dont la CRE assure l'évaluation annuelle, sont désormais réparties de la façon suivante dans le budget de l'État :

- le compte d'affectation spéciale (CAS) *transition énergétique* regroupe les charges liées au soutien aux EnR électriques et au biométhane, ainsi que les charges liées au remboursement aux opérateurs du déficit de compensation de leurs charges de service public de l'électricité accumulé au 31 décembre 2015. Le CAS porte également les charges au soutien à l'effacement de consommation. Il comporte deux programmes : le programme 764 – *Soutien à la transition énergétique*, et le programme 765 – *Engagements financiers liés à la transition énergétique* ;
- le programme budgétaire P345 – *Service public de l'énergie*, porte notamment les intérêts de la dette accumulée vis-à-vis des opérateurs au titre du déficit de compensation. Il regroupe par ailleurs également les autres charges de service public de l'énergie¹⁷⁸.

La mise en œuvre de la réforme de la CSPE a conduit à basculer la source de financement du soutien aux EnR du consommateur d'électricité vers le contribuable redevable de la TICPE.

¹⁷⁶ Dans une décision du 22 février 2017, le Conseil d'État a sursis à statuer sur la compatibilité de l'ancienne CSPE avec les directives 92/12/CE du 25 février 1992 et 2003/96/CE du 27 octobre 2003 relatives au régime des accises et à la taxation l'électricité jusqu'à ce que la Cour de justice de l'Union européenne se soit prononcée sur l'application de ces directives.

¹⁷⁷ Projet de loi et exposé des motifs de la loi de finances rectificative n°2015-1786 du 29 décembre 2015 : la Commission Européenne a décidé d'ouvrir en 2014 une enquête au titre des aides d'État sur les différents plafonnements applicables à la CSPE.

¹⁷⁸ Péréquation tarifaire dans les zones non interconnectées – hors soutien aux EnR au titre de l'obligation d'achat, au soutien à la cogénération et aux dispositifs sociaux, ainsi que le budget du médiateur de l'énergie.

B - Une absence de contrôle budgétaire

1 - Un dispositif qui donne une visibilité limitée sur les engagements à venir...

Cette réforme a permis de donner une visibilité sur un dispositif qui avait prospéré de manière extrabudgétaire, mais ce nouveau dispositif comporte un certain nombre de limites.

Tout d'abord, les autorisations d'engagement (AE) du CAS sont, par construction, égales aux crédits de paiement (CP), ce qui interdit toute comptabilisation des engagements juridiques. En effet, le CAS ne permet d'afficher que les charges annuelles de soutien. En revanche, les décisions de soutien en faveur de nouvelles installations, qui engagent le budget de l'État sur 20 ans en général, relèvent du pouvoir réglementaire. Ce sont ainsi les arrêtés de tarification et les décisions relatives aux appels d'offres qui engagent les volumes de soutien à honorer pour l'avenir. La procédure budgétaire aujourd'hui ne permet donc pas de retracer les nouveaux engagements, qui, en tenant compte des délais de mise en service des installations pouvant aller jusqu'à 5 ans, peuvent actuellement engager l'État jusqu'en 2050 environ. Ainsi, il n'existe aucune information permettant d'appréhender la dynamique d'évolution à venir de ces charges du fait des engagements passés ou nouveaux ni des reports induits par le calendrier de compensation¹⁷⁹.

Le Parlement ne dispose pas aujourd'hui d'une information budgétaire et comptable suffisante sur le fonctionnement du dispositif et ses perspectives d'évolution. Concernant l'information comptable, le compte général de l'État pour l'exercice 2017 comportera en annexe une description du mécanisme de compensation des charges de service public de l'énergie et une information concernant l'obligation qui en résulte pour l'État.

Concernant l'impact budgétaire des choix de politique énergétique, il convient de souligner que la PPE est insuffisamment détaillée sur le sujet, alors qu'elle devrait permettre d'éclairer les parlementaires, les contribuables et les consommateurs sur les conséquences économiques et budgétaires des choix réalisés entre les différentes technologies et filières. Elle indique bien que les ressources mobilisées sur le soutien aux EnR électriques et à la cogénération progresseront pour atteindre en moyenne annuelle 9,2 Md€ sur la période 2016-2023 (cf. *supra*), mais les graphiques qui illustrent cette progression sont purement indicatifs et difficilement exploitables. En effet, le cadrage réalisé par la PPE porte sur les volumes d'EnR installés et non sur l'impact des soutiens sur les finances publiques. Au demeurant, la PPE étant adoptée par décret, le Parlement n'est pas amené à se prononcer sur les éléments de programmation qu'elle comporte.

2 - ... et qui reste très peu encadré

Un comité de gestion des charges de service public de l'électricité – doté de pouvoirs d'investigations larges et bénéficiant des simulations réalisées par la CRE – a néanmoins

¹⁷⁹ À ce titre, le bleu budgétaire du CAS *transition énergétique* indique, pour le programme 764, une évaluation à 0 des engagements non couverts par des paiements au 31 décembre 2017.

récemment été créé par la LTECV¹⁸⁰. Il doit notamment rendre un avis sur l'évaluation des charges de service public qui sera faite par les rédacteurs de la PPE (cf. annexe n° 14).

La publicité de ses avis est susceptible de donner un certain poids à ses délibérations mais la création de ce comité n'est pas en elle-même garante d'une meilleure maîtrise de l'évolution des charges de soutien aux EnR électriques. Sa valeur ajoutée pose d'ailleurs question, dans la mesure où ce comité s'appuiera essentiellement sur les avis de la CRE (portant sur l'évolution des charges de service public de l'énergie). On peut d'ailleurs souligner que si la publication des avis de la CRE (relatifs aux projets d'arrêtés tarifaires ou aux cahiers des charges des appels d'offre) leur assure déjà une diffusion auprès de l'ensemble des décideurs, ces avis ne sont jamais contraignants pour le ministère, qui passe souvent outre des avis défavorables ou ne corrige qu'à la marge les projets critiqués. Dans ce domaine, la CRE en effet intervient essentiellement comme instance de conseil, sans disposer des pouvoirs de régulation qui lui sont reconnus pour l'accès au réseau de transport d'électricité. Les avis du comité de gestion n'étant pas plus contraignants, il est probable que sa création ne modifiera pas substantiellement l'équilibre des prises de décision et ne permettra pas un contrôle accru sur les décisions d'engagements.

Une évolution récente de cette architecture budgétaire doit cependant être soulignée. La loi de programmation des finances publiques pour 2018-2022 intègre en effet le CAS *transition énergétique* dans le périmètre des dépenses couvertes par l'objectif d'évolution de la dépense publique. Le dialogue quinquennal entre la direction du budget et la DGEC sur les charges de soutien aux EnR qui s'est engagé en 2017 est donc amené à se perpétuer. Si cette évolution doit être saluée, elle demeure insuffisante, notamment parce que l'échéance des dépenses de soutien aux EnR pesant sur les finances publiques dépasse largement l'horizon quinquennal.

3 - Un besoin de transparence en amont des engagements juridiques

Il est donc nécessaire de mieux associer le Parlement à la définition des objectifs de développement des énergies renouvelables (EnR) et des volumes financiers de soutien aux EnR, en lui permettant de s'appuyer sur une information précise, dans les documents budgétaires ou comptables, quant aux dépenses de soutien induites sur toute la durée d'engagement correspondante.

Dans la mesure où les AE, telles qu'elles sont mises en œuvre actuellement dans le CAS, ne permettent pas une comptabilité d'engagements (cf. *supra*), l'introduction d'une comptabilité d'engagements pour les nouvelles installations¹⁸¹, qui reflète les nouveaux engagements juridiques pris par l'État (mais qui ne concernerait en revanche pas directement le stock d'engagements déjà passés), serait une des solutions permettant de répondre à cet objectif. Elle supposerait la suppression du CAS. En effet, le fait que les autorisations d'engagement (AE) du CAS sont, par construction, plafonnées par le montant des recettes, interdit l'inscription en AE du véritable montant des engagements juridiques de l'année budgétaire. Le dimensionnement des autorisations d'engagement supposerait cependant de proposer une règle de budgétisation des charges à venir qui tienne compte des incertitudes

¹⁸⁰ Article L 121-28-1 du code de l'énergie : ce comité doit formuler un avis sur le volet consacré aux charges de service public de l'électricité de l'étude d'impact de la PPE.

¹⁸¹ Cette comptabilité d'engagements a également été recommandée par la CRE (délibération du 13 juillet 2017).

coordonnée est une condition essentielle à la réalisation des objectifs français. Pour être efficace, la bonne coordination des acteurs et des moyens déployés pour soutenir les énergies renouvelables doit se faire entre les différentes filières d'EnR, entre les EnR électriques et thermiques, mais aussi plus largement avec les autres composantes de la politique énergétique, notamment nucléaire.

A - Un manque de cohérence préjudiciable à la première programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE)

Si en 2016 la PPE n'a pas atteint son objectif initial d'offrir de la visibilité à la stratégie nationale de développement des EnR (cf. *supra*), son actualisation prévue au cours de l'année 2018 offre l'occasion de corriger les erreurs du passé.

Ainsi, la problématique nucléaire ne peut plus être appréhendée de façon étanche à celle des énergies renouvelables. Plus que jamais, les acteurs de l'énergie aspirent à disposer d'une programmation crédible, réaliste et consolidée de la stratégie énergétique française. La PPE est l'outil pertinent pour l'incarner. En novembre 2017, lorsqu'il a admis la non-réalisation des objectifs formulés en 2016 dans la PPE, le ministre chargé de l'énergie n'a pas remis en cause la cible de 50 % d'électricité de source nucléaire dans le mix ; en revanche son échéance de réalisation se situerait, d'après ses déclarations, entre 2030 et 2035¹⁸². Dès lors, l'actualisation de la PPE 2018 doit être l'occasion de donner une traduction précise et chiffrée assortie d'un calendrier de réalisation des objectifs que la France se fixe en matière de développement des EnR électriques et de dénucléarisation du mix. Selon les déclarations ministérielles formulées et la réponse apportée par le Premier ministre aux observations provisoires de la Cour, c'est dans cet esprit que l'exercice d'actualisation est actuellement réalisé¹⁸³.

En dehors de l'intégration de la déterminante nucléaire, l'actualisation de la PPE devra intégrer les contraintes de réalisation de certaines installations de production, et en particulier les retards qui ont été pris. La trajectoire fixée par la PPE actualisée devrait ainsi être étayée par l'analyse des prérequis nécessaires à sa mise en œuvre : la faisabilité de la mobilisation des différentes filières selon le rythme escompté devrait être analysée et les moyens de politique publique à déployer évalués (articulation des politiques forestières, agricoles, du logement, et de qualité de l'air par exemple). La PPE doit également être objectivée par des considérations économiques et reposer sur une analyse des coûts des différentes filières de production d'énergie, pour pouvoir mieux objectiver les choix de politique de soutien mis en œuvre au regard des objectifs à atteindre (cf. *supra*). Enfin, c'est dans le cadre de l'actualisation de la PPE que la France pourrait clarifier l'ambition industrielle qu'elle souhaite se donner sur le secteur de la production d'EnR (cf. *supra*).

¹⁸² Communication du ministre chargé de l'écologie à l'issue du conseil des ministres du 7 novembre 2017.

¹⁸³ La communication du ministre de la transition écologique et solidaire intervenue en conseil des ministres le 7 novembre 2017 indique que la future trajectoire de la PPE « fixera les orientations en matière de réduction du parc nucléaire existant en intégrant les incertitudes sur les avis futurs de l'autorité de sûreté nucléaire (...) concernant la prolongation de la durée d'exploitation des réacteurs au-delà de leur quatrième visite décennale ».

Plus généralement, l'exercice d'actualisation devra répondre au défi majeur de la programmation énergétique nationale, celui de réconcilier les différents horizons temporels qu'agrège la politique de développement des énergies renouvelables : la mise en cohérence de la PPE par rapport à la trajectoire sur laquelle la France s'est engagée jusqu'en 2030, la vision de très long terme dont les industriels ont besoin dans la conception de leurs projets d'investissement et d'innovation et qui est celle de la Stratégie nationale bas carbone (SNBC)¹⁸⁴ et la logique budgétaire quinquennale qui constitue le cadre d'analyse budgétaire des dépenses de soutien.

B - Une gouvernance insuffisamment intégrée

1 - Des instances nombreuses

L'élaboration de la politique énergétique et la définition de la stratégie publique à l'égard des énergies renouvelables fait l'objet de concertations au sein de différentes instances. Ces concertations sont essentielles dans la mesure où la réalisation des réalisations de projets EnR font intervenir généralement un nombre d'acteurs très divers. L'alignement des réalisations nationales et territoriales est essentiel pour parvenir à l'atteinte des objectifs globaux de développement, de même que la concertation des administrations et des industriels sur les outils de soutien aux réalisations en matière d'EnR.

Les structures existantes visent à agréger les différentes parties prenantes à la politique énergétique, les administrations, les instances de régulation, les professionnels du secteur et les collectivités territoriales (cf. annexe n° 14). Ces structures de gouvernance sont nombreuses, ce qui confère indéniablement à la gouvernance des EnR un caractère peu lisible. La plupart d'entre elles ont moins de cinq années d'existence et il demeure, à ce stade, difficile de tirer un bilan exhaustif de leur contribution.

Le conseil national pour la transition énergétique (CNTE), créé en 2012 et héritier du Grenelle de l'environnement, est l'instance la plus globale et rassemble la majorité des parties prenantes à la politique énergétique. Il n'est cependant pas un lieu d'arbitrage ni de débat direct sur les questions relatives aux énergies renouvelables. En dehors du CNTE et à la suite de la LTECV (art. 177), un comité d'experts pour la transition énergétique a été créé en 2015. Il est chargé d'émettre des avis sur la PPE et la stratégie bas carbone. Composé d'un nombre restreint de personnalités scientifiques expertes, sa contribution à l'élaboration de la stratégie EnR est difficile à identifier, faute, sans doute de suffisamment de recul sur son activité. En 2016, le comité avait été très critique de l'élaboration de la première PPE¹⁸⁵, notamment sur l'articulation entre la montée en puissance des capacités renouvelables électriques et l'objectif

¹⁸⁴ La stratégie nationale bas carbone est un instrument de pilotage dont la réalisation est prévue par la loi LTECV et qui vise à formaliser la stratégie de long terme de la France pour assurer la réalisation de ses engagements climatiques. Sa première édition a été publiée en novembre 2015 (décret n° 2015-1491 du 18 novembre 2015 relatif aux budgets carbone nationaux et à la stratégie carbone nationale).

¹⁸⁵ Avis du comité d'experts sur la transition énergétique sur la PPE rendu le 30 juillet 2016.

de réduction de la part du nucléaire à 50 % d'ici 2025¹⁸⁶, sans être pourtant suivi sur le fond. D'autres instances disposent de prérogatives plus circonscrites, à l'image du Conseil supérieur de l'énergie, consulté sur la plupart des textes réglementaires intéressant la politique énergétique. Toutes ces entités s'ajoutent naturellement aux directions administratives intéressées par les politiques de soutien aux EnR (cf. *infra*) ainsi qu'aux opérateurs de l'État comme l'ADEME, et aux instances de régulation à l'image de la CRE.

2 - Une représentativité à renforcer

En dépit de son caractère foisonnant, la gouvernance actuelle dédiée aux EnR ne permet pas de garantir la représentativité de l'ensemble des parties prenantes. La réalisation et l'actualisation de la PPE constitue l'une des trop rares occasions de rassemblement des principales parties prenantes au soutien aux EnR dans le cadre des ateliers de réflexion. Ces occasions de concertation doivent être plus systématiques et non laissées à la seule initiative du ministère chargé de l'énergie. Elles doivent également associer un certain nombre d'acteurs hors État essentiels à l'atteinte des objectifs nationaux.

Ainsi la contribution des collectivités territoriales à l'atteinte des objectifs renouvelables est essentielle, en particulier dans le domaine des EnR thermiques. Les collectivités exercent en effet des compétences réglementaires ayant un impact sur l'implantation d'installations de production, notamment s'agissant du raccordement aux réseaux¹⁸⁷. Elles ont surtout un rôle décisionnaire et financier pour la réalisation de projets d'EnR (ex : installation d'un réseau de chaleur, rénovation thermiques de bâtiments publics, etc.) ainsi qu'un rôle d'animation et d'impulsion fort dans les territoires pour susciter de nouveaux projets et en faciliter la réalisation, en particulier dans le cadre de projets participatifs¹⁸⁸. L'articulation des objectifs énergétiques décidés au niveau national avec la somme des engagements territoriaux constitue donc un enjeu majeur dans la réalisation de la trajectoire d'objectifs, qui est aujourd'hui mal pris en compte. Les objectifs de la PPE ont ainsi vocation à être correctement articulés avec les objectifs sous-jacents à chaque schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR) définis dans les schémas régionaux climat air énergie (SRCAE). De même, la coordination entre les dispositifs de soutien nationaux (ex : fonds chaleur, appels d'offres) et les outils déployés par les collectivités (ex : fonds de soutien régionaux) constitue

¹⁸⁶ Extrait de l'avis du 30/07/2017 : « Le traitement des différentes sections est très hétérogène, au-delà de ce que la spécificité de chaque question abordée est en mesure de justifier (...) Certaines sections font l'objet d'une rédaction extensive et analytique (...) d'autres sections (évolution de la demande, parc nucléaire, cycle combustible notamment, n'apportent pas les éléments minimums requis au vu des enjeux couverts, ni en termes de justification des choix, ni en termes d'objectifs et de moyens associés ».

¹⁸⁷ Articles L. 712-1 à L. 712-3 et R. 712-1 à R. 712-12 du code de l'énergie.

¹⁸⁸ Les articles 109 et 110 de la LTECV ouvrent ainsi aux collectivités une participation au capital d'une société anonyme ou d'une société par actions simplifiée dont l'objet social est la production d'énergies renouvelables. Cette prise de participation n'est pas conditionnée au respect d'un seuil ou d'un plafond précis. De même les sociétés commerciales par actions peuvent également proposer, aux citoyens et aux collectivités, de participer au financement de projets de production d'EnR. En Allemagne par exemple, 50 % de la puissance d'électricité renouvelable installée depuis 2000 est détenue par des personnes privées. (Source : publication du ministère de la transition écologique et solidaire, THEMA « financement participatif pour la croissance verte », janvier 2017).

un point de vigilance pour assurer une allocation optimale des moyens de soutien. L'intégration des collectivités dans le système actuel de gouvernance apparaît donc perfectible.

La dimension industrielle est également trop faiblement représentée au sein de la gouvernance actuelle des politiques de soutien aux EnR, notamment car les initiatives de structuration des filières industrielles renouvelables n'ont pas abouti. Ainsi, à la suite du Grenelle de l'environnement et des États généraux de l'industrie¹⁸⁹, un comité stratégique des éco-industries (COSEI) a été créé. Couvrant des domaines variés et confronté à des problématiques hétérogènes, le COSEI s'organise autour de groupes de travail thématiques (eau, déchets, énergies renouvelables, efficacité énergétique) et transverses (financement, innovation, emploi, international, relations inter-entreprises). Son secrétariat et son suivi sont assurés par la DGE et le syndicat des énergies renouvelables (SER). Il réunit les pouvoirs publics, les entreprises, les fédérations professionnelles et les syndicats de salariés.

Toutefois, le COSEI ne s'est plus réuni depuis le 2 avril 2015¹⁹⁰. La DGE fait valoir que le périmètre de cette structure était trop large pour réussir à dégager des enjeux communs aux différentes filières et permettre un pilotage efficace. Selon elle, si certains axes de travail ont donné des résultats encourageants (club export, soutien à l'innovation), la représentation des entreprises par le biais des nombreux syndicats professionnels était trop éparpillée pour donner une vision consolidée de la filière, notamment en ce qui concerne le développement industriel.

En 2013, l'un des 34 plans de réindustrialisation formalisé dans le cadre de la première phase de l'initiative *Nouvelle France Industrielle*¹⁹¹ était entièrement dédié aux énergies renouvelables. La Cour n'a toutefois pu identifier aucune mesure concrète conduite à cette occasion, ni aucun bilan formalisé des actions entreprises. En 2015, à la faveur de la refonte de la *Nouvelle France Industrielle*, les énergies renouvelables disparaissent formellement du champ des secteurs industriels promus par les pouvoirs publics. Certaines filières sont absorbées dans des périmètres plus larges, comme ceux de la « ville durable » et « mobilité durable ». D'après la DGE, qui n'était pas favorable à cette évolution, c'est au COSEI, malgré sa mise en sommeil, qu'il revient de suivre les actions engagées pendant la première phase de la *Nouvelle France Industrielle*. Les EnR ne disposent donc pas à ce jour de structure d'animation active pour dynamiser la coordination et la structuration des filières et tenir compte des synergies existantes sur l'ensemble du tissu industriel lié à l'énergie.

¹⁸⁹ Les états généraux de l'industrie avaient été lancés en 2009 et visaient à dresser un état des lieux de l'industrie française et à fournir des éléments d'analyse permettant la redéfinition de la politique industrielle nationale. Le rapport final de cette concertation a été remis le 25 janvier 2010.

¹⁹⁰ Le COSEI a surtout suivi les évolutions réglementaires visant à favoriser l'émergence de solutions techniques innovantes et a accompagné la rédaction de la LTECV. Son groupe de travail le plus actif est le groupe de travail à l'export. Le COSEI s'est ainsi spécifiquement mobilisé à l'occasion de la COP 21 pour démontrer le savoir-faire français en vue de conquérir des marchés. Les volets « innovation » et « financement » ont en revanche largement échappé au COSEI. Il n'a d'ailleurs pas été consulté pour le lancement des actions PIA dans le secteur des EnR et la préparation des feuilles de route associées.

¹⁹¹ L'initiative de la « Nouvelle France industrielle » a été lancée le 12 septembre 2013 par le Président de la République et le ministre chargé de l'industrie. Elle formalisait 34 plans visant à réindustrialiser certains secteurs productifs. Le 18 mai 2015, une nouvelle phase est inaugurée ; elle conduit à supprimer les 34 plans et à consacrer 10 solutions industrielles.

3 - Mieux éclairer la stratégie énergétique

Le caractère peu intégré de la gouvernance des politiques de soutien aux EnR nuit à la cohérence de la stratégie énergétique nationale. Les structures intervenant dans le champ des EnR et celles intervenant dans les autres champs de la politique énergétique, notamment le nucléaire, fonctionnent en silo. Cette étanchéité contrarie l'émergence d'une vision consolidée sur ces sujets dont l'articulation est pourtant essentielle à la cohérence de la politique énergétique (cf. *supra*). En matière de gouvernance, les questions relatives à la production nucléaire se traitent en dehors des instances de gouvernance précédemment citées ; la stratégie est arrêtée à haut niveau et en lien direct avec les grands énergéticiens. Ils émergent notamment au sein du conseil de politique nucléaire créé en 2008 et présidé par le Président de la République. Même au sein du champ des énergies renouvelables, une étanchéité existe entre les structures compétentes et les outils de financement dédiés aux EnR électriques (CRE, CSPE) et celles et ceux fléchés vers les EnR thermiques (ADEME, fonds chaleur).

Parmi l'ensemble des structures précédemment citées, aucune n'est réellement en mesure d'éclairer le gouvernement sur l'ensemble des enjeux relatifs à l'avenir de la politique énergétique, y compris le nucléaire et la chaleur alors qu'il serait nécessaire de construire des scénarii comprenant les questions de réseaux et de stockage, des projections de coûts ou encore des analyses portant sur les problématiques industrielles associées au développement des EnR (cf. *supra*). Ce type d'instances de réflexion et d'aide à la décision existe pourtant dans d'autres secteurs de politiques publiques à l'image du conseil d'orientation des retraites (COR) opérant dans le champ social¹⁹². Les enjeux liés à ces deux politiques publiques ne sont d'ailleurs pas si éloignés : enjeux financiers publics de long terme, multiplicité des parties prenantes, technicité de la réalisation de scénarii prospectifs, etc. La constitution d'un comité pérenne de concertation et de programmation de la politique énergétique apparaît donc souhaitable. Elle se réaliserait au travers d'une nécessaire rationalisation des structures déjà existantes.

Cette nouvelle instance pourrait utilement opérer la synthèse de travaux réalisés par les différents opérateurs et structures intervenant dans le champ des EnR (ADEME, CRE, RTE, etc.) et associer en son sein des membres de l'administration et des industriels. Sa mise en place pourrait se faire selon des modalités différentes, en faisant évoluer le cas échéant les structures déjà existantes. Ainsi pourrait-il être envisagé d'élargir les missions et la composition du comité d'experts pour la transition énergétique et de le rattacher aux services du Premier ministre, ou d'étendre les missions du conseil de politique nucléaire aux énergies renouvelables pour faire émerger un véritable conseil de politique énergétique.

Dans sa réponse aux observations provisoires de la Cour, le Premier ministre indique partager les analyses de la Cour et envisager la création d'un « *comité dédié à la prospective, qui rassemblerait des expertises multiples, tant publiques que privées, dans le but de contribuer à la production de consensus technique et scientifique sur l'avenir de notre système énergétique (...)* Cette instance serait chargée de suivre la réalisation des grands objectifs de la politique de l'énergie, notamment des documents de planification comme la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE). Outre son rôle de suivi, elle pourrait éclairer le Gouvernement sur les évolutions technologiques et économiques, voire sociales dans le secteur

¹⁹² Créé en 2000, le Conseil d'orientation des retraites (COR) a vu son rôle consacré et élargi par les lois n° 2003-775 du 21 août 2003 et n° 2010-1330 du 9 novembre 2010 portant réforme des retraites.

de l'énergie, et recommander le cas échéant des évolutions des orientations de l'État pour en tenir compte ». D'après cette réponse, cette structure émergerait au préalable d'une rationalisation des instances de concertation intervenant dans le domaine de l'énergie. Le Premier ministre ne précise toutefois pas l'étendue des compétences de la structure envisagée ni le périmètre de rationalisation des instances existantes. Pour autant, la réflexion engagée, si elle était confirmée dans les faits, serait de nature à répondre aux observations et à la recommandation formulées par la Cour.

III - Une organisation interministérielle à renforcer

A - Des erreurs de pilotage ayant freiné le développement des capacités d'énergies renouvelables

L'animation de la politique de soutien aux énergies renouvelables au cours de la période sous revue a été marquée par un certain nombre de dysfonctionnements préjudiciables au développement des EnR comme à la maîtrise de leurs coûts, en partie du fait des difficultés juridiques rencontrées avec les règles communautaires.

À titre d'illustration, l'annulation par le Conseil d'État de l'arrêté du 17 novembre 2008 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant de l'énergie éolienne s'appuyait sur le défaut d'interprétation par l'État des règles européennes relatives aux aides d'État. La juridiction administrative avait estimé que les mécanismes de soutien étaient constitutifs d'une aide d'État et devaient à ce titre faire l'objet d'une notification à la Commission. Un nouvel arrêté a été publié en 2014¹⁹³. Toutefois, la réforme de la CSPE (cf. *supra*) a remis en cause l'agrément européen obtenu par ce nouvel arrêté : la Commission a souhaité que la France procède à une nouvelle notification du tarif d'achat, jugeant que le mécanisme de soutien français n'était plus compatible avec ses lignes directrices. La France s'est alors retrouvée contrainte de passer rapidement au mécanisme de complément de rémunération, en 2017.

L'absence de notification des aides aux EnR a d'ailleurs généré un contentieux de masse à l'encontre de l'ancien mécanisme de la CSPE (cf. *supra*). Les régimes de plafonnement et d'exonérations de l'ancienne CSPE ont également constitué des aides d'État non notifiées pour lesquelles la Commission européenne a ouvert une enquête en mars 2014, engendrant un risque de remboursement pour les entreprises concernées.

Enfin la création du CAS transition énergétique a donné lieu des discussions avec la Commission européenne au titre du respect des règles de l'Union douanière. La Commission a en effet considéré, que, lorsqu'en 2016 (cf. *supra*), le CAS bénéficiait des ressources de la nouvelle CSPE (ancienne TICFE), l'électricité renouvelable importée, bien qu'assujettie à la CSPE, ne bénéficiait pas en retour des recettes de cette taxe, affectées au développement des EnR sur le territoire national. Pour lever cette difficulté, la solution, acceptée par la

¹⁹³ Arrêté du 17 juin 2014 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent implantées à terre.

Commission, a donc consisté à supprimer le lien d'affectation entre les recettes de CPSE et le CAS qui finance le soutien aux EnR.

Par ailleurs, s'agissant du respect des règles communautaires relatives au droit de la concurrence, la France fait également l'objet depuis octobre 2015 d'une procédure anti-trust ouverte par la Commission européenne. La France a en effet pris du retard avec la pleine application prescrite par les règles communautaires de l'attribution des concessions hydroélectriques sur la base d'une procédure compétitive. La Cour des comptes a, à de multiples reprises, constaté les carences de l'État en la matière¹⁹⁴.

B - Une insuffisante coordination entre directions

Les acteurs ministériels intéressés à la définition et à la mise en œuvre des politiques de soutien aux énergies renouvelables sont nombreux. La responsabilité principale de celles-ci revient au ministère chargé de l'énergie. D'autres acteurs ministériels ont également à connaître ou à contribuer à ces politiques. C'est le cas naturellement des ministères financiers et du ministère chargé de l'industrie, mais également du ministère chargé de l'agriculture et de la forêt pour la mobilisation de la biomasse, du ministère de l'Intérieur s'agissant de l'implantation de certaines installations de production d'EnR, ou encore du ministère chargé de la recherche.

Le pilotage de la politique de soutien aux énergies renouvelables reste néanmoins marqué par le rôle prépondérant de la direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) au sein du ministère de la transition écologique et solidaire¹⁹⁵. Elle a en charge la plupart des prérogatives de gestion de cette politique publique, en particulier la préparation des objectifs de programmation énergétique, la fixation des réglementations applicables aux installations d'EnR, la définition des tarifs d'achat, la signature des appels d'offres, l'instruction des dossiers et l'animation territoriale des projets d'EnR électriques, etc. Cette situation, si elle n'est pas illégitime, est toutefois en pratique préjudiciable au pilotage des politiques de soutien aux EnR.

D'abord, les moyens de cette direction sont limités face à l'ampleur des tâches qu'elle doit remplir¹⁹⁶. Par rapport à d'autres pays européens (Danemark, Allemagne, Pays-Bas), les services de la DGEC sont réduits : nos voisins disposent d'une quarantaine de personnes en charge des projets EnR dans les équipes publiques, contre une petite douzaine à la DGEC.

Surtout, au regard des enjeux associés à cette politique, les autres directions ministérielles intéressées sont particulièrement peu associées au pilotage de la politique de soutien. Si elle ne remet pas en cause la prépondérance du ministère chargé de l'énergie et le rôle de la DGEC dans le pilotage des politiques de soutien aux EnR, la Cour constate qu'au regard de ses enjeux, cette politique mérite un dialogue interministériel plus nourri. Les services du Premier ministre

¹⁹⁴ Référé du 2 septembre 2013 *Renouvellement des concessions hydroélectriques*. Notes d'exécution budgétaire annuelles du compte de commerce n° 914 *Renouvellement des concessions hydroélectriques*.

¹⁹⁵ L'intégralité des missions de la DGEC sont restituées au sein de l'article 4 du décret n° 2008-680 du 9 juillet 2008 portant organisation de l'administration centrale du ministère de l'écologie, de l'énergie, du développement durable et de l'aménagement du territoire.

¹⁹⁶ Le projet annuel de performance 2017 de la mission Écologie, développement et mobilités durables indique un plafond d'emplois fixé à 218 ETP pour la DGEC, destiné à effectuer l'ensemble de ces missions (y compris extérieures au champ des EnR) auquel il faut ajouter une partie des 550 ETP des services déconcentrés des DREAL. Le PAP indique que 40 % de ces effectifs locaux sont consacrés aux politiques énergie et climat.

doivent en particulier être associés à la définition de la stratégie énergétique dans le cadre de la PPE et dans le suivi de l'exécution de celle-ci, ce qui est très insuffisamment le cas à ce jour.

Le ministère chargé des finances, du budget et de l'industrie intervient quant à lui de manière dispersée, sans disposer du levier important que constitue l'exercice d'une procédure budgétaire annuelle classique. Pour des raisons historiques qui tiennent à l'impératif de protection du consommateur face aux acteurs du système électrique, la direction générale de la concurrence, de la consommation et de la répression des fraudes (DGCCRF) instruit pour le ministère les projets d'arrêtés tarifaires qui font ensuite l'objet d'une signature conjointe des ministres chargés des finances et de l'énergie. Aucune intervention (consultation en amont, validation des montants, discussion autour des clauses, etc.) n'est toutefois prévue s'agissant des appels d'offres qui constituent pourtant désormais le droit commun des dispositifs de soutien (80 % des installations électriques).

La direction générale du Trésor, l'agence des participations de l'État, et la direction générale des entreprises (DGE) restent focalisées sur les principaux objets et acteurs du système historique – EDF et AREVA – et le devenir des sites d'anciens grands industriels comme Alstom. La participation de l'État à l'actionnariat d'EDF et d'AREVA, acteurs mondiaux de la filière nucléaire, peut d'ailleurs rendre difficiles des arbitrages de l'État entre objectifs contradictoires¹⁹⁷. Ces directions restent également attachées à la préservation de conditions de production compétitives pour l'industrie française (faibles prix de l'énergie pour les industriels). La DGE est peu engagée sur les questions industrielles liées aux énergies renouvelables, faute de moyens humains qui y sont consacrés en interne¹⁹⁸ et faute d'une visibilité suffisante au sein du jeu interministériel. Si elle participe aux principales instances associées à la définition de la stratégie énergétique, sa contribution à la définition des arbitrages stratégiques réalisés dans le cadre de la préparation de la PPE est limitée. Elle ne participe pas non plus aux processus deancements d'appels d'offres destinés à installer de nouvelles capacités.

Si la création du CAS *transition énergétique* a permis de mettre en œuvre un dialogue interministériel entre la DGEC et les ministères chargés des finances et du budget, ce dialogue demeure perfectible. Il est également essentiel, au-delà des seules questions budgétaires, de faire entrer les politiques de soutien aux énergies renouvelables dans le cadre usuel du dialogue interministériel. Dès lors que l'ensemble des ministères intéressés seront davantage associés aux enjeux des politiques de soutien aux EnR, il est probable – et souhaitable – que les services du Premier ministre recourent davantage à des arbitrages sur les questions les plus cruciales ayant trait à ces politiques. La mise en place en leur sein d'une structure interministérielle légère, à l'image d'un secrétariat ou d'un comité interministériel, pourrait alors apparaître opportune.

¹⁹⁷ Cour des comptes, *Rapport public thématique, l'État actionnaire*, disponible sur www.ccomptes.fr

¹⁹⁸ D'après la DGE, moins de 2 ETP sont consacrées aux problématiques industrielles renouvelables à la DGE.

CONCLUSION, ORIENTATION ET RECOMMANDATIONS

Le dispositif d'encadrement budgétaire des dépenses de soutien aux énergies renouvelables électriques n'est, à l'heure actuelle, pas suffisamment opérant, en dépit du progrès qu'a représenté la réforme de la CSPE. De même qu'il est indispensable d'assoir la politique énergétique sur des arbitrages rationnels, fondés sur la prise en compte du coût complet des différentes technologies, il serait également nécessaire de mieux associer le Parlement à la définition des nouveaux engagements de soutien aux énergies renouvelables.

La définition de la stratégie énergétique dans laquelle s'inscrit la montée en puissance des EnR doit faire l'objet d'une même recherche de cohérence et de fiabilisation. De ce point de vue, l'actualisation de la PPE qui interviendra en 2018 doit être l'occasion d'une articulation claire entre les objectifs d'intégration des EnR dans le mix énergétique et les arbitrages retenus s'agissant de la réduction de la part du nucléaire dans le mix électrique. Cette articulation pourra être favorisée par une intégration plus forte des structures de gouvernance œuvrant dans le champ de la politique énergétique dont aucune n'est à ce jour capable d'éclairer complètement les choix gouvernementaux sur ce sujet.

Enfin, au sein des services de l'État, le pilotage des politiques de soutien aux EnR doit gagner en efficacité. Aujourd'hui concentré entre les mains de la DGEC, il doit faire l'objet d'arbitrages interministériels systématiques sur les questions d'importance stratégique, en dehors du seul champ budgétaire et à haut niveau, associant notamment les grandes directions des ministères chargés de l'économie et de l'industrie.

En conséquence la Cour formule l'orientation suivante :

- 2. mieux associer le Parlement à la définition des objectifs de développement des énergies renouvelables (EnR) et des volumes financiers de soutien aux EnR.*

La Cour formule en outre les recommandations suivantes :

- 5. créer, à l'image du Conseil d'orientation des retraites (COR) et en remplacement d'autres instances existantes, un comité chargé d'éclairer les choix gouvernementaux relatifs à l'avenir de la politique de l'énergie ;*
 - 6. mettre en place une instance de pilotage interministériel de la politique énergétique placée auprès du Premier ministre.*
-

Conclusion générale

La politique énergétique française, redéfinie par les objectifs de la loi de transition énergétique pour une croissance verte, est en profonde mutation. La production électrique, aujourd'hui principalement nucléaire, doit se préparer à l'arrêt progressif des plus anciennes centrales nucléaires, tout en intégrant graduellement les énergies de source renouvelable. La production de chaleur doit plus fortement contribuer à l'objectif de décarbonation du mix énergétique français qu'elle ne le fait aujourd'hui et surmonter ainsi le caractère fragmenté de ce secteur qui agrège de multiples décisions individuelles.

Ces évolutions s'inscrivent dans un contexte énergétique mondial très mouvant, dans lequel le coût des énergies renouvelables continue de baisser, tout comme celui de certaines énergies fossiles. Elles incluent par ailleurs de nouveaux modes de programmation énergétique, dans lesquels la production d'énergie décentralisée revient à l'ordre du jour, les frontières entre production et usages sont moins étanches, de même que les synergies entre secteurs de consommation. Le domaine du stockage de l'électricité illustre ainsi les nouvelles possibilités qui commencent à s'offrir à l'utilisateur, de produire sa propre électricité, de l'auto-consommer dans son logement, puis de stocker le surplus d'énergie qu'il produirait en dehors de ses périodes de consommation habituelles.

La programmation énergétique peine aujourd'hui à intégrer toutes ces nouvelles dimensions. Elle parvient difficilement à se fonder sur une analyse réaliste des prix constatés pour la production d'énergie en France, dans la mesure où ceux-ci se forment sous l'effet conjoint de divers mécanismes tels que l'évolution des cours mondiaux des énergies fossiles, le fonctionnement du marché carbone européen, la libéralisation du marché de l'électricité, le maintien de certains tarifs régulés, le subventionnement des énergies renouvelables ou encore le provisionnement de charges futures de démantèlement. Elle doit par ailleurs appréhender le difficile arbitrage entre vecteurs énergétiques (électricité, gaz et chaleur), dont la pertinence se modifie en raison de l'émergence de nouveaux usages (développement des véhicules électriques ou au gaz par exemple), ainsi que de nouvelles perspectives de production. Elle doit enfin effectuer le difficile choix des outils de régulation et d'orientation, qui peuvent combiner, avec des pondérations diverses, taxation (composante carbone des taxes intérieures de consommation), réglementation, subventionnement, et déductions fiscales.

La complexité de l'exercice ne doit cependant pas conduire à renoncer à certains principes directeurs, garantissant rationalité économique et bon usage des deniers publics. Le présent rapport a cherché à rappeler un certain nombre de principes, en soulignant la manière dont la politique de soutien aux EnR s'en était parfois écartée ces dernières années.

Parmi les principes qui doivent guider la programmation énergétique, la Cour met en avant la nécessaire transparence des coûts et des prix de production (et donc des rentabilités associées au développement des projets), celle des volumes de soutien mobilisés pour développer certaines filières, l'explicitation des critères d'arbitrage entre filières à partir de cette connaissance, la mise en cohérence des arbitrages réalisés entre les différentes filières (notamment entre la filière nucléaire et les filières EnR électriques) et la clarification des ambitions industrielles. Les principes qui doivent guider la mise en œuvre des dispositifs permettant la traduction concrète de la programmation, reposent quant à eux sur la lisibilité et

la simplicité, l'adéquation des moyens aux objectifs fixés (dont l'exemple du fonds chaleur illustre l'intérêt), l'adaptation des dispositifs aux meilleures pratiques en termes de maîtrise des volumes de subvention accordés, etc.

Ces principes ne pourront être pleinement appliqués sans un cadre de gouvernance repensé. Le Parlement doit être mieux associé à la définition des objectifs de développement des énergies renouvelables (EnR) et des volumes financiers de soutien aux EnR. La définition de la programmation énergétique ne peut se faire que dans un cadre interministériel renforcé, sous l'égide du Premier ministre, apportant ainsi la légitimité nécessaire à la prise de décisions stratégiques et garantissant l'alignement des ministères dans leur mise en œuvre. Ce cadre renouvelé permettra également de mieux asseoir les critères de succès de la politique conduite et de clarifier les ambitions associées à sa mise en œuvre.

Glossaire

AAP	Appel à projets
ADEME	Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie
AE	Autorisation d'engagement
AIE	Agence internationale de l'énergie
AMI	Appel à manifestation d'intérêts
ANCRE	Alliance nationale de coordination de la recherche pour l'énergie
ANR	Agence nationale de la recherche
AO	Appel d'offres
APE	Agence des participations de l'État
BCIAT	« Biomasse Chaleur Industrie, Agriculture, Tertiaire », appel à projets national annuel du fonds chaleur pour la production de chaleur issue de la biomasse
CAS	Compte d'affectation spéciale
CDC	Caisse des dépôts et consignation
CEE	Certificat d'économies d'énergie
CET	Chauffe-eau thermodynamique
CGDD	Commissariat général au développement durable
CITE	Crédit d'impôt pour la transition énergétique
CNTE	Conseil national pour la transition énergétique
COSEI	Comité stratégique des filières éco-industries
CP	Crédit de paiement
CPER	Contrat de plan État-Région
CRE	Commission de régulation de l'énergie
CSE	Conseil supérieur de l'énergie
CSF	Comité stratégique de filière
CSPE	Contribution au service public de l'électricité
CTSS	Contribution au tarif spécial de solidarité
DB	Direction du budget (MINEFI)
DGCCRF	Direction générale de la concurrence, de la consommation et de la répression des fraudes (MINEFI)
DGE	Direction générale des entreprises (MINEFI)
DGEC	Direction générale de l'énergie et du climat (MTES)
EGG	<i>Erneuerbare Energien Gesetz</i> , loi allemande sur les énergies renouvelables
ELD	Entreprise locale de distribution
EnR	Énergies renouvelables
ETI	Entreprise de taille intermédiaire
EU-ETS	<i>European Emissions Trading System</i> , marché européen de régulation des émissions de gaz à effet de serre

FASEP	Fonds d'étude et d'aide au secteur privé (soutien à l'export)
FEDER	Fonds européen de développement régional
IAB	Intégration au bâti - en anglais <i>Building-integrated photovoltaics</i> (BIPV)
ICPE	Installations classées pour la protection de l'environnement
INES	Institut national de l'énergie solaire
IRENA.....	<i>International renewable energy agency</i> (Agence internationale pour les énergies renouvelables)
ISDND.....	Installations de stockage de déchets non-dangereux
ITE	Institut pour la transition énergétique
LTECV	Loi pour la transition énergétique et la croissance verte
Mbtu	<i>Mega British Thermal Unit</i> , unité de mesure d'énergie thermique (1 btu= 252 calories)
MINEFI	Ministère de l'économie et des finances
MTES	Ministère de la transition écologique et solidaire
NTE	Nouvelles technologies émergentes (appel à projets de l'ADEME)
OM	Ordures ménagères
PAC	Pompe à chaleur
PIA	Programme des investissements d'avenir
PNA	Plan d'action national en faveur des énergies renouvelables (2009-2020).
PPE.....	Programmation pluriannuelle de l'énergie
PV.....	Photovoltaïque (solaire)
RT 2012.....	Réglementation thermique des bâtiments 2012
SER	Syndicat des énergies renouvelables
SGAE	Secrétariat général des affaires européennes
SNBC	Stratégie nationale bas carbone
SNMB	Stratégie nationale de mobilisation de la biomasse
SNRE	Stratégie nationale de la recherche énergétique
SRCAE.....	Schéma régional du climat, de l'air et de l'énergie
SSC.....	Système solaire combiné (eau-chaude sanitaire et chauffage solaires thermiques)
STEP	Station de transfert d'énergie par pompage
TEP.....	Tonne d'équivalent pétrole, unité de mesure de l'énergie (1 tep =11 630 kWh)
TIC	Taxe intérieure de consommation
TICFE.....	Taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité
TICGN.....	Taxe intérieure sur la consommation finale de gaz
TICPE.....	Taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques
TURPE	Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité
UIOM	Unité d'incinération d'ordures ménagères
ZDE	Zones de développement de l'éolien
ZNI.....	Zones non-interconnectées

Annexes

Annexe n° 1 : saisine de la Présidente de la commission des finances du Sénat	94
Annexe n° 2 : courrier du Premier président à la Présidente de la commission des finances du Sénat	95
Annexe n° 3 : liste des personnes rencontrées.....	96
Annexe n° 4 : répartition des objectifs européens fixés pour 2020	98
Annexe n° 5 : comparaisons internationales	99
Annexe n° 6 : objectifs fixés par filières dans la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE)	103
Annexe n° 7 : présentation du mix renouvelable électrique et thermique	105
Annexe n° 8 : valeur des marchés et de la production économique nationale des EnR	106
Annexe n° 9 : présentation des emplois par filière.....	107
Annexe n° 10 : dispositifs de soutien aux EnR	108
Annexe n° 11 : hypothèses relatives aux prévisions de charges de service public de l'énergie.....	110
Annexe n° 12 : détail des soutiens publics accordés aux énergies renouvelables	111
Annexe n° 13 : détail des montants engagés sur la recherche et l'innovation.....	114
Annexe n° 14 : principales instances de concertation sur la politique énergétique.....	116

Annexe n° 1 : saisine de la Présidente de la commission des finances du Sénat

R É P U B L I Q U E F R A N Ç A I S E

KCC A1607866 KZZ
20/12/2016



Monsieur Didier MIGAUD
Premier président de la
Cour des comptes
13, rue Cambon
75100 PARIS CEDEX 01

Paris, le 19 décembre 2016

N/Réf. : XV/16-269

MICHÈLE ANDRÉ

PRÉSIDENTE
DE LA COMMISSION
DES FINANCES

Monsieur le Premier président,

J'ai l'honneur de vous demander, au nom de la commission des finances du Sénat, la réalisation par la Cour des comptes, en application de l'article 58-2° de la loi organique du 1^{er} août 2001 relative aux lois de finances, de cinq enquêtes portant respectivement sur :

- la chaîne de paiement des aides agricoles (organisation, coûts et efficacité) et l'Agence de services et de paiement (ASP),
- le soutien aux énergies renouvelables,
- le recours aux personnels contractuels dans l'éducation nationale,
- les matériels et équipements de la police et de la gendarmerie (acquisition et utilisation),
- le programme « Habiter mieux ».

Ces enquêtes pourraient être remises de manière échelonnée entre janvier et mars 2018.

Comme à l'accoutumée, le choix de ces sujets a fait l'objet d'échanges préalables entre le secrétariat de la commission des finances et le Rapporteur général de la Cour des comptes.

Je vous prie de croire, Monsieur le Premier président, à l'assurance de mes sentiments les meilleurs.

Michèle ANDRÉ

15, RUE DE VAUGIRARD - 75291 PARIS CEDEX 06 - TÉLÉPHONE : 01 42 34 29 76

Annexe n° 2 : courrier du Premier président à la Présidente de la commission des finances du Sénat

Cour des comptes



Le Premier président

1700138

Le 11 JAN, 2017

Madame la Présidente,

En réponse à votre courrier en date du 19 décembre dernier concernant la réalisation d'enquêtes en application de l'article 58-2 de la loi organique n° 2001-692 du 1^{er} août 2001 relative aux lois de finances, j'ai le plaisir de vous confirmer que la Cour devrait être en mesure de réaliser les travaux que vous avez demandés.

Les enquêtes sur *la chaîne des aides agricoles (organisation, coûts et efficacité) et l'Agence de services et de paiement*, préparée par la septième chambre, présidée par Mme Evelyne Ratte, et sur *le soutien aux énergies renouvelables*, réalisée par la deuxième chambre de la Cour, présidée par M. Guy Piolé, pourront être transmises au mois de janvier 2018.

Les communications relatives aux *personnels contractuels dans l'éducation nationale*, préparée par la troisième chambre de la Cour, présidée par Mme Sophie Moati, et au *programme Habiter mieux*, réalisée par la cinquième chambre de la Cour, présidée par M. Pascal Duchadeuil, vous seront remises au mois de février 2018.

Le rapport sur *les matériels et équipements de la police et de la gendarmerie (acquisition et utilisation)* sera réalisé par la quatrième chambre de la Cour, présidée par M. Jean-Philippe Vachia, et vous sera remis en mars 2018.

Je vous propose que, comme les années précédentes, des échanges entre les rapporteurs spéciaux et les présidents de chambre et magistrats concernés puissent avoir lieu très rapidement afin de préciser le champ, l'approche et la date de remise de ces enquêtes.

M. Henri Paul, Rapporteur général du comité du rapport public et des programmes, se tient à votre disposition sur l'ensemble de ces sujets.

Je vous prie d'agréer, Madame la Présidente, l'expression de ma haute considération.


Didier Migaud

Madame Michèle André
Présidente de la Commission des
finances
SÉNAT
15, rue de Vaugirard
75006 Paris

Annexe n° 3 : liste des personnes rencontrées

Organisme	Personnes rencontrées
<i>ADEME</i>	M. Rémi CHABRILLAT, Directeur Productions et énergies durables M. David MARCHAL, Chef de service adjoint Réseaux et Énergies Renouvelables
<i>Commissariat à l'énergie atomique (CEA)</i>	M. Vincent BERGER, Directeur de la Recherche Fondamentale
<i>Commissariat Général à l'Investissement (CGI)</i>	M. Ivan FAUCHEUX, Directeur de programme énergie et économie circulaire
<i>Commission de régulation de l'énergie (CRE)</i>	M. Brice BOHUON, Directeur général M. Christophe LEININGER, Directeur du développement des marchés et de la transition énergétique M. Adrien THIRION, Chef du département Dispositifs de soutien aux EnR
<i>Direction du budget</i>	M. Denis CHARISSOUX, Sous-directeur (4e sous-direction) M. Nicolas LAGNOUS, Chef du bureau développement durable (4BDD) M. Olivier DUFREIX, Rédacteur (4BDD)
<i>Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC)</i>	Mme Virginie SCHWARZ, Directrice de l'énergie M. Pascal DUPUIS, Chef du service du climat et de l'efficacité énergétique M. Olivier DAVID, Sous-directeur du système électrique et des énergies renouvelables
<i>Direction générale de la recherche et de l'innovation (DGRI)</i>	M. Alain BERETZ, Directeur général de la recherche et de l'innovation
<i>Direction générale des entreprises (DGE)</i>	M. Julien TOGNOLA, Chef du service de l'Industrie M. Marc GLITA, Chef du bureau des industries de l'énergie

Organisme	Personnes rencontrées
<i>DG Trésor</i>	<p>M. Benjamin DELAUZIER, Sous-directeur « politiques sectorielles »</p> <p>M. Alexis LOUBLIER, Chef du bureau POLSEC 3</p> <p>M. Arthur SOULETIE, Adjoint au chef de bureau POLSEC 3</p> <p>Mme Laetitia DUFAY, Chef du bureau « Pôle secteurs prioritaires à l'international »</p>
<i>France Stratégie</i>	Mme Bérangère MESQUI, Directrice du Département Développement Durable et Numérique
<i>Institut national de l'énergie solaire (INES)</i>	M. Philippe MALBRANCHE, Directeur général
<i>Syndicat des énergies renouvelables (SER)</i>	<p>M. Jean-Louis BAL, Président</p> <p>M. Alexandre ROESCH, Délégué général</p>

Annexe n° 4 : répartition des objectifs européens fixés pour 2020

Tableau n° 9 : objectifs fixés par la directive 2009/28/CE

<i>Pays</i>	Objectif pour la part d'énergie produite à partir de source renouvelables dans la consommation d'énergie finale brute en 2020 (en %)	Part d'énergie produite à partir de sources renouvelables dans la consommation d'énergie finale brute en 2014 (en %)	Part d'énergie produite à partir de sources renouvelables dans la consommation d'énergie finale brute en 2005 (en %)
Suède	49	52,6	39,8
Finlande	38	38,7	28,5
Danemark	30	29,2	17
Autriche	34	33,1	23,3
Portugal	31	27	20,5
France	23	14,3	10,3
Espagne	20	16,2	8,7
Allemagne	18	13,8	5,8
Grèce	18	15,3	6,9
Italie	17	17,1	5,2
Irlande	16	8,6	3,1
Royaume-Uni	15	7	1,3
Pays-Bas	14	5,5	2,4
Belgique	13	8	2
Luxembourg	11	4,5	0,9
UE - 28	20	16	8,4

Sources : directive 2009/28/CE et Eurostat

Annexe n° 5 : comparaisons internationales

Allemagne

Si l'Allemagne a poursuivi une politique globalement comparable à celle intervenue en France, sa transition énergétique répond à des problématiques différentes, puisqu'il s'est peu à peu fondé sur un double objectif, celui de sortir définitivement du nucléaire¹⁹⁹ et celui de réduire le recours au charbon²⁰⁰ encore significatif dans le mix allemand. Des cibles ambitieuses de pénétration des EnR dans la consommation énergétique ont donc été fixées (18 % d'EnR dans la consommation finale brute d'énergie d'ici 2020, 40 % d'ici 2025 et 50-60 % d'EnR d'ici 2035).

La politique de soutien aux EnR allemandes a véritablement émergé en 2000 au travers de la loi dite *EEG*, grâce à laquelle l'Allemagne a favorisé le développement de filières électriques renouvelables en instituant un accès prioritaire au réseau et un tarif d'achat pendant vingt ans au bénéfice des producteurs. Ce dispositif a toutefois rapidement généré un coût important pour les finances publiques, évalué à plus de 20 Md€ par an depuis 2013²⁰¹. Deux révisions successives de la loi EEG ont alors été adoptées en 2014 et 2016 pour mettre le cadre de soutien allemand en conformité avec les prescriptions européennes et garantir la soutenabilité de ce soutien. Les tarifs d'achats ont donc progressivement disparu au profit d'une commercialisation directe de l'électricité produite assortie d'une prime de marché. Comme la France, l'Allemagne recourt depuis 2016 à des procédures d'appel d'offres. Elle disposait en 2015 du premier parc EnR électrique européen : l'éolien représentait en 2015 près de 12,2 % de la production électrique allemande et le PV 6 %.

Longtemps conçu pour favoriser le développement des seules EnR électriques, le cadre de soutien allemand aux EnR s'est adapté afin de promouvoir la production de chaleur renouvelable. Depuis 2009, ce soutien repose sur des dispositions réglementaires rendant obligatoire l'utilisation partielle de chaleur renouvelable dans tous les bâtiments neufs, ainsi que dans les bâtiments publics existants. Un programme d'aide à l'investissement spécifique a été conçu dans le même temps. Enfin, outre ces dispositifs de soutien direct, l'Allemagne a mis en place une politique active d'aide à la recherche dans le domaine des EnR électriques et thermiques, par le biais du sixième programme de recherche énergétique fédéral lancé en 2015 qui a alloué près de 300 millions d'euros à la recherche sur les EnR. Pour l'avenir, la montée en puissance des EnR nécessitera d'autres investissements particulièrement lourds pour adapter les réseaux et assurer la gestion de l'intermittence énergétique, estimés à environ 40 Md€²⁰² sur la prochaine décennie.

Sur le plan industriel, l'Allemagne est, depuis 2009, le premier marché européen pour les énergies renouvelables²⁰³, porté notamment par le poids de l'éolien, du photovoltaïque et du biogaz. Le pays est parvenu à développer des filières renouvelables solides en particulier dans le secteur éolien, dans un contexte de concurrence internationale pourtant exacerbée. Ce succès repose à la fois sur les dispositifs de soutien volontaristes, mais aussi sur la compétitivité du tissu industriel allemand ainsi que sur le fort consensus en faveur des EnR qui prévaut dans le pays.

¹⁹⁹ L'énergie de source nucléaire représente près de 14,2 % de la production brute d'électricité en 2015.

²⁰⁰ Près de 18 % de la production brute d'électricité en Allemagne en 2015 provenait du charbon.

²⁰¹ *Source* : ministère de l'économie et des finances allemand.

²⁰² D'après les estimations des quatre gestionnaires de réseaux de transports formulées dans le plan de développement du réseau d'électricité 2024 (*Netzentwicklungsplan*).

²⁰³ Le marché allemand des énergies renouvelables pour l'année 2015 s'élevait ainsi à 27 milliards d'euros.

Suède

En matière d'énergies renouvelables, la Suède fait figure d'exemple au sein de l'Union européenne car les EnR y représentent plus de la moitié de la consommation brute finale d'énergie et la cible de pénétration de 49 % d'EnR dans la consommation d'ici 2020 a été dépassée dès 2015. Les énergies renouvelables atteignaient au début de l'année 2016 près de 54 % de la consommation énergétique finale de la Suède. D'ici 2030, le pays ambitionne de faire passer cette part à 65 % de la consommation finale brute d'énergie. Ainsi, les émissions nationales de gaz à effet de serre suédoises ont été réduites de 27 % depuis 1995, contre 16 % en France, essentiellement grâce à la disparition des combustibles fossiles dans le secteur du chauffage.

Pour atteindre ces performances, la Suède a pu compter sur des ressources naturelles très riches, mais également sur une politique environnementale volontariste assise sur un consensus politique solide et ancien en faveur des énergies renouvelables. À la différence de la France, le spectaculaire développement des EnR suédoises a concerné de façon relativement homogènes les EnR électriques et thermiques²⁰⁴. La transition énergétique suédoise a conduit au développement d'un mix énergétique assez peu diversifié, reposant principalement sur l'hydraulique²⁰⁵, l'éolien terrestre, la biomasse-bois et les biocarburants, faute de ressources plus diversifiées, notamment dans le domaine de l'énergie solaire.

Contrairement à beaucoup de pays européens, ce n'est pas grâce à la multiplication de dispositifs de soutien que la Suède est parvenue à développer massivement sa production d'énergies renouvelables. Elle s'est davantage appuyée sur le levier fiscal dès 1991, *via* une taxe carbone élevée (120 €/tCO₂) rendant le recours aux énergies fossiles particulièrement prohibitif. Quelques dispositifs de subventions ont également été mis en place pour l'écoconstruction, la microproduction d'électricité ou encore le stockage. Parallèlement, la Suède a mis en place jusqu'en 2030 un mécanisme de certificats verts. Enfin, les filières suédoises bénéficient d'une subvention directe de 130 M€ de l'agence suédoise de l'énergie pour des projets de R&D consacrés aux énergies renouvelables. Cette subvention directe à la recherche est complétée par des investissements d'un montant équivalent de la part du secteur privé.

Le volontarisme politique en faveur des EnR a nettement profité à l'industrie suédoise : en 2014, le chiffre d'affaires des entreprises opérant dans le champ du renouvelable était de 27 Md€ et le secteur comptait près de 47 300 emplois. À l'avenir, l'augmentation de la part des EnR dans la production d'énergie suédoise devrait reposer sur le remplacement progressif des capacités nucléaires d'ici 2045 qui représentent aujourd'hui près de 30 % du mix électrique du pays.

²⁰⁴ En 1980, la part des combustibles fossiles pour le chauffage des logements suédois atteignait par exemple près de 60 % ; en 2015, elle n'était plus que de 2 % grâce au très fort développement de la filière biomasse-bois (*source* : statistiques de l'agence suédoise pour l'énergie).

²⁰⁵ Près de 47 % de l'électricité produite en Suède en 2015 provenait de l'hydroélectricité (*source* : STEM)

Espagne

L'Espagne a conduit depuis la fin des années 1990 une politique volontariste de soutien aux EnR destinée à accompagner sa transition énergétique en réduisant son parc de centrales au charbon et à rééquilibrer sa dépendance énergétique²⁰⁶. Au travers d'un plan de développement pour la période 1999-2010, les filières éolienne et solaire ont ainsi été les principales bénéficiaires de la politique de soutien public déployée. Comme en France, un système très favorable de subventions aux producteurs d'EnR électriques a été mis en place, fondé sur un accès prioritaire au réseau et un système de prix garantis *via* des tarifs d'achats, assorti de primes par kWh produit. Ce dispositif de soutien a permis aux EnR - portées notamment par l'énergie éolienne - de constituer la première source de production d'électricité au sein du mix espagnol²⁰⁷ et de créer un tissu industriel relativement performant.

Rapidement, ce cadre très incitatif a conduit à la formation d'une bulle spéculative et à des surcoûts importants pour les finances publiques espagnoles²⁰⁸. Un rééquilibrage est donc intervenu en 2014 : depuis cette date, les installations en service sont garanties par le principe dit « de rentabilité raisonnable », dont le taux est fixé à 7,5 %, c'est-à-dire bien en deçà de leur niveau de rentabilité antérieure. En conséquence, la dynamique de croissance des capacités renouvelables électriques a été freinée pour le solaire et l'éolien terrestre. Aucun projet d'éolien *offshore* n'est envisagé avant 2022.

Malgré ces dérives, ce cadre a toutefois permis de stimuler les opportunités industrielles espagnoles dans le domaine énergétique. Ainsi, la bonne santé de l'industrie renouvelable acquise aujourd'hui s'explique pour partie par le positionnement précoce du pays en faveur des EnR qui a permis le développement de filières industrielles très tôt positionnées à l'export et leader technologiquement. Le modèle espagnol a permis de faire émerger de grands acteurs tournés vers l'exportation, comme IBERDROLA (énergéticien), GAMESA (turbinier éolien), ABENGOA (photovoltaïque et biomasse) ou ACCIONA (solaire thermodynamique et biomasse) et un réseau de sous-traitants et d'installateurs notamment dans le solaire thermique. Les quatre firmes précédemment mentionnées réalisent entre 37 % et 88 % de leur chiffre d'affaires à l'étranger. La refonte du cadre de soutien aux EnR en 2014 a d'ailleurs eu pour effet de renforcer le positionnement à l'export des groupes espagnols, les opportunités industrielles sur le territoire national ayant été réduites.

Ces bonnes performances industrielles cachent toutefois des situations contrastées selon les filières. Ainsi, malgré un net ralentissement après 2012, la filière éolienne a connu une forte croissance (+125 % de puissance installée en moins de dix ans) et l'Espagne figure d'ailleurs au 1^{er} rang des producteurs européens d'électricité éolienne, devant l'Allemagne²⁰⁹. Les filières solaires thermodynamiques et thermiques et la filière photovoltaïque ont en revanche souffert du repli du marché national après 2012. La biomasse pour sa part ne représente qu'une part très faible du mix énergétique espagnol, mais a un gros potentiel, aujourd'hui encore peu exploité en raison de la diminution des subventions. Quant à l'hydraulique, un développement conséquent des petites installations a été observé entre 2012 et 2015, mais la production électrique, dépendant de précipitations très aléatoires, est variable d'une année à l'autre. Pour l'avenir, l'Espagne s'est dotée d'un nouveau plan EnR pour la période 2011-2020 prévoyant des objectifs de développement ambitieux dont le pays est toutefois encore relativement éloigné (20,8 % d'EnR dans la consommation finale d'énergie d'ici 2020).

²⁰⁶ 72,8 % de l'énergie espagnole est importée (2015), ce qui constitue l'une des dépendances énergétiques les plus fortes d'Europe et coûte près de 38 Md€ par an au pays.

²⁰⁷ En 2015, 37,2 % de la production électrique provenait d'installations EnR ; l'Espagne disposait alors du 2^{ème} parc européen d'éoliennes après l'Allemagne.

²⁰⁸ Le coût annuel de ces dispositifs de soutien avait atteint plus de 9 Md€ pour l'année 2013.

²⁰⁹ L'Espagne produit 23,2 % de l'énergie éolienne européenne contre 22,8 % en Allemagne.

Royaume-Uni

Privilégiant la fin du recours au charbon qui représentait encore 23 % de son mix électrique en 2015, le Royaume-Uni a engagé une politique volontariste de soutien aux EnR électriques. Malgré les progrès réalisés, à l'échelle de l'Union européenne, la proportion d'EnR dans la consommation finale d'énergie britannique (8,3 % en 2015) ainsi que la trajectoire retenue par le pays pour 2020 demeure modeste (15 % en 2020), et ses perspectives d'évolution incertaines. Le pays accuse notamment un certain retard dans le domaine de la chaleur renouvelable : 4,5 % de la chaleur consommée était d'origine renouvelable en 2015, quand l'objectif pour 2020 a été fixé à 12 %.

Le soutien public du Royaume-Uni aux EnR est encadré par le mécanisme du *levy control framework*. La loi a ainsi fixé un plafond annuel maximal d'aides publiques à destination des EnR, atteignant 7,6 Md£ + 20% en 2020. En dehors de cette spécificité, les dispositifs de soutien mis en œuvre sont proches de ceux déployés en France. Les EnR productrices de chaleur bénéficient quant à elles depuis 2011 d'un régime de subventions ad hoc ne relevant pas du plafond fixé par la loi. Il s'agit d'un dispositif de rémunération des installations de chauffage à la biomasse, panneaux solaires thermiques et pompes à chaleur, plafonné à 486 M£ pour 2016. Le gouvernement a également mis en place une banque verte dont le rôle est de financer des installations renouvelables. Enfin, différents fonds ont été créés pour abonder par appels d'offres des projets de R&D dans le domaine des EnR.

Ces dispositifs ont permis un large développement des EnR, notamment électriques dont la part dans le mix atteignait près de 25 % en 2015. Une nette inflexion dans cette politique de soutien a toutefois été engagée en 2016, le gouvernement ayant constaté que la trajectoire d'évolution des coûts associés à ces différents outils dépasserait de 1,5 Md£ le plafond fixé par le *levy control framework* en 2020, à dispositifs constants. Ce constat s'est accompagné d'un audit sévère conduit par le *National Audit Office* (NAO) critiquant l'architecture des dispositifs de soutien mis en place, qui privilégiait de fait les projets lancés avant 2015 au lieu de garder des marges de manœuvres financières pour l'avenir, en espérant alors bénéficier de technologies plus matures et moins coûteuses. Seul l'éolien *offshore* a conservé des objectifs de développement ambitieux²¹⁰ alors que le soutien à l'éolien terrestre a été interrompu et celui au solaire réduit de moitié. Le choix de l'éolien *offshore* comme principale filière soutenue se relève bien adapté aux avantages structurels du Royaume Uni mais il va toutefois entraîner des coûts importants pour assurer l'adaptation du réseau : le montant des travaux de renforcement d'ici 2020 et des coûts de raccordement est estimé à 34 Md£²¹¹.

En outre, la sortie du Royaume-Uni de l'Union européenne pourrait avoir des répercussions importantes sur sa politique énergétique. Le pays devra en particulier négocier sa participation à l'ETS, clarifier ses objectifs climatiques en dehors du cadre de l'UE, sécuriser son approvisionnement énergétique, clarifier sa situation vis-à-vis des financements européens en matière de R&D et des prêts de la banque européenne d'investissement pour les énergies renouvelables et surtout rassurer les investisseurs dans le domaine des énergies renouvelables. La stratégie post-2020 doit encore faire l'objet d'arbitrages pour donner davantage de visibilité aux nombreux acteurs du secteur.

Sur le plan industriel, le Royaume-Uni a valorisé différents types de filières pour entreprendre sa transition énergétique mais se positionne globalement avec un certain retard dans la plupart d'entre elles par rapport à l'Allemagne notamment, en dehors de l'éolien *offshore*. Le développement du marché britannique n'a donc que peu bénéficié à l'industrie, une grande partie des équipements étant fournie par des acteurs étrangers : le secteur des énergies renouvelables au Royaume-Uni compte ainsi près de quatre fois moins d'emplois que celui de l'Allemagne.

²¹⁰ 8 à 9 GW de capacité installée pour 2021

²¹¹ *Source* : Ministère de l'énergie du gouvernement Cameron (mars 2015)

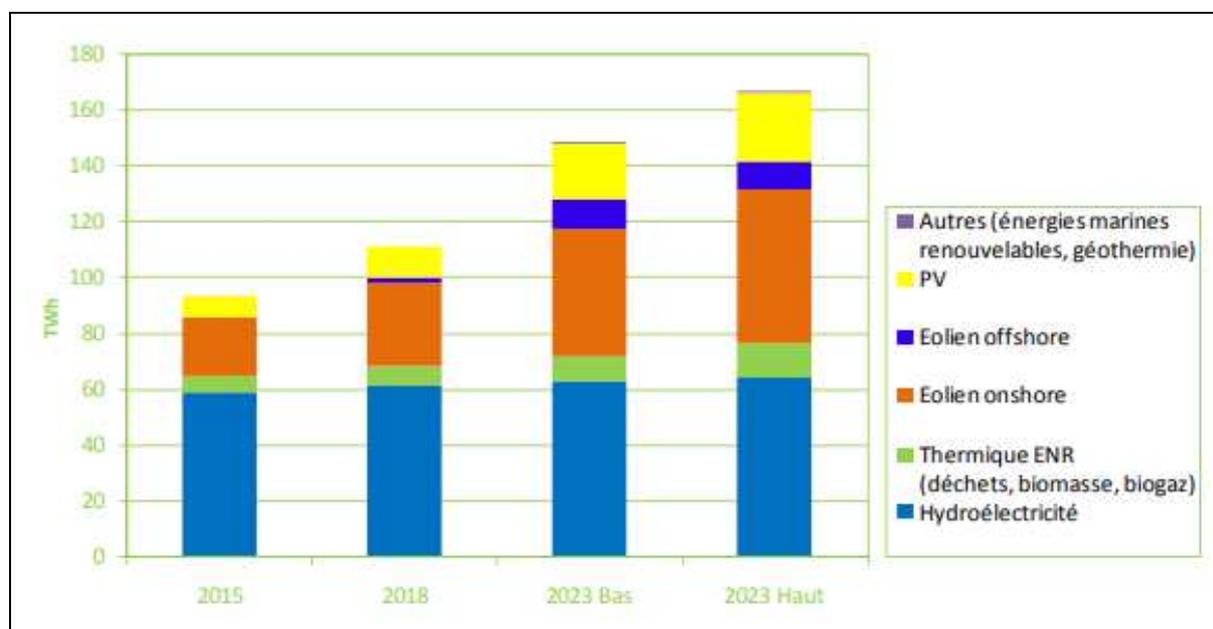
Annexe n° 6 : objectifs fixés par filières dans la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE)

Tableau n° 10 : objectifs pour la production d'électricité renouvelable

Objectifs de développement (en MW)	2018	2023	
		Hypothèse haute	Hypothèse basse
Éolien terrestre	15 000	26 000	21 800
Solaire	10 200	20 200	18 200
Hydroélectricité	25 300	26 050	25 800
Éolien en mer	500	3000	
Énergies marines		100	
Géothermie électrique	8	53	
Bois-énergie	540	1040	790
Méthanisation	137	300	237

Source : décret n° 2016-1442 du 27 octobre 2016

Graphique n° 13 : objectifs PPE pour la production électrique renouvelable par filière (en TWh)

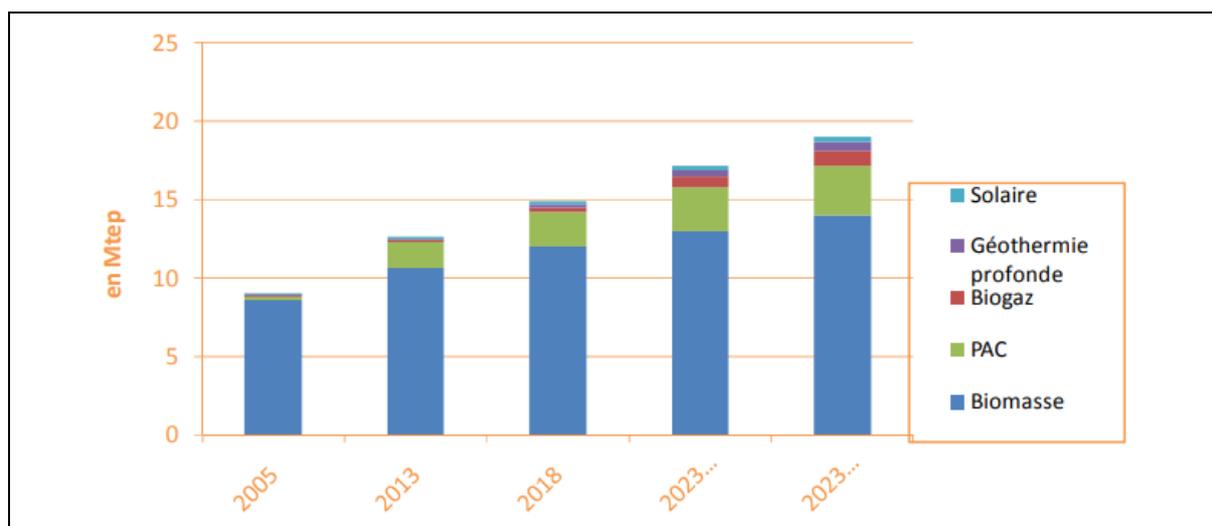


Source : Synthèse du dossier de présentation de la PPE

Tableau n° 11 : objectifs pour la production de chaleur et de froid renouvelables

Objectifs de développement (en Ktep)	2018	2023	
		Hypothèse haute	Hypothèse basse
Biomasse	12 000	14 000	13 000
Pompes à chaleur	300	900	700
Géothermie	2 200	3 200	2 800
Solaire thermique	200	550	400
Solaire thermique	180	400	270

Source : décret n° 2016-1442 du 27 octobre 2016

Graphique n° 14 : objectifs PPE pour la consommation finale de chaleur renouvelable par filière (en Mtep)

Source : Synthèse du dossier de présentation de la PPE

Tableau n° 12 : objectifs de réduction de la consommation d'énergie primaire fossile

Objectifs	2018	2023
Gaz naturel	-8,4 %	-15,8 %
Pétrole	-15,6 %	-23,4 %
Charbon	-27,6 %	-37,0 %
Objectif de réduction de la consommation finale d'énergie par rapport à 2012	-7,0 %	-12,6 %

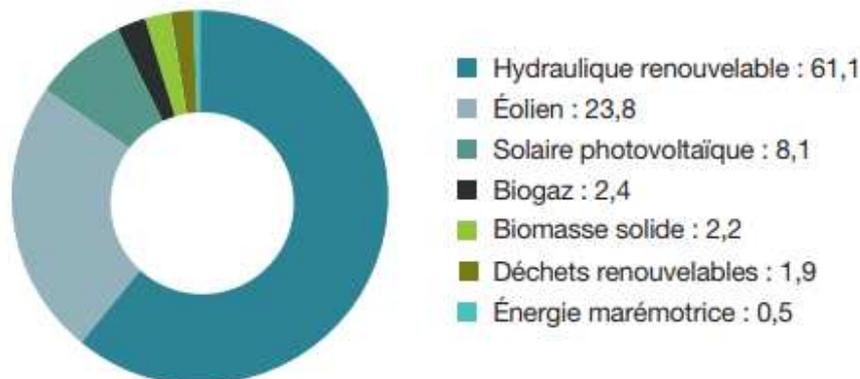
Source : décret n° 2016-1442 du 27 octobre 2016

Annexe n° 7 : présentation du mix renouvelable électrique et thermique

PRODUCTION BRUTE D'ÉLECTRICITÉ RENOUVELABLE PAR FILIÈRE EN 2015

TOTAL : 89,5 TWH

En %



Champ : métropole.

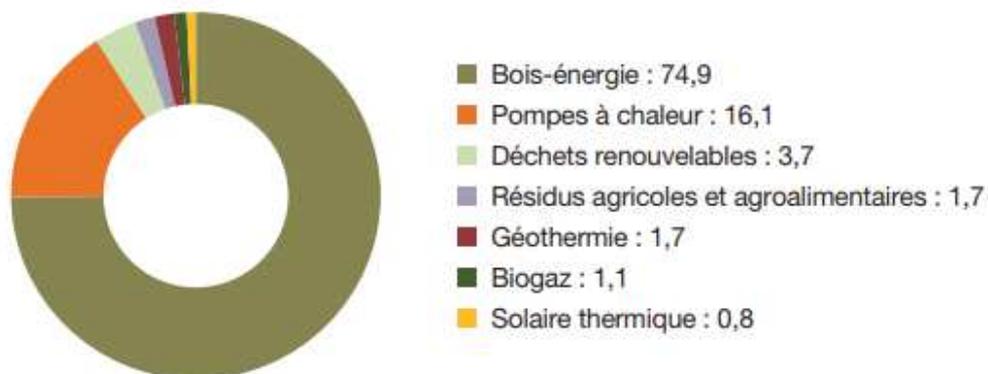
Source : SOeS, d'après les sources par filière

CONSOMMATION PRIMAIRE D'ÉNERGIES RENOUVELABLES POUR LA PRODUCTION DE CHALEUR, EN 2015

TOTAL : 12,3 MTEP (143,3 TWH)

Données corrigées des variations climatiques

En %



Champ : métropole.

Source : SOeS, d'après les sources par filière

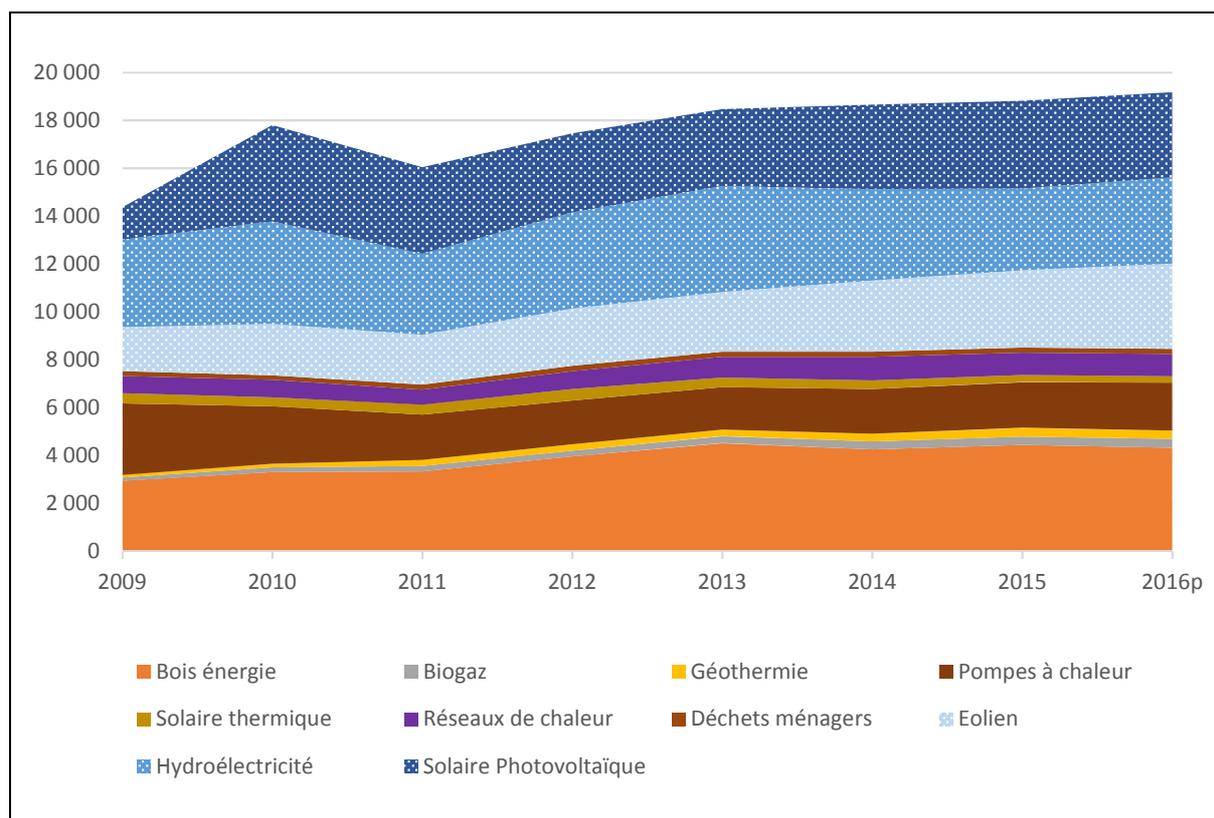
Source : extrait des chiffres clés des énergies renouvelables (édition 2016, parue en février 2017) - DATALAB

Annexe n° 8 : valeur des marchés et de la production économique nationale des EnR

La valeur des marchés français, représentant le montant des chiffres d'affaires des différentes activités liées au développement des EnR y compris la vente de l'énergie produite incluant le soutien public (fabrication d'équipements dont les importations et exportations, montage de projets, études, construction, distribution, installation, exploitation-maintenance, vente d'énergie) est passée de 10,4 en 2006 à 21,3 Md€²¹² en 2016.

La production économique nationale, prenant en compte la valeur des exportations et du marché domestique hors importations d'équipements, s'élevait quant à elle à environ 19,2 Md€ en 2016¹, représentant près de 1% du PIB. À l'intérieur de ces marchés, les trois filières électriques (solaire photovoltaïque, éolien et hydroélectricité) sont prédominantes.

Graphique n° 15 : valeur de la production économique nationale par filière EnR (M€)

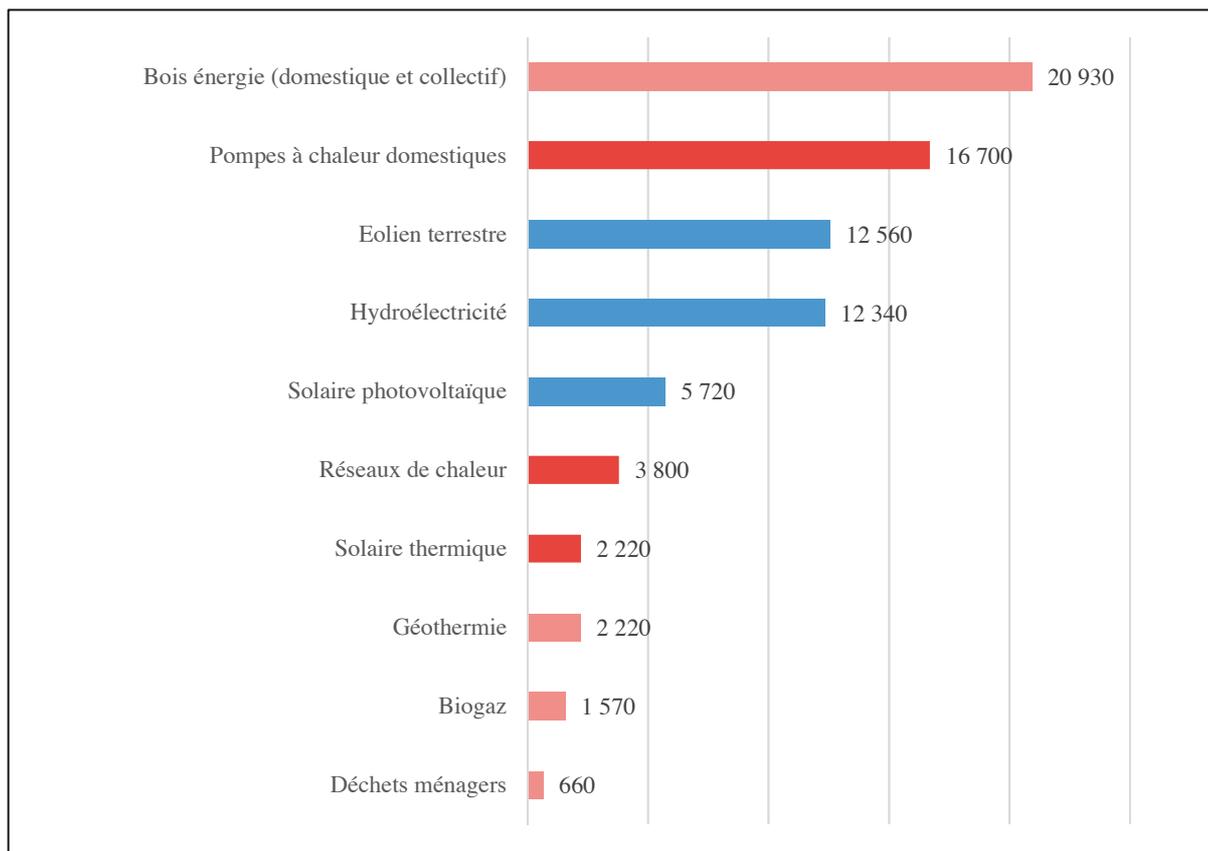


Source : Cour des comptes d'après étude ADEME « Marchés & emplois dans le domaine des EnR » de juillet 2017

²¹² Source : étude ADEME « Marchés & emplois dans le domaine des énergies renouvelables » de juillet 2017.

Annexe n° 9 : présentation des emplois par filière

Graphique n° 16 : nombre d'emplois directs par filière en 2016 (ETP)



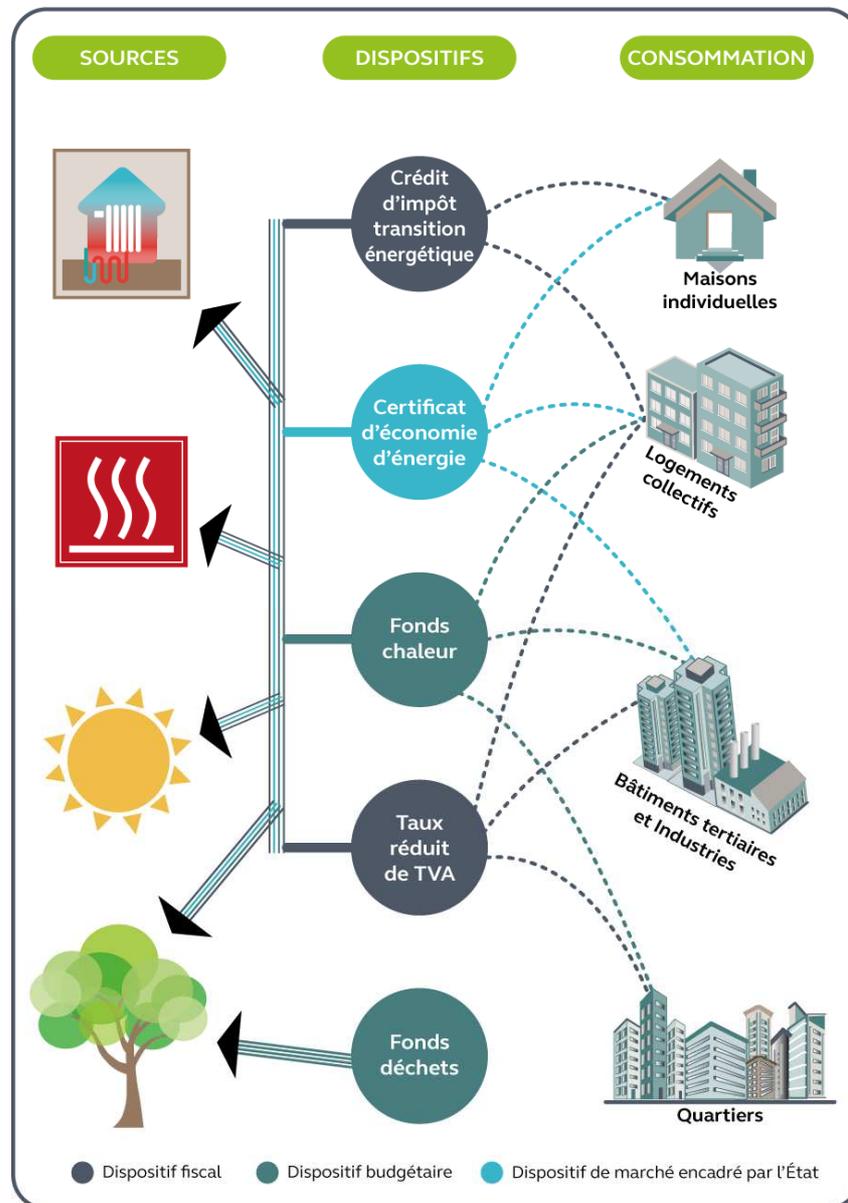
Source : étude « Marchés et emplois dans le domaine des énergies renouvelables » de l'ADEME, juillet 2017

Annexe n° 10 : dispositifs de soutien aux EnR

Tableau n° 13 : dispositifs de soutien par type d'ENR électrique en 2017

Guichets ouverts		Appels d'offres (obligation d'achat ou complément de rémunération, obligatoire pour les puissances ≥ 500 kW)
Obligation d'achat	Complément de rémunération	
photovoltaïque ≤ 100 kWc		photovoltaïque > 100 kWc (contrat d'achat si < 500 kWc, complément de rémunération si ≥ 500 kWc)
éoliennes terrestres (abrogé avril 2017)	installations éoliennes terrestres ne possédant aucune turbine > 3 MW et dans la limite de 6 mâts	installations éoliennes terrestres ≥ 7 mâts ou dont une turbine > 3 MW
		éoliennes en mer (dialogue concurrentiel pour nouveaux projets)
biogaz méthanisation traitement eaux usées < 500 kW	biogaz méthanisation traitement eaux usées et ISND ≥ 500 kW et ≤ 12 MW	
biogaz méthanisation déchets non dangereux et matières végétales brutes et ISND < 500 kW		méthanisation ≥ 500 kW
renouvellement ISND < 500 kW	renouvellement ISND > 500 kW	bois-énergie > 300 kW
	électricité dégagée par le traitement thermique des déchets ménagers	
hydroélectricité < 500 kW	hydroélectricité < 1 MW renouvellement possible si investissements	hydroélectricité ≥ 500 kW (≥ 35 kW pour équipement seuil existants), puis seuil relevé à ≥ 1 MW
	géothermie	

Schéma n° 3 : représentation des dispositifs de soutien aux EnR thermiques



Source : Cour des comptes

Annexe n° 11 : hypothèses relatives aux prévisions de charges de service public de l'énergie

HYPOTHESES PRINCIPALES				
<i>Filière</i>	Volumes	Prix	Prix de marché de l'électricité	Valorisation de la capacité
<i>PV</i>	2 ans de délai de mise en service - 300 MW/an sous arrêté S17 sur 2019-2024 - Entre 2,1 et 2,3 GW/an sur 2019-2022 pour les appels d'offres	AO pluriannuels : prix moyen constaté sur la première période et hypothèse de décroissance annuelle des prix - AO PV Bâtiments : 108,20 €/MWh et baisse de 5 %/an - AO PV Sol : 72,70 €/MWh et baisse de 5 %/an	Prix 2018-2020 : moyenne des cotations des produits à terme observés sur EEX du 15 au 31 mai 2017 - 2018 : 35,91 €/MWh - 2019 : 36,09 €/MWh - 2020 : 38,30 €/MWh A partir de 2021 : croissance de 1 %/an	Hypothèse normative issue de la première enchère : 10 000 €/MW
<i>Éolien terrestre</i>	3 ans de délai de mise en service - 1 GW/an sous arrêté E17 sur 2020-2025 - 1 GW/an sur 2021-2023 pour l'appel d'offres	AO pluriannuel : prix moyen estimé sur la première période et hypothèse de décroissance annuelle des prix - AO 2017 : 71 €/MWh et baisse de 2 %/an		
<i>Éolien offshore</i>	Échéancier de mise en service particulier - Mise en service de l'AO 2011 sur 2021-2024 avec 500 MW/an - Mise en service de l'AO 2013 sur 2024-2025 avec 500 MW/an - Mise en service du DC Dunkerque en 2026 pour 500 MW - Mise en service du DC Oléron en 2027 pour 500 MW	- AO 2011 : 214,88 €/MWh en 2021 - AO 2013 : 213,98 €/MWh en 2024 - DC Dunkerque : 160 €/MWh en 2026 - DC Oléron : 160 €/MWh en 2027		

Source : CRE

Annexe n° 12 : détail des soutiens publics accordés aux énergies renouvelables

L'estimation des soutiens publics aux EnR mentionnée au chapitre 2 repose sur le détail des montants figurant dans les deux tableaux ci-après.

Tableau n° 14 : moyens mobilisés par an pour le soutien des EnR thermiques + injection biogaz (estimation pour 2015 – actualisation 2016 quand disponible)

<i>Opérateur du financement</i>	Facilités de financement en M€	Dépenses budgétaires en M€	Dépenses fiscales en M€	Total* en M€
<i>État et ses opérateurs</i>		<ul style="list-style-type: none"> - 216 fonds chaleur (213 en 2016) - 15 de fonds déchets (17 en 2016) - 7,1 soutien au biométhane (20,9 en 2016) - NC : part du fonds de mobilisation biomasse - crédits recherche : environ 12,5 (1) - FASEP : 2,1 (2)(3) 	<ul style="list-style-type: none"> - 290 au titre du crédit d'impôts transition écologique (CITE) consacré aux EnR (261,5 en 2016) - 55 au titre du taux de TVA réduite (réseaux de chaleur) (55 en 2016) - NC : taux de TVA applicable aux équipements EnR éligibles au CITE - NC : taux intermédiaire de TVA sur le bois de chauffage 	598 en 2015 (env. 581 en 2016)
<i>Collectivités locales</i>		<ul style="list-style-type: none"> - 50 à 60 au titre des CPER (2)(3) - 25 à 30 de FEDER (2)(3) - NC : subventions directes des communes 		Environ 75 à 90
<i>Opérateurs du PIA</i>		Environ 25,2 (1) (3)		Environ 25
<i>Caisse des dépôts et consignation (CDC)</i>	Environ 8 en fonds propres			
<i>Banque Publique d'Investissement (BPI)</i>	Environ 160 M€ de prêts depuis 4 ans, auxquels s'ajoutent des financements relatifs aux			

<i>Opérateur du financement</i>	Facilités de financement en M€	Dépenses budgétaires en M€	Dépenses fiscales en M€	Total* en M€
	centres de tri avec valorisation thermique			
<i>Total en M€</i>		Environ 353 à 368 en 2015 Environ 365 à 380 en 2016	345 en 2015 316,5 en 2016	Environ 698 à 713 de soutien public en 2015 (hors facilités de financement) Environ 681 à 696 en 2016

- (1) Crédits répartis entre les EnR thermiques et électriques en appliquant des hypothèses de ventilation basées sur les répartitions des volumes de production²¹³.
- (2) Les montants attribués aux collectivités locales et au FEDER, ainsi qu'au FASEP, ont été attribués à 100% à chacune des catégories d'EnR (électriques et thermiques) faute de pouvoir distinguer la part imputable à chacune d'entre elles.
- (3) En considérant une moyenne annuelle des engagements annuels. Pour le FASEP moyenne sur 7 ans. Pour le PIA : PIA 1 et 2 consacrés aux EnR entre le T4 2010 et le T2 2017, sans distinction de la nature des engagements : maastrichtiens ou pas (donc prises de participation incluses par exemple). Pour la CDC, moyenne sur la période 2012-2016.

* Le total figurant sur le graphique n°9 correspond à la moyenne des valeurs présentées dans le total du présent tableau

Source : Cour des comptes

EnR thermiques : 100 % bois domestique + 80 % bois énergie collectif + 20 % biogaz + 95 % géothermie + 100 % pompes à chaleur + 100 % solaire thermique + 100 % réseaux de chaleur + 60 % UIOM) + 10 % biogaz injection.

EnR électriques : 100 % éolien + 100 % solaire PV + 100 % hydraulique + 5 % géothermie + 70 % biogaz + 20 % bois énergie collectif + 40 % UIOM.

Tableau n° 15 : moyens mobilisés par an pour le soutien des EnR électriques
(estimation pour 2015 – actualisation 2016 quand disponible)

<i>Opérateur du financement</i>	Facilités de financement en M€	Dépenses budgétaires en M€	Total* en M€
<i>État et ses opérateurs</i>		- 4 205,8 au titre de 2015 pour dispositifs de soutien 4 380,6 en 2016 - 66,8 en crédits recherche (1) - FASEP : 2,1 (3)(4)	Environ 4 275 en 2015 Environ 4 450 en 2016
<i>Collectivités locales</i>		- 50 à 60 au titre des CPER (2)(3) - 25 à 30 de FEDER (2)(3) - NC : subventions directes des communes	Environ 75 à 90
<i>CDC</i>	Environ 32 en fonds propres		
<i>BPI</i>	NC		
<i>Opérateurs du PIA</i>		Environ 137,6 (1)(3)	Environ 137,6
<i>Total en M€</i>		Environ 4 487 à 4 502 en 2015 Environ 4 662 à 4 677 en 2016	Environ 4 487 à 4 502 en 2015 de soutiens publics (hors facilités de financement) Environ 4 662 à 4 677 en 2016 de soutiens publics (hors facilités de financement)

(1) Crédits répartis entre les EnR thermiques et électriques en appliquant des hypothèses de ventilation basées sur les répartition des volumes de production²¹⁴.

(2) Les montants attribués aux collectivités locales et au FEDER, ainsi qu'au FASEP ont été attribués à 100% à chacune des catégories d'EnR (électriques et thermiques) faute de pouvoir distinguer la part imputable à chacune d'entre elles.

(3) En considérant une moyenne annuelle des engagements annuels. Pour le FASEP moyenne sur 7 ans. Pour le PIA : PIA 1 et 2 consacrés aux EnR entre 2010 et le T2 2017, sans distinction de la nature des engagements : maastrichtiens ou pas (donc prises de participation incluses par exemple). Pour la CDC, moyenne sur la période 2012-2016.

* Le total du graphique n°9 représente le total présenté dans ce tableau, contributions des collectivités locales exclues (qui ont été affectées aux EnR thermiques dans le graphique n°9)

Source : Cour des comptes

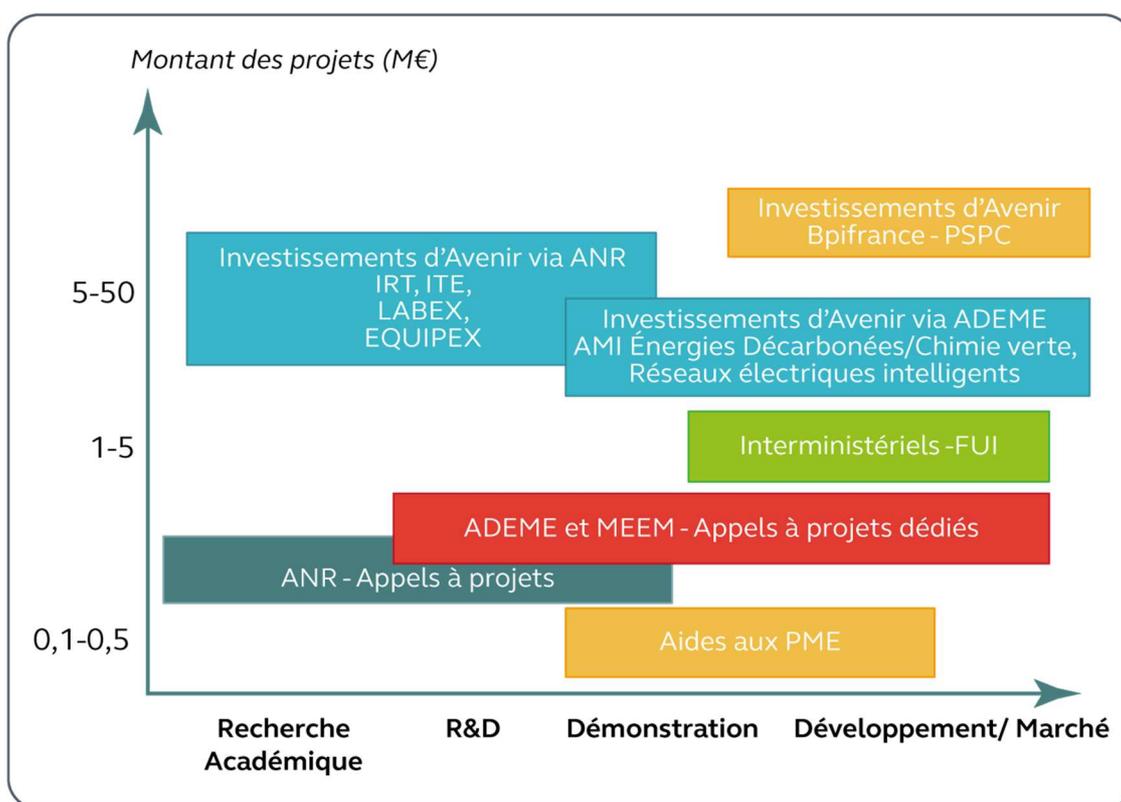
NB : BPI France a annoncé le 03/07/2017 la création du fonds France Investissement Énergie Environnement doté de 100 M€ dédiés à la Transition énergétique et écologique, qui devrait concerner les EnR à 50 % (du volume des investissements).

²¹⁴ Voir ndbp 216.

Annexe n° 13 : détail des montants engagés sur la recherche et l'innovation

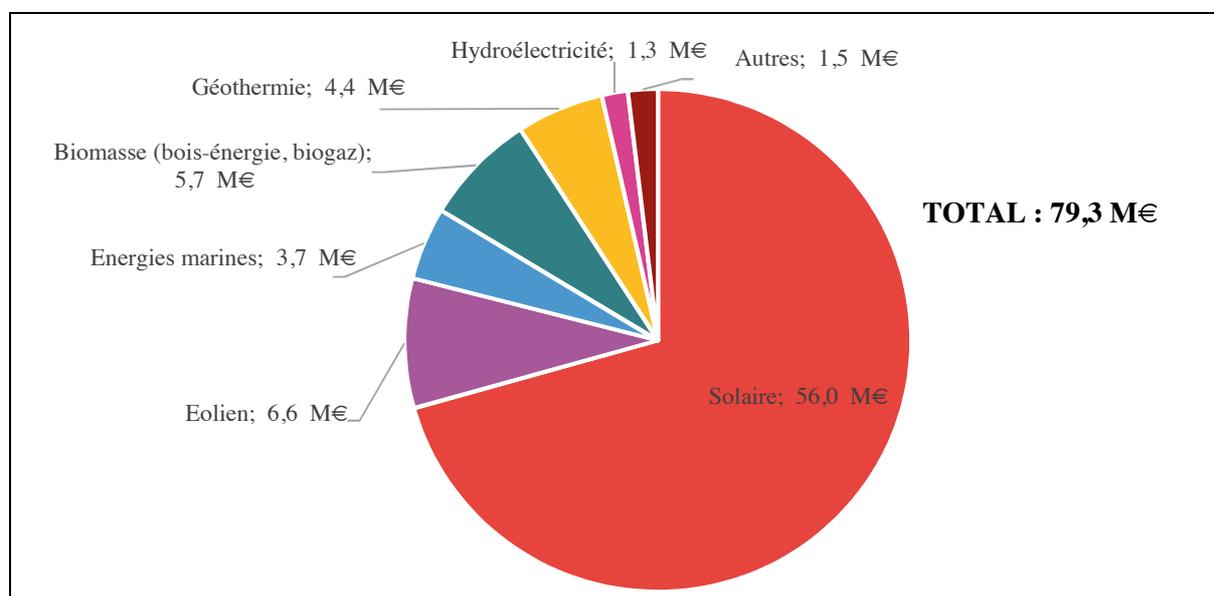
Les dispositifs de soutien à l'offre favorisant la recherche et développement (R&D) et l'innovation sont nombreux. Ils interviennent successivement le long de la chaîne de développement des projets (cf. schéma n° 4).

Schéma n° 4 : principaux dispositifs nationaux de soutien à l'innovation



Source : Stratégie nationale de la recherche énergétique

Parmi les différentes filières, le solaire photovoltaïque est la mieux pourvue avec 47,9 M€ sur cette technologie (56 M€ pour l'ensemble des technologies solaires). L'éolien et la biomasse arrivent ensuite loin derrière avec des budgets respectifs de 6,6 et 5,7 M€.

Graphique n° 17 : répartition des budgets de recherche hors PIA en 2015 (M€)

Source : Cour des comptes d'après données du CGDD

Concernant les crédits des PIA 1 et 2, on peut estimer qu'entre fin 2010 et mi-2017, 1,1 Md€ a été engagé sur les projets d'EnR, soit une moyenne annuelle d'environ 163 M€. Les EnR électriques se voient attribuer 80 % de cette somme soit 900 M€, dont 395 M€ sur l'éolien y compris éolien *offshore*.

Tableau n° 16 : montants totaux engagés dans le cadre des PIA 1 et 2 par type d'EnR pour les quatre actions spécifiques aux EnR

<i>Engagements entre T4 2010 et T2 2017 (en M€)</i>	Démonstrateurs	Instituts pour la Transition Énergétique *	Fonds Ecotechs	Total	Moyenne annuelle
<i>Photovoltaïque</i>	132,1	68,0	0,0	200,1	29,6
<i>Éolien (y compris éolien offshore, prépondérant)</i>	390,0	0,0	5,0	395,0	58,5
<i>Énergies marines (hors éolien offshore)</i>	247,9	32,5	4,0	284,4	42,1
<i>Hydroélectricité</i>	23,1		0	23,1	3,4
<i>Géothermie</i>	36,7	15,8	0,0	52,5	7,8
<i>Biomasse</i>	50,4	61,5	7,0	118,9	17,6
<i>Solaire thermique</i>	25,2	0,0	0,0	25,2	3,7
Total	905,3	177,9	16,0	1 099,2	162,8

*Dont une partie octroyée en dotations non consommables

Source : CGI

Annexe n° 14 : principales instances de concertation sur la politique énergétique

Tableau n° 17 : recensement et présentation des principales instances

INSTANCES	COMPOSITION	FONCTIONNEMENT
<i>CSE - Conseil supérieur de l'énergie</i> ²¹⁵	<ul style="list-style-type: none"> - 5 parlementaires, - Un membre du Conseil d'État, - Représentants du ministère chargé de l'énergie, des collectivités territoriales, des consommateurs, des industries du secteur de l'énergie et du personnel des industries gazières et électriques <p>➔ Nomination par arrêté du ministre chargé de l'énergie</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Instance placée auprès du ministre chargé de l'énergie - Consultation sur les actes réglementaires pris par le ministre chargé de l'énergie en matière de politique énergétique, - Évaluation de la progression nationale des énergies renouvelables et du respect par la France des engagements climatiques européens et internationaux.
<i>CNTE - Conseil national pour la transition énergétique</i> ²¹⁶	<ul style="list-style-type: none"> - Présidé par le ministre chargé de l'écologie, - 50 membres répartis en 8 collèges associant de nombreuses parties prenantes (représentants des élus, organisations syndicales, employeur, ONG, membres de la société civile, etc.) <p>➔ Sauf exception, le nomination des membres du CNTE se fait par arrêté du ministre chargé de l'énergie²¹⁷</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Réunie en moyenne une fois tous les deux mois, - Instance de dialogue sur l'ensemble de la politique environnementale chargée de rendre des avis, notamment sur la PPE et la SNBC.
<i>Comité d'experts pour la transition énergétique</i> ²¹⁸	<ul style="list-style-type: none"> - 8 membres nommés par arrêté du ministre chargé de l'écologie en raison de leurs compétences scientifiques et universitaires²¹⁹ 	<ul style="list-style-type: none"> - Sur saisine du ministre chargé de l'écologie, formule des avis sur la SNBC, la PPE, la synthèse des SRCAE, - Chargé d'éclairer le débat public sur les problématiques scientifiques liées à la transition écologique

²¹⁵ Décret n°2006-366 du 27 mars 2006 relatif à la composition et au fonctionnement du Conseil supérieur de l'énergie.

²¹⁶ Loi n° 2012-1460 du 27 décembre 2012 relative à la mise en œuvre du principe de participation du public défini à l'article 7 de la Charte de l'environnement.

²¹⁷ Décret n° 2013-753 du 16 août 2013 relatif au Conseil national de la transition écologique.

²¹⁸ Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte et décret n° 2015-1222 du 2 octobre 2015 relatif au comité d'experts pour la transition énergétique.

²¹⁹ Arrêté du 5 octobre 2015 portant nomination des membres du comité d'experts pour la transition énergétique.

INSTANCES	COMPOSITION	FONCTIONNEMENT
<i>Comité de gestion pour la CSPE</i> ²²⁰	<ul style="list-style-type: none"> - 2 parlementaires²²¹ - Un représentant de la Cour des comptes, - Un représentant de la CRE; - Des représentant du ministre chargé de l'énergie, de l'économie, du budget, des outre-mer ; - 3 personnalités qualifiées <p>➔ Composition fixée par décret du Premier ministre</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Placé auprès du ministre chargé de l'énergie, - Suivi et analyse semestriels de l'ensemble des charges de CPSE - Émet des avis publics et peut disposer de l'expertise de la CRE pour conduire ses missions.
<i>Conseil de politique nucléaire</i> ²²²	<ul style="list-style-type: none"> - Présidé par Président de la République, - Décret fixant la liste exhaustive de la composition du conseil ; 9 ministres présents ainsi que des personnalités civiles et militaires, - Possibilité d'entendre toute personnalité extérieure et de se réunir en formation restreinte. 	<ul style="list-style-type: none"> - Les missions du conseil sont fixées par décret²²³, - La fréquence des réunions est assez limitée, mais le conseil avalise les grandes orientations en matière de politique nucléaire.

²²⁰ Loi n° 2015-1786 du 29 décembre 2015 de finances rectificative pour 2015 et décret n° 2016-310 du 16 mars 2016 relatif au comité de gestion des charges de service public de l'électricité.

²²¹ Aucun ne siège toutefois à ce jour au CSPE.

²²² Décret n° 2008-378 du 21 avril 2008 instituant un conseil de politique nucléaire.

²²³ Article premier du décret du 21 avril 2008 (cf. *supra*) : « le conseil définit les grandes orientations de la politique nucléaire et veille à leur mise en œuvre, notamment en matière d'exportation et de coopération internationale, de politique industrielle, de politiques énergétique, de recherche, de sûreté, de sécurité et de protection de l'environnement ».

Bénédicte LECLERC de HAUTECLOCQUE COSTE

80270 TAILLY L'ARBRE A MOUCHES

*Monsieur Guy MARTINS
Commissaire-Enquêteur
pref-enquetespubliques@somme.gouv.fr*

Tailly, le 19 décembre 2018

**Objet : Enquêtes publiques sur les projets éoliens prévus sur les territoires des
Communes d'AUMATRE, CANESSIERES et FONTAINE-LE-SEC**

Monsieur le Commissaire-Enquêteur,

Nous venons par la présente vous formuler, tant en notre qualité de Présidente de l'Association Samaritaine de Défense contre les Eoliennes Industrielles que de propriétaire du château de TAILLY (ancienne demeure du Maréchal LECLERC de HAUTECLOCQUE), les observations suscitées par les projets éoliens faisant l'objet des enquêtes publiques actuellement organisées en Mairies d'AUMÂTRE, CANESSIERES et FONTAINE-LE-SEC.

1°) Sur l'information du public :

Nous vous rappelons qu'aux termes de l'article R.123-9 du Code de l'Environnement :

« L'autorité compétente pour ouvrir et organiser l'enquête précise par arrêté, quinze jours au moins avant l'ouverture de l'enquête et après concertation avec la Commissaire-Enquêtrice ou le Président de la commission d'enquête :

1°) L'objet de l'enquête, notamment les caractéristiques principales du projet, plan ou programme, la date à laquelle celle-ci sera ouverte et sa durée...»

Le premier alinéa de l'article R.123-11 du Code de l'Environnement dispose quant à lui :

«Un avis portant les indications mentionnées à l'article R.123-9 à la connaissance du public est publié en caractères apparents quinze jours au moins avant le début de l'enquête et rappelé dans les huit premiers jours de celle-ci dans deux journaux régionaux ou locaux diffusés dans le ou les Départements concernés.»

Or, au cas d'espèce, force est de constater que les modalités de publicité de l'enquête publique (ou plutôt des enquêtes publiques) ne sauraient pouvoir être considérées comme permettant d'assurer le respect des dispositions précitées et, par là, une information sincère du public sur le projet.

Le projet consiste en effet en la réalisation d'un parc éolien de **8 éoliennes** sur le territoire des Communes d'AUMATRE, CANNESIERES et FONTAINE-LE-SEC.

Or celui-ci a été, de façon complètement artificielle, et ce sans qu'aucune explication claire ne soit apportée, divisé en deux dossiers distincts faisant l'objet de deux enquêtes publiques concomitantes, concernant chacun 4 éoliennes.

Les deux avis d'enquête publique évoquent ainsi chacun un *«parc éolien comprenant quatre aérogénérateurs»*.

Le public a ainsi été délibérément induit en erreur puisqu'une caractéristique essentielle du projet, à savoir qu'il s'agit en réalité d'un projet de 8 et non de 4 éoliennes, a été volontairement dissimulé.

Ainsi, par exemple, Madame Marie-Pierre VILLEMONT, qui s'est rendue en Mairie d'AUMATRE le 11 décembre dernier pour déposer Ses observations, nous a déclaré ne pas avoir compris qu'il y avait en fait deux enquêtes publiques.

L'impact d'un ensemble de **8 éoliennes** ne saurait être assimilé à celui d'un simple parc ne comportant que 4 machines.

Le public a ainsi été délibérément induit en erreur sur la portée du projet soumis à enquête publique.

Il importe également de souligner que **le dossier, et en particulier dans son résumé non technique, n'apporte aucune explication sur cette scission artificielle du projet en deux demandes d'autorisations uniques, et ce alors que le projet relève dans sa totalité du groupe OSTWIND.**

Nous attirons également votre attention sur le fait que les avis d'enquête publique font état de la possibilité de consulter le dossier *«aux jours et heures habituels d'ouverture»* des Mairies concernées, **sans aucunement préciser celles-ci.**

Compte tenu d'informations contradictoires, nous avons par exemple essayé de contacter la Mairie d'AUMATRE par téléphone, afin de connaître ces heures d'ouvertures : malgré de multiples essais (pendant la journée), nous n'avons pu obtenir de réponse : le numéro de téléphone sonne dans le vide, aucun message sur répondeur ne permet de connaître les heures d'ouverture de la Mairie, décourageant ainsi tout déplacement pour consulter le dossier, au vu du risque de trouver porte close.

L'information du public ne saurait ainsi pouvoir être considérée comme permettant d'assurer une information complète et sincère du public.

2°) Sur l'intéressement des élus :

Nous constatons une nouvelle fois que le projet envisagé est susceptible de profiter directement à un élu.

Il est probablement utile de rappeler qu'à l'occasion d'un rapport de Juin 2014, le Service Central de Prévention de la Corruption (S.C.P.C.) a émis une alerte sur le développement massif des prises illégales d'intérêt dans le secteur éolien.

On constate en effet aujourd'hui la multiplication des condamnations pénales d'élus sur ce fondement.

Ainsi, par exemple dans notre région, deux élus municipaux ont comparu le 11 janvier 2018 devant le Tribunal Correctionnel de LAON pour prise illégale d'intérêts au vu de leur participation à des votes ou délibérations évoquant l'installation d'éoliennes dont ils auraient personnellement tiré profit.

Dans la première affaire, concernant la Commune de CHAOURCE, le Procureur a requis deux mois de prison avec sursis ainsi que la confiscation des sommes perçues et l'inéligibilité.

Dans la seconde affaire, le parquet a réclamé une peine d'un mois de prison avec sursis et 5.000 Euros d'amende à l'encontre d'un Conseiller Municipal n'ayant pas participé au vote mais ayant simplement assisté à l'adoption de la délibération.

Nous ignorons toutefois dans quelle mesure il a été donné suite aux réquisitions en question.

A l'occasion d'une réponse ministérielle (n° 68565) publiée le 31 mars 2015, le Ministre de l'Intérieur a d'ailleurs précisé que si l'élu concerné a simplement participé à la réunion de l'organe délibérant, même sans l'intervention d'un vote, celui-ci peut être poursuivi et le projet peut être entaché d'illégalité :

«... un élu municipal, propriétaire d'un terrain sur lequel il est prévu ou envisagé d'implanter une éolienne, qui participerait à une séance du Conseil Municipal au cours de laquelle un débat, en dehors de tout vote, aurait lieu sur le projet d'ensemble d'implantation d'éoliennes sur le territoire de la Commune, pourrait effectivement être poursuivi pour prise illégale d'intérêts. Par ailleurs, le même élu qui participerait, en outre, à un vote visant à donner un avis sur le projet d'ensemble, pourrait être considéré comme un conseiller intéressé au sens de l'article L.2131-11 du Code Général des Collectivités Territoriales. La délibération relative à cet avis serait alors illégale et susceptible d'entraîner l'illégalité d'autorisations relatives à la réalisation du projet d'ensemble dès lors que cet avis serait pris en considération dans le cadre de la procédure administrative...»

On ne peut que constater que ces situations de conflits d'intérêts se multiplient de façon spectaculaire dans le Département de la SOMME.

Nous ne citerons que les exemples suivants :

Le projet du Fond du Moulin sur le territoire des Communes d'EPLESSIER, SAINTE-SEGREE, MEIGNEUX et CAULIERES, autorisé par arrêté préfectoral du 3 février 2017. Le Commissaire-Enquêteur a relevé en page 13 de son rapport que, notamment, deux des Maires des quatre Communes d'implantation de l'extension du parc éolien, ainsi que deux Conseillers Municipaux, étaient directement concernés par le projet. Il a précisé également dans les dernières lignes de son avis défavorable, en page 3, que *«3 élus de la Commune de SAINTE-SEGREE, concernés par le projet, ont participé au vote le 25 mars 2016 lors de la délibération sur la demande d'autorisation.»*

De même, en ce qui concerne le projet de la Ferme Carnotte situé sur le territoire des Communes d'EQUENNES, ERAMECOURT, SAULCHOY et THIEULLOY LA VILLE, les services de l'ETAT ont poursuivi l'élaboration du projet en question, alors que la prise illégale d'intérêts était caractérisée dès le 17 septembre 2013, date à laquelle le Conseil Municipal d'EQUENNES, principale Commune concernée, s'est prononcée de façon favorable sur le projet de la S.A.S.U. Ferme Eolienne CARNOTTE. Le Secrétaire Général de la Préfecture signalait ainsi explicitement, au sein d'un courrier du 1^{er} décembre 2016 portant réponse à une lettre d'une administrée d'une Commune voisine s'étonnant de cette infraction :

«En ce qui concerne la délibération en date du 17 septembre 2013 :

- Madame le Maire de la Commune n'a pas pris part au vote car son mari était concerné directement par le projet ;*
- Deux membres du Conseil Municipal (M. Fabrice DUEZ et M. Jean ROUSSEL) ont pris part au vote alors qu'ils sont tous les deux propriétaires de parcelles concernées par le projet...»*

Il signalait également avoir transmis au Procureur le courrier de l'administrée et la réponse qui lui a été apportée, en précisant qu'il appartiendra à celui-ci de donner les suites les plus opportunes à cette affaire.

Il a fallu néanmoins attendre le 26 juin 2017 pour que la demande déposée par la S.A.S.U. Ferme Eolienne CARNOTTE fasse l'objet d'un retrait...

Nous nous permettons également de souligner que par un arrêté du 4 mai 2018, la S.A.R.L. Parc Eolien de MONSURES a été autorisée à construire un parc éolien comportant sept aérogénérateurs sur le territoire de la Commune de MONSURES.

Or, il apparaît à la lecture de l'étude d'impact du dossier (page 34) que six des sept éoliennes du projet seront implantées sur des parcelles propriétés d'un élu municipal (ou de sa famille) de ladite Commune ou exploitées par un tel élu (ou sa famille). Le Maire est d'ailleurs lui-même propriétaire, notamment, des parcelles ZI 31 et ZB 7 sur lesquelles sont implantées les éoliennes E4 et E5 du projet.

La notion d'intérêt public d'une opération dont la quasi-totalité des éoliennes bénéficie directement aux membres du Conseil Municipal ou à leur famille demeure toute relative...

Il apparaît en fait que les projets dont l'élaboration et l'instruction sont poursuivies et privilégiées dans le Département en collaboration avec les services de l'Etat ne sont pas ceux qui sont susceptibles de s'intégrer harmonieusement dans leur environnement, mais tout simplement ceux dont la maîtrise foncière est en grande partie aux mains des élus locaux et ne faisant jusqu'ici d'aucune contestation effective, notamment contentieuse, de la part des populations locales...

On est là bien loin de préoccupations d'intérêt général...

Certes la probabilité que, dans des petits villages à dominante agricole, des Maires ou Conseillers Municipaux soient directement intéressés par les projets éoliens n'est pas négligeable.

Il n'empêche qu'au cas d'espèce, la prise illégale d'intérêts est caractérisée et la violation des dispositions de l'article L.2313-11 du Code Général des Collectivités Territoriales établie.

Il apparaît en effet, au vu des pièces du dossier d'enquête publique («*SEPE «LES HAVETTES» Avis des propriétaires sur le démantèlement*»), que le Maire d'AUMATRE, propriétaire de la parcelle n° 4 de la section ZE01 sur laquelle sera implantée l'éolienne E07, est directement concerné par le projet.

On sait que lorsque le Maire est directement concerné par un projet faisant l'objet d'une demande de permis de construire, le Conseil Municipal doit délibérer pour

désigner un Adjoint ou un autre Conseiller Municipal qui statuera sur ladite demande.

Le principe est bien évidemment transposable au titre d'une autorisation environnementale unique concernant un parc éolien, valant permis de construire.

Or, au cas d'espèce, l'avis sur le démantèlement a fait l'objet non pas d'une délibération municipale, mais d'un simple avis signé le 21 septembre 2018, en vertu d'une délégation octroyée le 8 septembre 2015 par le Maire d'AUMATRE au profit du troisième adjoint de la Commune...

L'élément intentionnel caractérisant l'infraction de prise illégale d'intérêt, ainsi que la violation des dispositions de l'article L.2313-11 du Code Général des Collectivités Territoriales établie sont manifestement établies, ce qui entâcherait d'illégalité l'éventuelle autorisation qui serait le cas échéant délivrée à l'issue de la procédure.

3°) Sur l'atteinte au château de RAMBURES :

Il ne saurait être contesté que le château de RAMBURES constitue l'élément patrimonial le plus remarquable du secteur, constituant un atout touristique majeur de la région, et devant donc faire l'objet d'une protection particulière.

Or, la Mission Régionale d'Autorité Environnementale des HAUTS-DE-FRANCE souligne dans son avis du 25 septembre 2018 :

«De nombreux monuments historiques et patrimoniaux sont présents dans le secteur avec notamment le château de RAMBURES à 3,5 km. L'éolienne E7 est susceptible d'impacter ce monument protégé et des mesures d'évitement et de réduction doivent être envisagées.»

Elle précise également :

«S'agissant du château de RAMBURES et de son parc, la sensibilité est également, dans l'équipe d'impact, qualifiée de faible du fait des arbres du château et de la zone d'implantation des parcs éoliens, qui atténueraient fortement la perception des éoliennes depuis le château, avec toutefois des percées visuelles possibles depuis le parc et l'étage du château.»

L'éolienne E07 est néanmoins visible depuis la terrasse du logis du château de RAMBURES (Photo montage p. 67) et impacte le paysage arboré en introduisant un élément artificiel de grande hauteur immobile dans ce paysage. L'impact des parcs sur le monument protégé est estimé faible sans réelle justification.

L'autorité environnementale recommande :

- de revoir l'implantation de l'éolienne E07 afin de réduire les incidences des parcs sur le château protégé de **RAMBURES**; à défaut de prévoir la réduction de son impact visuel ;
- de préciser les caractéristiques des écrans de végétation prévues et de démontrer leur efficacité à réduire les incidences du projet sur les zones urbaines d'**AUMATRE** et **FONTAINE LE SEC**.»

Or, les S.A.R.L. LES HAVETTES et SEPE LES MOTTE ont refusé de revoir l'implantation de l'éolienne E07.

Celles-ci ne justifient en aucune manière leur décision, se contentant de signaler dans leur courrier du 12 octobre 2018 portant réponse à l'avis de la M.R.A.E. :

*«Une mesure de réduction de l'impact visuel de l'éolienne E7 sur le parc du château de **RAMBURES** est proposée et précisée dans sa fiche mesure jointe à ce courrier (cf Annexe 5)»*

Force est de toute façon de constater à la lecture de l'annexe en question que celle-ci ne garantit aucunement une protection du château.

Celle-ci se contente en effet pour l'essentiel d'affirmer de façon purement gratuite qu'*«il s'agira de prolonger le linéaire d'arbres présents de part et d'autre de l'intersection entre la rue de **RAMBURES** et le chemin qui relie la rue de **RAMBURES** à la rue du Bois/D110.»*

Elle précise également que *«4 à 5 arbres pourront ainsi être mis en place afin de parfaire les alignements déjà présents autour de la pâture.»*

Il apparaît évidemment, quand bien même les plantations en question seraient effectivement réalisées, que celles-ci ne permettront pas à elles-seules de dissimuler l'éolienne E07 à partir du château.

Enfin et surtout, la mesure en question ne peut de toute façon être prise en compte, dès lors que les sociétés pétitionnaires n'apportent aucune garantie sur sa réalisation effective : c'est ainsi par exemple qu'elles ne disposent aucunement de l'accord des propriétaires concernées.

L'implantation de l'éolienne E07 dans le champ visuel du château de **RAMBURES**, et le refus de modifier celle-ci, n'est ni plus ni moins qu'une provocation vis-à-vis des administrés.

On ne peut, dans un premier temps, que s'interroger sur les raisons qui justifient cette volonté d'imposer une telle implantation.

Ces interrogations disparaissent quand on constate, au vu des pièces du dossier, que la parcelle n° 4 de la section ZE01 sur laquelle est projetée l'éolienne E07, est la propriété du Maire d'AUMATRE.

Entre la satisfaction d'intérêts purement privés et la protection d'intérêts patrimoniaux et historiques relevant d'un intérêt général évident, le choix a été vite fait...

Nous nous retrouvons dans une nouvelle illustration du phénomène que l'on constate trop souvent dans le Département de la SOMME, à savoir que le choix d'implantation des parcs éoliens n'est pas justifié par la possibilité d'intégration effective desdits parcs dans leur environnement, mais par la possibilité d'implanter ceux-ci sur des propriétés d'élus locaux, qui ne pourront que faciliter l'acceptation de ces projets par la population et l'administration locales.

4°) Sur l'inefficacité des mesures de réduction destinées à réduire l'impact visuel du projet sur les habitations d'AUMATRE et FONTAINE-LE-SEC :

Les mesures de réduction destinées à atténuer l'impact visuel du projet sur les habitations d'AUMATRE, FONTAINE LE SEC et CANNESSIERES sont toutes aussi inefficaces.

La Mission Régionale d'Autorité Environnementale des HAUTS-DE-France, dans son avis du 25 septembre 2018, souligne elle-même :

«Les premières éoliennes seront directement visibles des premières habitations d'AUMATRE et FONTAINE LE SEC. Des plantations d'arbres et d'arbustes en vue de la réduction de la perception des éoliennes depuis une habitation en sortie de bourg d'AUMATRE et des habitations en sortie Sud de FONTAINE LE SEC (écran de 210 m de long) sont prévues dans le dossier mais sans les caractéristiques des plantations et les densités permettant d'apprécier l'efficacité à terme de la mesure.»

Force est par ailleurs de constater que les sociétés pétitionnaires, dans leur réponse à l'avis de la M.R.A.E., se montrent bien peu convaincantes.

Celles-ci se contentent en effet d'affirmer dans leur courrier du 12 octobre 2018 :

«Les caractéristiques des écrans de végétation prévus à AUMATRE et FONTAINE LE SEC sont détaillées dans les mesures jointes à ce courrier (cf. Annexes 6 et 7).

Un photomontage a été réalisé depuis chaque point de vue faisant l'objet d'une mesure d'écran végétal. Ils sont disponibles dans les fiches mesures correspondantes.

Ces photomontages démontrent clairement de l'efficacité des mesures d'écrans végétaux à réduire l'incidence du projet sur les zones urbaines d'AUMATRE et FONTAINE LE SEC.»

Force est cependant de constater, à la lecture des dites annexes 6 et 7, que les mesures en question ne permettent aucunement d'assurer une réduction effective de l'impact du projet sur les habitations concernées.

Les documents en question précisent d'ailleurs explicitement :

«Les arbres ne masqueront pas les éoliennes mais créeront un avant-plan, diminuant la prégnance visuelle des éoliennes.»

Enfin et surtout, les mesures de réduction évoquées ne peuvent de toute façon être prises en compte, compte tenu de leur absence de précision, mais aussi et surtout de l'absence de toute garantie de leur réalisation effective : les parcelles et propriétaires concernés ne sont aucunement identifiés, et les travaux et plantations concernés n'ont fait l'objet d'aucun accord de principe des dits propriétaires.

Voir par exemple en ce sens :

- C.A.A. BORDEAUX, 13 juillet 2017, S.N.C. Le Vieux Moulin, req. n° 16BX02278 :

«S'agissant de la description des mesures de compensation :

23. L'association Vent Funeste soutient que l'étude d'impact ne répond pas aux exigences du 4° de l'article R.512-8 du Code de l'Environnement dès lors qu'elle ne détaillerait pas de manière suffisante les mesures de compensation et ne procéderait pas à une analyse des impacts de ces mesures sur les terres agricoles.

24. Afin de remédier aux impacts du projet sur le paysage, le patrimoine culturel, l'avifaune et les chiroptères, l'étude d'impact a prévu des mesures de compensation consistant notamment dans l'implantation de haies et d'arbres isolés. Est ainsi prévue la création de 2000 mètres linéaires de haies, de 970 mètres de haies supplémentaires pour les postes de livraison, et d'une ceinture végétale sur une longueur de 4000 mètres aux abords des hameaux. Cependant, et comme l'a relevé l'autorité environnementale, la localisation exacte de ces futures haies n'est pas indiquée dans l'étude pas plus que sa composition de sorte que leur future hauteur et épaisseur ne peuvent être déterminées. Or, ces lacunes ne pouvaient dès lors permettre au public, ni même à l'administration décisionnaire, d'apprécier l'efficacité de ces haies pour obstruer la visibilité de ces éoliennes sur les monuments historiques situés dans ce secteur. En outre, cette étude n'identifie pas non plus les propriétaires des terres sur lesquelles devront être implantées ces haies et ne permet dès lors pas de garantir la

faisabilité de cette mesure compensatoire. A ce sujet, si la pétitionnaire affirme détenir la maîtrise foncière des terrains sur lesquels seront implantées les haies, elle ne produit aucun titre de nature à en justifier, alors que la D.R.E.A.L. a subordonné la validation du programme de plantations à son accord, après que la société pétitionnaire ait elle-même obtenu l'adhésion des propriétaires concernés. Par suite, l'étude d'impact est également entachée d'une insuffisance s'agissant de la description des mesures de compensation. Or, ces lacunes sur ce point ont également été de nature à nuire à l'information du public et à influencer, en l'espèce, le sens de la décision prise par l'administration.»

L'intégration du projet dans son environnement n'est en fait aucunement prise en compte par le dossier soumis à enquête publique.

5°) Sur l'absence de prise en compte effective des nuisances sonores du projet :

Le projet envisagé s'avère potentiellement nuisible sur le plan sonore puisque, comme le relève l'avis de la M.R.A.E., certaines habitations d'AUMATRE sont situées à **600 mètres** de celui-ci, soit à peine plus que le minimum réglementaire de 500 mètres (et comme par hasard pour l'éolienne E07).

L'avis en question précise par ailleurs :

«En l'absence de bridage des éoliennes, les émergences nocturnes pourraient, pour certaines directions et vitesses de vent égales ou supérieures à 6 m/s, dépasser le niveau maximum de 3 dB fixé par l'arrêté ministériel «éolien» du 26 août 2011 et plus particulièrement sous l'effet des machines des HAVETTES, à l'entrée d'AUMATRE pour les deux types de machines prises en compte ainsi qu'à l'entrée de CANNESIERES, dans le cas des éoliennes de marque VESTAS.»

La M.R.A.E. s'est ainsi montrée, au sein de son avis du 25 septembre 2018, particulièrement critique sur l'étude acoustique produite à l'appui de la demande d'autorisation environnementale unique :

«L'autorité environnementale recommande que :

- *la période des mesures de bruit après mise en service soit choisie de manière à prendre plus particulièrement en compte les vents de Nord Nord-Est à Nord-Nord-Ouest et à limiter les incertitudes de la modélisation informatique vis-à-vis de l'entrée d'AUMATRE ;*

- le complément de plan bridage relatif aux effets cumulés avec d'autres paves soit vérifié et au besoin complété pour tenir compte de l'environnement éolien intervenue depuis l'étude initiale.»

Or, les S.A.R.L. LES HAVETTES et SEPE LES MOTTE se sont purement et simplement refusées à toute étude supplémentaire ou tout complément d'information, se contentant pour l'essentiel de prétendre que *«le pétitionnaire s'engage à réaliser les mesures de bruit après mise en service de manière à prendre en compte plus particulièrement les vents de NNE à NNO et à limiter les incertitudes de la modélisation informatique vis-à-vis de l'entrée d'AUMATRE.»*

Les sociétés pétitionnaires refusent ainsi purement et simplement de prendre en compte de façon effective les nuisances sonores occasionnées par le projet, se contentant en fait de rejeter l'évaluation des dites nuisances à des études postérieures à la mise en service du projet.

Une telle attitude est d'autant plus critiquable que le projet voisin de la S.A.S. ENGIE GREEN AQUETTES, autorisé par arrêté préfectoral du 18 mai 2018, est purement et simplement ignoré.

Le projet en question des AQUETTES n'est situé qu'à 4,7 km et s'avère susceptible de générer, selon le bureau d'étude acoustique missionné par les porteurs du présent projet, **des contributions sonores s'élevant de 11 à 18 dB(A) aux différents points de mesure du présent projet.**

Quand bien même le projet des AQUETTES n'existerait pas, il ne saurait être contesté au vu de l'étude acoustique (pages 29) que les seuils réglementaires sont dépassés en période nocturne pour les éoliennes E05, E06, E07 et E08 dès que le vent de NNE dépasse 6 m/s (7 m/s pour l'éolienne E06). De même, les seuils sont dépassés en période nocturne pour les éoliennes E07 et E08 en cas de vent de 7 m/s ou 6 m/s (page 30 de l'étude).

Il est évident que la rentabilité des éoliennes concernées ne peut qu'être remise en cause dès lors que celles-ci doivent être arrêtées ou tout au moins bridées entre 22h00 et 7h00 du matin et dès lors que le vent dépasse 6 ou 7 m/s, ce qui constitue des chiffres assez bas.

Or, les sociétés pétitionnaires refusent d'apporter au dossier tout élément ou information complémentaire, comme l'invitait la M.R.A.E., ou d'évaluer la rentabilité effective des éoliennes comme tenu des importantes mesures de bridage qui s'avèrent nécessaires.

L'impact sonore du projet n'est en fait aucunement pris en compte de façon effective.

6°) Sur l'impact du projet sur les chiroptères et sur la biodiversité.

La M.R.A.E., au sein de son avis du 25 septembre 2018 (page 10), a souligné l'extrême sensibilité du site en ce qui concerne l'habitat des chiroptères :

«Le site d'implantation se situe dans un secteur présentant une sensibilité élevée pour les chiroptères alors que certaines éoliennes sont positionnées à proximité de milieux à enjeux (boisements, haies, rideaux arborés) pour lesquelles l'autorité environnementale recommande de réduire les impacts, prioritairement en déplaçant ces machines, et a minima en mettant en œuvre des mesures de bridage sur l'ensemble des éoliennes concernées.

(...)

Le site d'implantation est un secteur de grandes cultures. Le périmètre au contact, à proximité et entre les éoliennes, est ponctué de quelques petites parcelles en prairie pâturée ou en friche, ainsi que de petits espaces boisés très dispersés, d'arbres naturels ou de plantations, de haies et de ronciers, fourrés (représentant 1,5 % de la surface de la zone d'études rapprochée) et aussi de complexes d'habitat fortement attractifs pour les chiroptères (zones de rassemblement potentiel de chasse et de transit).»

La M.R.A.E. a également précisé que le niveau de sensibilité du site en ce qui concerne les Pipistrelles communes était artificiellement minorée par l'étude d'impact du dossier :

«L'expertise complémentaire conclut à la présence de 11 espèces de chiroptères, avec plus de 90 % d'activité pour la Pipistrelle commune. La présence de Pipistrelle de Nathusius, connue pour sa sensibilité à l'éolien lors de ces migrations, n'a pas été mise en évidence dans les prospections complémentaires. Après l'étude complémentaire, le niveau de sensibilité du site reste qualifié de faible à moyens. Le site d'implantation des parcs étant un milieu favorable où le niveau de présence des Pipistrelles est significatif, le niveau de sensibilité devrait être qualifié de fort.

L'autorité environnementale recommande d'estimer à nouveau le niveau de sensibilité du site au regard de l'importance de l'activité des Pipistrelles communes qui le fréquentent.»

La M.R.A.E., dans son avis du 25 septembre 2018, précisait ainsi, afin d'assurer une protection effective des chiroptères :

«L'autorité environnementale recommande de :

- prioritairement revoir la localisation des éoliennes E02, E05, E08 afin de respecter les préconisations d'EUROBATS sur l'éloignement des formations boisées ;*

- dans l'état actuel du projet, de mettre en œuvre des mesures de bridage de l'éolienne E02, dans les mêmes conditions que celles envisagées pour les éoliennes E08 et E05.»

Or, les sociétés pétitionnaires ont refusé purement et simplement de donner suite aux demandes de l'Autorité Environnementale.

Quand bien même, les prescriptions du protocole EUROBATS ne présentent effectivement aucun caractère réglementaire, il ne saurait être sérieusement contesté que la sensibilité du site est volontairement minorée par le dossier d'étude d'impact et que la protection effective des chiroptères et en particulier des Pipistrelles communes n'est aucunement garantie.

De même, *le Bois de la Faude dont la signataire se trouve être la propriétaire*, est signalé comme site sensible dans le rapport de l'autorité environnementale": Les sites à enjeux pour la biodiversité, les plus proches de la zone d'implantation potentielle, sont situés : • *à environ 2 km à l'est pour la zone naturelle d'intérêt écologique, faunistique et floristique (ZNIEFF) de type I « bois de la Faude à Wiry-au-Mont et cavité souterraine ».*

Ce bois recèle en effet une faune et une flore remarquable. Il est situé à environ 2 km du projet éolien.

Aucune visite du promoteur auprès de la propriétaire, aucun questionnement sur la vie animale, sur le chemin de randonnée qui traverse le bois. Ces méthodes méprisantes sont choquantes.

7°) Sur les phénomènes de saturation et d'encerclement :

Selon l'avis de la M.R.A.E. du 25 septembre 2018 :

«Ces projets sont situés dans un contexte éolien déjà marqué et en évolution rapide.

(...)

L'autorité environnementale constate que l'analyse du contexte éolien autour du secteur de projet est faite sur la base de données qui datent de juillet 2016 soit plus de deux ans, dans un contexte très évolutif.»

L'Autorité environnementale recommandait ainsi de compléter le dossier par des listes et des cartes de présentations actualisées à l'année 2018.

Certes, de tels documents ont été fournis.

Il n'empêche que les incidences du projet n'ont en fait été appréciées qu'au vu des projets datant de 2016.

Les phénomènes de saturation et d'encerclement que connaît ce secteur de la SOMME ne sont en fait aucunement pris en compte par le dossier.

Nous nous permettons d'insister sur le fait que les objectifs fixés dans le secteur par le défunt Schéma Régional Eolien sont d'ores et déjà largement dépassés et que de nouvelles autorisations continuent à y être régulièrement délivrées, comme par exemple :

- le 30 juin 2017 pour le projet de la S.A.S. Ferme Eolienne de l'HOMMELET sur le territoire des Communes de MONTAGNE-FAYEL, QUESNOY-SUR-AIRAINES et RIENCURT,
- le 6 février 2018 pour le projet de la S.A.R.L. LUYNES ENERGIES sur le territoire des Communes d'AIRAINES et QUESNOY-SUR-AIRAINES),
- le 18 mai 2018 pour le projet de la S.A.S. ENGIE GREEN AQUETTES sur le territoire des Communes d'ALLERY, HEUCOURT-CROCQUOISON et VERGIES...

Les différents Commissaires-Enquêteurs ayant été amenés à examiner les différents projets ont la plupart du temps souligné ces phénomènes de saturation et d'encerclement.

Ainsi par exemple :

- Avis défavorable du 12 mai 2016 sur le projet de la Société Centrale Eolienne Fond du Moulin (EPLESSIER, CAULIERES, MEIGNEUX, SAINTE-SEGREE),
- Avis défavorable du 10 octobre 2016 sur le projet de la S.A.S.U. Ferme Eolienne Carnotte (EQUENNES-ERAMECOURT, SAULCHOY-SOUS-POIX, THIEULLOY-LA-VILLE),
- Avis défavorable du 26 juin 2017 sur le projet de la S.A.R.L. LUYNES ENERGIES (AIRAINES, QUESNOY-SUR-AIRAINES).
- Avis défavorable du 4 janvier 2018 sur le projet de S.A.R.L. Parc Eolien de WARLUS (WARLUS)...

Au cas d'espèce, les effets de saturation et d'encerclement ne sont aucunement abordés de façon effective par le dossier soumis à enquête publique.

C'est ainsi par exemple que le nombre global d'éoliennes construites à terme dans le secteur n'est aucunement précisé.

De même, il apparaît notamment que les villages d'AUMATRE et FRESNOY-ANDAINVILLE seront à terme bordés au Nord et au Sud par le présent projet et par le parc éolien d'ARGUEL-SAINT-MAULVIS, identifié

sous le n° E15 dans les documents complémentaires produits par les sociétés pétitionnaires.

Or, force est de constater que les effets de saturation et d'encerclement que connaîtront à terme les villages en question ne sont aucunement appréhendés de façon effective par le dossier soumis à l'appréciation du public.

C'est pourquoi, au vu des éléments précités, nous ne pouvons que vous inviter à formuler un avis défavorable sur le projet soumis à l'enquête. Nous espérons que en tant que responsable devant répondre de la sincérité de l'enquête publique, vous aurez à cœur de ne pas négliger ce qui peut ressembler à des dérapages du dossier sur différents plans juridiques.

Vous souhaitant bonne réception des présentes,

Nous vous prions de croire, Monsieur le Commissaire-Enquêteur, en l'assurance de notre considération distinguée.

Bénédicte LECLERC de HAUTECLOCQUE COSTE

80270 Belloy-Saint-Léonard
Vice-Président de Maisons Paysannes de Somme
Délégation 80 de Maisons Paysannes de France

A Monsieur Guy Martins, Commissaire-Enquêteur

En tout premier lieu, permettez-moi de protester contre un dispositif d'information non performant. Certes les enquêtes publiques donnent accès, sur le site de la Préfecture de la Somme aux documents produits par le demandeur, mais ce droit formel, ne s'accompagne malheureusement pas du droit réel à consulter les documents, en effet pour accéder à ces documents depuis mon domicile et un abonnement classique ADSL, il faut plus de 3h rien que pour télécharger les pièces et ne parlons pas du temps nécessaire ensuite pour les étudier... Dès lors on peut s'interroger sur la réalité d'un véritable débat démocratique sur "ces choses qui impacte directement la vie de tous les jours".

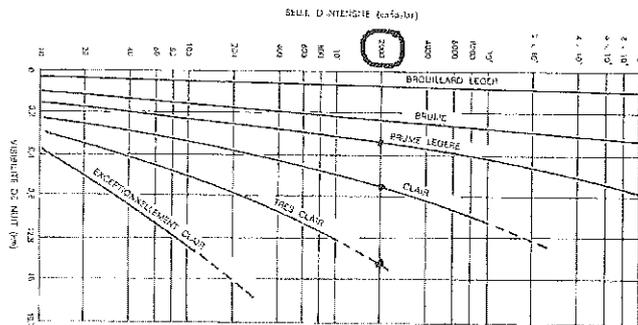
Autant je ne crois ni à l'intérêt, ni même à la faisabilité du RIC dans un pays de 66 millions d'habitants, autant je pense que notre région doit inventer des modes de concertation performants. L'évaluation environnementale et la concertation auraient peut-être permis au SRCAE de Picardie de vivre plus harmonieusement.

Examinons maintenant les éléments qui posent questions et problèmes dans le dossier présenté et concentrons-nous simplement sur quelques points.

Le premier est la transformation d'un paysage rural et agricole en paysage industriel, la taille des machines installées et leur densité sont des facteurs modifiant gravement les paysages. Je peux simplement prendre pour exemple, le lotissement Oisement Est dont la rue des Chasse-marée, voilà des personnes qui ont achetées des parcelles sur lesquelles elles ont fait construire un logement. Devant elles, un panorama (vue large) rural, demain industriel ! Avaient-elles été averties et avaient-elles acheté en pleine information?

Je vous avais déjà informé lors d'une précédente enquête sur les nuisances apportées la nuit par les éoliennes. Les feux rouges nocturnes des éoliennes provoquent une nuisance visuelle à plusieurs kilomètres par leur clignotement répétitif. Certes, on peut rétorquer que l'obligation de feux s'impose à l'opérateur, mais la nuisance est due à l'implantation des éoliennes. Ne parlons pas de l'impact sur les observations des ciels, le ciel picard (tant admiré !) de nos campagnes. Le ciel doit aussi rester un bien commun or la lumière des éoliennes vient incontestablement limiter l'angle de vision des étoiles les plus basses sur l'horizon et crée des halos lumineux.

Les feux à éclats rouges, clignotant 40 fois par minute, sont 2000 lumens (candelas). Le graphique suivant indique la limite de visibilité de nuit en fonction de conditions climatiques (source Woodson et Conover). Par temps clair les feux sont visibles à 9 km et 15 par temps clair.



Les études d'encerclement ne prennent pas en compte cet élément qui aujourd'hui m'amène à voir, lorsque je suis dans mon jardin, ces clignotements rouges sur un horizon très étendu, très largement supérieur à 180° et dans certaines directions avec plusieurs rangées de feux, horizontales parallèles (Plusieurs parcs éoliens dans un même axe, hauteurs différentes d'éoliennes) .

On pourrait aussi, au-delà des aspects strictement lumineux, se poser la question de l'impact psychologique de ces feux rouges clignotants, le rouge et le clignotant sont non seulement dans l'imaginaire mais aussi dans la vie quotidienne (et dans la réglementation) synonymes de danger proche et d'interdiction!

Maintenant venons aux nuisances sonores.

Certes ici encore les études produites s'appuient sur l'arrêté du 26 août 2011, mais cet arrêté contient incontestablement des éléments d'incohérence :

- Le calme de nos campagnes donne souvent des valeurs inférieures au seuil minimal retenu de 35 dbA.
- Rappelons aussi qu'une **médiane** n'est qu'une valeur ayant pour caractéristique que 50% des valeurs relevées sont inférieures et 50% supérieures.
- Ce qui veut dire que lorsqu'il n'y a pas de bridage et même avec bridage le niveau de bruit réel peut être supérieur, dans 50 % des cas !

L'Académie de Médecine dans son rapport du 9 mai 2017 préconise d'ailleurs de revenir, au seuil de 30 dbA, seuil retenu dans le Code de la Santé Publique pour les autres bruits et à une distance d'installation minimale de 1000 mètres.

Voici donc trois nuisances qui méritent d'être prises en compte, faut-il attendre qu'une partie de la population proche des éoliennes se plaignent de problèmes de sommeil, de qualité de vie, de stress ou de syndromes psycho-somatiques pour constater qu'il est trop tard, puisque les installations sont là et pour longtemps.

Il reste quelques interrogations sur la crédibilité des données du dossier. Je conçois parfaitement que le demandeur présente les choses sous leurs meilleurs aspects. Néanmoins dans le dossier photographique, on peut savoir gré à la DREAL de demander la « vue réelle » sans pour autant que celle-ci soit toujours ainsi nommée dans les dossiers. D'autre part, sans porter de jugement sur l'intégrité scientifique des experts apportant leur concours aux différents items, comment s'assure-t-on de leur autonomie économique par rapport à l'industrie éolienne ?

En l'état, ce dossier qui densifie le champ éolien longeant la D29, n'est pas opportun. Je vous prie de recevoir, Monsieur le Commissaire-Enquêteur, l'expression de mes salutations distinguées.

Courriel n°1

----- Message original -----

Sujet: [INTERNET] Enquêtes Publiques OSTWIND "Les Havettes" et "Les Mottes" à AUMATRE, FONTAINE LE SEC, etc...
Date : Wed, 19 Dec 2018 11:05:59 +0100
De : <@gmail.com>
Pour : pref-enquetespubliques@somme.gouv.fr

Le 19 décembre 2018

Madame ou Monsieur le Chef de Service,

Vous trouverez en pièces jointes mon unique contribution pour ces deux EP (!) et documents d'appui, à transmettre à Monsieur Guy MARTINS, Commissaire-Enquêteur unique, chargé des deux dossiers...

Avec mes meilleures salutations.

69100 VILLEURBANNE

Villeurbanne, le 19 décembre 2018.

A

Monsieur Guy MARTINS, Commissaire-Enquêteur,
Projets éoliens OSTWIND à AUMATRE, etc...
« SARL SEPE Les Havettes », et
« SARL SEPE Les Mottes », département de la Somme.

Objet : Brève contribution citoyenne à ces enquêtes publiques dont vous êtes chargé.

Monsieur le Commissaire-Enquêteur,

*Situation paradoxale de ces dossiers dont vous êtes simultanément chargé, faut-il y voir un projet unique scindé en deux, ou deux projets qui pourraient être considérés comme un seul ? Ou pourquoi faire simple lorsqu' on peut compliquer... De fait, vous allez sans doute devoir rédiger **deux rapports d' enquête et prendre deux conclusions, mais serez-vous rétribué deux fois ?** Cette réflexion ironique ne vous vise pas, mais pointe la société OSTWIND qui a fait une scission artificielle d' un parc éolien unique en deux projets séparés, pour des raisons très artificielles de liaisons au réseau. **Il en résulte un double dossier qui est propre à décourager la population de participer pour s' exprimer,** situation d' autant plus gênante que les participations aux EP éoliennes sont généralement très faibles dans votre région des Hauts de France, tant les pressions locales sont fortes pour empêcher les citoyens de s' exprimer, et au fond, de se défendre... Peut-être que le mouvement actuel des « gilets jaunes » changera la donne, mais j' en doute...*

Vous avez noté que je ne suis pas résident local, c' est un fait, mais comme simple citoyen de ce pays lassé de voir la multiplication des **centrales éoliennes industrielles souiller les paysages, les sites et les héritages patrimoniaux de mon pays, je suis légitime et fondé à m' exprimer partout.**

Vous avez donc compris que je suis un opposant à l' éolien, et sans rentrer dans les détails, je vais vous en expliquer les motivations générales et aussi particulières à ces projets...

– **1. DES RAISONS GENERALES :**

La justification du développement de l' éolien voulue par une « doxa » officielle contestable, c' est premièrement la limitation des émissions de CO² pour lutter contre le réchauffement climatique, deuxièmement la diversification des sources de production électriques nationales, lisez « réduction de la part du nucléaire ». Sur ce point, je note qu' à ce jour aucune centrale nucléaire n' a été fermée, et que ce serait un paradoxe absurde de fermer des centrales qui n' émettent pas de CO² et produisent une électricité pilotable, pour les remplacer par des EnR intermittentes qu' il faut suppléer par des centrales hydrauliques ou thermiques classiques polluantes... De ce fait le premier objectif s' éloigne à grands pas, car plus on a d' éolien (et de PV), plus les émissions électriques de CO² augmentent, **en 5 ans on est passé de 35 à 74 grammes / Kwh (chiffres RTE).**

De plus l' éolien coûte cher, trop cher, car on lui a accordé un régime de rachat trop favorable à travers des subventions fortement critiquables : voyez le « **Rapport sur les subventions aux EnR** » **publié en mars 2018 par la Cour des Comptes...** Cet état de fait rejaillit aujourd' hui sur les consommateurs d' électricité qui ont subi des hausses plus fortes que l' inflation moyenne ces dernières années, et risquent d' en subir de plus fortes encore si les objectifs EnR de la PPE 2018 sont maintenus, **on parle même de doublement du prix de l' électricité !**

Je sais parfaitement que votre mission n' est pas de vous prononcer là-dessus, mais il était indispensable de vous sensibiliser aux conséquences du développement de l' éolien pour expliquer ma démarche citoyenne...

– **2. DES RAISONS PROPRES AUX PROJETS DES « HAVETTES » ET DES « MOTTES »**

Ces raisons sont d' abord le contexte éolien général des Hauts de France et plus particulièrement des départements de la Somme, de l' Aisne et du Pas de Calais : c' est la première région de France pour le développement de la puissance éolienne installée, les « parcs » éoliens s' y sont multiplié à un point tel que les élus régionaux, le Président Xavier BERTRAND en tête, s' en sont indignés. De fait ce développement ne cadre pas avec des besoins spécifiques en électricité, cette région étant légèrement exportatrice, et il y a encore de la marge en cas de fermeture de centrales charbon : le résultat, c' est de coûteuses dépenses induites au sur-développement de l' éolien, renforcement accéléré du S3REnR régional, nouvelles lignes HT programmées, lesquelles viendront encore ajouter aux nuisances sur les paysages... Comme le disent les élus régionaux, **à un moment donné, trop c' est trop !** A noter que plus localement, sur le plateau agricole du Vimeu concerné, la MRAE a montré dans son avis la concentration locale des PE aboutissant à un effet de saturation.

A l' échelle de l' environnement immédiat ensuite, ce projet double aura un effet visuel désastreux sur l' habitat proche, avec les gros villages qui se trouvent à des distances de moins de 2 kms du projet, comme par exemple AUMATRE lui-même. Les photomontages présentés au dossier, qui minimisent plutôt les impacts par les techniques habituelles, ne sont pas rassurants à cet égard.

Le dossier acoustique que je n' ai pas vérifié en détails, montre cependant **des dépassements d' émergences en nocturne** sur les simulations effectuées, avec un plan de bridage nécessaire. Cependant nous sommes dans une ambiance sonore initiale calme, surtout en nocturne, et des dépassements importants sont à noter par vents de 4 et 5 m/sec, pouvant aller jusqu' à 6,7 dBA, et 7 dBA en prenant en compte les PE voisins, au point 3 particulièrement ; pour autant ces dépassements n' entraîneraient pas de bridage, le bruit ambiant restant < 35 dBA. **Il y aurait pour autant une gêne réelle pour les riverains et cette situation doit être revue, en particulier à ce que la norme appliquée à l' éolien est trop élevée : 35 dBA au lieu de 30 dBA dans les autres domaines de la santé publique, et dans les préconisations de l' OMS.** A noter que les résultats des simulations montrent des dépassements un peu plus faibles avec la machine NORDEX N117, qui devrait être privilégiée et munie de serrations sur les pales.

J' en arrive enfin à un point qui m' a particulièrement interpellé, c' est celui de l' impact sur les espèces volantes, et plus particulièrement sur les **chiroptères**. De ce point de vue l' étude ne s' appuie pas assez sur les recommandations d' EUROBATS dont la France est signataire, et ne fournit pas de tableau des distances aux boisements mesurés pour chaque éolienne, de bout de pale à canopée. Des cartes ont été établies pour qualifier la sensibilité chiroptérologique en fonction de chaque éolienne, et il en ressort plusieurs points :

- Un désaccord avec la MRAE sur cette qualification, pour cette dernière, les enjeux sont forts,

- Deux éoliennes au moins sont considérées comme dangereuses pour les chauves-souris, E5 et 8, auxquelles je serais tenté d'ajouter aussi E1 et 2, très proches de la zone de sensibilité moyenne sous-estimée.

Cela devrait se traduire par la suppression ou le déplacement des éoliennes E5 et surtout E8 dont le bas de pales descend à 33 mètres du fait de sa hauteur moindre (61,5 mètres pour les autres). A défaut un plan de bridage serait envisagé, mais il est trop restreint (à appliquer sur les 4 machines) et ses conditions doivent être revues dans un sens beaucoup plus strict, tant en durée que vitesses de vents et températures (ex : vents < 8 m/sec, temp. > 8°C).

Pour terminer, Monsieur le Commissaire-Enquêteur, je vous suggère, comme je vous l'aurais laissé entendre au départ, d'émettre sur ces deux projets un « **AVIS DEFAVORABLE** » « **sec** ». Je préciserai cependant qu'à mes yeux, la partie ouest des projets jumeaux, c'est à dire « Les Havettes » me semble plus néfaste à cause de son impact sur les chiroptères...

Je vous prie de bien vouloir agréer, Monsieur le Commissaire-Enquêteur, ma plus haute considération.

PJ ann. : Etude FED sur la dépréciation immobilière / éolien,
Rapport de la Cour des Comptes mars 2018.

Courriel n°2

----- Message original -----

Sujet: [INTERNET] Courrier au commissaire enquêteur, Monsieur Guy Martins, du projet "les Havettes -les mottes", AUMATRE, Cannessières
Date : Wed, 19 Dec 2018 21:20:27 +0000
De : Bénédicte Coste (via Google Docs) <@gmail.com>
Répondre à : Bénédicte Coste <@gmail.com>
Pour : pref-enquetespubliques@somme.gouv.fr

A Monsieur Guy Martins, commissaire enquêteur du projet les Havettes
Monsieur,
Je vous prie de bien vouloir trouver ci-joint mes observations sur ce projet
Avec l'assurance de mes salutations distinguées
Bénédicte Leclerc de Hauteclocque Coste
Présidente de l'Association Samarienne de défense contre les éoliennes industrielles.

Courriel n°3

----- Message original -----

Sujet: [INTERNET] Enquêtes publiques Havettes et Mottes
Date : Wed, 19 Dec 2018 21:54:54 +0000
De : <@hotmail.com>
Pour : pref-enquetespubliques@somme.gouv.fr <pref-enquetespubliques@somme.gouv.fr>

Bonjour,
je vous prie de transmettre à Monsieur Martins, Commissaire-Enquêteur, les courriers concernant les enquêtes publiques citées en référence.
Je vous prie de recevoir mes salutations distinguées.

3 – MEMOIRE REPONSE SEPE LES MOTTES

Projet éolien de la région d 'Oisemont

SEPE LES MOTTES

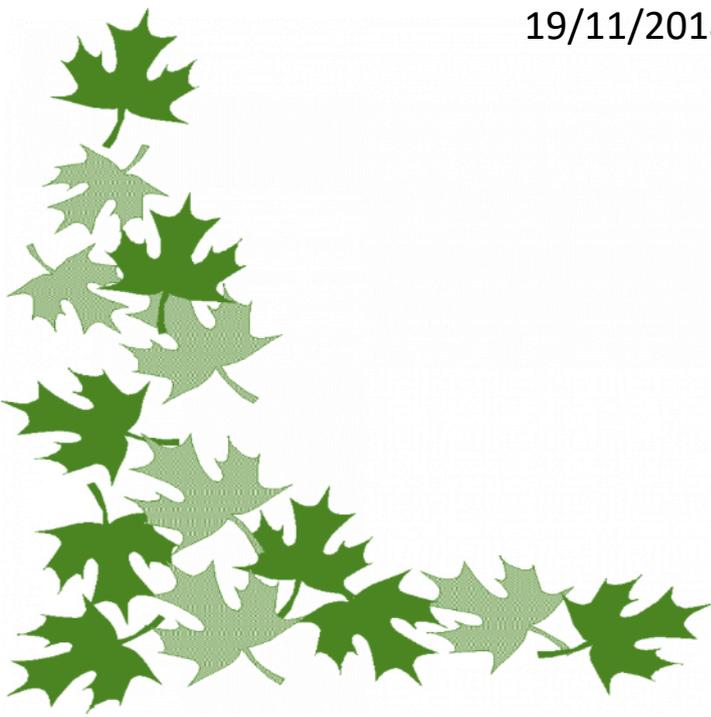
Département : Somme (80)

Communes : Aumâtre et Fontaine-le-Sec



MEMOIRE DE REPONSE

Au procès-verbal de synthèse
des questions et observations après
clôture de l'enquête-publique du
19/11/2018 au 19/12/2018



28 décembre 2018

SEPE LES MOTTES

Espace Européen de l'Entreprise

1 Rue de Berne

67300 SCHILTIGHEIM

M. Guy MARTINS

Commissaire enquêteur

1 allée des Charmes

80160 NAMPTY

Schiltigheim, le 28/12/2018

Objet : Courrier en réponse au procès-verbal d'enquête publique

Monsieur le Commissaire Enquêteur,

Vous nous avez transmis les questions et interrogations recueillies lors de l'enquête publique du projet éolien de la Région d'Oisemont dit « SEPE LES MOTTES » que vous avez été chargé de mener.

Par la présente, nous répondons à votre invitation de produire des observations dans un délai de 15 jours à compter de la remise de ce procès-verbal, soit avant le 4 janvier 2019.

Avant tout, nous souhaitons rappeler que la décision d'implanter ce parc éolien s'est inscrite dans un processus de partenariat avec la commune, les propriétaires exploitants, les riverains et l'ensemble des parties prenantes du projet.

Tout d'abord, le périmètre d'implantation a été le fruit d'un long travail de sélection.

En particulier, la législation à l'époque du lancement du projet impliquait la réalisation un Dossier de demande de création de Zone de Développement de l'éolien (ZDE) par la collectivité, pour instruction par les services préfectoraux. Ce processus s'est déroulé entre 2011 et 2014 :

- Le 29 avril 2011, délibération pour le lancement des études nécessaires au montage du dossier de ZDE
- 3 Réunions de Comité de pilotage ;
- Le cabinet AIRELE identifie les zones propices à la création de ZDEs sur l'intercommunalité ;
- Le 15 juin 2012, la communauté de communes de la région d'Oisemont valide par délibération le périmètre et la fourchette de puissance des ZDEs proposées (Dont une ZDE sur les communes de Aumâtre, Cannessières, Fontaine-le-Sec, Frettecuisse, Mouflières et Oisemont – fourchette de puissance de 15 à 48MW) ;
- En juin 2012, distribution d'un bulletin intercommunal présentant la démarche ;
- Le 6 juillet 2012, permanence publique de présentation des zones de développement éoliens proposées par la communauté de communes de la région d'Oisemont ;
- Délibérations favorables des communes porteuses (Fontaine-le-Sec, le 6 novembre 2012 (votée à l'unanimité), Cannessières le 19 novembre 2012(votée à l'unanimité) et Aumâtre le 29 novembre 2012 (votée à l'unanimité)).

- Délibérations favorables d'autres communes de l'intercommunalité (Framicourt le 20 juin 2012, Nesle-l'Hôpital le 26 juin 2012 (votée à l'unanimité), Foucaucourt-Hors-Nesle le 29 juin 2012, Mouflières le 6 juillet 2012, Oisemont le 6 juillet 2012).

Le dossier de demande création de deux ZDEs dont une sur les territoires de Aumâtre, Cannessières, Fontaine-le-Sec, Frettecuisse, Mouflières et Oisemont a été déposé en préfecture en février 2013.

Par la suite, la loi Brottes est venue abroger le principe des ZDEs.

La société Ostwind à l'origine du développement du projet éolien a proposé de mener une étude d'implantation sur le territoire des communes de Cannessières, Aumâtre, Fontaine-le-Sec dès 2012.

Les trois communes ont alors délibéré et ont formulé à l'unanimité un avis favorable à ce projet : Cannessières en date du 25 février 2012, Aumâtre en date du 7 avril 2012 et Fontaine-le-Sec en date du 11 avril 2012.

Le projet de la SEPE LES MOTTES s'est ainsi inscrit dans une logique de partenariat et de transparence.

Entre 2014 et 2015 :

- 6 Réunions de concertation avec les communes porteuses ont été menées ;
- Les communes porteuses ont renouvelé par délibération leur avis favorable mi-2015 ;
- Affichage dans les communes voisines de la tenue de permanences d'information ;
- Publipostage de Bulletins d'information chez les riverains du projet ;
- 3 permanences publiques de présentation du projet ont eu lieu le 21/10/15 ;
- Délibérations des communes pour le projet éolien, le renforcement des chemins et passage de câbles les 09/07/2015 (Fontaine-le-Sec), 11/07/2015 (Aumâtre) et 22/07/2015 (Cannessières).

De nombreux articles de presse (Le Courrier Picard, L'éclaireur du Vimeu, Le Réveil) ainsi que des articles dans les bulletins intercommunaux sont parus tout au long du développement du projet.

Cette démarche d'information bien avant l'enquête publique a permis de répondre à de nombreuses questions, en particuliers des habitants d'Aumâtre, Cannessières et des communes avoisinantes.

En synthèse, le projet éolien SEPE LES MOTTES s'inscrit dans une volonté politique communale et intercommunale de développement des énergies renouvelables sur le territoire et en particulier l'éolien, démarche impulsée en 2011 par la communauté de communes de la région d'Oisemont qui avait notamment identifié le secteur d'étude sur lequel s'inscrit le projet SEPE Les MOTTES comme zone propice au développement éolien et avait proposé sur ce site la création d'une ZDE (Zone de développement éolien).

Une réponse est apportée ici à chacune des questions reprises dans le procès-verbal de M. Guy MARTINS, commissaire enquêteur.

Pour faciliter la lecture, plusieurs point ont été regroupés et traités dans un des 11 thèmes identifiés.

ANALYSE QUANTITATIVE DES OBSERVATIONS RECUEILLIES

L'analyse quantitative des registres d'enquête montre que :

- 0 personnes se sont déplacées sur les 9 717 personnes résidant dans le périmètre de l'enquête publique (dont 0 pour les communes porteuse d'Aumâtre et Fontaine-le-Sec; 348 habitants (au 1er Janvier 2015 – source Insee)
- 5 écrits ont été versés au dossier.
- 3 écrits ont été transmis directement par mail à la Préfecture. Ces écrits sont à l'origine de personnes qui ne se sont pas déplacées pour consulter le dossier.

Mode de participation	Nombre de contributions
Observation sur le registre	0
Courrier envoyé au commissaire enquêteur	5
Email sur le site de la préfecture	3

L'enquête publique de la « SEPE LES MOTTES » est destinée à informer et faire participer le public sur le projet éolien de la région d'Oisemont. Cette phase d'enquête publique est uniquement liée au projet éolien de « SEPE LES MOTTES » et n'est pas un débat sur l'éolien en général. En ce sens, le pétitionnaire n'est pas légitime pour trancher le débat du « pour ou contre l'éolien ».

En effet, le développement de la capacité de l'énergie éolienne en France relève d'une volonté politique, se traduisant par des engagements nationaux, européens et internationaux.

En France, on peut noter une position constante des gouvernants en faveur du développement de l'énergie éolienne qui s'est traduite par la mise en place d'une réglementation et de ses adaptations successives :

- 1996 : Programme EOLE 2005 ;
- 2008 : Grenelle de l'environnement qui fixe à 23% la part des énergies renouvelables dans notre consommation et l'installation de 19 000 MW d'éolien terrestre d'ici à 2020 ;
- 2015 : Loi sur la transition énergétique qui prévoit de réduire la consommation d'énergies fossiles de 30 % en 2030 par rapport à 2012 et porter la part des énergies renouvelables de 23% de notre consommation énergétique finale brute en 2020 et à 32% en 2030.

Plus récemment,

- Le Parlement européen a voté mardi 13 novembre 2018 le volet dédié aux énergies renouvelables du Clean Energy package. Il fixe à horizon 2030 un objectif d'au moins 32% d'énergies renouvelables dans la consommation énergétique de l'Union européenne avec une clause de révision (uniquement à la hausse) d'ici 2023.
- Le 23 novembre 2018, le ministre de la transition écologique annonçait l'objectif repris dans le cadre de la PPE (Programmation pluriannuelle de l'énergie), de remplacer 40% des énergies fossiles en France par du renouvelable.

1– REMARQUES GENERALES SUR L’EOLIEN	5
THEME 1.0 : TRANSITION ENERGETIQUE ET DEVELOPPEMENT DURABLE - THEME 4.2 DU CE	5
[POINT 1.0.1 « EOLIEN ET TRANSITION ENERGETIQUE »]	5
[POINT 1.0.2 «COURRIER ADRESSE PAR LES ELUS DE LA SOMME AU MINISTRE DE LA TRANSITION ECOLOGIQUE ET SOLIDAIRE»]	6
THEME 1.1 : BRUIT	8
[POINT 1.1.1 « NUISANCES ACOUSTIQUES »] – THEMES 11.2 ET 11.3 DU CE	8
THEME 1.2 : SANTE	9
[POINT 1.2.1 « IMPACT DES EOLIENNES SUR LA SANTE »] - THEME 3.4 ET 3.15 DU CE	9
THEME 1.3 : PAYSAGE ET IMPACT VISUEL DU PARC EOLIEN	10
[POINT 1.3.2 « SATURATION DU PAYSAGE »] – THEME 3.1, 3.2,3.3 ET 3.6 DU CE	10
[POINT 1.3.3 « IMPACT DU BALISAGE NOCTURNE »] – THEME 3.7 DU CE	11
[POINT 1.3.4 « POLLUTION DES SOLS ET DE L’ATMOSPHERE »] – THEME 3.12 DU CE	12
THEME 1.4: INSTRUCTION DES DEMANDES D’AUTORISATION UNIQUE – THEME 8.1 DU CE	12
[POINT 1.4.1 « PUBLICITE DES ENQUETES PUBLIQUES »]	12
THEME 1.5: FONCTIONNEMENT DES EOLIENNES	13
[POINT 1.5.2 « AUGMENTATION DES EMISSIONS DE CO2 ELECTRIQUES»] - THEME 3.13 ET 11.2 DU CE	13
THEME 1.6: DEMANTELEMENT - RECYCLAGE	14
[POINT 1.6.1 « GARANTIES FINANCIERES»] – THEME 5.1 DU CE	14
[POINT 1.6.2 « RECYCLAGE DES PALES D’EOLIENNES»] – THEME 5.2 DU CE	16
THEME 1.7: IMPACT DES EOLIENNES SUR LES RESEAUX DE TELEPHONIE MOBILE	16
[POINT 1.7.1 « IMPACT SUR LA TELEVISION ET LES RESEAUX DE TELEPHONIE MOBILE»] - THEME 3.9 ET 6.1 DU CE	16
THEME 1.8: ECONOMIE	17
[POINT 1.8.1 « FISCALITE DE L’EOLIEN »] – THEME 1.1 DU CE	17
[POINT 1.8.2 « COUT DE L’EOLIEN»] - THEME 1.2, 4.3 ET 11.2 DU CE	18
[POINT 1.8.4 « IMPACT SUR L’IMMOBILIER»] – THEMES 3.5 ET 11.2 DU CE	19
THEME 1.9 : BIODIVERSITE	20
[POINT 1.9.1 « IMPACT SUR LA BIODIVERSITE »] – THEME 3.8 DU CE	20
[POINT 1.9.2 « DISTANCES AUX BOISEMENTS - EUROBATS»] – THEME 11.2 DU CE	20
[POINT 1.9.3 « IMPACTS SUR LA CHASSE»] – THEME 3.14 DU CE	21
THEME 1.10 : URBANISME ET PROPRIETE	21
[POINT 1.10.3 «CONSOMMATION D’ESPACE AGRICOLE»] – THEME 3.10 ET 3.11 DU CE	21
2– REMARQUES SPECIFIQUES AU PROJET	22
[POINT 2.0 « ARTICULATION DES DOSSIERS SEPE LES MOTTES ET SEPE LES HAVETTES »] – THEMES 11.2 ET 11.3 DU CE	22
[POINT 2.1 « VISIBILITE DES EOLIENNES / PHOTOMONTAGE DEPUIS LE CHATEAU DE SELINCOURT »] – THEME 2.3 DU CE	24
[POINT 2.8 « IMPACT ACOUSTIQUE DU PROJET »] – THEME 11.2 DU CE	25
[POINT 2.8 « IMPACTS ACOUSTIQUES EFFETS DIRECT ET INDIRECTS SUR LA SANTE »]	26
3– REPONSES SPECIFIQUES	26
[3.0 « AVIS DE L’AUTORITE ENVIRONNEMENTALE »] - THEME 7.1 DU CE	26
[3.1 « REPONSE A M. JEAN-PAUL BIGNON »] – THEME 8.7 ET 11.1 DU CE	27
[3.2 « REPONSE A MME LECLERC DE HAUTECLOQUE COSTE»] – THEME 11.2 DU CE	32
[3.3 « REPONSE A M. PHILIPPE DE CHASTELLUX »] – THEMES 5.3 DU CE	40
[3.4 « REPONSE A DELEGATION 80 DE MAISONS PAYSANNES DE FRANCE »]	42
CONCLUSION	43

Thème 1.0 : Transition énergétique et Développement Durable - Thème 4.2 du CE

[Point 1.0.1 « éolien et transition énergétique »]

Monsieur Louis QUEVAUVILLIERS indique dans son courrier:

« L'arrivée de quatre éoliennes dans la commune permet de participer à la transition énergétique que le gouvernement a fixé comme objectif »

Monsieur Jean-Noël De Valois indique dans son courrier :

« Est-ce bien le moment de prendre des décisions (politiques) qui peuvent contrarier une majorité de la population au un hypothétique pour celle-ci »

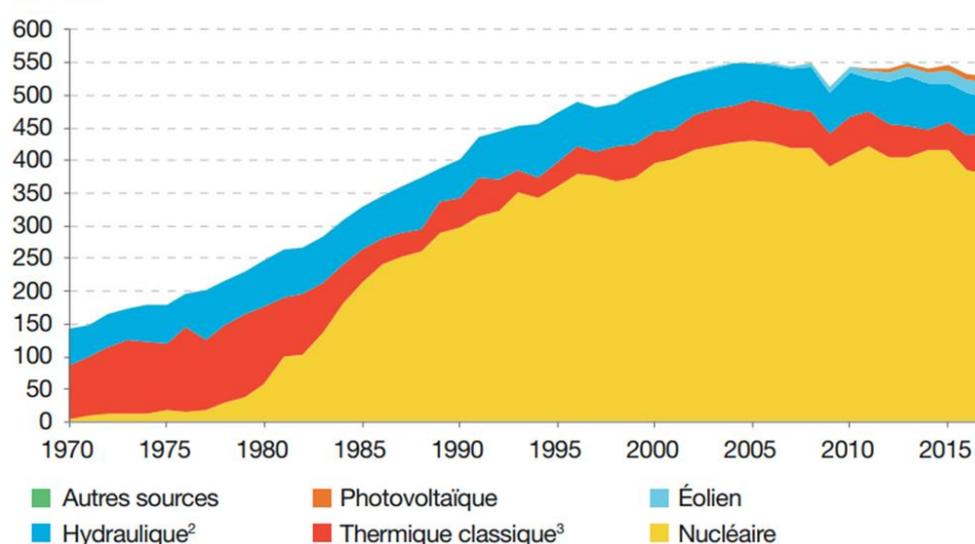
La production d'énergie repose à ce jour sur des systèmes de productions lourds et complexes à remplacer comme le démontre les débats sur la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie de 2018 avec la fermeture annoncée de 14 réacteurs nucléaires à l'horizon 2035 (Annonce du Président de la République française en date du 27/11/2018). Cependant notre système énergétique vieillissant nécessite une transition inéluctable. En ce sens, les énergies renouvelables permettront de remplacer une partie ou la totalité de l'électricité produite actuellement par les énergies traditionnelles (fossiles et nucléaire) dans les décennies à venir selon les scénarios retenues.

Dans le rapport annuel des chiffres clés de l'énergie 2018 réalisé par le Commissariat général au développement durable (Ministère de la transition énergétique et solidaire), nous observons dès à présent une diversification du mix énergétique français. A partir de l'année 2005 et le lancement du programme EOLE, l'énergie éolienne s'est développé en France. Cette énergie a suivi la plus forte progression dans le mix énergétique français. Une augmentation nette de 14% de la production d'électricité d'origine éolienne est constatée entre 2016 et 2017.

PRODUCTION NETTE D'ÉLECTRICITÉ

TOTAL : 530 TWh EN 2017

En TWh¹



¹ 1 TWh = 1 milliard de kWh.

² Y compris énergie marémotrice.

³ Thermique à combustibles fossiles (charbon et lignite, fiouls, gaz naturel) ou divers.

Champ : métropole.

Sources : RTE ; EDF ; SDES (enquête annuelle sur la production d'électricité)

L'énergie éolienne participe donc pleinement à la diversification du mix énergétique.

[Point 1.0.2 «Courrier adressé par les élus de la Somme au ministre de la transition écologique et solidaire»]

Thème 11.2 du CE

Monsieur Jean-Yves Haberer indique sur le registre:

« Je vous recommande vivement la lecture et la prise en considération de la lettre, en date du 14 mai 2018, adressé au ministre de la transition écologique et solidaire par les élus de la Somme pour réclamer un moratoire immédiat des projets éoliens dans le département. Trop, c'est trop. Il faut savoir arrêter. La Somme a fait beaucoup plus que son devoir, si devoir il y a.»

Cf : ledit courrier n'est pas joint à la lettre de M. Haberer.

Le Courriel 1 indique:

«Comme le disent les élus régionaux, à un moment donné, trop c'est trop »

Tout d'abord, il est important de rappeler qu'aucune saturation paysagère, acoustique, environnementale ou autre n'est relevée par l'étude d'impact du présent projet.

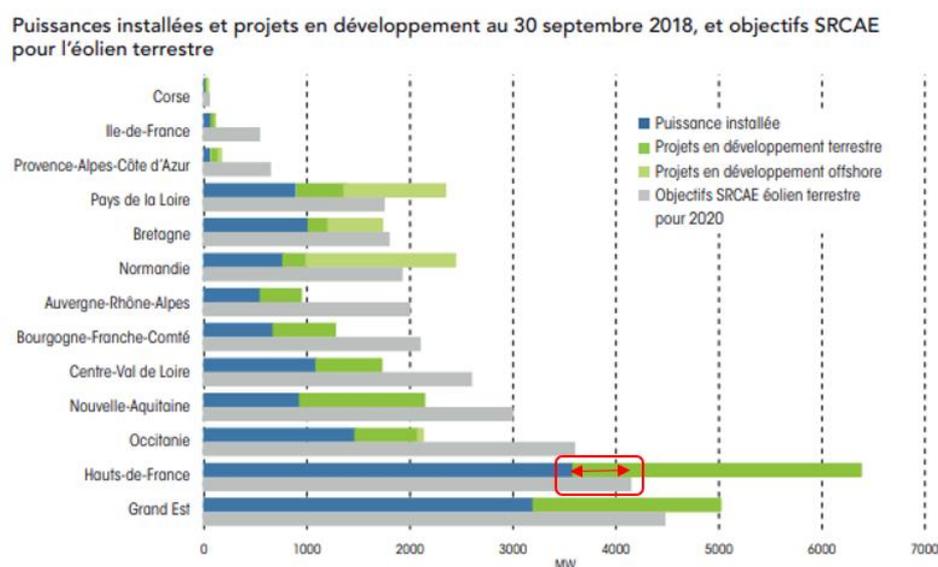
Ensuite, nous tenons à signaler que les **objectifs prévus** par la loi relative à la transition énergétique pour l'éolien terrestre sont les suivants :

Échéance	Puissance installée
31/12/18	15 000 MW
31/12/23	Option basse : 21 800 MW Option haute : 26 000 MW

(source RTE France)

Au 30 septembre 2018 : la **puissance éolienne installée** s'élève à **14 300MW**, les objectifs nationaux 2018 ne sont donc pas encore atteints.

Si l'on regarde la déclinaison des objectifs SRCAE pour l'éolien terrestre par région et des puissances installées au 30/09/2018 :



(source RTE France)

Là encore on note que la **puissance installée en Hauts-de-France au 30 septembre 2018 est encore loin des objectifs fixés par le SRCAE pour 2020.**

Enfin, l'enquête publique de la « SEPE LES MOTTES » est destinée à informer et faire participer le public sur le projet éolien de la région d'Oisemont. Cette période n'est pas un débat sur l'éolien en général. La question du développement de l'énergie éolienne sur le territoire français en général et sur le territoire de la Région Hauts de France en particulier n'est pas l'objet de la présente enquête publique. En ce sens, le pétitionnaire n'est pas légitime pour trancher le débat du « pour ou contre l'éolien ».

Ce débat c'est néanmoins tenu dernièrement à l'échelle européenne :

- Le Parlement européen a voté mardi 13 novembre 2018 le volet dédié aux énergies renouvelables du Clean Energy package. Il fixe à horizon 2030 un objectif d'au moins 32% d'énergies renouvelables dans la consommation énergétique de l'Union européenne avec une clause de révision (uniquement à la hausse) d'ici 2023.

Et à l'échelle de la France :

- Le 23 novembre 2018, le ministre de la transition écologique annonçait l'objectif repris dans le cadre de la PPE (Programmation pluriannuelle de l'énergie), de remplacer 40% des énergies fossiles en France par du renouvelable.

Le Président de la République a d'ailleurs récemment annoncé le triplement du parc éolien terrestre.

Par ailleurs, la FEE (France énergie éolienne), a tenu à préciser l'importance des enjeux de cette transition énergétique en cours :

« En 2016, l'éolien a créé 4 emplois par jour en France. Fin 2016, la filière éolienne comptait 15.870 emplois, dont 1.520 dans la région des Hauts-de-France. Ces emplois sont durables et non délocalisables et ils se répartissent sur l'ensemble de la chaîne de valeur de l'éolien : 340 emplois dans les études et le développement, 350 dans la fabrication des composants, 410 dans l'ingénierie et la construction, 420 dans l'exploitation et la maintenance. La société Enercon, constructeur de turbines et fabricants de mâts, 1er employeur éolien de France (800 salariés), compte déjà plus de 450 collaborateurs dans les Hauts-de-France et une usine de fabrication de mâts à Longueil-Sainte-Marie (Oise). Le 30 juin dernier, Enercon a lancé une campagne de recrutement de 30 personnes supplémentaires pour les Hauts-de-France.

La formation est également au cœur des engagements pris par la filière. Elle s'est traduite par la création, au Meux (Oise), d'un centre de formation national dédié à la maintenance et d'un centre international de formation au montage des éoliennes, où la ministre du Travail Muriel Pénicaud est venue présenter, en mai 2018, le volet « emploi vert » de son plan d'investissement dans les compétences. Les parcs éoliens des Hauts-de-France ont par ailleurs généré en 2016 plus de 30 millions d'euros de recettes fiscales pour les collectivités : 19,18 millions d'euros pour les communes, 8,22 millions d'euros pour les départements et 2,74 millions d'euros pour la région.

Par ailleurs, en moyenne 20% des travaux liés à l'implantation de parcs éoliens sont confiés à des entreprises locales, ce qui contribue à stimuler l'activité économique sur le territoire. Enfin, la compétitivité de l'énergie éolienne n'est plus à démontrer. Le prix moyen de l'éolien terrestre s'établissait à 65,4€/MWh, dans le dernier appel d'offres (février 2018), soit près de la moitié du prix du MWh du nouveau nucléaire.

Les Hauts-de-France sont l'un des meilleurs atouts de la France pour accompagner le pays dans sa transition énergétique : la région possède l'un des meilleurs gisements de vent du territoire français. La filière, elle, permet de dynamiser les territoires grâce à un apport économique dans des zones rurales ou périurbaines. » Pour France Energie Eolienne, le message induit par cette communication de la région porte également les habitants des Hauts-de-France à croire que l'implantation de parcs éoliens sur un territoire n'est ni encadré ni surveillé ni discuté avec tous. L'implantation d'un parc éolien fait l'objet d'autorisations multiples, longues à obtenir et largement contrôlées par les services de l'Etat. (infographie récapitulative à retrouver sur le site de FEE).

Est-il nécessaire de rappeler que la transition énergétique est indispensable ? Elle est portée et formalisée depuis plus de 15 ans par les trois derniers présidents et leurs gouvernements successifs, quels que soient leurs idéaux politiques. La politisation de cette transition est dangereuse, à l'heure où les Français ont pris conscience de la nécessité d'accélérer la transition énergétique.»

(source : communiqué de presse FEE : https://fee.asso.fr/wp-content/uploads/2018/07/cp_reaction-xavier-bertrand.pdf)

Thème 1.1 : Bruit

[Point 1.1.1 « Nuisances acoustiques »] – Thèmes 11.2 et 11.3 du CE

Le Courriel 1 indique :

« La norme appliquée à l'éolien est trop élevée »

Le Courriel 3 indique :

« Les études produites s'appuient sur l'arrêté du 26 août 2011 mais cet arrêté contient incontestablement des incohérences »

Les installations éoliennes relèvent du régime des installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE).

Elles doivent à ce titre respecter des limites fixées par l'arrêté ministériel du 26 août 2011 modifié, applicable depuis le 1er janvier 2012 à l'ensemble des parcs éoliens français, relatif aux installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent au sein d'une installation soumise à autorisation au titre de la rubrique 2980 de la législation des ICPE

Cet arrêté, dans sa section 6 « Bruit » dispose que :

« L'installation est construite, équipée et exploitée de façon telle que son fonctionnement ne puisse être à l'origine de bruits transmis par voie aérienne ou solido-sonore susceptibles de compromettre la santé ou la sécurité du voisinage.

Les émissions sonores émises par l'installation ne sont pas à l'origine, dans les zones à émergence réglementée, d'une émergence supérieure aux valeurs admissibles définies dans le tableau suivant :

NIVEAU DE BRUIT AMBIANT EXISTANT dans les zones à émergence réglementée incluant le bruit de l'installation	ÉMERGENCE ADMISSIBLE POUR LA PÉRIODE allant de 7 heures à 22 heures	ÉMERGENCE ADMISSIBLE POUR LA PÉRIODE allant de 22 heures à 7 heures
Sup à 35 dB (A)	5 dB (A)	3 dB (A)

»

<https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000024507365&categorieLien=id>

Le respect des normes acoustiques est une obligation pour un parc éolien.

Afin de garantir aux riverains ainsi qu'au préfet, le respect de cette réglementation, des mesures de bruit sont demandées à la mise en service du parc éolien.

Il s'agira alors de mesurer le niveau sonore au niveau des lieux de vie les plus proches avec les éoliennes en fonctionnement puis à l'arrêt.

Ces mesures permettent de définir l'impact réel des éoliennes et, si nécessaire, le plan d'optimisation du fonctionnement le mieux adapté aux situations d'émergences qui pourraient être mises en évidence.

En cas de nuisances, les riverains d'un parc éolien peuvent avertir le préfet qui a un pouvoir de police et est en capacité de contraindre l'opérateur à :

- Vérifier à ses frais par une campagne de mesure le respect de la norme acoustique ;
- Mettre en place, le cas échéant, un plan de fonctionnement visant à respecter la norme ;
- Vérifier par une nouvelle campagne de mesure après mise en place du plan de fonctionnement, que la norme acoustique est cette fois bien respectée.

Les plans de fonctionnement des éoliennes seront adaptés jusqu'à atteindre la conformité exigée par la loi.

Dans le cadre de l'Étude d'impact, une étude acoustique a été menée par un Bureau d'étude indépendant afin de déterminer le risque de nuisance sonore.

En 1er lieu, avant même l'installation des éoliennes, il faut bien avoir conscience qu'il y a déjà du bruit autour des habitations des riverains : il est d'origine naturelle : le vent, la pluie ou d'origine humaine : activité agricole, circulation routière.

Un bruit est un « mélange de sons, d'intensités et de fréquences différentes. Il est notamment défini par son spectre qui représente le niveau de bruit, exprimé en décibels (dB) pour chaque fréquence ». Source : Guide de l'étude d'impact, actualisation 2010 p 131).

L'étude d'impact acoustique quantifie le niveau du bruit ambiant autour des zones d'habitations sur une période de 24h. C'est une mesure directe par microphone. La méthodologie employée est décrite très précisément page 8 à 23 de l'étude d'impact acoustique.

Les émissions sonores des éoliennes vont donc modifier un bruit ambiant. La quantification de cette modification se fait par simulation numérique, à l'aide de modèle numérique.

En 2ème lieu, s'agissant des émissions sonores des éoliennes, il semble nécessaire d'en préciser la nature : mécanique (éléments tournants, transmission) et aérodynamique (lorsque les pâles fendent l'air). Ces bruits tendent à se confondre au fur et à mesure qu'on s'éloigne des éoliennes. Il demeure alors un bruit d'origine aérodynamique. Cependant, les progrès techniques (insonorisation, profilage des pâles) ont permis de rendre les éoliennes de plus en plus silencieuses. « Actuellement, à 500 m de distance, la perception acoustique d'une éolienne correspond à celle de bruits intérieurs d'un appartement tranquille dans un quartier calme. Depuis que les premières machines ont été installées en France, la R&D portée par les fabricants et les développeurs a d'ailleurs permis de diminuer le bruit aérodynamique des pales ou celui des machines électriques, d'améliorer les logiciels de simulation sonore et d'optimiser le bridage en cas de dépassement des plafonds d'émission sonore » Source Les avis de l'ADEME Novembre 2013.

Le bruit additionnel des éoliennes n'est pas perceptible à l'intérieur des habitations, fenêtres fermées. Le bruit est trop faible compte tenu de la distance minimale d'éloignement de 500m. Tous les résultats d'études portent donc sur des émergences sonores à l'extérieur des habitations.

En 3ème lieu, une fois le risque identifié, il est tout à fait possible et classique de mettre en place des mesures de suppression d'impact en bridant la vitesse des éoliennes lors des conditions à risque identifiées. Ces mesures sont tout à fait maîtrisées et répandues

Pour la SEPE LES MOTTES, aucune émergence non conformes à la réglementation ne sont prévues de jour par l'expert en acoustique.

La campagne de mesurage après mise en service des éoliennes permettra de confirmer ces éléments.

Thème 1.2 : Santé

[Point 1.2.1 « impact des éoliennes sur la Santé »] - thème 3.4 et 3.15 du CE

Monsieur de Chastellux indique dans son courrier :

« Quel organisme indépendant assure que la santé et celle de ses enfants ne serait pas en danger ?
Quel organisme indépendant assure qu'il n'y aurait aucun effet stroboscopique ? »

M. Jean-Noël De Valois indique dans son courrier :

« qu'en est il de l'impact sanitaire de la population »

Le Courriel 3 indique :

« faut-il attendre qu'une partie de la population proche des éoliennes se plaigne de problèmes de sommeil, de qualité de vie, de stress ou de syndromes psycho somatiques pour constater qu'il est trop tard »

Concernant les effets sur la Santé :

L'étude d'impact consacre un chapitre sur les effets et impacts du projet du point de vue de la santé (V.3.14. IMPACT SUR LA SANTE, L'HYGIENE ET LA SALUBRITE PUBLIQUE de l'étude d'impact).

Les thèmes abordés sont : le bruit des éoliennes, les infrasons, les ombres clignotantes, les champs électromagnétiques, les huiles et substances toxiques et les déchets. De par les mesures ERC (éviter, réduire, compenser) et notamment les mesures d'évitement consistant en l'implantation à distance des habitations et lieux de vie, les impacts du projet sont qualifiés de faible.

Dans son rapport paru en mai 2017 et cité en référence par Mme BOURGOIS, l'Académie de médecine indique :

« le bruit éolien "entendu" et "rajouté" au bruit résiduel (bruit de fond) par les éoliennes est composé de basses fréquences » et précise : **« le rôle des infrasons, souvent incriminé, peut être raisonnablement mis hors de cause à la lumière des données physiques, expérimentales, et physiologiques »**.

Les ministères chargés de l'écologie et de la santé se sont intéressés à cette question des infrasons et ont saisi l'agence nationale de sécurité sanitaire de l'alimentation, de l'environnement et du travail (Anses) sur les effets potentiels sur la santé des ondes, et plus spécifiquement des basses fréquences et infrasons générés par les éoliennes. Ce rapport est consultable à l'adresse www.anses.fr. Cette comparaison et les investigations menées en propre ont conduit l'Anses à confirmer que :

« les connaissances actuelles en matière d'effets potentiels sur la santé liés à l'exposition aux infrasons et basses fréquences sonores ne justifient ni de modifier les valeurs limites existantes, ni d'étendre le spectre sonore actuellement considéré »

Thème 1.3 : Paysage et impact visuel du parc éolien

[Point 1.3.2 « Saturation du paysage »] – Thème 3.1, 3.2,3.3 et 3.6 du CE

Monsieur Jean-Yves Haberer indique dans son courrier:

« Avec des éoliennes de 178,5m de haut, Ces pittoresques villages verraient leur charme sévèrement endommagé, à l'image d'Andainville, Lamaronde, Montagne-Fayel, etc... Car le pays est plat et la nuisance visuelle maximale. (...)»

Le Courriel 3 indique :

« transformation d'un paysage rural et agricole en paysage industriel... »

Dire que « le pays est plat » semble incorrect eu égard aux différents éléments paysagers qui dessinent l'environnement du projet éolien :

« Le plateau (du Vimeu) est entaillé par un réseau de vallées sèches, qui lui confère une topographie aux ondulations douces. Des parcelles de champs cultivés et ouverts (céréales, betterave..) quadrillent l'espace. Les vues sont ouvertes, ponctuées de villages-bosquets, et des boisements soulignant les vallées. La végétation arborée est omniprésente dans les vues depuis le plateau. Les vues lointaines sont par conséquent limitées, les arbres constituant l'arrière-plan. Les vallées comprennent haies, boisements, vergers, prairies, rideaux de végétation qui leur vaut le nom de vallées vertes. Elles sont signalées par l'Atlas des paysages de la Somme comme paysage emblématique. L'accès aux vallées se fait par des routes étroites bordées de talus abrupts, empruntant les vallées sèches (nommées les cavées). Depuis

le plateau, les vallées se lisent comme des cordons boisés. Elles ne se découvrent qu'à proximité et offrent des paysages intimistes contrastant avec le plateau. » cf. p28 de l'expertise paysagère

La notion de « saturation » est sujette à interprétations et il convient de poser des critères objectifs pour évaluer et apprécier l'impact visuel d'un parc éolien sur le paysage dans lequel il s'inscrit.

Ainsi, selon la DIREN région Centre qui a réalisé en 2007, une étude de cas qui fait référence, « *s'il est évidemment impossible de supprimer les vues dynamiques sur des éoliennes dans les paysages ouverts, l'enjeu est d'éviter que la vue d'éoliennes s'impose de façon permanente et incontournable aux riverains, dans l'espace plus intime du village* »

Dans le cadre du projet SEPE « Les Mottes », une attention a été portée aux vues générées par le projet sur l'habitat proche. D'ailleurs, le livret de photomontage joint au dossier présente de manière exhaustive les vues depuis les entrées, centres et sorties de bourg dans un rayon de 6kms autour du projet.

La notion d'encerclement de l'habitat a été prise en compte lors de la définition de l'implantation (application de mesures d'évitements en phase amont consistant notamment à n'équiper que le centre de la zone d'implantation possible selon les recommandations de l'expert paysager qui avait bien identifié le risque d'encerclement possible sur les bourg proches (cf.p78 à 79 de l'expertise paysager).

Les effets cumulés du projet éolien avec les autres projets éoliens construits, accordés ou ayant reçus l'avis de l'autorité environnementale ont été analysés page 161 à 169 de l'expertise paysagère. L'expert paysager conclut (page 170 de l'expertise paysagère) : « *Il est cependant à noter qu'il [le projet] n'induit pas d'effets d'encerclement de l'habitat. En effet, les bourgs présents à proximité du projet ne sont concernés par des vues proches d'un autre parc éolien que dans un autre angle de vue et non pas dans toutes les directions (exemple vues vers le Nord sur le projet depuis Aumâtre et vers le Sud sur le parc d'Arguel / Saint-Maulvis). Cette notion d'encerclement est aussi atténuée à l'échelle même du projet, l'emprise du parc ayant été prise en compte dans les critères de définition du projet (pas d'éoliennes dans les extrémités Sud-Ouest, Nord et Nord-Est du site).* »

Cette conclusion est présentée en page 226 de l'étude d'impact.

Il n'en reste pas moins que les éoliennes se voient.

La question de l'esthétique reste subjective comme le souligne la tribune de Y. Arthus Bertrand, Paul Neau, Gilles Lara (Le Monde) :

« Le paysage est une perception humaine et le témoin de nos activités, notamment énergétiques. Les mines de charbon ou les tourbières d'hier ont façonné les paysages ; il nous en reste les terrils, des terres nues...Les éoliennes sont, aujourd'hui, des signes paysagers de l'ingéniosité humaine face à un problème écologique. Elles sont également des indicateurs de vent : leurs voisins sont nombreux à les regarder pour savoir s'il y a du vent et d'où il vient. De la même façon, les 20 000 moulins à vent d'il y a deux siècles résultaient de l'ingéniosité de nos ancêtres et marquaient les paysages. »

Pour ce qui concerne plus précisément la hauteur des éoliennes retenues pour le projet ; comme précisé page 157 de l'étude d'impact : « *L'utilisation de machines plus grandes et plus puissantes permet d'en diminuer le nombre et donc de restreindre l'emprise au sol.* »

Les éoliennes auront une hauteur de 178,5m maximum en bout de pale. Ce qui est en cohérence avec les derniers projets éoliens accordés ou déposés dans le secteur :

- Parc éolien « les Aquettes » à Vergies et Heucourt-Croquoison (à 4,8kms du site) → 8 éoliennes de 175m de hauteur totale.
- Parc éolien de « Luynes » à Airaines → 8 éoliennes de 180m de hauteur totale.
- Projet éolien actuellement en instruction sur les communes d'Oisemont et Forceville en Vimeu → 6 éoliennes de 200m de hauteur totale.

[Point 1.3.3 « impact du balisage nocturne »] – thème 3.7 du CE

Monsieur Jean-Yves Haberer indique sur le registre:

« La nuisance visuelle nocturne, avec ses clignotements rouge est particulièrement stressante et ressemble à celle d'une usine. »

Le Courriel 3 indique:

« Les feux rouges nocturnes des éoliennes provoquent une nuisance visuelle à plusieurs kilomètres. »

Le balisage lumineux des parcs éoliens est une obligation légale imposée par l'aviation civile et l'aviation militaire. Il est à noter que cette réglementation a déjà évolué dans le temps (passage du feu à éclat blanc à une balise rouge à faible intensité).

La Direction Générale de la Prévention des Risques réfléchit actuellement à atténuer ces obligations en publiant un nouvel arrêté de balisage atténuant ces obligations et donc l'impact sur les riverains (arrêté du 23 avril 2018 relatif à la réalisation du balisage des obstacles à la navigation aérienne).

Le projet éolien devra se conformer à la réglementation en vigueur en termes de balisage lumineux.

[Point 1.3.4 « pollution des sols et de l'atmosphère »] – thème 3.12 du CE

Monsieur Jean-Noël De Valois indique dans son courrier:

« Le projet va polluer le paysage au sens propre du terme en diffusant des produits chimiques hautement nocifs. En effet, les lubrifiants contribuent au fonctionnement des différents mécanismes de ces matériels seront diffusés par dispersion dans l'atmosphère environnante et sur les sols. Très nocifs pour les populations de proximité qu'elles soient humaine ou animales... »

Nous tenons à rassurer M. De Valois sur le fait qu'aucune dispersion de lubrifiant dans l'atmosphère environnante n'est possible. En effet, les lubrifiants restent confinés dans la nacelle (plus spécifiquement dans le multiplicateur) de l'éolienne à l'état liquide. La configuration des installations rend impossible toute projection de lubrifiant à l'extérieur

En ce qui concerne la pollution accidentelle des sols, tout risque est là encore largement anticipé par la conception elle-même de l'éolienne. Ainsi, de nombreuses mesures de prévention sont mises en œuvre sur les éoliennes de dernière génération :

- Nombreux détecteurs de niveau d'huile permettant de détecter les éventuelles fuites d'huile et d'arrêter l'éolienne en cas d'urgence.
- Présence de plusieurs bacs collecteurs au niveau des principaux composants.
- Les opérations de vidange font l'objet de procédures spécifiques. Dans tous les cas, le transfert des huiles s'effectue de manière sécurisée via un système de tuyauterie et de pompes directement entre l'élément à vidanger et le camion de vidange

Malgré ces systèmes de sécurité, toute fuite accidentelle depuis les composants de l'éolienne vers son environnement immédiat serait immédiatement traité par un nettoyage scrupuleux de l'installation et une dépollution des milieux éventuellement atteints.

Ces informations sont plus largement détaillées dans l'étude d'impact en page 129 et dans l'étude de dangers :

- Pour la N117 en page 55 (Les potentiels de dangers liés aux produits), en page 78 (Prévention et rétention des fuites)
- Pour la V117 en page 62 (Les potentiels de dangers liés aux produits), en page 87 (Prévention et rétention des fuites)

Thème 1.4: Instruction des demandes d'autorisation unique – thème 8.1 du CE

[Point 1.4.1 « publicité des enquêtes publiques »]

Le courriel 3 indique:

« permettez-moi de protester contre un dispositif d'information non performant »

En premier lieu, il est utile de préciser que Le pétitionnaire n'est pas l'organisateur de l'enquête publique. C'est la Préfecture qui organise cette enquête publique dont les modalités sont prévues par des dispositions législatives et réglementaires précises.

L'enquête publique s'inscrit dans une procédure d'autorisation unique avec des délais d'instruction à respecter.

Cette enquête publique est notamment régie par les dispositions du chapitre III du titre II, du livre Ier du code de l'environnement et l'ordonnance 2016-1060 du 3 août 2016 portant réforme des 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.

Ces dispositions prévoient ainsi que :

« Quinze jours au moins avant l'ouverture de l'enquête et durant celle-ci, l'autorité compétente pour ouvrir et organiser l'enquête 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. »

Ainsi, s'agissant du projet Les Mottes, l'enquête publique a été annoncée dès le 2 novembre :

- Par voie dématérialisée sur le site internet de la préfecture (<http://www.somme.gouv.fr/Politiques-publiques/Environnement/Eolien/Enquetes-publiques-et-decisions>)
- Par voie d'affichage dans les communes d'implantation du projet mais également dans les 37 communes dont tout ou partie du territoire intercepte le périmètre d'enquête publique : Allery, Bermesnil, Cerisy-Buleux, Doudelainville, Forceville-en-Vimeu, Foucaucourt-Hors-Nesle, Fresnes-Tilloloy, Frucourt, Lignières-en-Vimeu, Mouflières, Nesle-l'Hôpital, Neuville-au-Bois, Oisemont, Ramburelles, Rambures, Senarpont, Vaux-Marquenneville, Villeroy, Andainville, Arguel, Avesnes-Chaussoy, Citerne, Epaumesnil, Fontaine-Le-Sec, Fresneville,, Fresnoy-Andainville, Frettecuisse, Hallencourt, Heucourt-Croquoison, Inval-Boiron, Le Mazis, Mérélessart, Saint-Aubin-Rivière, Saint-Maulvis, Vergies, Wiry-Au-Mont, Woirel.
- Par voie de presse dans le Courrier Picard et l'Action Agricole Picarde en date du 2 novembre 2018 et du 23 novembre 2018.
- L'enquête publique a également été annoncée par la mise en place de panneaux sur le site du projet éolien dès le 30 octobre 2018.

La préfecture est garante du bon déroulé des démarches administratives et du respect des délais réglementaires notamment concernant l'instruction de la demande d'autorisation et l'enquête publique.

Thème 1.5: Fonctionnement des éoliennes

[Point 1.5.2 « augmentation des émissions de CO2 électriques»] - thème 3.13 et 11.2 du CE

Le Courriel 1 indique:

«Les émissions de CO2 électriques augmentent, en 5 ans on est passé de 35 à 74 grammes / Kmh

L'éolien n'émet pas de CO2.

D'ailleurs, les bilans RTE de 2016 et 2017 le montrent bien :

Emissions de CO ₂ hors autoconsommation (millions de tonnes)		2017	2016
Production nette		27,9	23,1
Nucléaire		-	-
Thermique à combustible fossile		26,3	21,5
	dont charbon	9,5	7,1
	dont fioul	1,3	1,2
	dont gaz	15,5	13,2
Hydraulique		-	-
Eolien		-	-
Solaire		-	-
Bioénergies		1,6	1,6

L'éolien a donc pour seule conséquence de diminuer les émissions annuelles de CO₂ puisque se substituant aux énergies qui émettent du CO₂ (Thermique à combustible fossile).

En 2017, la baisse importante du parc thermique fossile classique (-3039MW) (fermeture des quatre groupes de Porcheville et d'un groupe de Cordemais) a été compensée par la progression notable du parc ENR (+2 763 MW) – source : Bilan électrique RTE France 2017).

Par ailleurs, le parc éolien évitera la production de 15 840 Tonnes de gaz carbonique par an. (cf. p.132 de l'étude d'impact)

Thème 1.6: Démantèlement - Recyclage

[Point 1.6.1 « Garanties Financières»] – thème 5.1 du CE

M. De Chastellux indique dans son courrier:

«A la fin du Bail :

- 1) Qui serait dans l'obligation de retirer l'éolienne ?
- 2) Que deviendrait l'éolienne ?
- 3) Serait-elle recyclable entièrement y compris les pales ?»

M. Jean-Noël de Valois indique dans son courrier:

« Qu'en sera-t-il du démantèlement de ces machines en fin de vie ? »

Les éléments relatifs au démantèlement du parc éolien sont régis par les articles L553-1 et suivants du code de l'environnement. Ils sont précisés en page 34 de l'étude d'impact :

Rappel de la réglementation :

RESPONSABILITE DE L'EXPLOITANT POUR LE DEMANTELEMENT

Selon l'article L553-3 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. Dès le début de la production, puis au titre des exercices comptables suivants, l'exploitant ou la société propriétaire constitue les garanties financières nécessaires. (...) »

GARANTIES FINANCIERES

L'article R553-1 du code de l'environnement prévoit que la mise en service du parc éolien est subordonnée à la constitution des garanties financières mentionnées ci-dessus.

Le montant des garanties financières à constituer et les modalités de sa réactualisation ont été définis 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.

Il est proportionnel au nombre d'éoliennes du projet et a été fixé en Août 2011 à 50 000 € par aérogénérateur.

Sa réactualisation est calculée en fonction de l'évolution du taux de TVA et de l'index TP01 (indice publié par l'INSEE, relativement aux coûts observés dans le bâtiment et les travaux publics).

La méthode de calcul du montant des garanties financières est la suivante :

<u>Montant initial de la garantie (M) :</u> $M = N \times 50\,000$
Où : - N est le nombre d'aérogénérateur.
<u>Montant exigible à l'année n (M_n)</u> $M_n = M \times \left(\frac{\text{index}_n}{\text{index}_0} \times \frac{1+TVA}{1+TVA_0} \right)$
Où : - Index_n est l'indice de TP01 en vigueur à la date d'actualisation du montant de la garantie, - Index_0 est le montant de l'indice TP01 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, - TVA_0 est le taux de la taxe sur la valeur ajoutée au 1 ^{er} Janvier 2014, soit 20%.

On peut remettre en cause le montant des garanties financières, il n'en reste pas moins que la loi oblige les exploitants de parcs éoliens à démanteler leurs installations à l'issue de la période d'exploitation.

Les baux signés avec les propriétaires et les exploitants de ces installations engagent également l'exploitant du parc éolien au démantèlement.

Enfin, l'article L. 553-3 du code de l'environnement prévoit la mise en œuvre du démantèlement en cas de carence de l'exploitant.

L'article R553-6 du code de l'environnement indique l'ensemble des opérations à réaliser dans le cadre du démantèlement et de la remise en état du site après exploitation.

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 précise les opérations mentionnées à l'article R553-6.

Le démantèlement du parc éolien (présenté en page 35 de l'étude d'impact) sera conforme à la réglementation en vigueur. La SEPE Les Havettes respectera la réglementation en vigueur pour le démantèlement du parc éolien et elle prévoira la constitution des garanties financières à la mise en service du parc éolien (50 000 € par éolienne, soit 200 000€ avec une réactualisation tous les 5 ans). La SEPE Les Havettes se conformera, de toute manière, à l'arrêté d'Autorisation Unique au titre des ICPE (qui sera pris par la Préfecture). C'est ce dernier qui précisera le montant des garanties financières exigées et qui fixera les modalités d'actualisation de ce montant.

La garantie de démantèlement pourra être mise en œuvre par le préfet :

- Soit en cas de non-exécution par le Maître d'Ouvrage des opérations de démantèlement ;

- Soit en cas de disparition juridique du Maître d’Ouvrage.

Les garanties existent donc prises pour qu’un démantèlement effectif en fin d’exploitation soit mis en œuvre.

[Point 1.6.2 « recyclage des pales d’éoliennes»] – thème 5.2 du CE

M. Jean-Noel de Valois indique dans son courrier:

« quelle destination pour les éléments non recyclables, comme les pâles de ces machines »

Recyclage d’une éolienne

Une éolienne est principalement composée des matériaux suivants : cuivre, fer, acier, aluminium, plastique, zinc, fibre de verre et béton (pour les fondations).

98% du poids des éléments constituant l’éolienne sont recyclables en bonne et due forme.

La fibre de verre (moins de 2% du poids de l’éolienne) reste plus difficilement recyclable de par sa composition.

Les pales sont donc plutôt valorisées énergétiquement (incinérées pour récupération de chaleur ou broyées et mélangées à d’autres déchets pour produire un composé que certains producteurs de ciment utilisent comme combustible de substitution).

Une filière est en cours de déploiement avec les premiers projets de renouvellement des parcs les plus anciens et des travaux de recherches sont menés en parallèle pour optimiser la composition des pales et accroître le taux de recyclabilité des matériaux.

Le démantèlement des premières éoliennes est un enjeu émergent que les acteurs français de la filière prennent en compte pour répondre aux besoins futurs.

Dans le cadre des premières annonces relatives à la Programmation Pluriannuelle de l’Energie (PPE), l’Etat a fait part de sa volonté de « Rendre obligatoire d’ici 2023 le recyclage des matériaux constitutifs des éoliennes lors de leur démantèlement ».

Thème 1.7: Impact des éoliennes sur les réseaux de téléphonie mobile

[Point 1.7.1 « Impact sur la télévision et les réseaux de téléphonie mobile»] - thème 3.9 et 6.1 du CE

Monsieur Jean-Yves Haberer indique dans son courrier:

« *Les habitants des zones éoliennes déjà installées témoignent des troubles électroniques qui affectent leurs télévisions et leurs téléphones portables.* »

Monsieur Jean-Noël De Valois indique dans son courrier :

« On sait par ailleurs que ces machines perturbent la bonne propagation des ondes de radiotéléphonie... »

Il convient tout d’abord de préciser que le projet éolien est situé en dehors de toute servitude de télécommunication (type PT1, PT2 ou faisceau hertzien) – cf. p89 et 91 de l’étude d’impact.

En effet les principaux opérateurs de téléphonie mobile ont été consultés en amont du projet. La servitude la plus proche du site est la servitude hertzienne France Télécom Mareuil-Caubert / Senarpont située à plus de 700m de la zone d’étude du projet.

Par ailleurs, de manière générale, **la présence d'éoliennes ne gêne pas la transmission des ondes de téléphonie cellulaire et de radiodiffusion FM car leur mode de transmission s'adapte aux obstacles.**

L'impact sur les ondes des téléphones cellulaires et les ondes de radiodiffusion est donc nul (Source : ANFR rapport réalisé en 2002).

Les éoliennes peuvent effectivement perturber les ondes de la télévision Hertzienne.

Le pétitionnaire souhaite préciser les dispositions en cas de perturbation avérée de la réception TV.

Tout d'abord, dans le cadre de l'étude d'impact, nous avons consulté l'Agence Nationale des Fréquences sur l'existence de servitudes radioélectriques.

L'étude conclut à l'existence de telles servitudes, mais en dehors du périmètre d'implantation des éoliennes.

Malgré ces précautions, la perturbation de la réception TV par un parc éolien reste possible, par brouillage du signal direct ou réflexion parasite. A ce titre, l'article 112-12 du Code de la Construction et de l'habitation impose, au perturbateur, de rétablir, à ses frais, la réception TV.

En ce sens, le pétitionnaire s'engage, en cas de perturbation avérée et constatée par un installateur indépendant, à mettre en place la solution la mieux adaptée au rétablissement de la réception TV.

Par exemple : réorientation d'antenne, installation d'un autre dispositif de réception, mise en place d'un réémetteur. Une fois la perturbation avérée, la réparation sera effectuée dans les meilleurs délais, en fonction des disponibilités de la personne perturbée et du réparateur.

Thème 1.8: Economie

[Point 1.8.1 « Fiscalité de l'éolien »] – thème 1.1 du CE

Monsieur Louis QUEVAUVILLIERS indique dans son courrier:

« L'arrivée de quatre éoliennes dans la commune permet (...) pour notre communauté villageoise des ressources financières pour nous permettre de regarder l'avenir de nos enfants d'une autre manière »

M. Jean-Noël de Valois indique dans son courrier:

« quelle répartition des ressources et des dédommagements récoltés pour tous ces préjudices, entre l'intercommunalité, les communes, les propriétaires et les fermiers »

*La com de com désignée par M. De Metz est en fait l'EPCI (Établissement public de coopération intercommunale).

Le projet SEPE « Les Mottes » est localisé sur les territoires d'Aumâtre et de Fontaine-le-Sec faisant partie de l'EPCI Somme Sud-Ouest issu de la fusion au 1^{er} janvier 2017 des EPCI du Sud-Ouest Amiénois, du Contynois et de la région d'Oisemont.

La Communauté de Communes Somme Sud d'Ouest est un EPCI à fiscalité professionnelle unique.

Un parc éolien génère, comme toute activité économique installée sur un territoire, des recettes fiscales pour les collectivités.

Les recettes fiscales éoliennes sont réparties entre la commune, les établissements publics de coopération intercommunale (EPCI), les départements et les régions en fonction des différents taux réglementaires et/ou votés et en fonction du régime fiscal de l'EPCI.

Les principales retombées fiscales pour le territoire sont:

 La taxe professionnelle sur le foncier bâti (TPFB), versée à la commune, à l'EPCI et au département.

- La Contribution Economique Territoriale (**CET**), qui remplace la taxe professionnelle depuis le 1^{er} janvier 2010 et se décompose comme suit:
 - La cotisation Foncière des Entreprises (**CFE**) versée à l'EPCI
 - La Cotisation à la Valeur Ajoutée des Entreprises (**CVAE**) versée à l'EPCI, au Département et à la Région
- L'impôt Forfaitaire sur les Entreprises de Réseaux (**IFER**) qui s'applique à toutes les entreprises de réseau et donc à toute société productrice d'électricité. Il est versé à l'EPCI et au département.

Notons que l'intercommunalité a voté une redistribution d'une partie des produits de l'IFER éolien vers les communes porteuse et les communes de l'EPCI qui ne possèdent pas d'éoliennes sur leur territoire.

Contrairement à ce que pense M. de Tourtier, la fiscalité ne concerne pas seulement les communes d'Aumâtre et de Cannessières mais l'ensemble des communes de l'intercommunalité ainsi que la communauté de communes Somme Sud-Ouest.

Dans un contexte économique de plus en plus difficile pour le pays, les communes françaises subissent d'année en année une diminution progressive des dotations et subventions de l'état. De plus en plus, c'est aux communes et à leurs contribuables de financer directement le fonctionnement des missions municipales et les divers projets d'entretiens et de développement des services.

L'éolien permet d'une part l'apport de nouvelles retombées fiscales pour les communes, les communautés de communes et le Département et il contribue d'autre part au maintien du tissu économique local.

Les riverains de projets éoliens peuvent ainsi espérer vivre sur un territoire globalement en meilleure santé économique.

Quant aux propriétaires et exploitants qui ont mis à disposition leurs parcelles pour l'exploitation du parc éolien, ils reçoivent pendant toute la durée du bail des indemnités qui viennent compenser la perte de surface et les désagréments occasionnés par la présence des aérogénérateurs. (cf. p.162 de l'étude d'impact RETOMBÉES FINANCIERES LIEES AUX ACCORDS FONCIERS).

[Point 1.8.2 « Coût de l'éolien»] - thème 1.2, 4.3 et 11.2 du CE

Le Courriel 1 indique:

«L'éolien coute trop cher »

, cite le rapport sur les subventions EnR publié en mars 2018 par la cour des comptes

M. Jean-Noël De Valois indique dans son courrier :

« Certains prétendent qu'il s'agit d'une escroquerie à grande échelle puisque EDF a l'obligation de racheter cette production d'énergie plus chère que le kW produit par nos centrales nucléaires avec un différentiel de plus de 1 à 10... »

L'éolien est parfois accusé d'être une source d'énergie coûteuse, notamment en raison du dispositif public de soutien dont il bénéficie. Pourtant, l'éolien est l'énergie décarbonée la plus compétitive après l'hydraulique. Le coût actuel de la production d'électricité à partir d'éoliennes fluctue entre 6 et 8 centimes d'euros le kilowattheure pour un site avec des vitesses de vent faibles à moyennes, et peut tomber à 4 centimes d'euros pour des sites mieux ventés.

Le vent étant une ressource gratuite, le coût potentiel de production de l'éolien est très faible. A terme, même avec l'arrêt du tarif d'achat, les éoliennes contribueront à faire baisser le coût de l'énergie.

Toutes les filières énergétiques en phase de développement - comme le nucléaire, le thermique ou l'hydraulique en leur temps - ont bénéficié d'un soutien économique de la part des pouvoirs publics.

Dans le cadre du développement de la filière éolienne un tarif d'obligation d'achat à prix fixe sur 15 ans par EDF avait été instauré en France depuis 2001.

Le 16 décembre 2017, l'arrêté tarifaire a été abrogé. Aujourd'hui, la revente d'électricité à EDF est soumise à deux options en fonction de la composition du parc.

- Les parcs éoliens comprenant jusqu'à 6 mâts (et/ou comprenant des machines d'une puissance inférieure ou égale à 3 MW) sont désormais soumis au complément de rémunération (tarif de référence de 7,2 c€/kWh + prime de gestion et ce sur une durée de 20 ans).
- Les parcs au-delà de 6 éoliennes (et/ou comprenant des machines d'une puissance supérieure ou égale à 3 MW) sont mis en concurrence par un système d'appel d'offre.

Aujourd'hui, le prix moyen de **l'éolien terrestre est de 65,4€/MWh** (appel d'offre de février 2018). Le prix de l'éolien terrestre est quasiment **deux fois moins élevé par rapport au nouveau nucléaire de type EPR** (Hinkley Point) qui s'élève à 114 €/MWh (Rapport de la Cour des Comptes sur le prix du nucléaire de Mai 2014).

Dès 2016, l'ADEME indiquait que l'éolien terrestre était le moyen de production le plus compétitif, ce que les rapports de l'Agence Internationale de l'Energie, de l'IRENA (Agence internationale pour les énergies renouvelables) ou encore les enquêtes de la Commission européenne confirment depuis.

L'écart entre le prix d'achat d'un MWh éolien et le prix de l'électricité sur le marché a tendance à diminuer. Dans quelques années, en France, le prix de l'électricité éolienne pourrait être inférieur au prix de l'électricité sur le marché.

L'éolien constitue donc, à terme, un moyen de production compétitif et contribue à diminuer la dépendance aux combustibles fossiles dont le prix est très volatile.

Pour toutes ces raisons l'éolien a vocation à remplacer des modes de production d'énergie plus onéreux, l'intégration grandissante d'une production d'origine éolienne dans le mix énergétique agit mécaniquement à la baisse sur le prix de l'électricité. Selon une étude récente, la baisse du prix de l'électricité imputable à l'éolien pourrait atteindre 10 % en 2030. (Source : France Energie Eolienne).

Comme présenté **page 53 du rapport de la Cour des comptes de mars 2018** évoqué par M. DESPLANCHES et par le courriel n°1, **l'énergie éolienne terrestre est la plus compétitive dans le mix ENR.**

Au vu de l'ensemble de ces éléments, il est indéniable que l'énergie éolienne remplit sa mission fourniture d'électricité à prix compétitif dans le cadre de la transition énergétique.

[Point 1.8.4 « Impact sur l'immobilier»] – thèmes 3.5 et 11.2 du CE

Le Courriel 1 indique :

« PJ étude FED sur la dépréciation immobilière » → *cette PJ n'est pas annexée au courriel*

Monsieur Jean-Noël De Valois indique dans son courrier :

« Qu'en est il de la dépréciation de la valeur des biens qui entourent ces édifices »

Aucune étude n'a pu prouver aujourd'hui une chute durable du prix de l'immobilier suite à l'implantation d'un parc éolien à proximité. La plupart des études réalisées concluent à une absence d'influence de l'éolien. Si l'implantation

d'un parc éolien peut rebuter certains acheteurs comme ils auraient pu être rebutés par la présence d'une usine ou d'une exploitation agricole à proximité, ou par un simple problème d'aménagement du jardin d'autres facteurs entrent en compte. L'implantation d'un parc éolien n'a pas impact sur les critères de valorisation objectifs d'un bien. Il ne joue que sur les éléments subjectifs, qui peuvent varier d'une personne à l'autre. Le prix des biens immobiliers est généralement lié à une série de facteurs, dont les services que peut offrir une commune d'accueil à ses habitants ou les niveaux d'imposition.

Souvent le parc éolien participe à la modernité de la commune. Outre le fait d'attirer des visiteurs (et de créer une activité), les revenus et taxes générés par le parc participent à la création de nouveaux équipements communaux, améliorant le standing de la commune et ainsi augmenter son attractivité. En effet, les retombées économiques générées par les éoliennes sur plusieurs dizaines d'années permettent l'amélioration des équipements communaux (écoles, crèches, salles polyvalentes, équipements sportifs...), participant donc à une amélioration de la qualité de vie dans ces communes.

Thème 1.9 : Biodiversité

[Point 1.9.1 « impact sur la biodiversité »] – thème 3.8 du CE

Monsieur Jean-Yves Haberer indique dans son courrier:

« *Les éoliennes éloignent le gibier, les oiseaux et détruisent la biodiversité sur un vaste territoire* »

Cette remarque n'est fondée sur aucune étude, n'est étayé par aucun élément concret du dossier actuellement à l'enquête.

Depuis la loi de juillet 1976, la prise en compte de la biodiversité dans les projets est une obligation (articles L122-1 et suivants du code de l'environnement ; article L121-11 du code de l'urbanisme).

La SEPE « Les Mottes » a mené une expertise complète pendant un cycle biologique entier sur le site prévu pour l'implantation du parc éolien.

Cette expertise a été complétée par une étude complémentaire concernant les chiroptères.

Le document disponible intégralement dans le dossier d'enquête publique établit avec précision l'état initial de la biodiversité sur le site prévu, identifie les enjeux et préconise, le cas échéant des mesures visant à éviter, réduire ou compenser les impacts qui pourraient être engendré par le projet.

Ces éléments ont été jugés suffisants par la préfecture, garante du respect de la réglementation et notamment concernant.

Par ailleurs, l'article 12 de l'arrêté du 26 août 2011 relatif aux installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent au sein d'une installation soumise à autorisation au titre de la rubrique 2980 de la législation des installations classées pour la protection de l'environnement impose la **réalisation de suivis à long terme suite à l'implantation de parcs éoliens.**

[Point 1.9.2 « Distances aux boisements - Eurobats »] – thème 11.2 du CE

Courriel 1:

« *L'étude ne s'appuie pas assez sur les recommandations Eurobats* »

Concernant les préconisations du protocole Eurobats, et notamment l'éloignement de 200 m entre le bout des pales des éoliennes et les boisements, la jurisprudence indique clairement que le non-respect de cette préconisation ne peut constituer un point bloquant.

En effet, il a été jugé que les

« *préconisations d'autres organismes, tels le groupe de travail " Eurobats " et la société française d'étude et de protection des mammifères, qui sont en tout état de cause dépourvues de valeur réglementaire*»

(CAA Lyon, 18 décembre 2012, n° 12LY01318)

et que

« *des recommandations d'organismes, tels le groupe de travail Eurobats , qui sont dépourvues de valeur réglementaire, n'établissent pas que l'étude d'impact ainsi produite serait insuffisante sur ce point* » (CAA Nantes, 1er février 2017, n° 15NT02832 et n° 15NT02833).

En conséquence, c'est bien à l'étude d'impact sur l'environnement d'évaluer les enjeux autour des bois et des haies et de présenter les niveaux d'impacts du projet sur les différentes espèces qui y sont éventuellement recensées et les éventuelles mesures d'évitement, de réduction et/ou de compensation à y appliquer.

En l'espèce ;

Seule l'éolienne E-08 est située à moins de 200m d'une bande boisée dite « Bosquet des Hayettes ».

Mais l'étude écologique complémentaire qui a analysé l'activité chiroptérologique depuis l'extrémité nord-ouest de cette bande jusqu'à l'emplacement de E-08 indique que celle-ci ne présente pas d'intérêt particulier puisque l'activité chiroptérologique sur ce secteur reste confiné aux stations situées à l'éco-complexe des stations 6 et 7 (prairies, verger et bande boisée) et que l'activité au droit de l'éolienne reste faible. (cf. pages 43 et 46 de l'expertise chiroptérologique complémentaire)

Ainsi cet élément boisé dit « bosquet des hayettes » ne présente pas d'enjeu chiroptérologique.

Les distances exactes de chaque éolienne aux boisements (distance en bout de pale) ont été précisées dans l'expertise écologique complémentaire en page 50-51.

[Point 1.9.3 « impacts sur la chasse»] – thème 3.14 du CE

Monsieur De Chastellux indique dans son courrier :

« *Si un jour ma fille souhaitait louer ses terres à des chasseurs, seraient-ils eux aussi intéressés du fait de l'implantation d'une ou plusieurs éoliennes ?*»

Les retours d'expériences montrent que le potentiel cynégétique des sites connaissant la présence de parcs éoliens ne diminue pas, voire augmente.

En effet, les ouvertures de milieux inhérentes à un parc éolien contribuent au développement de la biodiversité. Par ailleurs, le gibier n'est pas gêné par la présence d'éoliennes.

Les chasseurs trouvent dans les chemins d'exploitation des parcs éoliens un moyen de mieux accéder aux sites de chasse.

Thème 1.10 : Urbanisme et Propriété

[Point 1.10.3 « consommation d'espace agricole»] – thème 3.10 et 3.11 du CE

Monsieur Jean-Noël De Valois indique dans son courrier :

« *quelle surface occupe chaque machine ? Est-ce que les propriétaires récupéreront la pleine propriété de ces surfaces une fois les machines arrêtées en fin de vie* »

Les parcelles utiles au projet éolien restent pendant toute la durée d'exploitation la propriété des personnes ayant mis ces parcelles à disposition (les propriétaires). Seules les installations sont propriété de l'exploitant du parc. A La

fin de l'exploitation du parc éolien, les installations sont démantelées (voir Thème 1.6: Démantèlement – Recyclage) et les terres sont rendues à l'usage agricole.

Chaque aérogénérateur mobilise entre 1954 et 2211m² pour son infrastructure. Les autres surfaces utilisées concernent les éventuels chemins d'accès à créer (cf. p. 26 de l'étude d'impact).

Un complément d'information sur la consommation de l'espace agricole est disponible dans le dossier :

« *Le projet éolien mobilisera 1,8ha sur les 462 étudiés et **représente 0.13% de la surface agricole disponible** sur les trois territoires concernés d'Aumâtre, Cannessières et Fontaine-le-Sec (source : Agreste ; recensement agricole 2010). Les surfaces agricoles des communes de Cannessières, Aumâtre et Fontaine-le-Sec ne seront que peu impactées par le projet éolien.*

Le projet éolien aura par ailleurs un impact positif au sens où près de 3 kms de chemins seront renforcés puis entretenus pour l'exploitation du parc éolien. »

L'installation du parc éolien est entièrement réversible. Les installations seront en effet démantelées à la fin de la période d'exploitation et les terres seront rendues à l'exploitation.

2– Remarques spécifiques au projet

[Point 2.0 « articulation des dossiers SEPE Les Mottes et SEPE les Havettes »] – thèmes 11.2 et 11.3 du CE

Le Courriel 1 indique:

«projet scindé en deux ou deux projets qui pourraient être considérés comme un seul »

Le Courriel 2 indique:

«projet de 8 et non de 4 volontairement dissimulé »

« *Le dossier n'apporte aucune explication sur cette scission* »

Extrait de l'étude d'impact – page 9 :

« *Le projet éolien de la Communauté de Communes de la Région de Oisemont étudié ici est constitué de 8 éoliennes de 3 ou 3,3MW, avec un mât de 91 ou 120m de haut et une hauteur totale de 178,4m au maximum* »

Extrait de l'étude d'impact – page 13 :

« *Le projet éolien comprend 8 éoliennes. Ce projet est scindé en deux sous-projets de 4 éoliennes chacun : le projet des Mottes et le projet des Havettes. Chacun de ces sous-projets fera l'objet d'un dossier de demande d'autorisation environnementale spécifique. **Le présent dossier concerne le projet des Mottes*** »

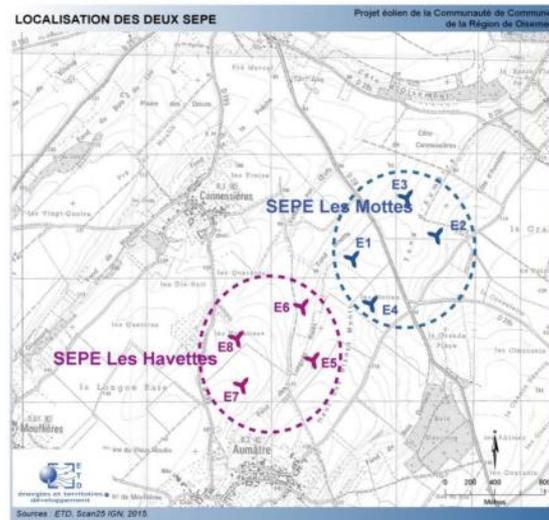
Extrait de l'étude d'impact – page 14 :

« *La présente étude d'impact concerne un projet de 8 éoliennes, réparties en deux groupes de 4. Chacun de ces deux groupes d'éoliennes fait l'objet d'une demande d'autorisation d'exploitation spécifique, portée par une société d'exploitation créée spécialement pour le projet.* »

Extrait de l'étude d'impact – page 15 :

I. 3. 2. 3. LE PROJET « LES MOTTES »

Il est à noter, que la société Ostwind fera une demande pour un autre parc éolien de 4 machines situé directement au sud-ouest du présent projet (cf. carte ci-dessous).



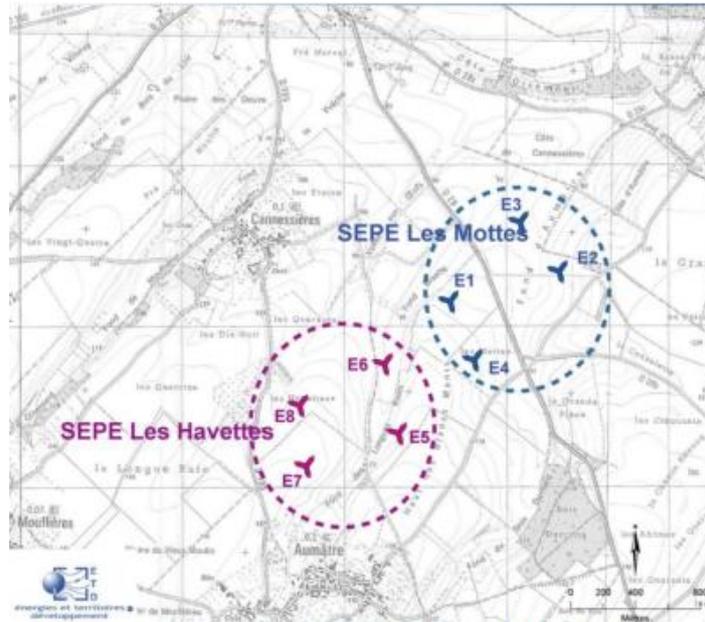
Carte 3 : Localisation des deux sociétés d'exploitation

« Les deux projets ont été définis conjointement afin de garder une cohérence dans leur géométrie et apparence (2 lignes de 4 éoliennes) afin de faciliter leur lisibilité et améliorer leur intégration paysagère. Ainsi, les éoliennes des deux projets seront en tous points identiques (marque, modèle et dimensions générales), et seront disposées de façon à former deux lignes de 4 éoliennes régulièrement espacées. Il sera donc, visuellement, impossible de différencier les deux projets. Ces dispositions donneront une unité aux deux projets et favoriseront leur intégration paysagère comme un parc unique de 8 machines. Malgré la cohérence visuelle des deux projets, ceux-ci seront toutefois totalement indépendants du point de vue technique. Chaque projet fera l'objet d'un dossier de demande d'autorisation spécifique. Le présent dossier n'intègre donc pas le projet des Havettes. Toutefois, pour une prise en compte immédiate des effets cumulés de ces deux projets, les dispositions suivantes sont intégrées dans le présent dossier :

- La zone potentielle d'implantation est commune aux deux SEPE, ainsi les enjeux définis dans l'état initial sont intégrés de manière identique à chaque projet ;
- les parties de la présente étude susceptibles d'être concernées par un impact cumulé intègrent directement les deux projets (les Mottes et les Havettes) : étude d'impact faune et flore, étude paysagère, étude acoustique et étude des ombres notamment ;
- Les effets cumulés des SEPE des Mottes et des Havettes, avec d'autres projets externes à Ostwind sont détaillés dans le paragraphe V.6. . »

Extrait du résumé non-technique de l'étude d'impact – page 2 :

« Le projet éolien comprend 8 éoliennes. Ce projet est scindé en deux sous-projets de 4 éoliennes chacun : le projet des Mottes et le projet des Havettes. La disposition de ces deux projets est présentée sur la carte 1 ci-contre. Chacun de ces sous-projets fera l'objet d'un dossier de demande d'autorisation spécifique. Le présent dossier concerne le projet des Mottes. »



Carte 1 : projets éoliens des Mottes et des Havettes

Force est de constater que la précision a été faite sur la définition du projet et la précision de la scission en deux dossiers jumeaux pour les demandes d'autorisation unique.

[Point 2.1 « visibilité des éoliennes / Photomontage depuis le château de Selincourt »] – thème 2.3 du CE

Monsieur Jean-Yves Haberer indique dans son courrier:

Bien que ma commune ne soit pas mentionnée dans le périmètre de l'enquête publique, je vous signale que le promoteur éolien m'a demandé de recevoir un photomontage chargé de préparer les photomontages permettant d'évaluer la nuisance visuelle susceptible d'affecter en direction de l'Ouest, la perspective centrale, actuellement vierge, de mon par cet des jardins à la Française, l'un et l'autre étant classée monument historique à l'égal du château. J'ai reçu ce photomontage le mercredi 10 octobre qui a pris 4 photos panoramiques partis des endroits sensibles que je lui ai désignés.

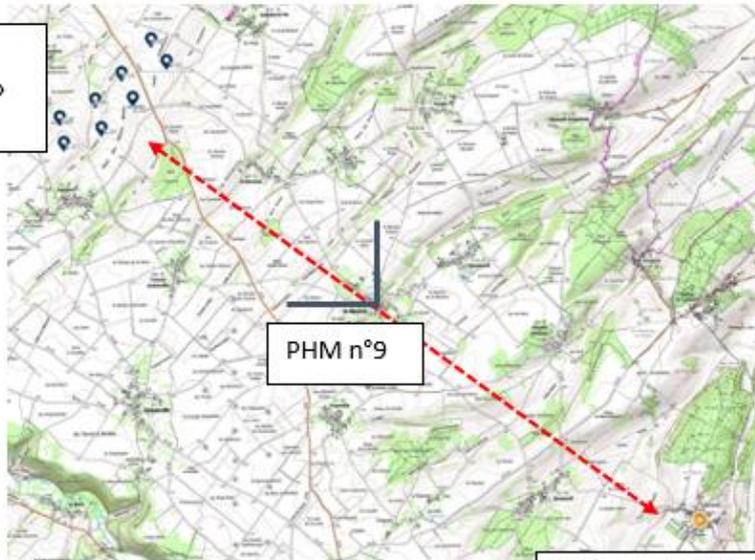
Je n'ai eu aucune information en retour sur les photomontages réalisés dans la perspective axiale de ma propriété, ce qui me fait soupçonner le pire. (...)

Le projet éolien SEPE « Les Havettes », SEPE « Les Mottes » ne sera pas visible depuis les jardins du château de Selincourt. Pour preuve : un photomontage a été réalisé sur les hauteurs de Saint Maulvis, aux abords de l'église, elle aussi inscrite MH.

Ce photomontage montre que de par la topographie et la végétation, le parc éolien ne sera pas visible depuis le parvis de l'église de Saint Maulvis (cf.p175 de l'étude d'impact). Hors le parvis de l'église de saint Maulvis (à 4,8 kms du site éolien) culmine à 130m NGF, un niveau équivalent à celui du château de Selincourt (à 10kms du site éolien).

Monsieur HABERER n'a donc aucun souci à se faire concernant le projet SEPE « Les Havettes », SEPE « Les Mottes »

Projets éoliens
SEPE « Les Havettes »
SEPE « Les Mottes »



Château de Selincourt



PHM n°9

Par ailleurs, il faut préciser que pour les raisons évoquées plus haut aucun photomontage n’a été diligenté depuis le château de Selincourt et donc aucun contact pour le projet éolien SEPE « Les Havettes » SEPE « Les Mottes » n’a été pris avec M. HABERER.

Il s’agit très certainement d’une prise de contact d’un de nos confrères concernant un autre projet éolien proche de chez M. HABERER.

[Point 2.8 « impact acoustique du projet »] – thème 11.2 du CE

Le Courriel 1 indique:

« Le dossier acoustique montre des dépassements d’émergences en nocturne »

Monsieur de Chastellux indique dans son courrier :

« Quelle organisation indépendante a vérifié que le bruit ne gênerait en rien quel que soit la distance ? »

Le même courriel, précise qu’il « n’a pas vérifié en détail le dossier acoustique »...

Précisons tout d’abord que l’expertise acoustique a été réalisé par un expert acousticien indépendant.

L’étude acoustique a déterminé les émergences possibles du parc éolien en se basant sur une évaluation par simulation du bruit éolien produit par le parc, conformément à la norme ISO9613.

Ce bruit a été simulé considérant par ailleurs :

- Le bruit ambiant (relevé par la campagne de mesure acoustique qui s’est déroulée du 01/09/2014 au 25/09/2014)
- Le bruit généré par les autres parcs de l’environnement immédiat (cf. chapitre 3.7 Effets cumulatifs de l’expertise acoustique)

Lorsque des risques d'émergences non réglementaires sont constatés, un bridage est appliqué pour ramener les émergences en dessous du seuil réglementaire.

Dans le cadre du projet Les Mottes, le parc éolien respecte la réglementation acoustique sans qu'aucun bridage ne soit nécessaire de jour comme de nuit.

D'ailleurs, le contrôle acoustique réglementaire prévu après la mise en service du parc permettra de vérifier la conformité des éoliennes sur le plan acoustique.

A noter qu'à tout moment pendant l'exploitation du parc éolien, l'inspecteur des installations classées est en droit de solliciter une expertise acoustique pour vérifier le bon respect de la réglementation acoustique par le parc. L'inspecteur pouvant prescrire à l'exploitant éolien toute mesure pour garantir le respect de la législation acoustique.

[Point 2.8 « Impacts acoustiques effets direct et indirects sur la Santé »]

Le Courriel 3 indique:

« faut-il attendre qu'une partie de la population proche des éoliennes se plaigne de problèmes de sommeil, de qualité de vie, de stress ou de syndromes psycho somatiques pour constater qu'il est trop tard »

L'expertise acoustique traite des effets directs et indirects du bruit sur la santé (cf p.43 de l'expertise acoustique). Elle conclut que « *Le bruit des éoliennes des parcs éoliens « Les Havettes » et « Les Mottes » n'est pas susceptible de générer des impacts sur la santé des habitants les plus proches »*

3– Réponses spécifiques

[3.0 « avis de l'autorité environnementale »] - thème 7.1 du CE

Le pétitionnaire souhaite préciser que suite à l'avis rendu par l'autorité environnementale (MRAE) en date du 25 septembre 2018 les 5 observations formulées par l'autorité environnementale ont été traitées :

- i) Production de listes et de cartes actualisés de l'état de l'éolien ;
- ii) Réduction des incidences du parc sur le château de Rambures par la mise en place d'une mesure de réduction, précisions et démonstration de l'efficacité des mesures d'écrans végétaux proposées sur Aumâtre et Fontaine-le-Sec ;
- iii) Le niveau de sensibilité du site au regard de l'importance de l'activité des pipistrelles communes qui le fréquentent est bien estimé à fort dans le dossier comme le préconise l'autorité environnementale ;
- iv) Production d'une note complémentaire de l'expert écologue concernant l'éolienne E-02 suite à la recommandation de l'autorité environnementale de mettre en œuvre une mesure de bridage ;
- v) Engagement sur la réalisation des mesures de bruit après mise en service de manière à prendre en compte des vents de NNE à NNO et à limiter les incertitudes de la modélisation informatique vis-à-vis de l'entrée d'Aumâtre et production d'une note de l'expert acousticien pour confirmer qu'un complément de plan de bridage n'est pas nécessaire au vu de l'évolution de l'environnement éolien intervenue depuis l'état initial.

Courrier au Préfet de M. Jean-Paul Bignon

Les données du demandeur n'ont d'ailleurs pas été actualisées s'agissant de l'impact de ce nouveau projet puisque l'autorité environnementale relève que le contexte éolien, repris par la société pétitionnaire date de juillet 2016, soit plus de deux ans.

Comme recommandé par le service des installations classées pour la protection de l'environnement et l'Autorité environnementale, les données de l'état de l'éolien sur un périmètre de 20 km par rapport aux projets SEPE Les Mottes et SEPE Les Havettes ont été actualisées le 01/10/2018. Suite à cette actualisation, il a été constaté que les niveaux d'enjeu et d'impact évalués dans l'étude initiale de juillet 2016 restent valables du fait de la contribution nulle à négligeable des quelques projets éoliens nouvellement présents.

Courrier au Préfet de M. Jean-Paul Bignon

Notre territoire a largement payé son écot pour la réalisation d'un programme d'énergie décarbonée. Aujourd'hui, ce qui nous est proposé c'est, dans le dernier ilot de calme dans notre paysage à proximité de monuments auxquels nous sommes attachés, comme l'église d'Aumâtre ou le château de Rambures, de terminer l'œuvre de destruction déjà largement entamée. Nous nous y opposerons.

Une synthèse détaillant précisément les objectifs de développement éolien de nos territoires et démontrant qu'un fort développement de l'énergie éolienne sera encore nécessaire sur l'ensemble du territoire français est disponible au point [Point 1.0.1 « éolien et transition énergétique »] du présent mémoire.

Concernant les deux monuments historiques cités, l'étude d'impact a permis de démontrer l'impact faible à nul du projet sur ceux-ci. Des synthèses sont respectivement disponibles Page 185 de l'étude d'impact « IMPACT SUR LE PATRIMOINE »

Courrier au Préfet de M. Jean-Paul Bignon

Il sera également rappeler que le SCOT du Grand Amiénois a fixé comme orientations générales de préserver et valoriser les richesses naturelles et la biodiversité et de maintenir la qualité des paysages et du cadre de vie.

L'étude d'impact se contente de relever que « Le projet éolien ne sera donc pas en contradiction avec les orientations du SCOT sur le plan naturaliste ». Cette affirmation est contredite par l'analyse faite par l'autorité environnementale dans son avis du 25 septembre 2018.

Une analyse confirmant la compatibilité du projet avec le SCOT du Grand Amiénois est disponible en page 163 de l'étude d'impact.

A aucun moment, l'autorité Environnementale n'a remis en cause la compatibilité du projet avec le SCOT du Grand Amiénois.

En outre, il est clairement démontré que le projet:

a. préserve la biodiversité

En effet, le tableau de synthèse des impacts résiduels page 138 à 143 de l'étude d'impact n'indique que des impacts faibles à très faible sur l'ensemble des enjeux biodiversité.

b. Valorise les richesses naturelles

Comme présenté aux pages 9 et 10 du dossier administratif de demande, l'objet de l'installation est la production l'électricité renouvelable à partir de l'énergie mécanique du vent, qui constitue une richesse énergétique naturelle.

c. Maintient la qualité des paysages et le cadre de vie

Le tableau de synthèse des impacts du projet page 201 à 205 de l'étude d'impact ne présente que des impacts positifs, nul à faible et faible à modéré pour l'ensemble des enjeux relatifs au paysage et au milieu humain. A cela s'ajoute plusieurs mesures paysagères de réduction et de compensation tels que les écrans végétaux de Rambures, Fontaine le Sec et Aumâtre.

Ceci confirme bien le bon respect des orientations générales fixées par le SCOT du Grand Amiénois tels que précisées par M. Bignon.

Courrier au Préfet de M. Jean-Paul Bignon

2.1. la référence à l'accord passé en 2006 entre le syndicat de l'énergie éolienne et les Chambres d'Agriculture pour fixer les tarifs d'implantation et les indemnités versées aux propriétaires ou la maximisation du profit pour les exploitants

Cet accord de 2006, basé sur les technologies de l'époque, ne reflète en aucune manière, sur la base des informations dont nous disposons, ni l'état actuel de la technologie (augmentation des puissances unitaires), ni le changement des chiffres de rentabilité. Cette ancienne convention ne représente pas une répartition équitable des fruits générés entre exploitants et propriétaires/locataires.

La société Ostwind – en charge des démarches de développement des projets SEPE Les Mottes et SEPE Les Havettes - s'est naturellement grandement appuyée sur le travail de concertation réalisé en 2006 entre le syndicat de l'énergie éolienne et les chambres d'agriculture pour la rédaction de ses contrats de mise à disposition des terres agricoles nécessaire à la réalisation du projet éolien. Depuis 2006, ces contrats ont naturellement été mis continuellement à jour pour toujours veiller à répondre au mieux aux diverses attentes de ses partenaires.

Les indemnités versées pour l'utilisation de surfaces agricoles privées sont toujours définies de façon proportionnée et dans des conditions commerciales adéquates au regard de l'activité agricole initiale.

Une répartition la plus équitable possible est proposée aux exploitants et propriétaires/locataires agricoles qui, pour chacune des éoliennes du projet, ont accepté les diverses dispositions des contrats.

En outre, nous rappelons que cette contractualisation des accords fonciers est régie par le code du commerce et non par le code des marchés publics. Cette contractualisation est donc réalisée de privé à privé et ni l'administration ni les tiers ne peuvent exiger la divulgation des conditions de partenariat.

Courrier au Préfet de M. Jean-Paul Bignon

Nous y reviendrons au sujet de la biodiversité mais nous sommes déçus par la part microscopique (1 000 Euros par an) consacrée à la préservation et à la restauration de l'environnement sur le terrain du parc éolien et à ses abords. On nous parle de quelques milliers d'euros sur un investissement global qui dépassera probablement 20 millions d'euros et des revenus annuels pour l'opérateur que nous estimons à 3 millions d'euros. Nous savons que pour d'autres projets connus, les maires se sont attachés à défendre un programme de compensation de qualité ne représentant pas moins de 2 % du budget global investi au départ et pas moins de 1 % du chiffre d'affaires annuel en fonctionnement.

Rappelons dans un premier temps que tout dossier éolien se doit de respecter un protocole ERC (Evitement, Réduction et Compensation). Ce protocole, dont la bonne application est scrupuleusement vérifiée par les DREAL, vise à concevoir un projet en évitant tout d'abord les impacts, en les réduisant lorsque l'évitement n'est pas possible, puis en les compensant lorsqu'un impact significatif subsiste. Ainsi, ce protocole vient depuis peu structurer les méthodes de conception des projets de parcs éoliens en veillant à privilégier

l'évitement des impacts plutôt que leur compensation. En conséquence, un projet de parc éolien bien conçu ne présentera que très peu de mesures de réduction et de compensation.

C'est pourquoi, en dépit du fait que l'enveloppe de mesures compensatoire semble bien plus faible que sur de plus anciens dossiers, cela s'avère pourtant être un gage de qualité du développement du projet de parc éolien.

Ensuite, nous remarquerons que la mesure d'asservissement des éoliennes E5 et E8 pour la protection des chiroptères engendrent une perte de productible net estimée à 0.85% à lui seul.

Enfin, plusieurs études sur l'activité faunistique seront réalisées suite à la mise en service des éoliennes et permettront de corroborer les impacts et d'intégrer de nombreuses données sur les espèces locales, qui seront mises à disposition des services de l'état.

Courrier au Préfet de M. Jean-Paul Bignon

Vous trouverez, ci-joint, une note sur ce sujet de Monsieur Vincent Vignon, dirigeant de la société OGE et membre du CSRPN des Hauts de France, co-fondateur de l'UPGE (Union professionnelle du génie écologique) qui détaille les éventuelles conséquences dommageables de ce projet.

Note concernant des insuffisances de l'étude d'impact pour le projet éolien SEPE les Havettes sur les communes de Cannessières et Aumâtre

5 CONCLUSION

Nous estimons que les impacts sur les continuités écologiques sont très nettement sous-évalués.

Le projet éolien des Havettes et des Mottes s'inscrit dans le dernier couloir qui restait libre de parc éolien. En tenant compte des données récentes, présentées dans cette note, l'impact est majeur sur les continuités écologiques pour les chiroptères, groupe à très fort enjeu écologique.

Barré et al. (2018) met en évidence que les recommandations européennes (à au moins 200 m de toute lisière boisée) visant à limiter les événements de mortalité ne prennent pas en compte la perte d'activité des chauves-souris et montre qu'il faut augmenter la distance d'une éolienne par rapport aux lisières boisées à au moins 1 km.

Le programme de mesures n'est absolument pas à la hauteur des enjeux et doit être revu.

Dans l'état actuel du projet, l'évitement n'est pas possible, la réduction ne pourra pas être suffisante étant donné les distances trop faibles entre les habitats naturels et les éoliennes.

En conséquence, des mesures compensatoires conséquentes devront être définies.

Il faut souligner que la faisabilité technique et financière de ces mesures pourrait remettre en cause la faisabilité du projet éolien.

Enfin, les impacts cumulés n'ont pas été étudiés à la bonne échelle. La carte de la page 6 de cette note montre que toutes les continuités possibles pour les chiroptères sont affectées par les éoliennes en place et par le projet tel qu'il est envisagé.

Nous considérons que ce projet présente un impact tel qu'il condamne les dernières fonctionnalités écologiques entre les vallées du Liger et d'Allery notamment pour les chiroptères qui constituent une part déterminante du patrimoine naturel de cette partie du plateau picard.

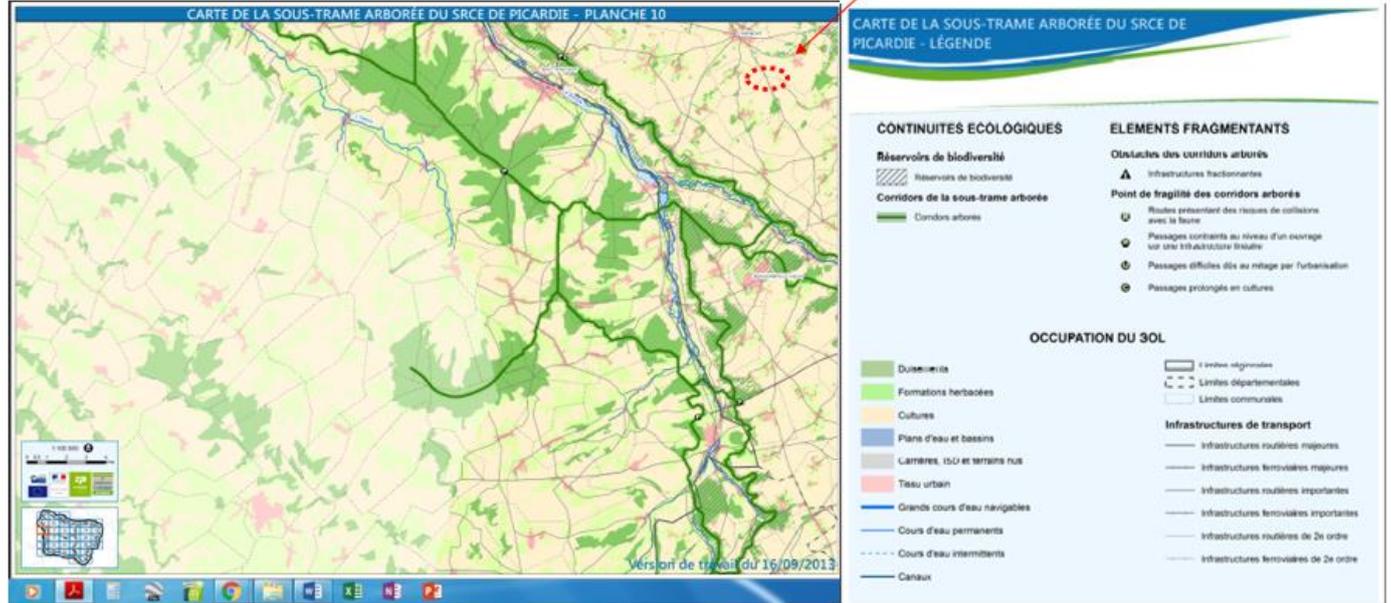
Observation à l'enquête publique pour le compte de Monsieur Jean-Paul Bignon

I. Une atteinte forte et irréversible à la biodiversité

En réponse à cette note de OGE relative aux enjeux liés à la biodiversité, voici ci-après la réponse de l'expert écologue ayant été mandaté sur le dossier, qui conclut que « **Le parc des Havettes ne saurait condamner les fonctionnalités écologiques entre les vallées du Liger et d'Allery.** »

Il n'est pas défini de corridor arboré à proximité du site du projet selon le schéma régional de cohérence écologique de Picardie (carte 1).

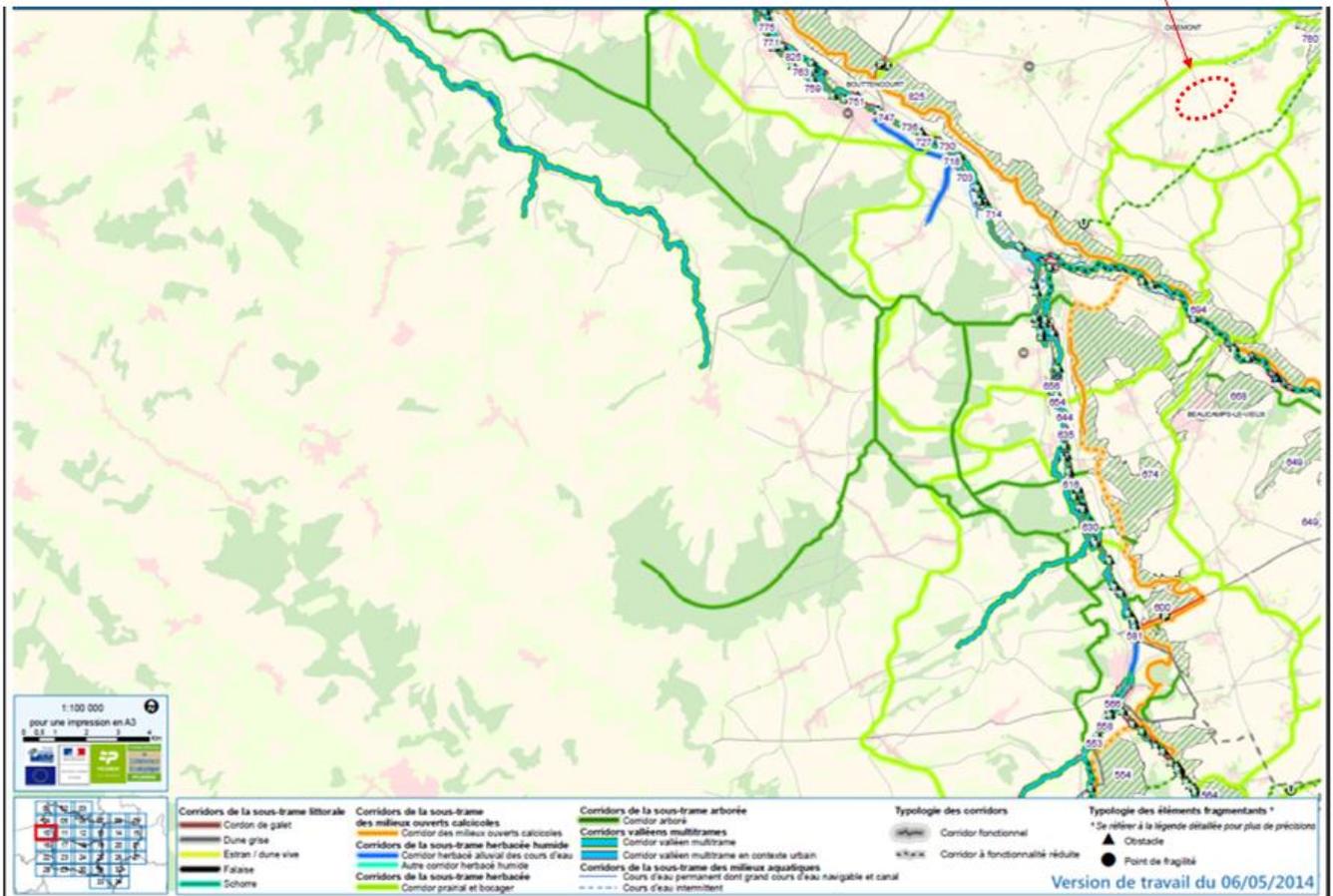
Carte 1 – Les corridors arborés



Le parc se situe à côté d'un corridor écologique et non pas sur un couloir écologique (carte 2)

Carte 2 – Corridors de la sous-trame herbacée

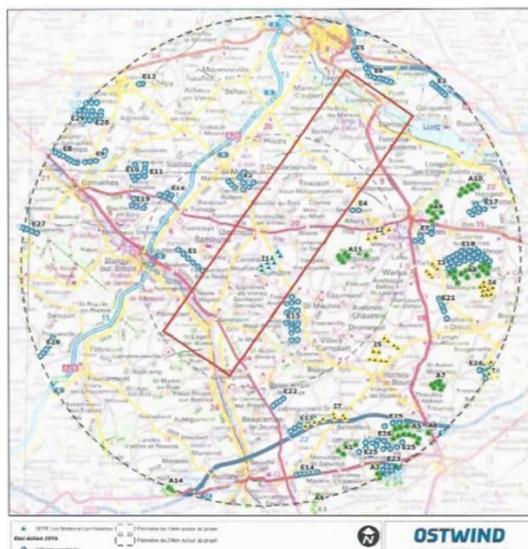
Zone d'implantation du projet éolien



Ces corridors discontinus spatialement assurent les déplacements d'un plus grand nombre d'espèces que la trame agricole. Ces corridors assurent diverses fonctions biologiques (nidification, ressource trophique).

p. 5 de la note de OGE on lit : « *Le projet est envisagé dans un couloir qui restait libre entre les vales de la Bresle et de la Somme (rectangle rouge ci-dessous) : espace de libre circulation pour les oiseaux et les chiroptères à grand rayons d'action ou migrants* »

Le terme de couloir ici porte à confusion. Déjà, la représentation des points des éoliennes n'est pas à l'échelle de la carte, ce qui est très important dans la lecture de la carte. Cette carte est plutôt un schéma qui faut comprendre comme tel.



La distances des éoliennes entre les parcs sont suffisamment importantes pour que les oiseaux évoluent librement entre les deux vallées. Cette carte est trompeuse.

L'axe migratoire des oiseaux important passe par le littoral. Les axes migratoires existent mais ce sont des axes diffus.

La thèse de Barré (2018) n'a pas été intégrée dans les recommandations d'Eurobats. Nous nous plaçons dans le cadre des directives apportées par cet organisme auxquels les projeteurs éoliens tiennent compte dans leurs dossiers d'implantation. Ces organismes répondent aux demandes de l'état quant aux nombres de nuits d'observations des chauves-souris, aux nombres de journées d'observations pour les oiseaux, aux installations de mâts pour l'écoute des chauves-souris en altitude et dernièrement des écoutes radars pour les oiseaux. Nous nous référons également aux recommandations et contraintes de la Trame verte et bleue de la Picardie. L'intensité écologique des corridors ne s'expriment pas sur une interprétation cartographique mais aux résultats des interprétations des observations réalisés sur le terrain. Compte tenu des nombreuses observations réalisées au sol et en altitude au cours de ce dossier, l'impact n'est pas aussi important que celui défini dans l'expertise d'OGE. Une forte perméabilité entre les parcs assure la fonctionnalité des oiseaux et des chauves-souris. Il suffit de se déplacer entre les parcs pour voir le comportement des oiseaux notamment dans le cadre des suivis.

L'éloignement d'au moins un km est peut-être à revoir au cas par cas. D'autant que l'étude de Barré ne s'intéressent pas à l'adaptation des chauves-souris aux éoliennes, qui est certes un autre sujet. L'adaptation étant le critère de survie d'une espèce !

Ce parc n'est pas plus exposé à des éléments de biodiversité que d'autres parcs installés dans le Vimeu. Des mesures de bridages suffisantes ont été définies en fonction des résultats obtenus lors des observations.

Sans exclure des modifications de route de vols des chauves-souris. **Le parc des Havettes ne saurait condamner les fonctionnalités écologiques entre les vallées du Liger et d'Allery.**

----- fin de note de Ecosystèmes -----

Observation à l'enquête publique pour le compte de Mme. Leclerc de Hautecloque Coste

Le projet consiste en effet en la réalisation d'un parc éolien de **8 éoliennes** sur le territoire des Communes d'AUMATRE, CANNESSIERES et FONTAINE-LE-SEC.

Or celui-ci a été, de façon complètement artificielle, et ce sans qu'aucune explication claire ne soit apportée, divisé en deux dossiers distincts faisant l'objet de deux enquêtes publiques concomitantes, concernant chacun 4 éoliennes.

Les deux avis d'enquête publique évoquent ainsi chacun un *«parc éolien comprenant quatre aérogénérateurs»*.

Le public a ainsi été délibérément induit en erreur puisqu'une caractéristique essentielle du projet, à savoir qu'il s'agit en réalité d'un projet de 8 et non de 4 éoliennes, a été volontairement dissimulé.

Ainsi, par exemple, Madame Marie-Pierre VILLEMONT, qui s'est rendue en Mairie d'AUMATRE le 11 décembre dernier pour déposer Ses observations, nous a déclaré ne pas avoir compris qu'il y avait en fait deux enquêtes publiques.

L'impact d'un ensemble de **8 éoliennes** ne saurait être assimilé à celui d'un simple parc ne comportant que 4 machines.

Le public a ainsi été délibérément induit en erreur sur la portée du projet soumis à enquête publique.

Nous confirmons que deux enquêtes publiques ont bien été réalisées pour les 2 projets SEPE Les Mottes et SEPE Les Havettes, composés chacun de 4 éoliennes et un poste électrique de livraison. Ces deux projets éoliens sont juridiquement et techniquement indépendants. Ainsi, deux avis d'enquête publique ont été diffusés sur le site internet de la préfecture, affichés aux mairies des communes du périmètre d'enquête publique et publiés sur 2 journaux locaux comme le prévoit la réglementation. Aussi, une décision préfectorale pour chaque projet sera rendue.

Néanmoins, au vu de la proximité de ces parcs éoliens projetés et de la concomitance de leur instruction :

- Une étude d'impact globale a été réalisée pour mieux évaluer les enjeux et notamment les impacts communs et/ou cumulés
- Une mutualisation des enquêtes publiques a été réalisée pour permettre au public et à l'administration une vision globale des projets en cours.

D'ailleurs, le public a pu disposer du double des permanences communément réalisée dans le cadre d'un projet unique pour déposer leurs éventuelles observations au commissaire enquêteur, celui-ci étant chargé des deux dossiers. En effet, toute observation concernant l'un des parcs inscrite sur le registre de l'autre parc a naturellement été enregistrée et notifiée au pétitionnaire.

Observation à l'enquête publique pour le compte de Mme. Leclerc de Hautecloque Coste

Il importe également de souligner que le dossier, et en particulier dans son résumé non technique, n'apporte aucune explication sur cette scission artificielle du projet en deux demandes d'autorisations uniques, et ce alors que le projet relève dans sa totalité du groupe OSTWIND.

Dans un premier temps, nous tenons à signaler qu'aucune disposition réglementaire ne contraint à regrouper juridiquement la SEPE Les Mottes à la SEPE Les Havettes.

Les raisons de cette scission sont d'ordre technique et concernent avant tout les capacités de raccordement électrique par ENEDIS.

Ce choix technique a été réalisé ici comme pour de nombreux autres projets menés par la société OSTWIND sans que cela n'ait jamais constitué un point bloquant.

Le détail de l'organisation des études a clairement été précisé en page 15 et 16 de chaque étude d'impact et chaque dossier peut entièrement s'appréhender indépendamment l'un de l'autre.

Observation à l'enquête publique pour le compte de Mme. Leclerc de Hautecloque Coste

Nous attirons également votre attention sur le fait que les avis d'enquête publique font état de la possibilité de consulter le dossier *«aux jours et heures habituels d'ouverture»* des Mairies concernées, **sans aucunement préciser celles-ci.**

Compte tenu d'informations contradictoires, nous avons par exemple essayé de contacter la Mairie d'AUMATRE par téléphone, afin de connaître ces heures d'ouvertures : malgré de multiples essais (pendant la journée), nous n'avons pu obtenir de réponse : le numéro de téléphone sonne dans le vide, aucun message sur répondeur ne permet de connaître les heures d'ouverture de la Mairie, décourageant ainsi tout déplacement pour consulter le dossier, au vu du risque de trouver porte close.

L'information du public ne saurait ainsi pouvoir être considérée comme permettant d'assurer une information complète et sincère du public.

Les dossiers complets sous format papier ont été mis à disposition du public respectivement dans chaque commune porteuse.

Ces dossiers étaient évidemment consultable par le publique au moment des permanences d'enquête publique et lors des heures d'ouverture de mairie. Pour ces dernières, le pétitionnaire ne dispose pas de la maîtrise du calendrier communal d'Aumâtre. Nous tenons toutefois à rappeler que les dossiers étaient aussi respectivement disponibles dans les mairies de Cannessières et Fontaine le Sec et téléchargeables intégralement sur le site internet de la Préfecture.

Ainsi, l'enquête publique ne saurait pouvoir être considérée comme ne permettant pas d'assurer une information complète et sincère du public.

Observation à l'enquête publique pour le compte de Mme. Leclerc de Hautecloque Coste

Or, au cas d'espèce, l'avis sur le démantèlement a fait l'objet non pas d'une délibération municipale, mais d'un simple avis signé le 21 septembre 2018, en vertu d'une délégation octroyée le 8 septembre 2015 par le Maire d'AUMATRE au profit du troisième adjoint de la Commune...

L'élément intentionnel caractérisant l'infraction de prise illégale d'intérêt, ainsi que la violation des dispositions de l'article L.2313-11 du Code Général des Collectivités Territoriales établie sont manifestement établies, ce qui entâcherait d'illégalité l'éventuelle autorisation qui serait le cas échéant délivrée à l'issue de la procédure.

Nous ne saurons juger des éléments relatifs aux projets éoliens cités qui n'ont pas été développés par la société OSTWIND.

En ce qui concerne la SEPE Les Mottes, il est important de signaler que le projet a été lancé par le prédécesseur de M. Quevauvillers, et soutenu par délibération du conseil communautaire comme indiqué en préalable à ce courrier.

Suite à son élection en 2014, M. Quevauvillers s'est immédiatement retiré de tout débat ou prise de délibération sur le sujet de l'éolien au sein de son conseil municipal.

La délégation de pouvoir octroyée par M. Quevauvillers à son 3^{ème} adjoint en est d'ailleurs la preuve manifeste. En outre, nous tenons à signaler que ni cette délégation de pouvoir, ni l'avis sur le démantèlement lui-même ne constitue un acte public visant à favoriser le développement ou l'instruction dudit projet et il ne pourrait donc à aucun moment être l'un comme l'autre considéré comme une prise illégale d'intérêt.

Enfin, nous tenons à signaler que la commune d'Aumâtre a d'ailleurs délibéré favorablement au projet éolien le 23/11/2018, naturellement sans que M. Quevauvillers ne prenne part ni au débat ni au vote, renouvelant ainsi la volonté du conseil municipal.

Observation à l'enquête publique pour le compte de Mme. Leclerc de Hautecloque Coste

L'éolienne E07 est néanmoins visible depuis la terrasse du logis du château de RAMBURES (Photo montage p. 67) et impacte le paysage arboré en introduisant un élément artificiel de grande hauteur immobile dans ce paysage. L'impact des parcs sur le monument protégé est estimé faible sans réelle justification.

Or, les S.A.R.L. LES HAVETTES et SEPE LES MOTTE ont refusé de revoir l'implantation de l'éolienne E07.

Comme indiqué dans l'étude d'impact et dans la réponse à l'avis de l'autorité environnementale, il n'existe aucune co-visibilité entre le Château de Rambures lui-même et les projets SEPE Les Mottes et SEPE les Havettes.

Néanmoins, depuis la terrasse du logis du château (distante d'une centaine de mètres de l'enceinte extérieure du Château), une trouée laisse une visibilité partielle sur l'éolienne E7. Etant implantée d'une façon la plus optimale possible, le déplacement de l'éolienne E7 aurait contribué à majorer son impact, notamment sur la biodiversité et la lisibilité paysagère du parc. Une mesure d'écran végétal a donc été privilégiée pour compléter l'alignement arboré et ainsi obturer toute vue sur l'éolienne E7.

Le détail de cette mesure est disponible en annexe à la réponse à l'avis de l'Autorité Environnementale.

Observation à l'enquête publique pour le compte de Mme. Leclerc de Hautecloque Coste

Enfin et surtout, la mesure en question ne peut de toute façon être prise en compte, dès lors que les sociétés pétitionnaires n'apportent aucune garantie sur sa réalisation effective : c'est ainsi par exemple qu'elles ne disposent aucunement de l'accord des propriétaires concernées.

L'écran végétal étant projeté sur la parcelle du logis du château, depuis laquelle l'éolienne E7 est partiellement visible, il appartiendra à son propriétaire – qui en subirait éventuellement le préjudice – d'accepter ou non la mise en œuvre de cette mesure pour laquelle le pétitionnaire s'est engagé par écrit en réponse à l'avis de l'Autorité Environnementale.

Observation à l'enquête publique pour le compte de Mme. Leclerc de Hautecloque Coste

Force est cependant de constater, à la lecture des dites annexes 6 et 7, que les mesures en question ne permettent aucunement d'assurer une réduction effective de l'impact du projet sur les habitations concernées.

Les documents en question précisent d'ailleurs explicitement :

«Les arbres ne masqueront pas les éoliennes mais créeront un avant-plan, diminuant la prégnance visuelle des éoliennes.»

Enfin et surtout, les mesures de réduction évoquées ne peuvent de toute façon être prises en compte, compte tenu de leur absence de précision, mais aussi et surtout de l'absence de toute garantie de leur réalisation effective : les parcelles et propriétaires concernés ne sont aucunement identifiés, et les travaux et plantations concernés n'ont fait l'objet d'aucun accord de principe des dits propriétaires.

Dans un premier temps, et comme indiqué en réponse à l'avis de l'Autorité Environnementale, les photomontages démontrent clairement l'efficacité des mesures d'écrans végétaux à **réduire** l'incidence du projet sur les zones urbaines d'Aumâtre et Fontaine le Sec.

En effet, il serait illusoire d'essayer d'empêcher toute vue sur les éoliennes depuis les villages où celles-ci sont implantées. Ces mesures visent plus véritablement à insérer au premier plan un élément naturel du paysage avec des proportions similaires à celles perçues des éoliennes au dernier plan. Ainsi, la perception paysagère du parc éolien est moins prégnante visuellement.

Dans cet objectif, les mesures d'écrans végétaux sont pleinement efficaces.

Observation à l'enquête publique pour le compte de Mme. Leclerc de Hautecloque Coste

Enfin et surtout, les mesures de réduction évoquées ne peuvent de toute façon être prises en compte, compte tenu de leur absence de précision, mais aussi et surtout de l'absence de toute garantie de leur réalisation effective : les parcelles et propriétaires concernés ne sont aucunement identifiés, et les travaux et plantations concernés n'ont fait l'objet d'aucun accord de principe des dits propriétaires.

Contrairement à ce qui est indiqué par Mme. Leclerc de Hautecloque Coste :

- des précisions quant aux caractéristiques des écrans végétaux projetés et à leur efficacité sont disponible en annexe à la réponse à l'avis de l'Autorité Environnementale.

- Leur réalisation effective est garantie par la signature de conventions d'accord avec les propriétaires des parcelles concernées. Ces documents, identifiant la parcelle et le propriétaire, sont disponibles en annexe 7 aux dossiers de compléments.

Observation à l'enquête publique pour le compte de Mme. Leclerc de Hautecloque Coste

L'intégration du projet dans son environnement n'est en fait aucunement prise en compte par le dossier soumis à enquête publique.

Au vu des éléments ci-dessus, cet argument ne saurait être retenu.

Observation à l'enquête publique pour le compte de Mme. Leclerc de Hautecloque Coste

Le projet envisagé s'avère potentiellement nuisible sur le plan sonore puisque, comme le relève l'avis de la M.R.A.E., certaines habitations d'AUMATRE sont situées à **600 mètres** de celui-ci, soit à peine plus que le minimum réglementaire de 500 mètres (et comme par hasard pour l'éolienne E07).

L'avis en question précise par ailleurs :

«En l'absence de bridage des éoliennes, les émergences nocturnes pourraient, pour certaines directions et vitesses de vent égales ou supérieure à 6 m/s, dépasser le niveau maximum de 3 dB fixé par l'arrêté ministériel «éolien» du 26 août 2011 et plus particulièrement sous l'effet des machines des HAVETTES, à l'entrée d'AUMATRE pour les deux types de machines prises en compte ainsi qu'à l'entrée de CANNESSIERES, dans le cas des éoliennes de marque VESTAS.»

Plusieurs non-conformités potentielles de nuit dans certaines classes de vent ont effectivement été identifiées par l'expertise acoustique. En conséquence, un plan de bridage a été dimensionné pour chaque type d'éolienne afin de s'assurer du bon respect de la réglementation acoustique. Ce plan de bridage sera appliqué dès la mise en service du parc et son efficacité pourra alors être confirmée par une campagne de mesures de bruit complémentaire.

«L'autorité environnementale recommande que :

- la période des mesures de bruit après mise en service soit choisie de manière à prendre plus particulièrement en compte les vents de Nord Nord-Est à Nord-Nord-Ouest et à limiter les incertitudes de la modélisation informatique vis-à-vis de l'entrée d'AUMATRE ;

- le complément de plan bridage relatif aux effets cumulés avec d'autres parcs soit vérifié et au besoin complété pour tenir compte de l'environnement éolien intervenue depuis l'étude initiale.»

Or, les S.A.R.L. LES HAVETTES et SEPE LES MOTTE se sont purement et simplement refusées à toute étude supplémentaire ou tout complément d'information, se contentant pour l'essentiel de prétendre que *«le pétitionnaire s'engage à réaliser les mesures de bruit après mise en service de manière à prendre en compte plus particulièrement les vents de NNE à NNO et à limiter les incertitudes de la modélisation informatique vis-à-vis de l'entrée d'AUMATRE.»*

Les sociétés pétitionnaires refusent ainsi purement et simplement de prendre en compte de façon effective les nuisances sonores occasionnées par le projet, se contentant en fait de rejeter l'évaluation des dites nuisances à des études postérieures à la mise en service du projet.

Une telle attitude est d'autant plus critiquable que le projet voisin de la S.A.S. ENGIE GREEN AQUETTES, autorisé par arrêté préfectoral du 18 mai 2018, est purement et simplement ignoré.

Le projet en question des AQUETTES n'est situé qu'à 4,7 km et s'avère susceptible de générer, selon le bureau d'étude acoustique missionné par les porteurs du présent projet, **des contributions sonores s'élevant de 11 à 18 dB(A) aux différents points de mesure du présent projet.**

Sur ce point précis, l'autorité environnementale recommande que :

a. *« la période des **mesures de bruit après mise en service** soit choisie de manière à prendre plus particulièrement en compte les vents de Nord Nord Est à Nord Nord Ouest et à limiter les incertitudes de la modélisation informatique vis-à-vis de l'entrée d'Aumatre ».*

Cette demande concerne exclusivement la campagne de mesure de bruits qui sera réalisée **après mise en service** du parc éolien, visant à confirmer la conformité des émergences acoustiques. Sur ce point, et comme indiqué par Mme. Leclerc de Hautecloque Coste, le pétitionnaire s'est engagé par écrit à satisfaire à cette demande une fois les parcs éoliens SEPE Les Havette et SEPE Les Mottes mis en service.

b. *« Le complément de plan de bridage relatif aux effets cumulés avec d'autres parcs soit vérifié et au besoin complété pour tenir compte de l'environnement éolien intervenu depuis l'étude initiale.»*

Contrairement à ce qui est annoncé par Mme. Leclerc de Hautecloque Coste, une réponse d'expert a été formulée sur ce point et placée en annexe de la réponse à l'avis de l'Autorité Environnementale. Cette réponse d'expert stipule que *« En effet depuis l'étude initial, un projet de parc éolien (le parc des Acquettes) en cours d'instruction est venu s'ajouter aux différents projets voisins. Les éoliennes de ce projet se situent à environ 4.7 Km des projets « Les Havettes » et « les Mottes » et entre 4.2 Km et 8.1 Km des points d'étude. Avec de telles distances, les contributions sonores des éoliennes du projet des Acquettes à plus de 8 m/s de vent sont tout au plus de 11 à 18 dB(A) selon les points d'étude, alors que les niveaux de bruit sont de l'ordre de 35 à 36 dB(A) aux emplacements les plus sensibles (points 2 et 3, la nuit). En termes d'énergie, le projet des Acquettes est donc 100 fois moins sonores que le niveau de bruit ambiant. Compte*

tenu des incertitudes tant sur les mesures du bruit résiduel que des calculs révisionnels, on peut considérer cette contribution comme négligeable et conserver le plan de bridage tel qu'établi dans l'étude initiale. »

Ainsi, l'impact du projet, et notamment des effets cumulés avec les autres parcs, a bien été pris en compte de façon effective.

Observation à l'enquête publique pour le compte de Mme. Leclerc de Hautecloque Coste

L'autorité environnementale recommande d'estimer à nouveau le niveau de sensibilité du site au regard de l'importance de l'activité des Pipistrelles communes qui le fréquentent.»

La M.R.A.E., dans son avis du 25 septembre 2018, précisait ainsi, afin d'assurer une protection effective des chiroptères :

«L'autorité environnementale recommande de :

- prioritairement revoir la localisation des éoliennes E02, E05, E08 afin de respecter les préconisations d'EUROBATS sur l'éloignement des formations boisées ;

- dans l'état actuel du projet, de mettre en œuvre des mesures de bridage de l'éolienne E02, dans les mêmes conditions que celles envisagées pour les éoliennes E08 et E05.»

Or, les sociétés pétitionnaires ont refusé purement et simplement de donner suite aux demandes de l'Autorité Environnementale.

Quand bien même, les prescriptions du protocole EUROBATS ne présentent effectivement aucun caractère réglementaire, il ne saurait être sérieusement contesté que la sensibilité du site est volontairement minorée par le dossier d'étude d'impact et que la protection effective des chiroptères et en particulier des Pipistrelles communes n'est aucunement garantie.

Contrairement à ce qui est indiqué par Mme. Leclerc de Hautecloque Coste, et comme précisé dans la réponse à l'avis de l'Autorité Environnementale, le niveau de sensibilité prévisible sur le site pour le groupe des pipistrelles est bien évalué à « fort » (tableau 32 page 119 de l'expertise écologique « Analyse des impacts résiduels, après intégration des mesures d'évitement et de réduction complémentaires au projet » - repris p59 de l'expertise chiroptérologique complémentaire). Ce point satisfait donc la recommandation de l'Autorité Environnementale.

Comme indiqué par Mme. Leclerc de Hautecloque Coste, les prescriptions du protocole Eurobats ne présentent aucun caractère réglementaire. Une attention particulière a néanmoins été portée sur l'éloignement des éoliennes aux bois et haies à enjeux.

- L'expertise écologique initiale indique p97 que « La grande majorité des éoliennes sont placées à une distance minimum de 200 mètres de toute lisière boisée (milieu sensible de plus forte activité chiroptérologique), ce qui semble suffisant pour diminuer les risques de collision avec des chauves-souris.

Seule l'éolienne E08 est située à 150m d'une lisière boisée. »,

- et le diagnostic chiroptérologique complémentaire a pu confirmer la pertinence du choix d'implantation en concluant p62 « Que les éoliennes E03 et E04 représentent un enjeu quasi nul, les éoliennes E01, E02, E06, E07 et E08 représentent un enjeu faible et l'éolienne E05 un enjeu

modéré. » et « Que l'asservissement de deux éoliennes E05, et E08, situés près de stations fortes pourraient conduire à une baisse significative des collisions pour les Pipistrelles du parc comme pour les espèces périphériques de la zone intermédiaire qui potentiellement pourraient traverser le parc en exploitation. ».

Concernant E02, nous tenons à rappeler que l'expertise chiroptérologique complémentaire a conclu « *Que l'éolienne E02 ne montre qu'un enjeu faible en raison d'une faible activité consécutive à une modification d'occupation du sol à proximité. L'éolienne se situe maintenant à 290 m d'un fourré arbustif suivi d'un espace semi-arborescent.* » et qu'en conséquence, son bridage ne serait pas justifié.

Au vu de ces éléments et des mesures d'asservissement des éoliennes E05 et E08 prévues, il est clairement démontré que les sensibilités chiroptérologiques ont été correctement prises en compte en vue de la protection de ces espèces.

Observation à l'enquête publique pour le compte de Mme. Leclerc de Hautecloque Coste

De même, *le Bois de la Faude dont la signataire se trouve être la propriétaire, est signalé comme site sensible dans le rapport de l'autorité environnementale* : Les sites à enjeux pour la biodiversité, les plus proches de la zone d'implantation potentielle, sont situés : • *à environ 2 km à l'est pour la zone naturelle d'intérêt écologique, faunistique et floristique (ZNIEFF) de type I « bois de la Faude à Wiry-au-Mont et cavité souterraine ».*

Ce bois recèle en effet une faune et une flore remarquable. Il est situé à environ 2 km du projet éolien.

Aucune visite du promoteur auprès de la propriétaire, aucun questionnement sur la vie animale, sur le chemin de randonnée qui traverse le bois. Ces méthodes méprisantes sont choquantes.

Lors de la réalisation des diagnostics sur la biodiversité, une analyse bibliographique est systématiquement réalisée. Celle-ci permet d'intégrer aux études environnementales une grande quantité de données dont l'exhaustivité est nettement supérieure aux éventuels passages de terrain ne permettant qu'une identification ponctuelle et épisodique des espèces présentes. Ainsi, sans que le pétitionnaire, ou son expert écologue mandaté, ne soit intervenu directement sur site, une évaluation précise des sensibilités a pu être fournie. Cette analyse est d'ailleurs synthétisée sur le tableau 7 page 21 à 24 de l'expertise écologique initiale.

Observation à l'enquête publique pour le compte de Mme. Leclerc de Hautecloque Coste

L'autorité environnementale constate que l'analyse du contexte éolien autour du secteur de projet est faite sur la base de données qui datent de juillet 2016 soit plus de deux ans, dans un contexte très évolutif.»

L'Autorité environnementale recommandait ainsi de compléter le dossier par des listes et des cartes de présentations actualisées à l'année 2018.

Certes, de tels documents ont été fournis.

Il n'empêche que les incidences du projet n'ont en fait été appréciées qu'au vu des projets datant de 2016.

Comme indiqué par Mme. Leclerc de Hautecloque Coste, une actualisation de l'état de l'éolien a été fournie en octobre 2018. Suite à cette actualisation, il a été constaté que les niveaux d'enjeux et d'impact évalués dans l'étude initiale de juillet 2016 restent valables du fait de la contribution nulle à négligeable des quelques projets éoliens nouvellement présents.

Observation à l'enquête publique pour le compte de Mme. Leclerc de Hauteclouque Coste

Les phénomènes de saturation et d'encerclement que connaît ce secteur de la SOMME ne sont en fait aucunement pris en compte par le dossier.

Contrairement à ce qui a été indiqué par Mme. Leclerc de Hauteclouque Coste, les phénomènes de saturation et d'encerclement ont été largement étudiés par l'expert paysagiste mandaté par le pétitionnaire. Ses conclusions sur les enjeux d'encerclement ont d'ailleurs été rapportées à plusieurs reprises dans l'étude d'impact :

- V.8. SYNTHÈSE DES IMPACTS EN PHASE D'EXPLOITATION tableau 71 p205

Contexte paysager rapproché : « Cette notion d'encerclement est aussi atténuée à l'échelle même du projet, l'emprise du parc ayant été prise en compte dans les critères de définition du projet (pas d'éoliennes dans les extrémités Sud-Ouest, Nord et Nord-Est du site). »

Effets cumulés : « Pas d'effets d'encerclement de l'habitat [...] »

- VII.2. CONCLUSION

« Il est à noter que la notion d'encerclement de l'habitat a été prise en compte lors de la définition de l'implantation et que le projet n'induit pas d'effets d'encerclement, [...] »

Observation à l'enquête publique pour le compte de Mme. Leclerc de Hauteclouque Coste

Nous nous permettons d'insister sur le fait que les objectifs fixés dans le secteur par le défunt Schéma Régional Eolien sont d'ores et déjà largement dépassés et que de nouvelles autorisations continuent à y être régulièrement délivrées, comme par exemple :

Une synthèse détaillant précisément les objectifs de développement éolien de nos territoires et démontrant qu'un fort développement de l'énergie éolienne sera encore nécessaire sur l'ensemble du territoire français est disponible au point 1.0.1 « EOLIEN ET TRANSITION ENERGETIQUE du présent mémoire.

[3.3 « réponse à M. Philippe de CHASTELLUX »] – thèmes 5.3 du CE

Monsieur CHASTELLUX évoque une parcelle en propriété de sa fille qui se situerait section ZC parcelle 31 du cadastre d'Aumâtre.

Cette parcelle ne fait pas partie de la zone d'étude du projet éolien localisé section ZE au nord du bourg d'Aumâtre.

Les différentes parcelles mobilisées dans le cadre du projet sont d'ailleurs précisées p7 du document d'urbanisme,

La section ZC est localisée au sud du bourg d'Aumâtre.

La fille de Monsieur CHASTELLUX n'a donc pas été concernée par la projet Les Mottes, ce qui explique qu'elle n'ait pas été rencontrée par la société durant le développement du projet.

Dès lors le pétitionnaire n'est pas en mesure d'amener des éléments précis concernant :

1-Si une éolienne devait être positionnée sur une de ses parcelles. Comment se fait-il qu'elle n'ait pas été contactée préalablement?

2-Si une éolienne était positionnée sur la parcelle ZC31 du cadastre d'Aumâtre, cette dernière serait juste en face de la maison.

➔ Aucune éolienne du projet n'est positionnée sur la parcelle ZC31

3-Dans le cas où cette éolienne était installée, peut-on être certain qu'il n'y en aura qu'une seule ?

4-L'entreprise qui va installer cette éolienne sait-elle que l'église du village est classée monument historique ? De ce fait cette installation est-elle autorisée par la Commission des Sites Classés ?

5-Quelle hauteur aurait cette éolienne ?

6-Une plantation d'arbres entre la maison et cette éolienne serait indispensable mais la hauteur de l'éolienne obligerait ma fille à planter très près de sa maison ce qui nuirait grandement à la vue qui est une des principales valeurs de cette maison.

En ce qui concerne la rémunération :

1)A combien s'élèverait cette rémunération annuellement ?

2)Qui en bénéficierait ?

3)Pendant combien de temps ?

4)Le bail pourrait-il être reconductible ?

➔ Si projet il y a sur la parcelle ZC31, le pétitionnaire n'en est pas à l'origine et tous les éléments formant l'accord entre le propriétaire et le développeur sont inconnus du pétitionnaire.

Le pétitionnaire peut en revanche apporter des précisions sur les points suivants:

5)Quelle est la durée de vie d'une éolienne ?

Les éoliennes ont aujourd'hui une durée de vie de 15 à 20 ans.

(cf p.34 de l'étude d'impact)

A la fin du Bail :

- Qui serait dans l'obligation de retirer l'éolienne ?

Ce point est réglementaire et il a été traité dans la partie DEMANTELEMENT ET REMISE EN ETAT DU SITE EOLIEN en page 34 de l'étude d'impact :

«Selon l'article L553-3 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. Dès le début de la production, puis au titre des exercices comptables suivants, l'exploitant ou la société propriétaire constitue les garanties financières nécessaires. (...) »

- Que deviendrait l'éolienne ?
- Serait-elle recyclable entièrement y compris les pales ?
- Où serait stockée la terre qui serait ôtée pour mettre du béton ?
- A quelle profondeur faudrait-il creuser pour mettre le béton ?
- Le béton serait-il ensuite retiré entièrement ou seulement partiellement ? Quelle terre serait ensuite remise à cet emplacement et sur quelle profondeur ?
- Y a-t-il un fond de garantie prévu pour la démolition et la remise en état du sol et du sous-sol ? et dans quel organisme financier serait-il gardé ?

Une réponse est apportée à cette question au THEME 1.6: DEMANTELEMENT - RECYCLAGE

La question du stockage de la terre lors du chantier est traitée en accord entre le responsable de la construction et les exploitants (dépôt à un endroit précis ou évacuation selon le souhait de l'exploitant).

- Ma fille restera t'elle propriétaire de l'ensemble de la parcelle sur le long terme ?
- Aurait-elle la possibilité de vendre la parcelle pendant la durée de vie de l'éolienne ?

La société « SEPE Les Mottes » va conclure avec les différents propriétaires des parcelles accueillant les éoliennes des baux emphytéotiques régularisés chez un notaire. Ces baux porteront sur l’emprise des installations (mât, fondation, rotor, plateforme et chemins d’accès le cas échéant) et préciseront les conditions de réalisation de l’exploitation (durée, indemnisation, démantèlement etc...).

Ces baux seront dès lors attachés aux parcelles pendant toute la durée de l’exploitation et toutes les conditions de ceux-ci seront transmises automatiquement aux héritiers en même temps que la parcelle elle-même en cas de succession ou de vente.

Les propriétaires qui héritent d’une terre accueillant une éolienne bénéficieront des indemnisations pendant la durée de l’exploitation du parc éolien.

Les nuisances :

Quelle organisation indépendante a vérifié que le bruit ne gênerait en rien quel que soit la distance ?

Quel organisme indépendant assure que la santé et celle de ses enfants ne serait pas en danger ?

Quel organisme indépendant assure qu’il n’y aurait aucun effet stroboscopique ?

Quel organisme indépendant assure que la faune ne serait pas perturbée ?

Si un jour ma fille souhaitait louer ses terres à des chasseurs, seraient-ils eux aussi intéressés du fait de l’implantation d’une ou plusieurs éoliennes ?

- ➔ Si projet il y a sur la parcelle ZC31, le pétitionnaire n’en est pas à l’origine et tous les éléments relatifs au développement et à la démarche de demande d’autorisation environnementale de ce projet sont inconnus du pétitionnaire.

[3.4 « réponse à Délégation 80 de Maisons Paysannes de France »]

Sur le dispositif d’information

- ➔ Se reporter au **Point 1.4.1 « publicité des enquêtes publiques »**

Sur la transformation d’un paysage rural et agricole en paysage industriel

- ➔ Se reporter au **Point 1.3.2 « saturation visuelle »**

Sur la nuisance apportée la nuit par les éoliennes

- ➔ Se reporter au **Point 1.3.2 « saturation visuelle »**

Sur les feux rouges nocturnes des éoliennes

- ➔ Se reporter au **Point 1.3.3 « impact du balisage nocturne »]**

Sur les nuisances sonores

- ➔ Se reporter au **Point 1.1.1 « Nuisances acoustiques »]**
[Point 2.8 « Impacts acoustiques effets direct et indirects sur la Santé »]
[Point 1.2.1 « impact des éoliennes sur la Santé »]

Sur la crédibilité des données du dossier et notamment la mention de la vue réelle du dossier photographique

Ces vues sont toutes disponibles dans le carnet de photomontages après les panoramiques tel que décrit en page 9 du carnet de photomontage.

Sur l’intégrité scientifique des experts apportant leur concours aux différents items

Les coordonnées des différents prestataires ayant contribué à la réalisation des expertises et de l’étude d’impact sont disponibles en page 8 de l’étude d’impact.

Nous espérons que le mémoire de réponse permettra d'éclairer le lecteur sur des questions / problématiques qui demeurent complexes.

Les quelques questions soulevées révèlent des inquiétudes des freins naturels au changement provoqués par l'installation d'un parc éolien.

Ces inquiétudes sont souvent alimentées par beaucoup d'idées reçues.

De plus, c'est un fait, le modèle énergétique mondial est en mutation pour des raisons, d'épuisement des énergies fossiles, des raisons climatiques que (presque) plus personne ne contestent. Le développement exponentiel des énergies renouvelables a cette particularité d'être très décentralisé, souvent dans des territoires ruraux. Car auparavant la France produisait de l'électricité depuis des installations centralisées, distribuées par les lignes hautes tension. La plupart des gens consomment de l'électricité sans avoir conscience des dangers, impacts environnementaux, paysagers ou sur le milieu humain de moyens de production qui nous paraissent lointains: barrage hydroélectriques, centrales à flammes, nucléaire. C'est un grand changement

Au travers de notre expérience basée sur des faits, sur le terrain et non sur les on-dit, nous souhaitons rassurer les habitants inquiets en leur décrivant la réalité de ce changement :

Les éoliennes seront visibles ponctuellement.

Dans le grand paysage, lorsque vous circulerez en voiture, dans un rayon d'une quinzaine de kilomètre.

Depuis votre habitation parfois, lorsque le bocage ou le cadre bâti offrira des ouvertures sur le paysage. Très vite elles feront partie intégrante de l'environnement, seront un point de repère, au même titre que les bâtiments agricoles, les lignes électriques.

Depuis l'extérieur, il faudra s'approcher à 500 m pour les entendre. La plupart du temps entre 18h et 22h quand le vent sera faible et par temps sec. L'émergence sera bien souvent couverte par les bruits de la vie quotidienne, de la circulation routière de l'activité agricole.

Tels sont les principaux impacts du parc éolien.

Nous souhaitons pour conclure mettre dans la balance face aux inconvénients, les avantages :

L'énergie éolienne est une énergie renouvelable

- ✦ qui ne nécessite aucun carburant,
- ✦ ne crée pas de gaz à effet de serre,
- ✦ ne produit pas de déchets toxiques ou radioactifs,
- ✦ produit de l'électricité
 - sans dégrader la qualité de l'air,
 - sans polluer les eaux, les sols,
- ✦ lutte contre le changement climatique,
- ✦ contribue à long terme au maintien de la biodiversité des milieux naturels,
- ✦ les installations
 - ont une emprise faible
 - sont facilement démontables,
 - participent au développement des communes à la création d'emplois.

Veuillez recevoir, Monsieur le Commissaire Enquêteur, l'expression de mes salutations distinguées.

M. KAYSER Fabien

Gérant de la SEPE LES MOTTES