



RÉPUBLIQUE
FRANÇAISE

*Liberté
Égalité
Fraternité*

ADEME



AGENCE DE LA
TRANSITION
ÉCOLOGIQUE



EXPERTISES

Renouvellement de l'éolien :
quelles stratégies possibles et
envisageables en fin d'exploitation
pour les parcs éoliens terrestres ?

Ce document est édité par l'ADEME

ADEME

20, avenue du Grésillé
BP 90406 | 49004 Angers Cedex 01

Coordination technique : ADEME - Sébastien BILLEAU
Ingénieur filière éolienne
Service Réseaux et Energies Renouvelables
Direction Productions et Energies Durables

Coordination édition : ADEME - Véronique DALMASSO

Étude réalisée pour le compte de l'ADEME par :
Everoze, INNOSEA, ABIES.

Membres du Comité de Pilotage de l'Étude :

Adrien THIRION (Commission de Régulation de l'Énergie)
Tommy ELEOUET (Commission de Régulation de l'Énergie)
Louis ORTA (DGEC - Ministère de la Transition Ecologique et Solidaire)
Paul DUCLOS (Syndicat des Energies Renouvelables)
Pierre-Albert LANGLOIS (France Énergie Éolienne)

Citation de ce rapport

ADEME : Sébastien BILLEAU, Raphaël GERSON, David MARCHAL,
EVEROZE : Ragna SCHMIDT-HAUPT, Brieuc PEY, Jérôme JACQUEMIN,
INNOSEA : Félix GORINTIN, Clémentine GIRANDIER, Bruno BORGARINO,
ABIES : Paul NEAU.

Crédits photo : ©Adobe Stock - ©ADEME

Création graphique : GRAPHIE 4 - Vallauris

Brochure réf. 011119

ISBN : 979-10-297-1541-9

Dépôt légal : ©ADEME Éditions, Juillet 2020

Toute représentation ou reproduction intégrale ou partielle faite sans le consentement de l'auteur ou de ses ayants droit ou ayants cause est illicite selon le Code de la propriété intellectuelle (Art L 122-4) et constitue une contrefaçon réprimée par le Code pénal. Seules sont autorisées (Art L 122-5) les copies ou reproductions strictement réservées à l'usage privé du copiste et non destinées à une utilisation collective, ainsi que les analyses et courtes citations justifiées par le caractère critique, pédagogique ou d'information de l'œuvre à laquelle elles sont incorporées, sous réserve, toutefois, du respect des dispositions des articles L 122-10 à L 122-12 du même Code, relatives à la reproduction par reprographie.

Sommaire



RÉSUMÉ	4
1. Contexte du projet	6
2. Méthodologie de l'étude	7
3. Etat de l'art des perspectives de renouvellement	8
3.1. Méthodologie suivie	8
3.2. Etat des lieux à l'échelle européenne	10
3.3. Définition des options de gestion en sortie de contrat	19
3.4. Caractérisation du parc français	25
4. Analyse économique et technique	39
4.1. Procédures administratives	39
4.2. Valorisation des déchets issus du démantèlement	43
4.3. Analyse de coûts d'investissements et d'exploitation	50
4.4. Evolution de productible	53
4.5. Analyse LCOE	54
4.6. Modalités technico-économiques de renouvellement	55
4.7. Probabilités de réalisation pour chaque type de renouvellement	57
4.8. Calendrier des renouvellements	59
4.9. Etude complémentaire sur la durée de vie technique	59
4.10. Impact sur le Compte d'Affectation Spéciale « Transition énergétique » (CAS TE)	62
5. Analyse comparative	68
5.1. Comparaison des impacts	68
5.2. Analyse macroscopique du potentiel de renouvellement du parc français éolien	73
5.3. Analyse de sensibilité sur le potentiel de renouvellement	77
5.4. Analyse sur l'évolution du nombre de mâts	79
5.5. Bilan comparatif	79
6. Conclusion / Perspectives	82
7. Index des tableaux et figures	86
8. Sigles et acronymes	90
9. Annexes	91
9.1. Annexe 1 : Retour d'expérience en France de renouvellements réalisés ou en cours	91
9.2. Annexe 2 : Fiches pays	91
9.3. Annexe 3 : Détails sur l'étude complémentaire sur la durée de vie technique	121
9.4. Annexe 4 : Détails sur l'étude de l'impact CAS TE	129

Résumé

La programmation pluriannuelle de l'énergie publiée en avril 2020 par le gouvernement français prévoit de plus que doubler la puissance éolienne installée pour atteindre environ 34 GW en 2028, faisant passer le parc éolien d'environ 8 000 mâts à fin 2018 à environ 14 000 mâts à fin 2028. Au cours de la même période, des parcs représentant une capacité cumulée de 7 GW arriveront au terme de leur contrat d'obligation d'achat. Se pose ainsi la question de la place du renouvellement des parcs éoliens dans l'atteinte des objectifs de la PPE et du gisement associé à leur renouvellement, au regard des différentes options possibles qui s'offrent aux exploitants et de leurs conséquences en termes techniques, économiques et environnementaux.

L'objectif de la présente étude est d'analyser, dans le cadre de l'application de la réglementation en vigueur, le potentiel associé au renouvellement des parcs éoliens français et les enjeux que cela soulève, des points de vue technico-économique, environnemental et réglementaire. Pour ce faire, l'étude analyse les différentes options possibles lors de la sortie de contrat d'achat d'un parc éolien, caractérise les possibilités de gestion pour les parcs français en fonction des conflits d'usage en présence et compare les différents modes de gestion identifiés.

Afin d'asseoir la légitimité de ces résultats, l'ADEME et le groupement en charge de l'étude ont associé au Comité de Pilotage de l'étude la CRE, la DGEC ainsi que les organisations professionnelles du SER et FEE. Ces parties prenantes ont à plusieurs reprises eu l'occasion de valider les hypothèses retenues, notamment techniques et économiques. Par ailleurs, les analyses environnementales se sont appuyées sur quelques premiers retours d'expérience de parcs renouvelés ou en cours d'instruction. Le groupement a notamment complété une base de données couvrant tous les parcs éoliens terrestres en France installés jusqu'à la fin 2014 pour conduire les analyses.

Dans un premier temps, la présente étude dresse un état des lieux de la gestion de fin de vie à l'échelle européenne, de façon à formuler des hypothèses structurantes pour la suite de l'étude. L'étude se focalise ensuite sur le parc français et le caractérise au regard notamment des contraintes et enjeux en présence. Cette étude distingue plusieurs types de

renouvellements : impossibles, quasi-identiques, limités en hauteur ou non plafonnés. Elle détermine ensuite les conditions économiques auxquelles sont soumis les parcs lors d'une poursuite d'exploitation. Les hypothèses de l'analyse économique et technique sont ensuite établies, de façon à être appliquées sur l'ensemble de la base de données utilisée. Les résultats finaux de cette analyse macroscopique du parc éolien et de l'analyse de sensibilité permettent de faire ressortir de grands enjeux liés au renouvellement à l'échelle nationale.

Dans le cas où les renouvellements seraient opérés entre 17 et 20 ans à compter de la mise en service du parc existant, l'analyse macroscopique conclut que des gains de capacité et de production liés aux renouvellements effectués proches de 1,5 à 2,5 GW et de 10 à 17 TWh/an, sont envisageables à horizon 2031-2034 sur le périmètre des 742 parcs étudiés (de capacité actuelle 9,2 GW et de production 20 TWh/an). A horizon 2030, voire au-delà – en cas de prolongement de l'exploitation au-delà de 25 ans – les premiers démantèlements définitifs pour les parcs pour lesquels aucun renouvellement n'est possible pourraient réduire ces gains de 0,7 à 1 GW et de 1,5 à 2 TWh/an pour ainsi les ramener à environ 0,8 GW et 8,5 TWh/an.

Les résultats de l'étude ainsi que les différents scénarios d'évolution du portefeuille de parcs français étudiés font ressortir plusieurs enjeux, qui pourront impacter l'atteinte des objectifs de la PPE pour les parcs en sortie d'obligation achat (OA).

Cette étude distingue plusieurs types de renouvellements : impossibles, quasi-identiques, limités en hauteur ou non plafonnés.

Voici les principales conclusions de l'étude :

- Dans les conditions actuelles de marché de l'électricité, hors enjeux techniques marqués sur certains parcs, **les conditions techniques et les coûts d'exploitation en sortie d'OA permettront aux parcs de trouver un équilibre sur le marché pour poursuivre l'exploitation jusqu'à 20-25 ans.** Les coûts d'exploitation de la majorité des parcs dans leurs années 15 à 25 se situeront entre 20 et 30 €/MWh. Un repli marqué et prolongé des prix de marché de l'électricité en Europe et/ou une forte cannibalisation¹ éolienne vers ce niveau d'équilibre serait un risque fort à la poursuite de l'exploitation des parcs existants, mais aussi à l'exploitation de la plupart des capacités de production.
- **65 % des parcs éoliens installés avant 2015 sont soumis à des fortes contraintes dans au moins une famille², et 30 % dans au moins deux familles** (radars, aéronautique, Natura 2000, milieux naturels d'intérêt, paysage).
- La réglementation autour du développement éolien ayant été mise en place progressivement, on constate que **les premiers parcs anciens regroupés dans l'étude – raccordés avant 2009 – sont aujourd'hui soumis à une superposition de contraintes** (aéronautiques, radars, biodiversité, paysage) qui limite voire prohibe d'éventuels projets de renouvellement.
- Indépendamment des effets de l'instruction du 11 juillet 2018³, **certains parcs pourraient être définitivement démantelés pour raison des contraintes précitées et de celles non directement intégrées dans le travail cartographique réalisé.** 0,7 à 1 GW de capacité sont concernés soient 8 à 11 % de l'ensemble du périmètre étudié, et une production de 1,5 à 2 TWh/an.
- En lien avec l'apparition de telles contraintes opposables, le potentiel éolien lié au renouvellement est fortement dépendant de la prégnance des contraintes et de la traduction opérationnelle de l'instruction du 11 juillet 2018. **Ainsi, outre le démantèlement précité de 8 à 11 % de l'ensemble du périmètre, entre 25 et 40 % des capacités étudiées soit 2 à 4 GW pourraient, à l'occasion de leur renouvellement, ne pas ou peu bénéficier des gains technologiques réalisés par le secteur car opérés sous une forme quasi-identique.** Dans une moindre mesure, cet enjeu est valable pour les renouvellements limités en hauteur.
- Au regard de la portée de l'instruction du 11 juillet 2018 et du fait d'un retour d'expérience insuffisant, **il subsiste une incertitude à la transcription**

pratique de sa mise en oeuvre et l'appréciation du caractère notable ou substantiel de son impact sur le territoire, et ce en particulier pour la configuration III d'augmentations de hauteur des éoliennes situées dans la fourchette [+ 10 % ; + 50 %].

- **15 % des renouvellements de type quasi-identique pourraient s'avérer prohibitifs du fait de leurs coûts** (> 70 €/MWh), au regard des mécanismes de soutien actuel, et donc ne pas être engagés par les opérateurs. Sur les 2 à 4 GW que pourrait représenter ce type de renouvellement, l'enjeu est donc de l'ordre de 0,3 à 0,6 GW dont le renouvellement pourrait être bloqué pour raison tarifaire. Ces pertes de capacités potentielles viendraient se cumuler aux pertes liées à des renouvellements impossibles (0,7 à 1 GW de capacité) pour cause de présence de contraintes et enjeux.
- Indépendamment du moment du renouvellement dans la vie du parc, **les LCOE des renouvellements de type quasi-identique seront de 15 à 20 €/MWh plus élevés que ceux des autres types de renouvellement.** Le poids des renouvellements de type quasi-identique constitue un enjeu marqué de dépense publique.
- Pour des raisons de qualité de gisement et de moindres coûts d'investissement, les coûts de la production éolienne pour les renouvellements non plafonnés seront généralement inférieurs ou proches des prix de marché actuels pondérés de la production éolienne. **Même ramené au gain de production par rapport au parc existant, le coût d'un mécanisme de soutien visant ces renouvellements sera vraisemblablement inférieur au coût d'un mécanisme de soutien de nouveaux projets.** Dans les cas s'y prêtant, il pourrait ainsi être intéressant d'inciter à de tels renouvellements à une date assez proche de la sortie d'obligation d'achat, tant du point de vue de la dépense publique – du fait d'une faible dépense supplémentaire engendrée – que de l'atteinte des objectifs de la PPE. Ce type de renouvellement représente un potentiel de gain de capacité de 1,0 à 1,5 GW et de gain de production de 5 à 10 TWh/an. Vis-à-vis de l'enjeu de l'atteinte des objectifs de la PPE à plus faible coût pour l'Etat, les renouvellements non plafonnés représentent un gisement important.
- **La disponibilité des technologies pour renouvellement quasi-identique n'est pas garantie**, en particulier en cas de poursuite de l'exploitation sur une longue période après la sortie d'OA avec des modèles de machines déjà anciens au moment de la mise en service du parc.

¹ Effet de cannibalisation : La corrélation des productions renouvelables peut tendre à déprécier plus fortement leurs prix de vente par rapport aux autres productions à mesure qu'augmente leur part dans le mix électrique (phénomène dit de « cannibalisation »).

² Voir définition à 3.4.2. Cartographie des contraintes et des enjeux.

³ TREP1808052J



1. Contexte du projet

Afin de respecter ses engagements dans le cadre de l'Accord de Paris, la France a instauré des objectifs de développement des énergies renouvelables. Ces objectifs sont ambitieux : la loi de transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) prévoit une part de 40 % de production d'électricité d'origine renouvelable en 2030.

La France dispose d'un potentiel de production d'électricité d'origine éolienne important, le deuxième potentiel technique en Europe. La politique française de l'éolien a ainsi débuté lors du premier appel d'offres EOLE 2005, lancé en 1996. Depuis, la filière s'est développée jusqu'à devenir une filière dynamique, pour laquelle l'Etat a fixé des objectifs de développement : le projet de Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE) publié en janvier 2019 fixe en effet des objectifs de capacité installée de 24,6 GW en 2023 et compris entre 34,1 GW et 35,6 GW à fin 2028, contre 15 GW en 2018.

Le développement durable de la filière est assuré par différents dispositifs réglementaires : autorisation environnementale – fusionnant différentes procédures d'autorisation – impliquant a minima la réalisation d'une étude d'impact, ou encore instauration d'un contrat de complément de rémunération pour les demandes faites à compter du 1^{er} janvier 2016, faisant suite au contrat d'obligation d'achat pour les demandes antérieures à cette date. Ce soutien financier garantissait au producteur d'électricité d'origine éolienne de voir son électricité achetée par EDF-OA au tarif fixé par le contrat, le surcoût du tarif d'achat par rapport au prix de marché étant compensé par la contribution au service public de l'électricité (CSPE), maintenant intégré au Compte d'Affectation Spécial pour la Transition Énergétique (CAS TE).

LA FRANCE DISPOSE DU DEUXIÈME POTENTIEL DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ D'ORIGINE ÉOLIENNE EN EUROPE

Les volumes de parcs éoliens français sortant de leur contrat d'obligation vont être croissants à partir de 2020, posant alors la question des différentes options possibles qui s'offrent aux exploitants. Dans sa mission d'expertise pour le compte de l'Etat et de mise en œuvre des politiques publiques, l'ADEME souhaite réaliser une étude sur la sortie de contrat des parcs éoliens, permettant de mieux évaluer les perspectives associées en matière d'atteinte des objectifs de développement d'énergies renouvelables ainsi que les enjeux économiques et environnementaux que cela soulève.

Les objectifs de l'étude sont ainsi d'analyser les différentes options possibles lors de la sortie de contrat d'achat d'un parc éolien, de caractériser les scénarios d'évolution des parcs français en fonction des enjeux et servitudes en présence, de comparer les scénarios identifiés et de conclure quant à la solution la plus favorable du point de vue du producteur et de l'Etat au vu de la réglementation en vigueur. L'anticipation des enjeux liés au renouvellement doit permettre l'atteinte des objectifs ambitieux de la filière éolienne sur le territoire français.



2. Méthodologie de l'étude

Cette section a vocation à présenter de manière synthétique la méthodologie employée au travers de l'étude. Le déroulement de l'étude est schématisé dans la figure ci-dessous :

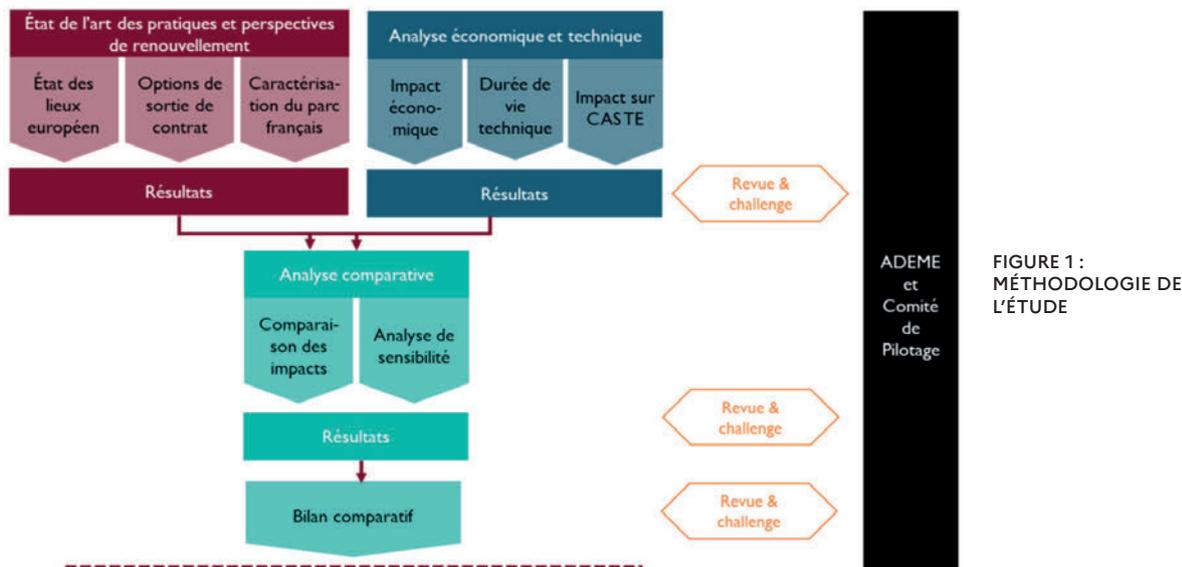


FIGURE 1 :
MÉTHODOLOGIE DE
L'ÉTUDE

Le déroulement de l'étude a été pensé de façon séquentielle : les résultats de chaque section alimentent les analyses des sections suivantes. Ainsi, l'état de l'art des pratiques et perspectives de renouvellement (*section 3*) vise à identifier les options de fin de vie et à justifier les hypothèses de l'analyse économique (*section 4*), qui sont ensuite appliquées sur l'ensemble de la base de données. Les résultats finaux de cette analyse macroscopique du parc éolien et de l'analyse de sensibilité, permettent de faire ressortir les conclusions présentées sous forme de grands enjeux liés au renouvellement à l'échelle nationale.

Ainsi, l'état des lieux européen (*section 3.2*) aide à justifier les types de renouvellement (*section 3.3.3*) et à alimenter les hypothèses de renouvellement dans l'analyse économique et technique (*section 4*) adaptée au cas français (*sur la base de la caractérisation du parc actuel dans la section 3.4*). Les résultats de ce travail important, complétés par les analyses macroscopiques et de sensibilité, définissent l'évolution d'ici à 2030 du portefeuille de parcs français. Cette projection permet d'évaluer l'impact en termes de charges pour le budget de l'Etat (impact sur le CAS TE – *section 4.10*).

La première partie de l'étude caractérise l'état des lieux de la gestion de sortie de contrat d'achat des parcs éoliens à l'échelle européenne et capitalise sur leurs précédentes réglementation et politiques de soutien : une synthèse des retours d'expérience à l'échelle européenne est établie grâce à une revue bibliographique et une consultation des institutions et personnes ressources (*section 3.1*).

Les perspectives d'évolution des parcs éoliens en sortie de contrat sont identifiées et catégorisées pour alimenter les méthodologies et détailler les types de renouvellement pour l'étude. Les directives fournies par le gouvernement français à propos du renouvellement ont été prises en compte pour définir les options à la sortie du contrat d'obligation d'achat (OA). Enfin, la caractérisation du parc français dresse un état des lieux du portefeuille de parcs français et le caractérise au regard notamment des contraintes et enjeux auxquels sont soumis les parcs en matière de renouvellement et des conditions économiques d'une poursuite de l'exploitation du parc actuel.

Cet état de l'art des pratiques et perspectives de renouvellement est enrichi des résultats de l'analyse économique et technique (*section 4*) qui quantifient les impacts de la gestion de sortie de contrat, du point de vue du producteur comme du point de vue des finances publiques, au travers du CAS TE notamment (*section 4.10*).

En matière de renouvellement, un rappel des procédures administratives selon chaque type de renouvellement est proposé. Une étude d'opportunité de revalorisation des infrastructures existantes est ensuite menée. Pour chaque type de renouvellement, les coûts d'investissement et de maintenance sont présentés en détail et les conséquences sur le productible et les revenus associés sont explicitées. Enfin, avec ces éléments économiques – intégrés parc par parc dans la base de données, l'étude aboutit à une analyse pondérée en prenant en compte les contraintes et enjeux connus au niveau de chaque parc, les probabilités



associées à chaque type de renouvellement qui en résultent, et les caractéristiques de chaque renouvellement. L'ensemble des paramètres économiques est ensuite synthétisé au sein d'une étude de coût actualisé de production de l'énergie (Levelised Cost of Energy – « LCoE »).

En ce qui concerne la poursuite de l'exploitation des parcs existants, une estimation des coûts d'exploitation et de maintenance des parcs entre les années 15 et 25 après la mise en service est réalisée. Ces estimations sont comparées au prix d'achat que les producteurs peuvent obtenir sur le marché dans les conditions de marché actuelles pour donner une indication de durée de vie économique des projets éoliens en France. Ce résultat purement économique est ensuite comparé aux résultats issus d'une analyse de la durée de vie technique des principaux éléments structurels constitutifs des éoliennes du parc, en s'intéressant aux disparités géographiques que l'on peut observer dans différentes régions françaises.

L'approche est élargie pour couvrir à la fois la vision du producteur et celle de l'Etat en se focalisant sur l'impact en termes de coût pour les finances publiques, au travers du CAS TE.

Une analyse comparative des différentes options de sortie de contrat d'achat complète les travaux. La comparaison des impacts se concentre sur l'impact environnemental de chaque type de renouvellement (section 5.1). Ensuite, l'analyse économique et technique est complétée à l'aide d'études macroscopiques de l'évolution dans le temps et de sensibilité en identifiant les paramètres les plus critiques et incertains en termes d'impact. Enfin, un bilan comparatif complet en synthétise les différents résultats. L'analyse est ensuite conclue par une synthèse des enjeux ressortant des différentes analyses conduites.

3. Etat de l'art des perspectives de renouvellement

L'état de l'art des pratiques et perspectives de renouvellement caractérise l'état des lieux de la gestion de sortie de contrat de soutien des parcs éoliens à l'échelle européenne et vise également à compléter la base de données existantes mise à disposition par l'ADEME sur la caractérisation du parc éolien français et préfigurer les perspectives en matière de possibilités de renouvellement.

Une synthèse des retours d'expérience à l'échelle européenne a été établie grâce à une revue bibliographique et une consultation des institutions et personnes ressources associées. Les perspectives d'évolution des parcs éoliens en sortie de contrat ont été identifiées et catégorisées pour permettre la comparabilité des méthodologies et détailler l'ensemble des types de renouvellement observés.

Enfin, le groupement a caractérisé l'ensemble du parc français au regard des paramètres influençant les perspectives d'évolution du parc à la sortie du contrat d'achat. Cet état des lieux a permis dans l'analyse économique et technique de quantifier les perspectives en matière de renouvellement et de faire ressortir d'éventuelles pistes de leviers d'action stratégiques à l'échelle nationale.

3.1 Méthodologie suivie

3.1.1. APPROCHE GÉNÉRALE

Enjeu : Réaliser un état des lieux européens des pratiques sur les actions et procédures de sortie de contrat de parcs éoliens.

Méthodologie : Cet état des lieux a été réalisé par une analyse comparée des options et procédures de sortie de contrat de parcs éoliens dans les pays d'Europe les plus avancés sur la question : Danemark, Allemagne, Royaume-Uni, Espagne, etc.



FIGURE 2 : MÉTHODOLOGIE EMPLOYÉE POUR LA RÉALISATION DE L'ÉTAT DES LIEUX

3.1.2. CONSULTATION D'EXPERTS

Un état des lieux a été dressé sur la base de données bibliographiques et a ensuite été confronté à la vision marché d'un large éventail d'experts par des échanges téléphoniques et par courriers électroniques. Ces discussions ont permis d'approfondir des thématiques spécifiques et d'aborder des cas d'étude pertinents.

Parmi les interlocuteurs sollicités, on retrouve des responsables de syndicats professionnels, d'institutions gouvernementales ainsi que des responsables de sociétés impliquées dans l'éolien. L'ensemble des échanges réalisés est récapitulé ci-dessous :

TABLEAU 1 :
TABLEAU SYNTHÉTIQUE DES ÉCHANGES RÉALISÉS DANS LE CADRE DU PARANGONNAGE EUROPÉEN

STRUCTURE	INTERLOCUTEUR	RÔLE	LOCALISATION
WindEurope	Ivan Komusanac	Project Manager – Sustainability	Bruxelles (Belgique)
ALLEMAGNE			
Deutsche WindGuard GmbH	Silke Lüers	Markets & Politics	Berlin (Allemagne)
OFATE	Markus Wagenhäuser	Chargé de mission éolien	Paris (France)
UBA	Dr. Petra Weißhaupt		Dessau-Roßlau
EnBW	Dr. Lisa Ziegler	Engineer for Condition Monitoring	Hamburg
FachAgentur WindEnergie an Land	Jürgen Quentin	Referent bei Fachagentur Windenergie an Land e. V.	Berlin
DANEMARK			
The Danish Wind Turbine Owners' Association	Strange Skriver	Technical consultant	Vesløs (Danemark)
Danish Wind Industry Association	Martin Risum Bøndergaard	Head of Policy	Frederiksberg (Danemark)
Danish Energy Agency	Emil Axelsen	Advisor	Copenhagen (Danemark)
ESPAGNE			
Asociación Empresarial Eólica	Sheila Carbajal	Events and Communication	Madrid (Espagne)
ROYAUME-UNI			
RenewableUK	Rhys Thomas	Information manager	Cumbria (Royaume-Uni)

Pour des raisons de concision, seuls l'état des lieux à l'échelle européenne ainsi que la synthèse des apprentissages des fiches pays sont présents dans le corps du document. *Les fiches pays sont disponibles en Annexe 9.2.*

Pour chaque pays, l'étude s'est focalisée sur :

- Le volume de marché et ses perspectives d'évolution ;
- Le contexte réglementaire ;
- Le contexte économique ;
- Le contexte technique ;
- Les apprentissages applicables au marché français.



3.2 Etat des lieux à l'échelle européenne

Fin 2018, l'Europe des 28 dispose d'une puissance installée de 178,8 GW de puissance éolienne installée dont 10% en mer. L'Allemagne est leader avec 52,9 GW, devant l'Espagne à 23,5 GW, la France à 15,3 GW et le Royaume-Uni à 12,8 GW. Avec

l'Italie, les 5 premiers Etats Membres concentrent 68% de la puissance installée. On retrouve derrière la Suède, (7,4 GW), la Turquie (7,4 GW) et la Pologne (5,9 GW).

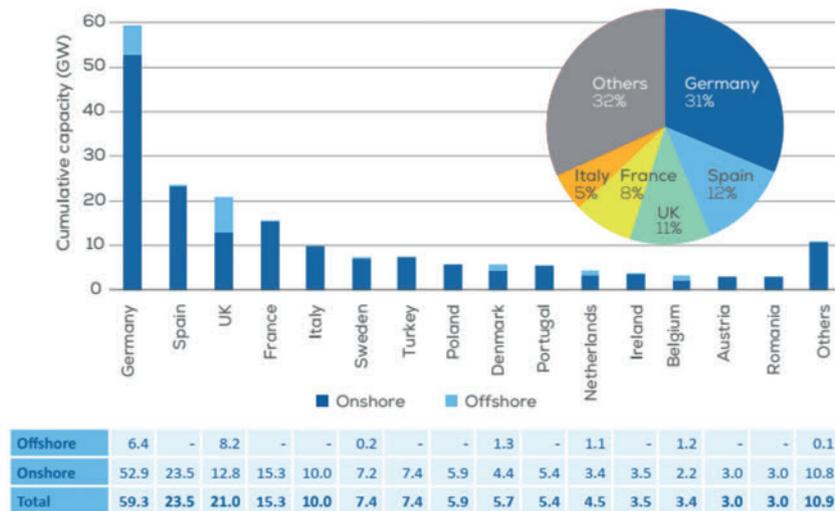


FIGURE 3 : RÉPARTITION DE LA PUISSANCE ÉOLIENNE INSTALLÉE EN EUROPE À FIN 2018
Source : Windeurope 2019

D'après WindEurope, la pyramide des âges des parcs éoliens en exploitation présente de nettes disparités entre les Etats Membres. Ainsi, le Danemark a plus de 50% de son portefeuille qui est âgé de plus de 15 ans. L'Espagne et l'Allemagne

ont plus de 60% de leur portefeuille âgé de plus de 10 ans. Les Pays-Bas et l'Italie ont plus de 40% des parcs de plus de 10 ans. A contrario, moins de 25% des parcs français et britanniques ont plus de 10 ans.

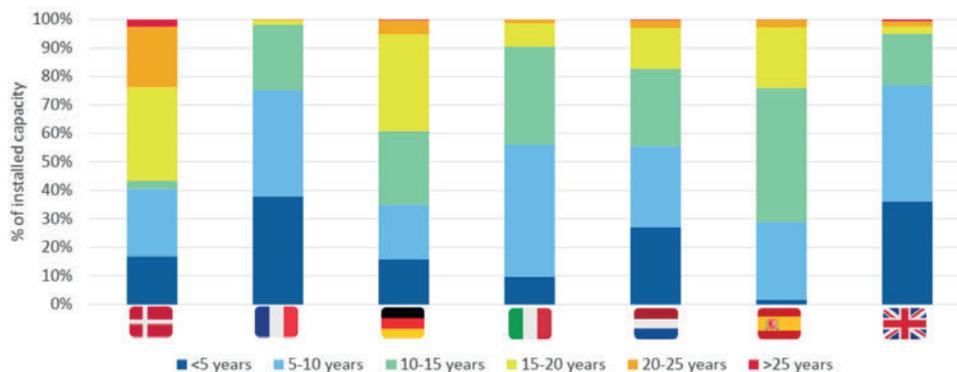


FIGURE 4 : RÉPARTITION DES PARCS ÉOLIENS EN EXPLOITATION PAR ÂGE ET PAR PAYS
Source : Windeurope 2019

Le renouvellement des parcs constitue déjà une réalité à l'échelle européenne. Ainsi, en 2018, les renouvellements ont représenté 460 MW de puissance sur les 10,1 GW de nouvelles puissances installées (FIGURE 3). On constate au vu de la pyramide des âges des parcs éoliens en exploitation que les pays européens pionniers en

éolien ont déjà été confrontés aux problématiques de sortie de contrat d'achat. Dès lors, l'étude du contexte européen a vocation à alimenter les décideurs français en retours d'expérience sur les mécanismes mis en place, leurs impacts et les contextes dans lesquels ils l'ont été.

Les incertitudes à l'échelle européenne sont nécessairement élevées en raison des disparités réglementaires, économiques et techniques. Néanmoins, une tendance nette se dégage : les renouvellements correspondront à une portion significative des nouvelles installations éoliennes (> 25% après 2020). Dès 2020, près de 3 GW de nouvelles puissances pourraient être issues de

renouvellements annuellement. Une vitesse de croisière de 6 GW par an devrait être atteinte dès 2025.

En considérant une durée de vie entre 20 et 25 ans, entre 40 et 80 GW de puissance éolienne terrestre pourraient atteindre leur fin de vie d'ici à 2030 à travers l'Union Européenne.

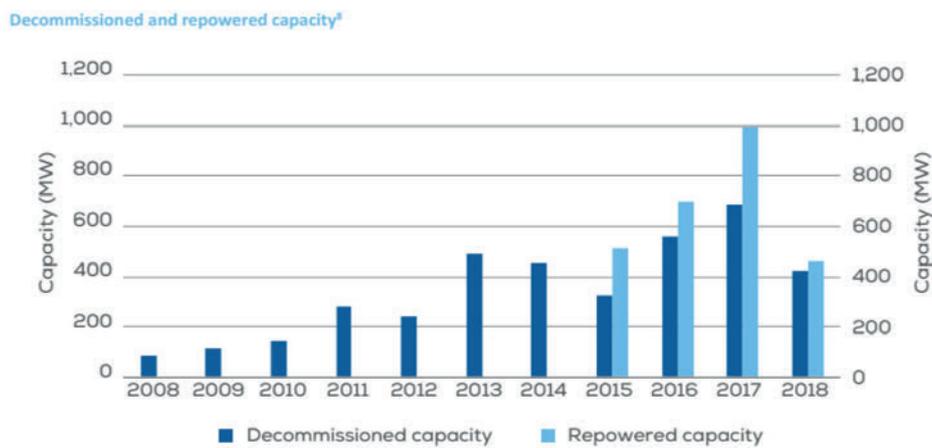


FIGURE 5 : ÉVOLUTION COMPARATIVE DE LA PUISSANCE DÉMANTELÉE ET RENOUVÉLÉE EN EUROPE PAR AN DEPUIS 2008
Source : Windeurope 2019

Au-delà de ce constat, une estimation du potentiel de renouvellement a été établie à l'horizon 2030 (FIGURE 6).

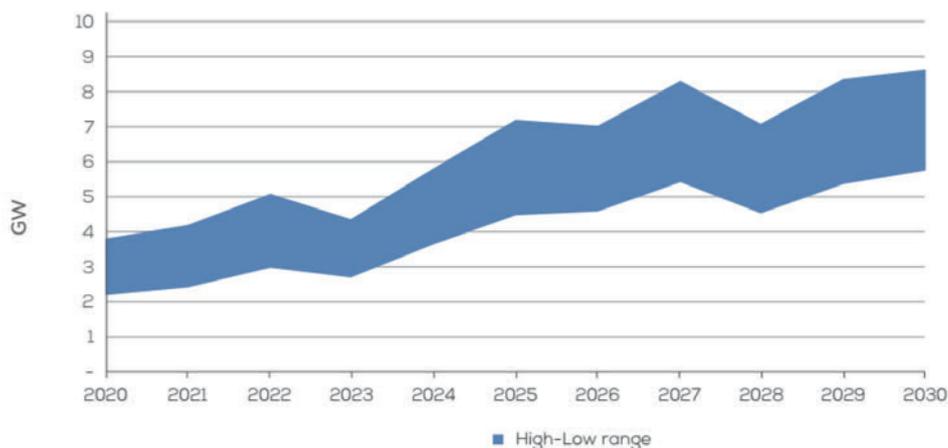


FIGURE 6 : PROJECTION DU POTENTIEL DE RENOUVELLEMENT PAR AN A L'HORIZON 2030.
Source : Windeurope 2019

Dans ce contexte, la présence de dispositions et d'un cadre permettant une gestion appropriée de l'extension de durée de vie et du renouvellement constitue un enjeu clé de l'atteinte des objectifs nationaux. L'état des lieux des dispositions existantes est décrit au sein de la FIGURE 7 où on remarque que seul le Portugal dispose à ce jour d'un mécanisme de soutien spécifique au renouvellement opérationnel.

Dans un décret publié début 2019⁴, le Portugal a fait le choix de proposer aux propriétaires de parcs un tarif d'achat fixe de 45 €/MWh sur

15 ans. Une procédure simplifiée a été mise en place afin de passer outre la consultation obligatoire de l'équivalent de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) au Portugal, l'entité de réglementation des services énergétiques ou Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE). Il serait intéressant d'évaluer le caractère incitatif d'un tel cadre sur le renouvellement de projets dans ce pays.

⁴ Décret n.º 43/2019 du 31 janvier 2019, <https://dre.pt/web/guest/pesquisa/-/search/118885999/details/maximized>, consulté le 12/06/2019.



L'Italie dispose également d'un système de soutien pour les projets de renouvellement, qui peuvent simplement obtenir un tarif d'achat en participant à des appels d'offres génériques. La définition du renouvellement est néanmoins assez large en Italie, puisque celui-ci comprend la rénovation de

l'éolienne, le remplacement complet de la turbine, le changement d'uniquement certaines pièces et la remise en service d'éoliennes. L'Italie n'a donc pas été considérée comme présentant un mécanisme de soutien spécifique au renouvellement.

Les leviers de déclenchement d'un renouvellement sont très divers à l'échelle européenne car ils sont à l'interface entre trois enjeux : la réglementation, l'économie des projets et leurs aspects techniques.

Les prochaines sections présentent un paragone européen qui s'appuie sur l'analyse du contexte dans 4 pays spécifiques : l'Allemagne, le Danemark, le Royaume-Uni et l'Espagne.



FIGURE 7 :
CONTEXTE REGLEMENTAIRE ET DE SOUTIEN
EXISTANT SUR LE SUJET DU RENOUVELLEMENT
PARMI LES PAYS EUROPEENS
Sources : Windeurope / innosea 2019

3.2.1. ETUDE DE WINDEUROPE SUR 60 RENOUVELLEMENTS DE PARCS

Les échanges avec WindEurope ont permis d'accéder à une étude sur 60 projets de renouvellement recensés en Europe à date de mars 2019. Cette étude s'est fondée sur les

caractéristiques de parcs. Les renouvellements d'une seule turbine en ont été délibérément écartés.

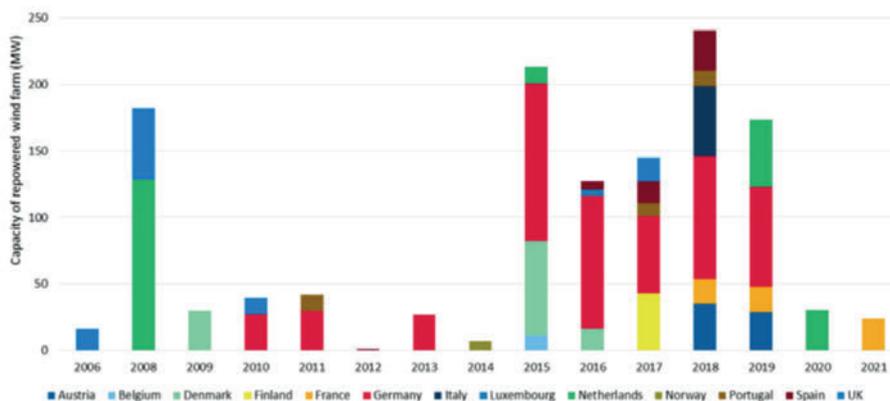


FIGURE 8 : REPARTITION DANS LE TEMPS DE L'ECHANTILLON DE PARCS ETUDIES
Source : Windeurope

Il est particulièrement intéressant d'étudier l'âge effectif atteint par le parc à l'occasion de son démantèlement. La FIGURE 9 révèle que des renouvellements sont survenus avant la fin de la durée de design des turbines. On peut également constater que certains parcs ont été renouvelés avant la fin de leur tarif d'achat. C'est notamment

le cas en Allemagne pour laquelle près de 650 MW de projets ont été recensés. Il est à noter qu'une partie de ces renouvellements est liée à des mécanismes incitatifs spécifiques dans les pays concernés. Par ailleurs, un renouvellement anticipé en France conduirait à des pénalités.

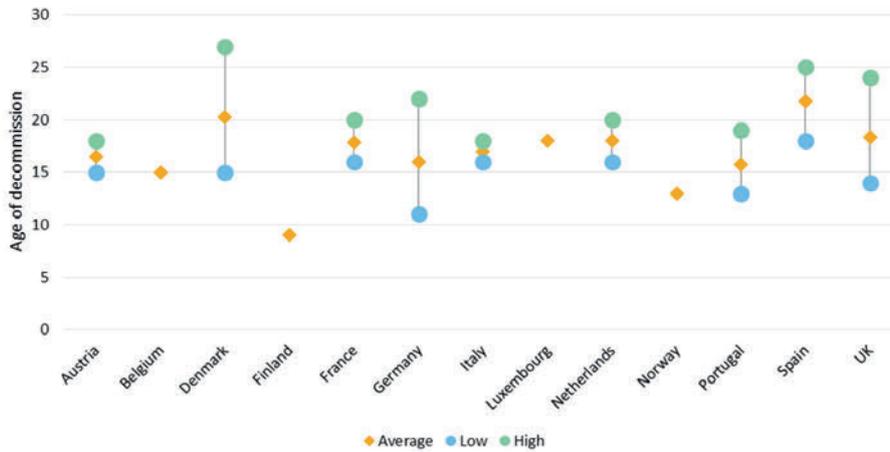


FIGURE 9 : RÉPARTITION DANS LE TEMPS DE L'ÉCHANTILLON DE PARCS ÉTUDIÉS
Source : Windeurope

La légende de la FIGURE 9 doit être comprise comme des valeurs extrêmes présentées en vert et en bleu.

On peut ainsi noter que pour les 60 projets, l'âge du renouvellement varie entre 9 ans et 27 ans et que :

- **Le portefeuille de parcs espagnol** est renouvelé à l'âge de 22 ans en moyenne.
- **Le portefeuille de parcs allemand** est renouvelé à l'âge de 16 ans en moyenne (aussi lié à la mise en place d'un mécanisme d'incitation au renouvellement anticipé de 2006 à 2014).
- **Le portefeuille de parcs danois** est renouvelé à l'âge de 20 ans en moyenne.
- **Le portefeuille de parcs britanniques** est renouvelé à l'âge de 18 ans en moyenne.
- **Sur les quelques points de données disponibles pour la France**, les renouvellements ont été ou seront effectués entre 15 et 20 ans de durée d'exploitation.

La part de renouvellements relativement jeunes peut être expliquée par :

- une volonté politique favorable au renouvellement comme cela a pu exister en Danemark et en Allemagne avec une incitation spécifique au renouvellement ;
- un cadre réglementaire flexible vis-à-vis de la rupture anticipée du contrat d'obligation d'achat – en France, un démantèlement anticipé suppose un remboursement d'une partie des subventions d'exploitation perçues, mais ce n'est pas le cas au Danemark ou au Royaume-Uni, par exemple ;
- un « appel d'air » technologique avec le développement de turbines largement plus puissantes que celles installées il y a 15 ou 20 ans.

Deux autres paramètres d'intérêt ont été étudiés : l'évolution du nombre de mâts entre l'ancien parc et le parc renouvelé (voir FIGURE 10) et l'évolution de la puissance unitaire des turbines (voir FIGURE 11).

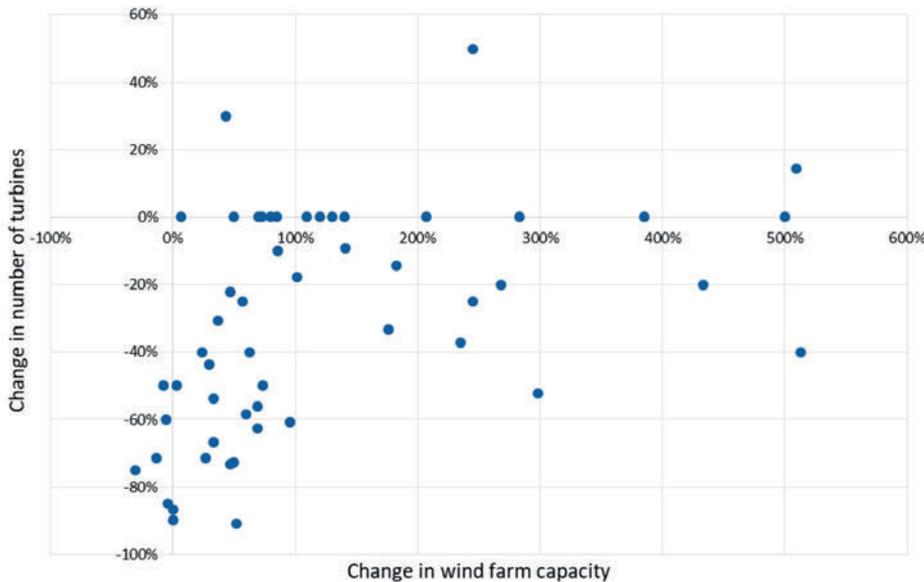


FIGURE 10 : ÉVOLUTION DU NOMBRE DE MATS ET DE LA PUISSANCE INSTALLÉE DU PARC
Source : Windeurope

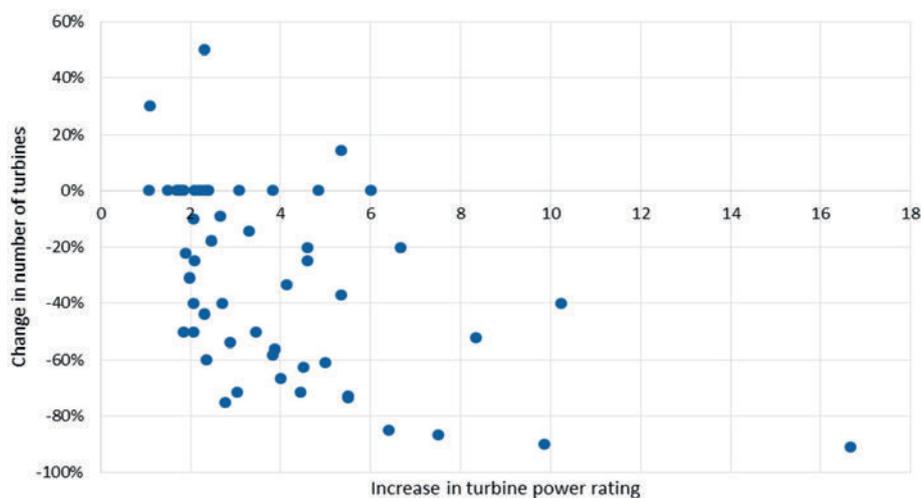


FIGURE 11 : ÉVOLUTION DU NOMBRE DE MÂTS ET COEFFICIENT MULTIPLICATEUR DE LA PUISSANCE UNITAIRE DES TURBINES AVANT ET APRÈS RENOUVELLEMENT
Source : Windeurope

La base de données utilisée est partielle mais fournit des informations comparatives utiles :

- A titre d'exemple, à l'échelle européenne et concernant les données de Windeurope, sur 421 MW de puissance démantelée en 2018, 461 MW de puissance renouvelée en est sortie (certains parcs n'ont pas été renouvelés). Ces 421 MW comprennent une part inconnue de démantèlement sans renouvellement.
 - En moyenne, on observe 32 % en moins de turbines et une puissance unitaire multipliée par 4. La puissance des parcs a augmenté de 123% en moyenne.
- Sur les 60 projets de renouvellement recensés par Windeurope à date de mars 2019, seuls 3 projets ont vu leur nombre de turbines augmenter quand 14 ont gardé le même nombre de turbines.

Ces statistiques permettent ainsi de dresser le portrait d'un projet de renouvellement moyen. Toutefois, on observe de grandes disparités entre les différents Etats membres.

Parmi les autres pays européens non étudiés de manière détaillée, les Pays-Bas et l'Italie sont des pays particulièrement propices à des projets de renouvellement.

3.2.2. SYNTHÈSE DU PARANGONNAGE EUROPÉEN

L'état des lieux à l'échelle européenne a été présenté avec quatre fiches-pays – Allemagne, Danemark, Royaume-Uni et Espagne. Le groupement est entré en contact avec une dizaine d'interlocuteurs à l'échelle des quatre pays principaux étudiés.

Le constat principal pouvant être établi concerne la forte disparité des contextes réglementaires, économiques et techniques. Les sections suivantes visent à recenser et mettre en exergue certains points de divergence observés ainsi qu'à les utiliser pour éclairer l'analyse du cas français.

3.2.3. CONTEXTE RÉGLEMENTAIRE

Le cadre réglementaire pour l'éolien terrestre en Europe est disparate et a évolué de façon variée au sein des pays considérés.

La conséquence de cette disparité s'observe sur les niveaux de contraintes associées à l'extension d'exploitation et au renouvellement donc sur les types de renouvellement envisageables (renouvellement impossible, renouvellement contraint ou non-contraint). Ainsi, on peut observer des divergences sur les aspects suivants, détaillées dans le cadre des fiches pays, disponibles en Annexe 9.2.



©Adobe Stock

Thématiques :**• GOUVERNANCE / OBJECTIFS NATIONAUX**

- Territorialisation des aspects réglementaires (local ou national)
- Stratégie politique de densification / démantèlement

• RÉGLEMENTATION DES ENJEUX ET DES USAGES

- Régime réglementaire et évolutions depuis sa mise en place (règles de distance aux habitations / nuisances sonores / Natura 2000 / radar / patrimoine / paysage / aéronautique)
- Permis requis pour un nouveau parc – contexte facilité (modification notable ou substantielle)

- Etudes nécessaires pour l'extension de durée de vie
- Règlementation liée au démantèlement et à la circularité
- Existence d'un unique guichet d'autorisation

• SÉCURISATION DU FONCIER ET DU RACCORDEMENT

- Durée des baux et nécessité de les renouveler
- Acceptabilité sociétale des projets éoliens
- Processus et délais pour un nouveau raccordement.

3.2.4. CONTEXTE ÉCONOMIQUE

Le contexte économique au sein des pays européens dépend fortement du contexte réglementaire évoqué précédemment, ainsi que du marché de l'électricité, qui varie, lui aussi, d'un pays à l'autre.

La conséquence évidente est un équilibre économique différent entre les revenus et les coûts qui entrave une comparaison un à un des projets d'extension et de renouvellement entre les pays, avec une incidence directe sur les résultats de rentabilité.

On observe notamment les différences suivantes, détaillées dans le cadre des fiches pays, disponibles en *Annexe 9.2*.

Thématiques :**• MÉCANISMES DE SOUTIEN ET TARIF D'ACHAT**

- Tarif de l'électricité : rentabilité sur le marché de vente directe de l'électricité

- Existence d'un bonus renouvellement / démantèlement
- Mécanisme de support (tarif d'achat / complément de rémunération / etc.) : durée, indexation, limites en termes de quantité d'énergie vendue
- Possibilité de démanteler avant la fin du contrat d'achat et pénalités éventuelles
- Existence d'un dépôt de garantie en vue du démantèlement

• EXISTENCE D'AUTRES TYPES DE CONTRATS SUR LE MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ

- Marché prédisposé aux contrats de gré-à-gré

• TAILLE DU MARCHÉ DE RENOUVELLEMENT**• DISPONIBILITÉ DE TURBINES DE PETITE TAILLE POUR RENOUVELLEMENT QUASI-IDENTIQUE****• LIMITE DE LA RENTABILITÉ DE PROJETS****3.2.5. CONTEXTE TECHNIQUE**

La comparaison des contextes existants dans chaque pays doit nécessairement tenir compte de la qualité de la ressource en vent disponible ainsi que des contraintes climatiques extrêmes pouvant induire un vieillissement différent des machines – parmi les pays étudiés comme au sein de ceux-là.

Les conséquences conduisent à un comportement en fatigue des turbines différenciés, donc des dépenses en maintenance et une durée de vie technico-économique différentes.

Thématiques :**• RÉGIME DE VENT (vitesses moyennes et turbulence)****• ENVIRONNEMENT COMPLEXE (corrosion, glace, pluie, etc.)****• STRATÉGIES DE MAINTENANCE**

IL FAUT NÉCESSAIREMENT TENIR COMPTE DE LA QUALITÉ DE LA RESSOURCE EN VENT DISPONIBLE

Les disparités de conditions d'environnement et de vent peuvent être observées à l'échelle même de parcs. Des similitudes de régime de vent sont néanmoins constatées à l'échelle de région française par exemple. En revanche, il est évident qu'à l'échelle européenne, ces conditions évoluent de manière significative et il devient alors hasardeux de comparer des évolutions de vieillissement de parcs dans des localisations, pour des types de turbines et avec des stratégies d'exploitation différentes.



3.2.6. CONCLUSIONS ET MISE EN PERSPECTIVE DU CAS FRANÇAIS

CONTEXTE RÉGLEMENTAIRE ET ACTUALITÉS

En 2001, l'Union Européenne a voté une directive entérinant l'objectif de substitution progressive des énergies fossiles par des énergies renouvelables.

La Commission européenne a publié, en 2016, un nouveau paquet législatif visant à compléter le cadre d'action de l'Union européenne en matière de climat et d'énergie à l'horizon 2030. Ce paquet, toujours en négociation, contient une proposition de directive sur la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, visant à réformer celle de 2009.

Ce projet de directive recommande d'accélérer la procédure d'autorisation des projets d'énergie renouvelable, notamment pour faciliter leur rénovation ou leur renouvellement, ces deux types de modification étant regroupés sous la dénomination unique de « renforcement ».

Aussi, le projet de directive stipule que les travaux menés sur des installations existantes doivent bénéficier d'une procédure d'octroi de permis simplifiée et rapide, d'une durée maximale d'un an. Lorsqu'aucune incidence négative importante n'est attendue sur les plans social ou environnemental, ces travaux peuvent même être autorisés après une simple notification du porteur de projet à l'administration, celle-ci disposant de six mois pour statuer sur le caractère suffisant de cette notification.

En complément, chaque Etat Membre a soumis fin 2018 un projet de Plan National intégré Energie-Climat (PNEC). Ces plans doivent définir les objectifs climatiques et énergétiques, les politiques et les mesures à mettre en place entre 2021 et 2030. Le développement de ces plans est une obligation réglementaire issue du paquet « Une énergie propre pour tous les Européens ».

Les PNECs doivent donner aux investisseurs et à la Commission Européenne une vision cohérente de la façon dont l'Union Européenne va remplir ses objectifs climatiques et énergétiques d'ici 2030, en particulier l'objectif de 32 % d'énergies renouvelables. Les plans doivent être finalisés pour le 31 décembre 2019.

A date d'avril 2019, WindEurope constate qu'aucun projet de PNECs n'a intégré la disposition de renouvellement simplifié proposée dans la Directive Energies Renouvelables II⁵. Des dispositions spécifiques à l'extension d'exploitation, au démantèlement et au renouvellement des parcs éoliens terrestres sont en effet attendues dans les versions finalisées de ces plans⁶.

COMPARAISON AU CAS FRANÇAIS ASPECTS RÉGLEMENTAIRES

A ce jour, les dispositifs de soutien et les cadres réglementaires varient selon les Etats Membres, notamment en fonction de la maturité de la filière éolienne, de l'atteinte des objectifs en puissance installée et de l'acceptabilité sociétale. Ainsi, on peut noter que l'Allemagne et le Danemark ont mis en place, pour une durée déterminée, un mécanisme incitatif en faveur du renouvellement des parcs éoliens. Ce dispositif a permis de soutenir la densification des parcs et le renouvellement anticipé de turbines obsolètes, dans un contexte de forte pénétration de l'éolien et d'un nombre limité de nouvelles zones propices au développement de l'éolien.

La prolongation d'exploitation au-delà de 20 ans est parfois conditionnée à la réalisation d'un audit technique, tandis que l'instruction de projets de modification des installations bénéficie, selon les pays, de procédures simplifiées. L'autorisation d'exploiter en France fournit un cadre favorable à la poursuite d'exploitation avec, dans les faits, une absence de nécessité d'études de prolongation de durée de vie au-delà de la durée de vie de conception des turbines. Les articles de la section 3 de l'arrêté ministériel du 26 août 2011 imposent néanmoins que les installations soient conformes aux normes exigées en la matière, sans donner d'échéance. Cette conformité doit donc être garantie tout au long de la vie de l'installation et l'exploitant doit être en capacité de le démontrer à l'administration, au moyen le cas échéant d'études complémentaires. On retrouve un contexte similaire en Espagne et au Royaume-Uni. Chez ce dernier, une nouvelle demande de planification est nécessaire après que la précédente expire, après 20 ou 25 ans.

Une spécificité du régime de soutien français tient à l'existence de pénalités en cas de démantèlement anticipé. Plusieurs renouvellements ont ainsi eu lieu de manière anticipée en Allemagne, au Portugal et au Royaume-Uni. A l'inverse, les Pays-Bas ont défini des conditions pour avoir accès à un dispositif de soutien : soit avoir une puissance unitaire qui augmente d'au moins 1 MW, soit que la future turbine remplacée ait été exploitée pendant 15 ans à la date du remplacement ou au moins 13 ans avant la demande de soutien⁷. Le Portugal a également publié un décret au Diario de la Republica (équivalent du Journal Officiel) au sujet du renouvellement de parcs éoliens en janvier 2019. Avant celui-ci, les projets de renouvellement devaient être approuvés par l'entité réglementaire

⁵ Renewable Energy Directive II (article 16, paragraph 5 and 6). <https://data.consilium.europa.eu/doc/document/ST-10308-2018-INIT/en/pdf>

⁶ A noter que, dans une certaine mesure, l'instruction du 11 juillet 2018 qui précise les modalités de renouvellement des parcs éoliens permet d'apporter des éléments de réponse à cela.

⁷ Clause SDE+ : <https://www.rvo.nl/subsidies-regelingen/stimulerings-duurzame-energieproductie/categorie%C3%ABn/wind-sde>

pour les services énergétiques (ERSE), et l'augmentation de puissance des parcs ne devait pas avoir d'incidence négative sur le prix final de l'électricité. Ce nouveau décret dispense les exploitants de parcs renouvelés de cette consultation auprès de l'ERSE, en échange d'un tarif fixe de 45 €/MWh sur 15 ans pour les éoliennes renouvelées. L'Italie dispose également d'un système de soutien pour les projets de renouvellement, qui peuvent obtenir un tarif d'achat en participant à des appels d'offres. En Italie, le renouvellement comprend la rénovation de l'éolienne, le remplacement complet de la turbine, le changement d'uniquement certaines pièces et la remise en service d'éoliennes.

La modification du contexte réglementaire et l'instauration progressive de règles de développement de l'éolien (e.g. règles de distance aux habitations / nuisances sonores / Natura 2000 / radar / patrimoine / paysage / aéronautique) ont conduit à l'exclusion de certaines zones propices après installation de parcs. Ainsi, on observe en Allemagne notamment – et on anticipe en France – qu'une portion significative des parcs pourraient ne pas se voir accorder de nouvelles autorisations dans le cas de renouvellements substantiels ou être soumis à un renouvellement à l'identique ou quasi-identique. Ainsi, comme présenté dans la fiche-pays dédiée à l'Allemagne, certains analystes anticipent que la croissance de l'éolien terrestre serait vouée à être limitée : la puissance éolienne cumulée par pays pourrait atteindre un plafond, comme c'est le cas aujourd'hui au Danemark – ce pays ayant récemment adopté une stratégie de réduction du nombre de mâts terrestres au profit de l'éolien en mer.

D'un marché de nouveaux développements, l'éolien terrestre deviendra progressivement à long terme un marché de renouvellement. La prolongation de l'exploitation des parcs éoliens existants, ainsi que leur renouvellement, constituent donc des leviers essentiels dans l'atteinte des objectifs nationaux de développement des énergies renouvelables.

A ce jour, en France, la circulaire de juillet 2018 sur le renouvellement vise à faciliter le traitement par les services de l'Etat de dossiers de renouvellement. Cette instruction présente une portée au sens quelle clarifie les modalités d'appréciation du caractère substantiel ou notable d'un projet de renouvellement éolien, et donc les procédures qui s'en suivent. En revanche, à date, sa portée juridique n'équivaut pas à celle d'un texte de loi. Ainsi, étant stipulé que cette « instruction ne doit être ni visée ni invoquée par la décision préfectorale considérant une modification comme substantielle ou non », celle-ci mérite un suivi et une évaluation sur les modalités de sa portée pratique effective – et ce en particulier pour la configuration III pour les augmentations de hauteur des éoliennes situées dans la fourchette [+ 10 % ; + 50 %].

FORMULATION D'HYPOTHÈSES STRUCTURANTES

Âge lors du renouvellement – selon catégories de renouvellement

A date, l'âge médian des renouvellements se situe entre 15 et 20 ans. Certains renouvellements ont pu avoir lieu de manière anticipée dans d'autres pays européens (avant échéance du contrat d'achat). Des pénalités prévues au contrat limitent cette éventualité en France. En revanche, on anticipe que pour des cas où un renouvellement serait impossible ou nécessairement à l'identique, l'âge lors du renouvellement ou du démantèlement serait plus avancé, potentiellement à 25 ans si les contextes économique et technique le permettent.

Evolution du nombre de mâts

Le parangonnage européen laisse à penser que les renouvellements avec un nombre de mâts supérieur resteront l'exception. Un quart des renouvellements recensés ont en revanche gardé le même nombre de mâts. L'évolution moyenne du nombre de mâts est une réduction de 30% environ, ce qui peut s'expliquer par une augmentation de la taille des rotors à périmètre du parc constant – la distance entre mâts augmentant quand la taille des rotors augmente.

Technologies utilisées lors du renouvellement

Une augmentation de capacité significative, allant jusqu'à des turbines de puissance unitaire de 4,5 MW (2 projets en Allemagne par exemple), peut être observée pour les sites avec de faibles enjeux. La hauteur des mâts augmente ainsi de manière significative. Le progrès technologique est un facteur crucial pour augmenter l'attractivité des renouvellements non-plafonnés – une augmentation de diamètre de rotor pouvant entraîner des gains substantiels sur le productible. Enfin, ces paramètres ont une influence décisive sur la compétitivité de ces projets, notamment au sein des appels d'offres. La saturation observée dans certains pays et le nombre limités de développements nouveaux tendent à naturellement favoriser les renouvellements (disposant de sites bien ventés et de risques mieux maîtrisés).

ENJEUX RESSORTANT DES ANALYSES CONDUITES :

■ Enjeu n°1 :

Sur la base du parangonnage européen, on observe que le renouvellement des parcs éoliens ouvre plutôt la voie à une réduction du nombre de mâts (30 % en moyenne).



3.2.7. TABLEAU SYNTHÉTIQUE

Le tableau suivant vise à synthétiser l'état des lieux réglementaire et terminologique du renouvellement pour une sélection de pays à l'échelle européenne.

TABLEAU 2 :
TABLEAU SYNTHÉTIQUE DES DISPOSITIONS LIÉES AU RENOUELEMENT OU AU DÉMANTELEMENT
Source : données de renouvellement - Windeurope

	Allemagne	Espagne	France	Royaume-Uni	Portugal	Danemark	Pays-Bas	Italie
Puissance installée (GW)	52,9	23,5	15	12,8	5,4	4,4	3,4	10
Age médian de la flotte (an)	10-15	10-15	5-10	5-10	10-15	15-20	5-10	5-10
Nombre de renouvellement recensés par WindEurope (+ autres)	24	4	6 (+ 2)	4 (+ 13)	3	5	4	2
Incitation financière au renouvellement	Non, mais de 2006 à 2014	Non	Non	Non	Tarif fixe de 45€/MWh sur 15 ans pour les éoliennes renouvelées, via une simplification des démarches	Non, mais de 2001 à 2011	Oui, pour une puissance unitaire qui augmente d'au moins 1 MW ou pour remplacer une turbine exploitée pendant 15 ans à la date de remplacement ou 13 ans avant la demande de soutien.	Système de soutien pour le renouvellement via un tarif d'achat obtenu en participant à des appels d'offres
Existence d'une définition du renouvellement	Renouvellement uniquement à l'identique. Sinon, nouveau projet	Pas de définition légale en dehors des modifications substantielles	Précisions apportées dans une circulaire entre modification notable et substantielle	Un renouvellement correspond à un remplacement complet de la turbine. Le remplacement à l'identique est aussi courant.	Pas de définition légale	Le terme renouvellement s'applique à la fois au remplacement et à l'extension de durée de vie.	Un renouvellement correspond à un remplacement complet de la turbine	Un renouvellement correspond à une rénovation, au remplacement complet de la turbine, au changement d'uniquement certaines pièces et à la remise en service d'éoliennes
Cadre législatif du renouvellement	Permis requis comme pour un nouveau parc	Permis requis comme pour un nouveau parc (pour une modification substantielle)	Permis requis comme pour un nouveau parc (pour une modification substantielle)	Nouveau permis requis en cas de renouvellement non à l'identique	Permis requis pour modifications d'un parc	Permis requis comme pour un nouveau parc	Permis requis comme pour un nouveau parc	Permis requis comme pour un nouveau parc
Spécificités du marché national	Zones de développement éolien	Limite de rentabilité pour le producteur à 7,39 % avant impôts	Pas d'étude nécessaire pour poursuivre l'exploitation au-delà de 20 ans (sous réserve de conformité aux normes de sécurité)	Pas d'étude nécessaire pour poursuivre l'exploitation au-delà de 20 ans		Réduction du nombre de mâts. Régime d'autorisation à l'échelle municipale		
Coûts estimés d'un renouvellement		AEE : « 80-85% du coût d'un parc éolien neuf »		RenewableUK : « CAPEX d'un projet de renouvellement du même ordre de grandeur que celui d'un nouveau projet »				
Coûts estimés d'une extension d'exploitation		AEE : « 10-15% d'un parc éolien neuf »						

3.3 Définition des options de gestion en sortie de contrat

Les options stratégiques à la fin de la vie technique ou économique d'un projet (postérieurement à la sortie du contrat d'obligation d'achat (OA)) servent de base à la caractérisation de l'ensemble du parc éolien français. Cette caractérisation s'appuie sur une base de données couvrant la période s'écoulant du début des années 2000 jusqu'à fin

2014. Les options stratégiques considérées sont définies en tenant compte de la réglementation en vigueur. Leur nombre et leur qualité doivent permettre d'affecter les types de renouvellement les plus adaptées à chacun des 742 parcs éoliens analysés.

3.3.1. VARIANTES DE SORTIE D'OA

Pour un producteur il existe de multiples variantes et combinaisons possibles de démantèlement, de poursuite de l'exploitation et de types de renouvellement. Dans le cadre de cette analyse, il est utile de définir des variantes standardisées pour

tout site éolien, avec une identification des points de décision clés tout au long de chaque cycle de vie. Quatre variantes de sortie d'OA ont été identifiées, telles qu'illustrées dans la figure ci-dessous :

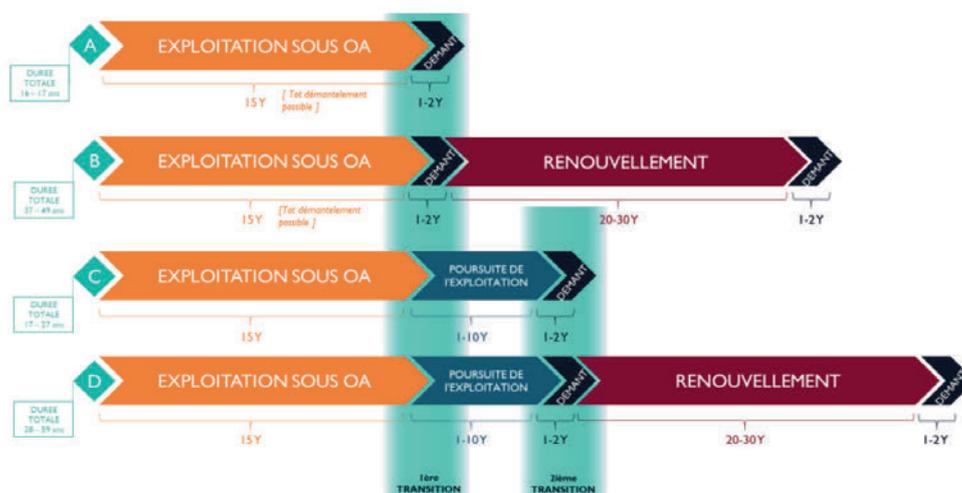


FIGURE 12 : SCHÉMA DES DIFFÉRENTES OPTIONS POSSIBLES EN SORTIE D'OA

- **Variante A** : cycle court à l'issue duquel le parc initial est démantelé en sortie d'OA à 15 ans lorsque cette échéance correspond à la fin de sa vie technique ou économique.
- **Variante B** : identique au cycle A, mais pour raison de renouvellement plutôt que pour raisons techniques ou économiques.
- **Variante C** : cycle consistant en une poursuite de l'exploitation du projet, encore rentable, en sortie d'OA jusqu'à ce que le projet atteigne la fin de sa vie technique et / ou économique et que le producteur procède à son démantèlement.
- **Variante D** : identique au cycle C, mais avec un renouvellement après le démantèlement du projet initial.

Les variantes A et B peuvent s'imposer aux producteurs pour diverses raisons. On recense notamment au niveau des éoliennes :

- Les bris irréparables sur des éléments structurels de la machine (pale, tour, moyeu) ou des éléments rotatifs principaux ;

- La condition matérielle générale des composants impactant de façon importante leur disponibilité (arrêts récurrents dus à de fausses alertes complexes à diagnostiquer) ou présentant un risque pour le personnel (absence de systèmes de protection d'arbre rapide par exemple) ;
- Les difficultés d'approvisionnement en pièces de rechange qui ne permettent pas au projet de trouver un équilibre économique sur le marché ;
- L'échéance des baux, même si ceux-ci sont généralement engagés sur des périodes plus longues ;
- L'expiration des autorisations, ce cas n'étant pas applicable à la France ;
- Le durcissement des conditions d'exploitation du parc par le gestionnaire du réseau, ce cas n'étant a priori pas applicable en France ;
- Soit dans la variante B, être le résultat d'un choix du producteur vis-à-vis de l'opportunité que constitue la réalisation d'un projet plus performant et / ou de plus forte capacité sous un mécanisme de soutien différent.



En pratique, il n'y a que quelques moments majeurs au cours de la vie d'un projet éolien, auxquels une décision est prise concernant une transition potentielle :

- Les quelques années précédant l'échéance du tarif d'achat ;
- Annuellement ou bi-annuellement lors de l'exploitation du projet post-OA.

En France, la durée du contrat d'obligation d'achat de 15 ans (en vigueur jusqu'à 2016) est inférieure à celle d'autres pays européens (par exemple l'Allemagne). Cette durée est inférieure aux durées de vie techniques attendues pour la plupart des parcs éoliens concernés par l'étude, bien que certains renouvellements puissent s'avérer nécessaires dès 15 ans pour certains parcs ponctuellement (cf également 4.9. *Etude complémentaire sur la durée de vie technique*). Par ailleurs, les prix de marché « base » sont plus faibles sur le marché français.

Aussi, dans le cadre de la présente étude, il est supposé que l'exploitation est d'abord prolongée (première transition : entre période initiale d'exploitation sous OA et la période de poursuite d'exploitation post OA). La deuxième transition s'opérera plus ou moins tôt pour chaque parc en fonction des perspectives de renouvellement et des politiques publiques s'appliquant sur les parcs concernés, propices à la poursuite de l'exploitation

ou au renouvellement en fonction des cas. Ainsi, on peut penser ou postuler que :

- Les renouvellements à capacité et production équivalentes en sortie d'OA présentent un intérêt limité pour les différents acteurs en raison de leur faible compétitivité et de gains de production relativement limités. Sous conditions des prix de marché actuels ou de prix garantis pour les opérateurs, une poursuite de l'exploitation sur le marché ou sous un régime spécifique jusqu'à la vingtième année des parcs au minimum est pertinente pour les opérateurs et préférable du point de vue des dépenses publiques.
- Que l'ensemble des acteurs pourraient trouver un intérêt commun à opérer les renouvellements permettant des gains de capacité et de production substantiels avant cette vingtième année. Ces renouvellements pourraient engendrer des gains de capacité et de production à un coût marginal plus faible que celui de nouveaux projets. Par ailleurs, ces renouvellements pourraient constituer un levier aux enjeux de saturation.
- Si aucun renouvellement n'est possible, tant du point de vue de l'administration que de l'opérateur, un démantèlement est opéré en fin de vie technique ou économique du parc, soit dans le cas général bien après le vingtième anniversaire du parc.

3.3.2. CATÉGORIES FINES DE GESTION DE FIN DE VIE D'UN PARC SPÉCIFIQUE

A l'intérieur même des stratégies de gestion de fin de vie de type (i) poursuite de l'exploitation, et (ii) renouvellement, une grande diversité de sous-stratégies ou sous-catégories est recensée, qui sont des variantes du prolongement de l'exploitation, de la remise en état / modernisation ou du renouvellement.

Les catégories utilisées par le groupement pour le diagnostic et l'analyse stratégique pour un parc éolien spécifique sont présentées ci-après.

Par définition, toute sous-stratégie impliquant un changement de spécification est classée sous la stratégie « renouvellement ». Ainsi, une modernisation (tel le « *reblading* » par exemple qui consiste en un remplacement des pales par des pales plus longues, ou l'installation d'appendices aérodynamiques pour améliorer la production de l'installation) rentre dans la stratégie « renouvellement ». Dans la pratique, la plupart des modernisations à faible CAPEX et à faible temps de retour s'envisagent dans la continuité de l'exploitation du parc éolien et non comme une décision de renouvellement.



©Adobe Stock

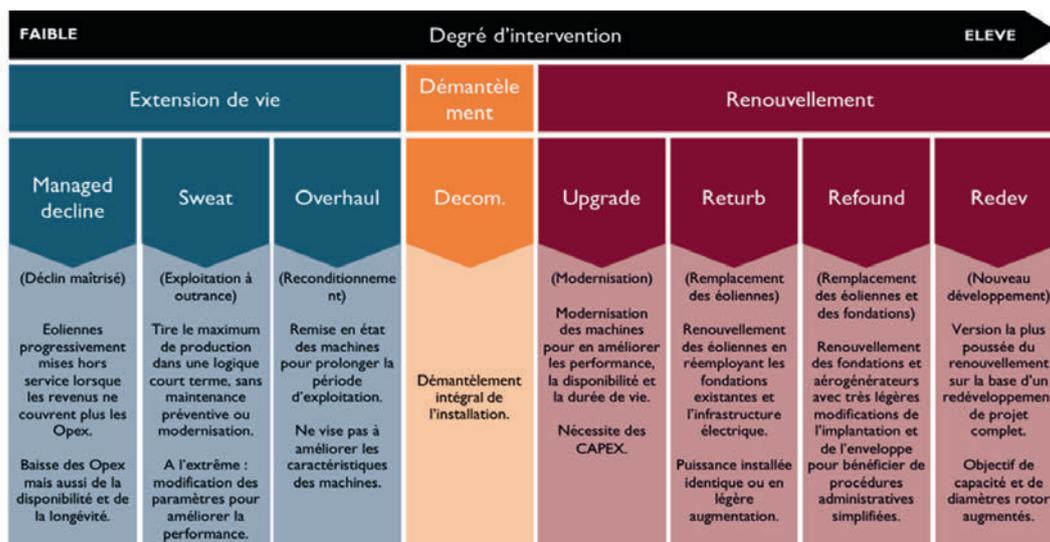


FIGURE 13 : CATÉGORIES UTILISÉES PAR EVEROZE POUR L'ANALYSE FINE DE GESTION DE FIN DE VIE D'UN PARC ÉOLIEN SPÉCIFIQUE

- **Managed decline** (Déclin maîtrisé) l'approche par laquelle les éoliennes sont progressivement mises hors service lorsque les revenus attendus d'une poursuite de l'exploitation de chaque unité ne sont plus à même de couvrir les coûts futurs. De cette approche découlent des coûts d'exploitation réduits mais de fait une disponibilité technique de l'installation dégradée voire une durée de vie technique réduite. Dans cette approche peut se mettre en place une logique de vampirisation d'une ou plusieurs unités mise(s) hors service afin de servir d'alimenter en pièces de rechange les unités dont l'exploitation est prolongée. Dans tous les cas, l'extension de durée d'exploitation se fait sous réserve de conformité aux normes de sécurité en la matière.
- **Sweat** (Exploitation à outrance / poussée) consiste à tirer un maximum de revenus dans une logique court terme, remise en état ou modernisation des machines. Poussée à l'extrême, cette approche peut impliquer une modification des paramètres d'exploitation des machines dans le but d'obtenir une amélioration de performance (par exemple, une augmentation de la vitesse d'arrêt de la machine). Dans tous les cas, l'extension de durée d'exploitation se fait sous réserve de conformité aux normes de sécurité en la matière.
- **Overhaul** (Reconditionnement) suppose une remise en état générale ou ciblée des machines indépendamment d'une défaillance, et avec une logique de massification des remises en état ; ceci en vue d'une prolongation significative de la période d'exploitation. Ces remises en état ne visent cependant pas à améliorer les caractéristiques des machines.
- **Decommission** (Démantèlement) considère le cas de base, où l'installation sera démantelée dans son intégralité conformément à la réglementation ou aux permis, à la fin de la vie de conception initiale.
- **Upgrade** (Modernisation) vise une modernisation des machines pour en améliorer les caractéristiques.

Ces améliorations peuvent cibler la performance, la fiabilité ou la durée de vie des machines. A titre d'exemple, une mise à jour matérielle et logicielle du système de contrôle. La modernisation nécessite des CAPEX modérés pendant quelques mois. Plusieurs constructeurs de turbine ont conçu des offres spécifiques pour améliorer les performances et prolonger la vie technique des machines.

- **Returb** (Changement de turbine) se réfère au cas de remplacement des éoliennes, en réemployant les fondations existantes et l'infrastructure électrique. Cette approche vise une puissance installée identique ou en légère augmentation considérant les tolérances du gestionnaire de réseau de distribution vis-à-vis de la puissance injectée. La faisabilité technique de cette approche est souvent limitée du fait de la rapidité des évolutions technologiques dans le secteur. Cependant, dans certains cas, cette approche est envisageable de façon opportuniste si des machines déjà dépréciées peuvent être acquises localement à un coût faible ou si un constructeur consent à fournir une spécification spéciale sur la base d'une machine de sa gamme.
- **Refound** (Changement de fondations et des turbines) implique un renouvellement des fondations et des éoliennes, le plus souvent avec une implantation modifiée et une augmentation de la puissance unitaire des machines. C'est l'approche la plus commune du renouvellement, car elle est souvent plus facile à réaliser techniquement que l'approche Returb même si elle peut impliquer des démarches administratives plus complexes. Un renouvellement du génie électrique est souvent nécessaire, ce qui engendre des coûts additionnels. Du point de vue du raccordement, cette approche se différencie de la suivante par le réemploi du raccordement existant, ceci qui implique une augmentation relativement faible de la puissance installée.



• **Redev** (Nouveau développement) est la version la plus poussée du renouvellement, quand l'infrastructure existante est démantelée et renouvelée sur la base d'un projet très différent du projet initial. L'objectif recherché est en général de développer un actif de capacité et de facteur de charge en augmentation significative. Cette version est aussi la plus holistique, étant donné qu'elle peut inclure l'intégration d'autres technologies renouvelables comme le solaire ou le stockage. De fait, cette stratégie implique

nécessairement un deuxième raccordement pour évacuer la puissance supplémentaire de l'installation.

En résumé, en fonction de la catégorie de fin de vie, les paramètres déterminants de l'investissement, comme la puissance de l'éolienne, le raccordement, la localisation des machines, les CAPEX et les OPEX varient considérablement comme présentée en détails ci-dessous :

	Degré d'intervention							
	FAIBLE			ELEVE				
	Extension de vie			Démantèlement	Renouvellement			
	Managed decline / Déclin maîtrisé	Sweat / Exploitat° à outrance	Overhaul / Reconditionnement	Decom. / Démantèlement	Upgrade / Modernisation	Returb / Remplace. éoliennes	Refound / Remplace. éol.+fond.	Redev / Redéveloppement
Capacité	Déclin	Inchangé	Inchangé	-	Inchangé	Inchangé	Inchangé / Augm.	Inchangé / Augm
WTGs	Inchangé	Inchangé	Inchangé	-	Rotor / Contrôle	Neuf	Neuf	Neuf
Foundations	Inchangé	Inchangé	Inchangé	-	Inchangé	Inchangé / rénové	Neuf	Neuf
BoP Electrique	Inchangé	Inchangé	Inchangé	-	Inchangé	Inchangé / rénové	Inchangé / rénové	Neuf
Localisations	Inchangé	Inchangé	Inchangé	-	Inchangé	Inchangé	Inchangé / Neuf	Neuf
CapEx	N / A	N / A	Moderé	Moderé	Moderé / Elevé	Elevé	Elevé	Très élevé
OpEx	Réduction	Augmentation	Maintien	-	Maintien / Réduct	Maintien	Maintien	Maintien

FIGURE 14 : PARAMÈTRES MAJEURS DÉTERMINANT LES CATÉGORIES ETUDIÉES PAR EVEROZE DANS LE CADRE DE L'ÉTUDE D'UN SITE SPÉCIFIQUE

L'approche générale du groupement – de classifier les différents types de renouvellement pour les sites spécifiques – est présentée en détails ci-après. Dans le cadre de l'étude, le choix de gestion de fin

de vie lors de la sortie d'OA sera déterminé par les contraintes et enjeux analysés plus en détail en section 3.4.4

3.3.3. TYPES DE RENOUVELLEMENT

L'ensemble de ces sous-catégories ne peut pas être considéré avec précision dans le cadre d'une analyse d'environ 750 parcs éoliens. Un grand nombre de paramètres n'est pas disponible pour caractériser toutes les installations et les contraintes applicables à chacune et pour évaluer leur faisabilité et la pertinence de chaque catégorie avec précision. Pour un site spécifique, la méthode employée par le groupement prévoit, à titre d'exemple, la revue d'aspects tels que les contrats de maintenance existants et les conditions de sortie des contrats, l'état et le dimensionnement des fondations, données qui ne sont pas disponibles dans le cadre de cette étude. De plus, la plupart des installations concernées sont relativement récentes et de facto à un horizon lointain de leur sortie d'obligation d'achat, rendant l'exercice plus incertain. Enfin, diverses discussions avec des opérateurs tendent à indiquer que l'incertitude sur les prix de marché

complicite les investissements pour certaines catégories d'opérateur et rend difficile toute modernisation ou reconditionnement d'envergure. Ainsi les modernisations à long temps de retour sur investissement comme la remise en état des bords d'attaque et l'installation d'appendices aérodynamiques ne peuvent s'envisager que pour certaines catégories d'opérateurs et qu'une fois décision prise en faveur d'une poursuite de l'exploitation jusqu'à 20-25 ans. Une modernisation à court temps de retour sur investissement comme le remplacement des unités de contrôle peut par contre être mise en oeuvre par toutes les catégories d'opérateurs tant que l'horizon d'exploitation est supérieur à 3-5 années.

Aussi, dans le cadre de la présente étude, le nombre de types est réduit par rapport à la liste habituellement employée par le groupement pour l'adapter à l'échelle de l'étude et aux objectifs qui restent orientés sur une analyse macro du parc éolien français.

Comme décrit plus haut, à la sortie d'OA, un opérateur peut engager un démantèlement immédiat, une poursuite de l'exploitation ou une forme de renouvellement. Les types de renouvellement retenus pour la caractérisation des opportunités de renouvellement du parc éolien français dans le cadre de cette analyse sont les suivantes :

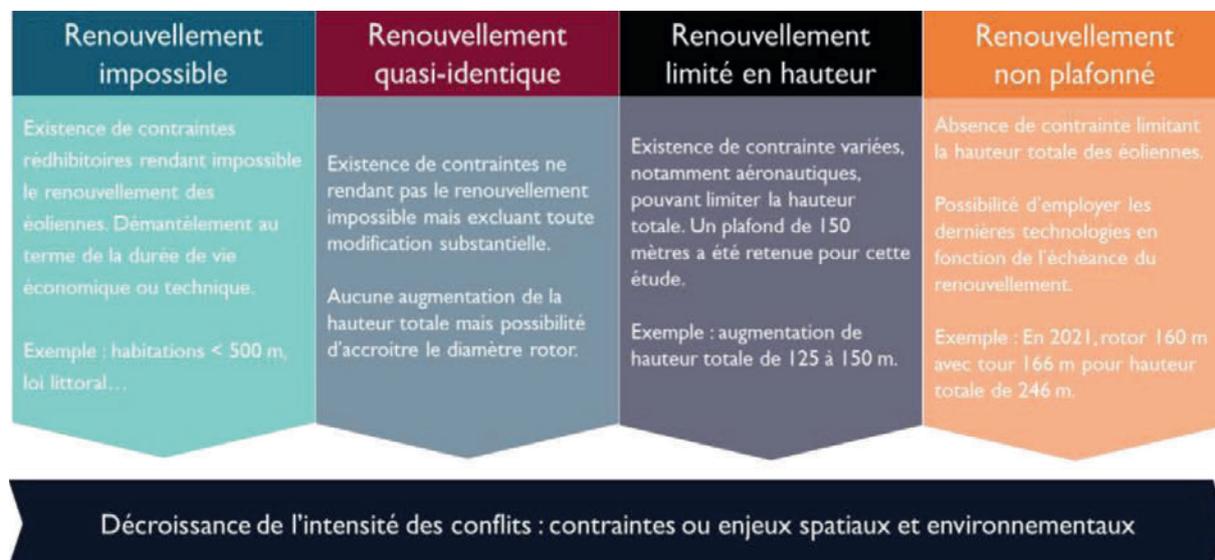


FIGURE 15 : TYPES DE RENOUVELLEMENT RETENUS POUR L'ÉTUDE À L'ÉCHELLE NATIONALE

1. Letype « renouvellement impossible » correspond aux sites qui sont soumis à des contraintes ou enjeux rédhibitoires qui devront être démantelés au terme de leurs durées d'exploitation technique ou économique car il sera impossible de modifier les autorisations administratives et même difficile de réinstaller de nouvelles éoliennes sous l'emprise des autorisations existantes. Ce type représente la deuxième variante de l'approche standard du groupement dans cette étude, notamment « exploitation à outrance », une exploitation poussée pour prolonger la durée de vie avec une hausse des OPEX voire une modernisation des machines, pour les cas où cela fait sens économiquement. Pour les autres cas, un démantèlement est à prévoir (première variante de l'approche standard). A titre d'exemple, cela pourrait être le cas des éoliennes situées à moins de 500 mètres de parcelles habitables ou des éoliennes situées dans des zones concernées par la loi littoral.

2. Le type « renouvellement quasi-identique » concerne les sites qui connaissent des contraintes environnementales ou spatiales interdisant toute modification substantielle, notamment vis-à-vis de la hauteur totale. Les producteurs sont alors contraints de renouveler les installations dans le respect de l'enveloppe prévue par les autorisations initiales, ou éventuellement avec une augmentation du diamètre rotor mais sans augmentation de la hauteur totale. Ce type représente la variante

« *Returb* » des catégories standard du groupement et les catégories I et II de la circulaire relative à l'appréciation des projets de renouvellement des parcs éoliens terrestres. A titre d'exemple, cela pourrait être le cas des éoliennes dont la hauteur totale actuelle correspond au plafond imposé par un couloir aérien militaire ou par un opérateur radar.

3. Le type « renouvellement limité en hauteur » correspond à un plafond régulièrement appliqué à des zones du territoire français lors de l'étude de projets éoliens, qui ne pourra pas être dépassé lors du renouvellement du parc mais sous lequel la hauteur de mât et le diamètre rotor pourront être optimiser afin d'augmenter la production énergétique en bénéficiant de technologies récentes. Ce type représente la variante « *Refound* » des catégories standard du groupement et aux catégories III et IV de la circulaire relative au renouvellement. Dans le cadre de cette analyse un plafond de 150m a été retenu. D'après la pratique professionnelle des auteurs, il s'agit d'un plafond lié à la présence de certains enjeux et contraintes réglementaires, fréquemment rencontré de façon opérationnelle dans le développement des parcs, correspondant notamment à certaines contraintes de plafonnement aéronautique militaire ou à un plafond psychologique en lien avec l'acceptabilité du projet.



4. Le type « renouvellement non plafonné »

correspond aux sites pour lesquels aucune limite de hauteur n'existe et pour lesquels les choix de renouvellement pourront intégrer les dernières générations d'éoliennes avec les diamètres de rotor les plus importants et les hauteurs de tour les plus importantes dans le but de maximiser la production énergétique et de minimiser le coût de production. Ce type représente la variante « Redev » des catégories standard du groupement et la catégorie IV, voire à la catégorie III si l'implantation est inchangée, de la circulaire relative au renouvellement.

De multiples facteurs affectent le choix d'options de fin de vie, comprenant la faisabilité réglementaire, environnementale et technique et / ou les facteurs économiques et techniques. Le graphique suivant identifie les paramètres les plus significatifs à considérer dans l'analyse de fin de vie, avec un regroupement de ces paramètres en cinq thèmes stratégiques, présentés ci-dessous :

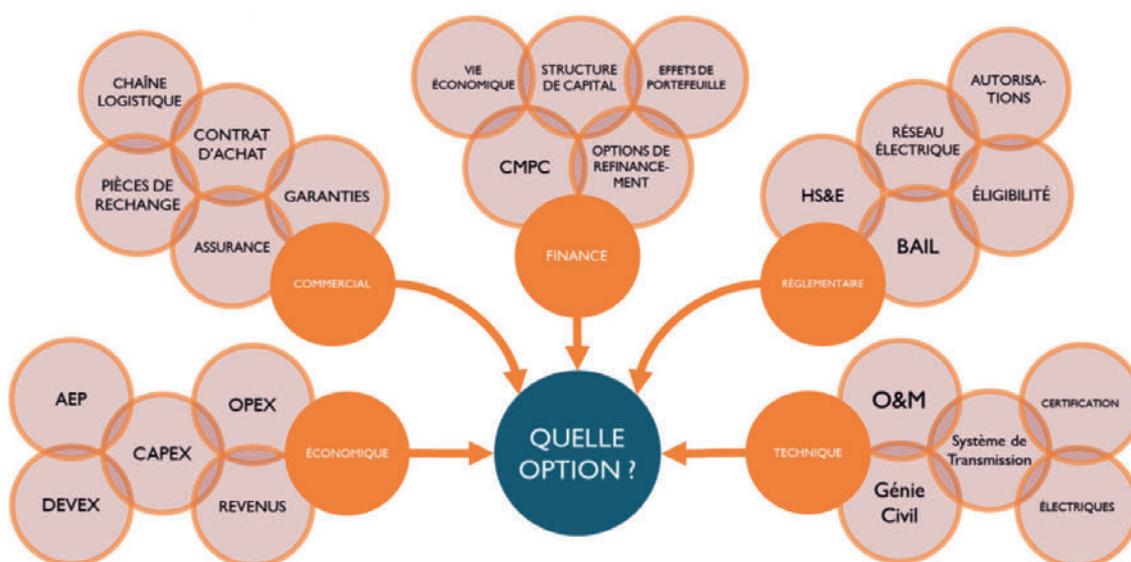


FIGURE 16 : DONNÉES RECENSÉES ET ANALYSÉES POUR CARACTÉRISER UN SITE ÉOLIEN

Pour caractériser les options de sortie d'obligation d'achat de l'ensemble du parc éolien français avec environ 742 sites, le jeu de paramètres d'entrée est réduit aux plus déterminants. Les paramètres employés pour cette caractérisation à l'échelle nationale, encadrés dans la figure ci-dessus, sont :

- Les contrats d'achat car leur date d'achèvement est déterminante pour l'engagement de la stratégie de sortie ;
- Les autorisations qui sont un reflet des contraintes environnementales et spatiales des sites déterminant la faisabilité du choix de renouvellement avec changement d'enveloppe ;
- L'ensemble des aspects économiques (CAPEX, OPEX, DEPEX, productible, etc) liés à la poursuite de l'exploitation du projet initial et liés à un renouvellement car ils sont des entrées importantes des aspects économiques de chaque option ;

- Les caractéristiques électriques des raccordements qui représenteront un poste d'investissement déterminant dans le cadre du choix de renouvellement avec augmentation de puissance ;
- Le coût moyen pondéré du capital (CMPC), qui reflète aussi la structure du capital et le retour sur investissement attendus par les producteurs, un corollaire incontournable de l'analyse de choix de renouvellement.

3.4 Caractérisation du parc français

La caractérisation du parc éolien français consiste à déterminer la proportion de sites existants qui pourra prétendre à chacun des types de renouvellement préalablement déterminés. Cette caractérisation est réalisée par parc en fonction

(i) de ses caractéristiques techniques initiales, (ii) des contraintes ou enjeux environnementaux et administratifs recensés applicables au parc et (iii) au cadre réglementaire applicable au renouvellement.

3.4.1. APPROCHE GÉNÉRALE

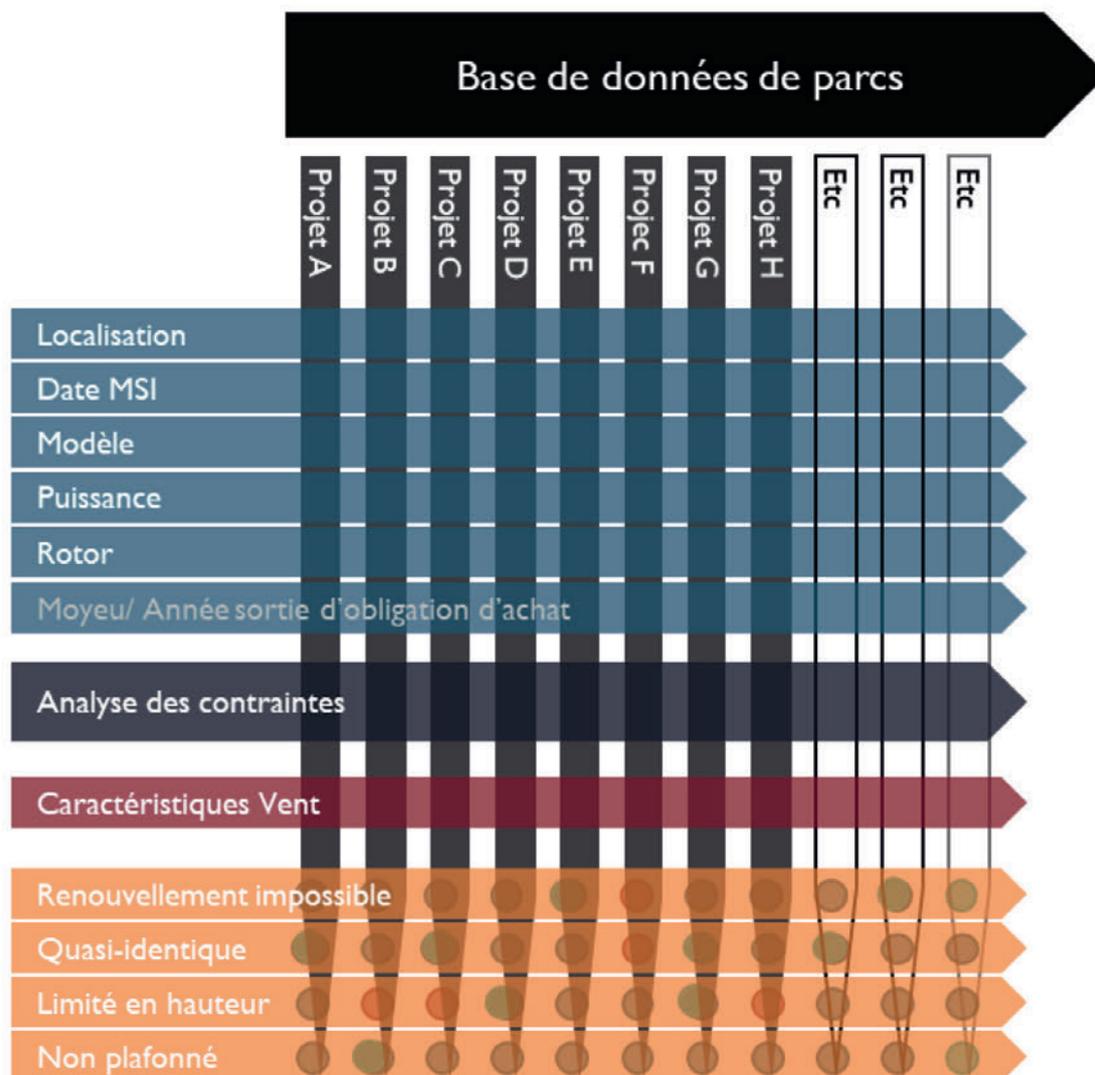


FIGURE 17 : DESCRIPTION DE LA METHODE DE TRAITEMENT DE LA BASE DE DONNEES POUR LA CARACTERISATION

L'objectif principal de la caractérisation est de compléter la base de données des parcs existants avec des éléments majeurs impactant les aspects techniques et économiques d'une poursuite de l'exploitation dans un cas et d'un renouvellement dans l'autre cas.

- **Caractéristiques du parc installé :** Les données concernant les parcs éoliens en exploitation sont issues de la base de données mises à disposition de l'ADEME par la Ligue pour la Protection des Oiseaux (LPO). Elle recense et géoréférence 5 605 éoliennes

en fonctionnement au premier trimestre 2016 en métropole et Corse, ainsi que leurs localisations, leurs dimensions et puissances unitaires, les noms et nombres de machines des parcs auquel chaque éolienne appartient. Dans le cadre de cette analyse un regroupement par parc a été opéré. Si un parc éolien a connu une extension, cette extension est considérée comme un autre élément. Certaines informations manquantes, par exemple celles concernant la hauteur de moyeu ou la date de mise en service ont été ajoutées.



- **Cartographie des contraintes et enjeux** : Une donnée importante pour l'analyse concerne l'analyse des contraintes ou enjeux, qui orienteront le renouvellement de chaque parc de la base de données vers une catégorie de renouvellement ou une autre. L'approche employée et les contraintes et enjeux recensés sont présentés plus en détails ci-après.
- **Caractéristiques complémentaires** : Pour obtenir les entrées nécessaires pour l'analyse de fin de vie technique ou économique et dériver les caractéristiques de renouvellement, des données de vent ont été ajoutées à la base de données.
- **Définition du périmètre de l'étude** : La base de données ainsi constituée comporte 876 parcs éoliens. Ont été exclus :
 - Les quelques parcs éoliens connus dont le renouvellement est déjà réalisé ou scellé par décision administrative ou appel d'offres.
 - Les parcs éoliens constitués d'une à trois machines de rotor inférieur à 30m. Les conditions

économiques d'exploitation de ces projets sont mal connues et leur renouvellement est de résultat binaire. Ces parcs constituent une très grande minorité.

- Les parcs éoliens mis en service à partir de 2015. Les données disponibles dans la base de données à leur sujet sont incomplètes. De plus, leur sortie de contrat d'achat et leur éventuel renouvellement interviendra au minimum dans une douzaine d'années et les technologies et modèles d'affaires qui seront alors à disposition des producteurs à cette échéance sont incertains.

Ainsi, l'analyse macroscopique réalisée porte sur 742 parcs éoliens pour une puissance installée de 9 195 MW et une production annuelle moyenne estimée de 20 TWh.

A titre de comparaison, d'après le bilan électrique RTE de 2015, la puissance éolienne installée fin 2014 s'établissait à 9 313 MW et la production éolienne en 2015 - année légèrement plus ventée que la moyenne - à 21 TWh.

3.4.2. CARTOGRAPHIE DES CONTRAINTES ET DES ENJEUX

La couche géographique de ces 742 parcs a été croisée avec les principales contraintes et enjeux opposables à l'implantation des parcs éoliens. Une partie significative de ces contraintes et servitudes n'existait pas au moment de la construction (et surtout au moment de l'autorisation administrative) de ces installations, et est aujourd'hui susceptible d'encadrer ou de prohiber leur renouvellement.

Ces contraintes et enjeux ont été regroupés en cinq grandes familles, présentées ci-après.

Certaines contraintes et enjeux n'ont pas été cartographiés soit faute de disponibilité de l'information, soit de sa complexité. Il s'agit de :

- 1. L'éloignement minimal de 500 mètres** de « toute construction à usage d'habitation, de tout immeuble habité ou de toute zone destinée à l'habitation » entré en vigueur avec l'arrêté ICPE (Installation classée pour la protection de l'environnement) du 26 août 2011 :
 - Même si cette contrainte constitue la première contrainte spatiale à l'implantation d'éoliennes, elle n'a pas été cartographiée face à l'ampleur du travail de collecte et de vérification à réaliser (au regard des caractères « habité » et « exhaustivité » notamment) ;
 - Dans tous les cas, tous les parcs éoliens construits avant août 2011 (au nombre de 553, soit 75 % du parc étudié) sont susceptibles de ne pas respecter cette contrainte ;
 - Etant donné le laps de temps entre l'autorisation administrative et la mise en service d'un parc éolien (18 mois apparaît être le minimum), la

quasi-totalité des parcs éoliens construits avant fin 2012 (au nombre de 611, soit 82 % du parc étudié) sont susceptibles de ne pas respecter cette contrainte ;

- Cela étant, seulement une partie des éoliennes d'un parc donné peut être concernée, limitant alors son renouvellement mais n'y faisant pas obstacle pour autant ;

2. Certaines servitudes aéronautiques, notamment celles liées aux procédures d'approche des aérodromes, du fait de leur complexité (prise en compte de l'altitude au sol et de l'altitude de la servitude) ;

3. Les monuments historiques et leurs périmètres de protection : d'une part car l'information cartographique n'est pas disponible à l'échelle nationale et car, d'autre part, le nombre de monuments historiques est assez stable, ce qui laisse supposer que les protections correspondantes n'ont pas été trop modifiées et ont été prises en compte dans la conception des parcs éoliens initialement existants ;

4. Les servitudes hertziennes du fait de leur grand nombre et de leurs caractères localisés pouvant impacter l'implantation de quelques éoliennes mais ne faisant pas obstacle au renouvellement du parc existant dans son intégralité ;

5. La Loi Montagne, dont une jurisprudence défavorable à l'éolien pour des raisons paysagères n'est apparue que récemment : 85 des parcs recensés sont soumis à la Loi Montagne, l'immense majorité (74) étant localisés dans le Massif Central et/ou la Montagne Noire.

Synthèse des résultats (% relatifs au nombre de parc sur le périmètre des 742 parcs étudiés)

Même si un parc éolien existant peut être concerné par plusieurs contraintes d'une même famille et/ou par plusieurs familles de contraintes, il est pertinent de rappeler les contraintes spatiales les plus importantes :

6. Dans une zone primaire de 20 km de rayon autour des radars de l'Armée de l'Air : 10,3 % des parcs existants ;
7. Dans une zone secondaire, comprise entre 20 km et 30 km, autour des radars de l'Armée de l'Air : 19,9 % des parcs éoliens existants ;
8. Sous le Réseau Très Basse Altitude (RTBA) de l'Armée de l'Air : 10,7 % des parcs existants ;
9. Dans des secteurs SETBA (Secteurs d'Entraînement Très Basse Altitude) et VOLTAC (secteurs VOL TACTique) de l'Armée de l'Air : 9,2 % des parcs existants ;
10. Dans la zone de coordination d'un radar de Météo-France : 9,6 % des parcs existants ;
11. Dans un des 51 Parcs Naturels Régionaux : 9,6 % des parcs existants ;
12. Dans un Plan National d'Actions (PNA) pour la faune volante sensible : 9,5 % des parcs existants ;
13. Dans un périmètre de 30 km autour des centrales nucléaires : 9,3 % des parcs existants ;
14. Dans des communes soumises à la Loi littoral : 6,6 % des parcs existants.





FAMILLE RADAR

(% relatifs au nombre de parcs concernés sur le périmètre des 742 parcs étudiés)

Les contraintes et enjeux radars sont les contraintes spatiales les plus fortes de toutes les contraintes et enjeux analysés présentement. Ils sont fixés par un arrêté du 26 août 2011 modifié par celui du 6 novembre 2014. Il s'agit de :

■ LES RADARS DE MÉTÉO-FRANCE QUI SONT DE TROIS TYPES :

- Les radars de bande de **fréquence C** avec un rayon de protection de 5 km et un rayon de coordination de 20 km ;
- Les radars de bande de **fréquence S** avec un rayon de protection de 10 km et avec un rayon de coordination de 30 km ;
- Les radars de bande de **fréquence X** avec un rayon de protection de 4 km et avec un rayon de coordination de 10 km ;
- **1,4 % des parcs éoliens** objets de la présente étude sont localisés (tout ou partie) dans la zone de protection d'un radar de Météo-France et **9,6 %** dans une zone de coordination ;

■ LES RADARS DE L'AVIATION CIVILE QUI SONT DE DEUX TYPES :

- Les radars primaires avec 30 km de distance minimale d'éloignement ; seulement **2,2 % des parcs éoliens** objets de la présente étude sont concernés par cette contrainte ;

- Les radars secondaires avec 16 km de distance minimale d'éloignement ; **1,3 % des parcs éoliens** objets de la présente étude sont concernés par cette contrainte ;

- **LES VOR (VISUAL OMNI RANGE)**, qui sont des outils d'aide à la navigation de l'Aviation Civile, avec 15 km de distance minimale d'éloignement : **8 % des parcs éoliens** objets de la présente étude sont concernés par cette contrainte ;

- **LES RADARS PORTUAIRES** avec 20 km de rayon de protection (**3,5 % des parcs éoliens** objets de la présente étude) et les radars CROS avec 10 km de rayon de protection (**0,7 % des parcs éoliens** objets de la présente étude) ;

- **ET LES RADARS DE L'ARMÉE DE L'AIR** avec deux périmètres :

- **Une zone primaire** de 20 km de rayon ; **10,3 % des parcs éoliens** objets de la présente étude sont concernés par cette contrainte ;

- **Une zone secondaire** entre 20 km et 30 km de rayon : **19,9 % des parcs éoliens** objets de la présente étude sont concernés par cette contrainte ; avec un parc éolien sur cinq concerné, c'est la contrainte spatiale la plus importante inventoriée dans la présente étude.

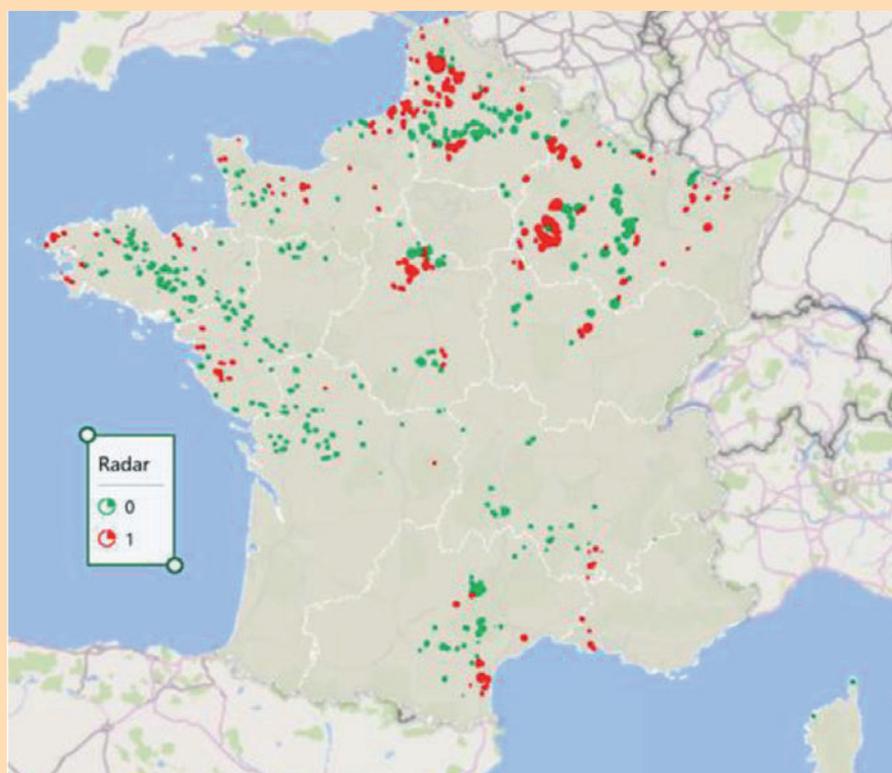


FIGURE 18 : PARCS EOLIENS CONCERNES (ROUGE) PAR UNE CONTRAINTE OU ENJEU FAMILLE RADAR

FAMILLE AÉRONAUTIQUE

(% relatifs au nombre de parcs concernés sur le périmètre des 742 parcs étudiés)

Les contraintes et enjeux aéronautiques ont été regroupés en quatre grands groupes :

■ **Les aérodromes** : chaque aérodrome public français, petit ou grand, est grevé d'une servitude de 5 km de rayon ; le système d'information géographique (SIG) constitué en a pris en compte 453 ; **1,9 % des parcs éoliens** objets de la présente étude sont concernés ;

■ **Les Réseaux Très Basse Altitude (RTBA)** de l'Armée de l'Air : où la hauteur de tout obstacle est limitée à 150 mètres maximum : **10,7 % des parcs éoliens** objets de la présente étude sont concernés par cette contrainte. Il existe un RTBA abaissé au sol, interdisant ainsi toute implantation d'éoliennes : malgré tout trois parcs éoliens existants seraient concernés probablement liés à des éoliennes localisées en périphérie de ces couloirs ;

■ **Les SETBA et VOLTAC de l'Armée de l'Air** : ces zones ont été « optimisées » début 2019, avec 13% des superficies SETBA et VOLTAC dorénavant ouvertes au développement éolien ; mais **9,2 % des parcs éoliens** objets de la présente étude sont déjà concernés par cette contrainte, après prise en compte de la réduction de surface début 2019;

■ **Les centrales nucléaires** : les centrales ou installations nucléaires de base disposent de radars permettant d'assurer des missions de sécurité de leur site. Un périmètre d'exclusion ou de coordination de 30 km pourrait s'appliquer ; dès lors, il existe un risque de refus de renouvellement pour les parcs éoliens existants localisés dans ces périmètres. **9,3 % des parcs éoliens** objets de la présente étude sont concernés par cette contrainte ;

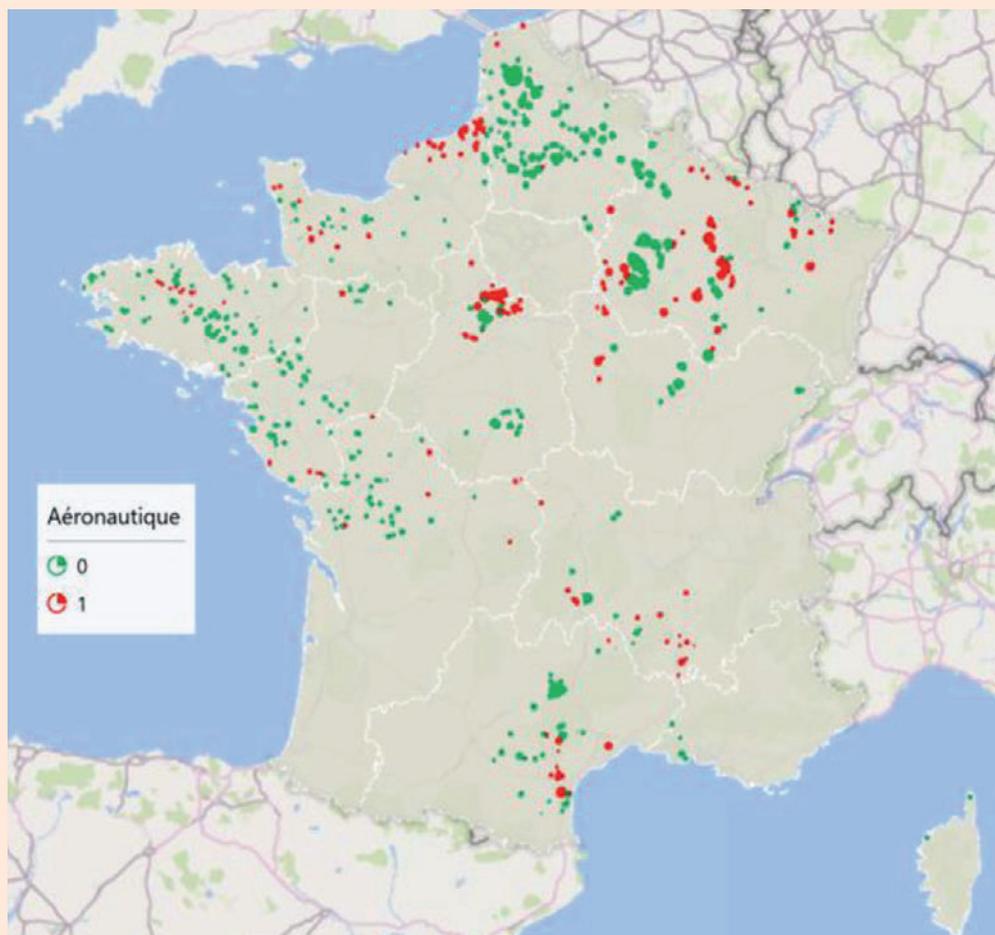


FIGURE 19 :
PARCS EOLIENS CONCERNES (ROUGE) PAR UNE CONTRAINTE OU ENJEU FAMILLE AERONAUTIQUE



FAMILLE NATURA 2000

(% relatifs au nombre de parcs concernés sur le périmètre des 742 parcs étudiés)

Le réseau Natura 2000 est un réseau européen de sites naturels remarquables, en application de deux directives communautaires, visant à assurer la protection d'espèces et habitats naturels menacés. Ce réseau comprend :

■ **Des Zones de Protection Spéciale (ZPS)**, désignées en application de la Directive 2009/147/CE du 30 novembre 2009 dite Directive « Oiseaux » ; **4,2 % des parcs éoliens** objets de la présente étude sont localisés (tout ou partie) dans des ZPS ;

■ **Des Zones Spéciales de Conservation (ZSC)**, désignées en application de la Directive 92/43/CEE du 21 mai 1992 dite Directive « Habitats » ; **2,7 % des parcs éoliens** objets de la présente étude sont localisés (tout ou partie) dans des ZSC.

La LPO note à ce sujet « le réseau Natura 2000 était peu développé [au moment de l'autorisation administrative des premiers parcs éoliens français], spécialement les ZPS dont l'essentiel des désignations est intervenu en 2006-2007. Parmi les 252 éoliennes situées en ZPS, 56 % ont obtenu leurs autorisations de construire et d'exploiter avant la désignation de ces territoires en ZPS ».

Deux couches géographiques ont ainsi été constituées : une couche Natura 2000 ZPS et une couche Natura 2000 ZSC.

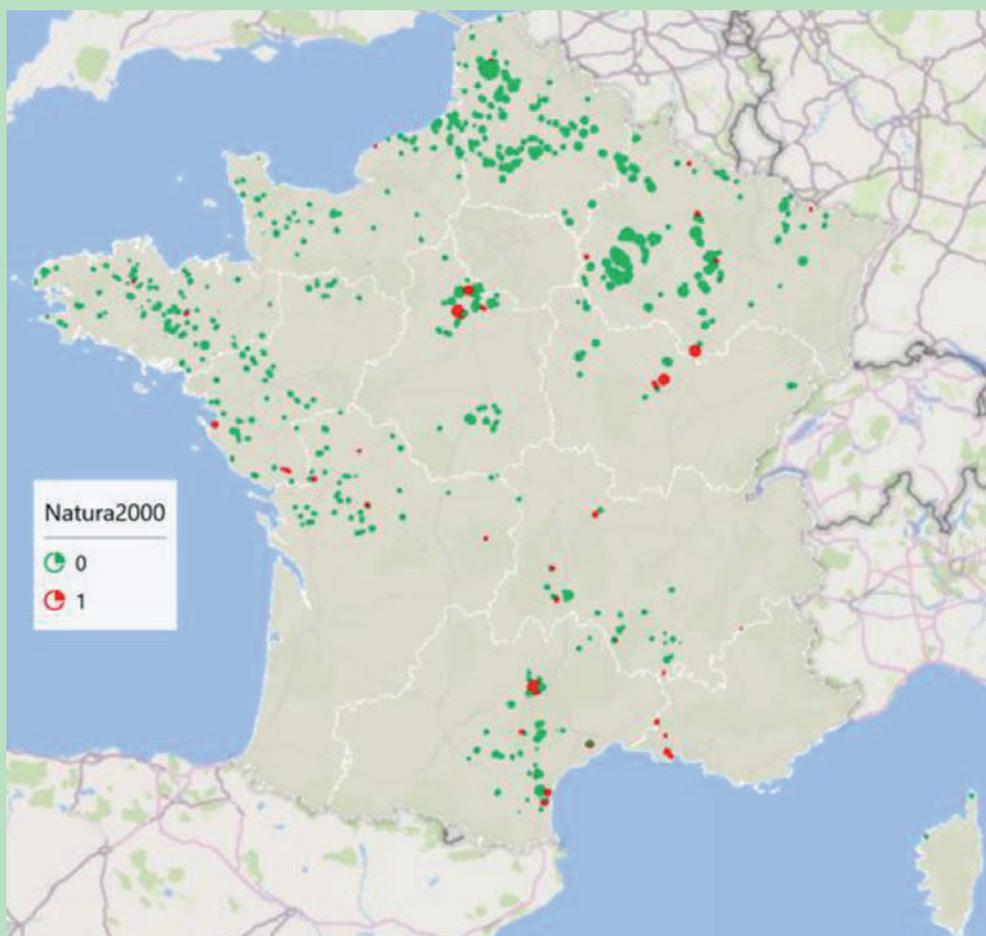


FIGURE 20 :
PARCS EOLIENS CONCERNES (ROUGE) PAR UNE CONTRAINTE OU ENJEU FAMILLE NATURA 2000

FAMILLE MILIEU NATUREL D'INTÉRÊT

(% relatifs au nombre de parcs concernés sur le périmètre des 742 parcs étudiés)

Cette famille d'enjeux liés aux milieux naturels d'intérêt comprend cinq types d'enjeux :

- **Les parcs nationaux** : mais, en conformité avec l'impossibilité d'implantation, aucun parc éolien existant n'est localisé dans un des dix parcs nationaux du territoire métropolitain ;
- **Les réserves naturelles** : elles sont de plusieurs types (nationale ou régionale) mais, là aussi, en conformité avec l'impossibilité d'implantation, aucun parc éolien existant n'est localisé dans une réserve naturelle ;
- **Les parcs naturels régionaux (PNR)** : le territoire métropolitain compte 51 PNR, créés pour protéger et mettre en valeur de grands espaces ruraux habités. Le développement des activités humaines en général et de l'éolien en particulier peuvent être encadrés par une Charte :
 - **Le PNR du Haut-Languedoc** a été considéré séparément d'une part car il renferme un grand nombre d'éoliennes et sa charte en limite le nombre à 300 et à une hauteur maximale de 125 m en bout de pale ; **1,9 % des parcs éoliens** objets de la présente étude sont localisés (tout ou partie) dans le PNR du Haut-Languedoc
 - **Au total 9,6 % des parcs éoliens** objets de la présente étude sont localisés (tout ou partie) dans des PNR ;
- Plusieurs PNR sont en projet, et pourraient encadrer le renouvellement des parcs éoliens existants ; **5,1 % des parcs éoliens** objets de la présente étude sont localisés (tout ou partie) dans des territoires de PNR en projet ;
- **Les Plans Nationaux d'Actions (PNA)** en faveur d'espèces protégées ont été pris en compte lorsqu'ils concernaient des espèces d'oiseaux ou de chiroptères sensibles à l'éolien et faisaient l'objet d'une cartographie. Deux régions répondent à ces critères, avec l'essentiel en région Occitanie ; les espèces prises en compte sont : l'Aigle de Bonelli, le Butor étoilé, le Faucon crécerellette, le Grand tétras, le Gypaète barbu, le Milan royal, l'Outarde canepetière, les Pies-grièches, les Vautours (fauve, moine et pernoptère), ainsi que tous les chiroptères ;
 - Ces PNA intègrent également **le Gypconnect**, un couloir entre les Pyrénées et les Alpes créé pour dynamiser la réintroduction du Gypaète barbu ;
 - **9,5 % des parcs éoliens** objets de la présente étude sont localisés (tout ou partie) dans un PNA ;
- **Les sites RAMSAR** : le territoire métropolitain compte 48 sites RAMSAR destinés à la préservation de zones humides : un seul parc éolien français est concerné.

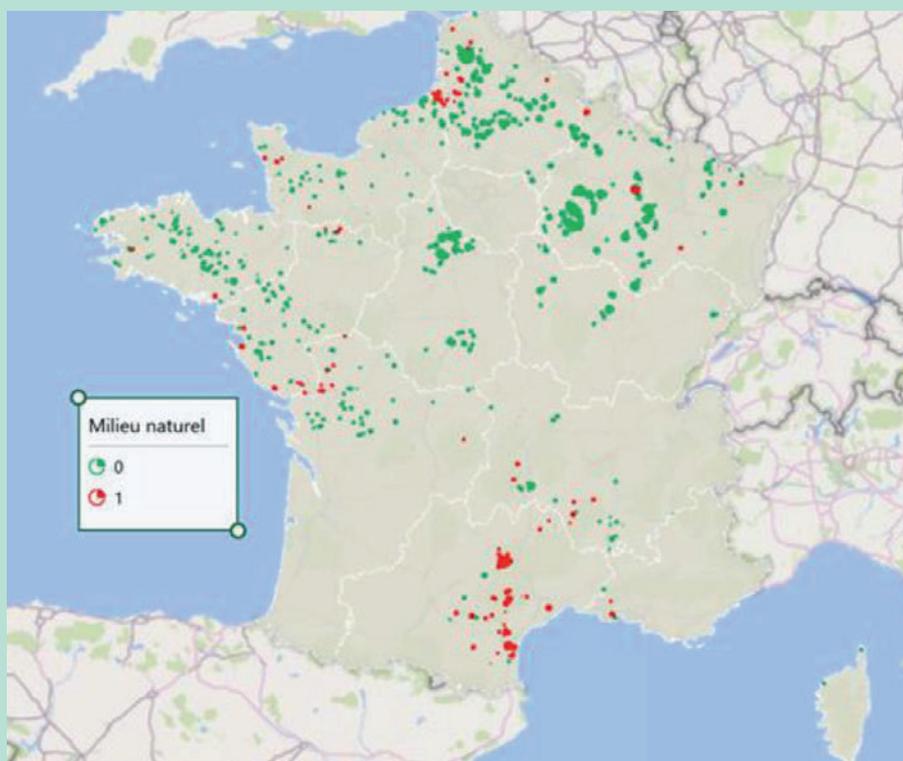


FIGURE 21 : PARCS EOLIENS CONCERNES (ROUGE) PAR UNE CONTRAINTE OU ENJEU FAMILLE MILIEU NATUREL



FAMILLE PAYSAGE

(% relatifs au nombre de parcs concernés sur le périmètre des 742 parcs étudiés)

Cette famille rassemble trois types d'enjeux paysagers :

■ **Les sites protégés** au titre des lois du 21 avril 1906 et du 2 mai 1930, qu'il s'agisse des sites inscrits ou des sites classés, dont le nombre et les périmètres évoluent peu, un seul parc éolien existant est concerné pour chacune des protections ;

■ **Les biens Unesco** : 9 parcs éoliens sont officiellement concernés par les zones tampons créés autour de ces biens ;

■ **Les communes soumises à la Loi Littoral** : il s'agit de la principale contrainte paysagère analysée : **6,6 % des parcs éoliens** objets de la présente étude sont concernés par cette contrainte.

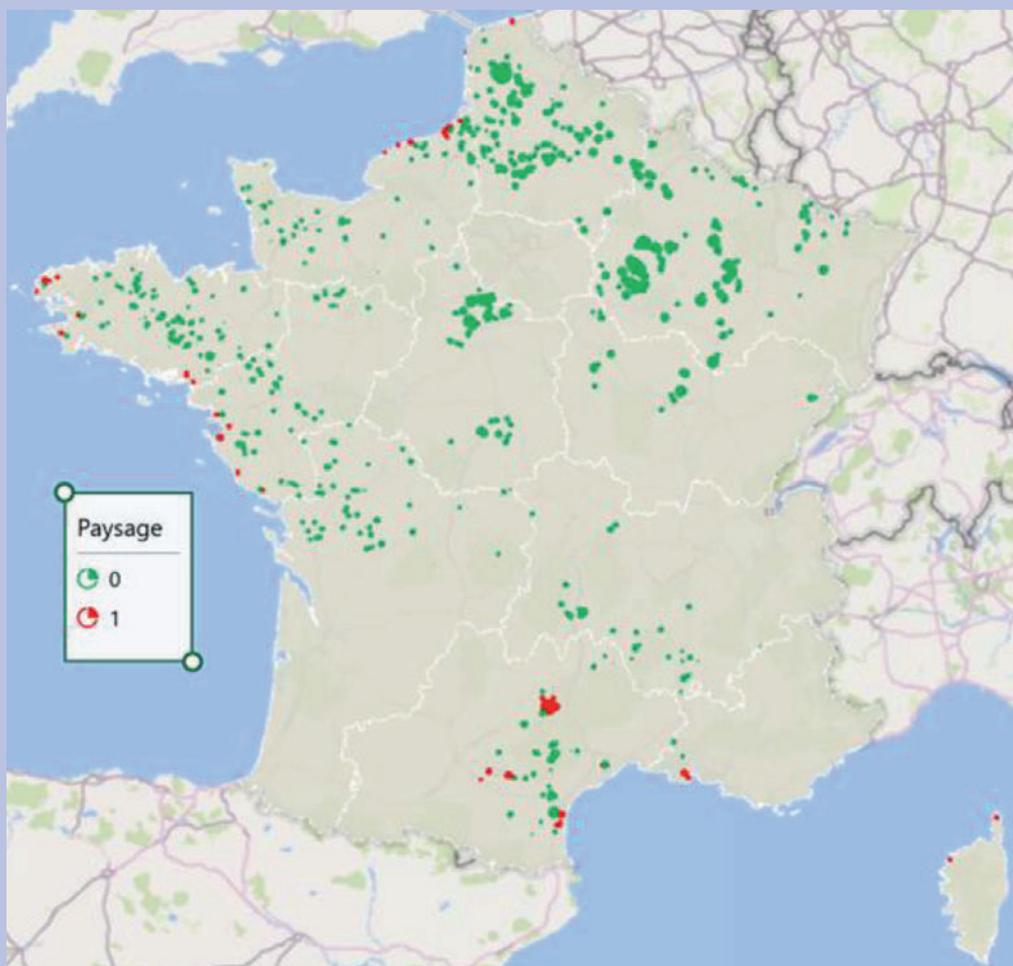


FIGURE 22 :
PARCS EOLIENS CONCERNES (ROUGE) PAR UNE CONTRAINTE OU ENJEUX FAMILLE PAYSAGE

SYNTHÈSE DES CONTRAINTES / ENJEUX MULTIPLES

(% relatifs au nombre de parcs concernés sur le périmètre des 742 parcs étudiés)

Les parcs sont fréquemment soumis à contraintes et enjeux dans **plusieurs familles**.

Ainsi on recense :

- **52 parcs éoliens soit 7 % des parcs éoliens** étudiés soumis à des contraintes et enjeux dans au moins 3 familles,
- **162 parcs éoliens soit 22 % des parcs éoliens** étudiés soumis à des contraintes et enjeux dans 2 familles,
- **271 parcs éoliens soit 37 % des parcs éoliens** étudiés soumis à des contraintes et enjeux dans une famille.

■ **257 parcs éoliens soit 35 % des parcs éoliens** étudiés soumis à aucune contrainte ou enjeu parmi ceux recensés.

Au total, 30 % des parcs éoliens sont soumis à au moins deux contraintes ou enjeux et 65 % à au moins une.

On notera que les projets mis en service après 2014 (hors périmètre d'étude) font l'objet de moins d'enjeux à date, mais que de nouvelles réglementations pourraient leur être applicables à la date de leur sortie du mécanisme de soutien si de nouvelles dispositions devaient apparaître.

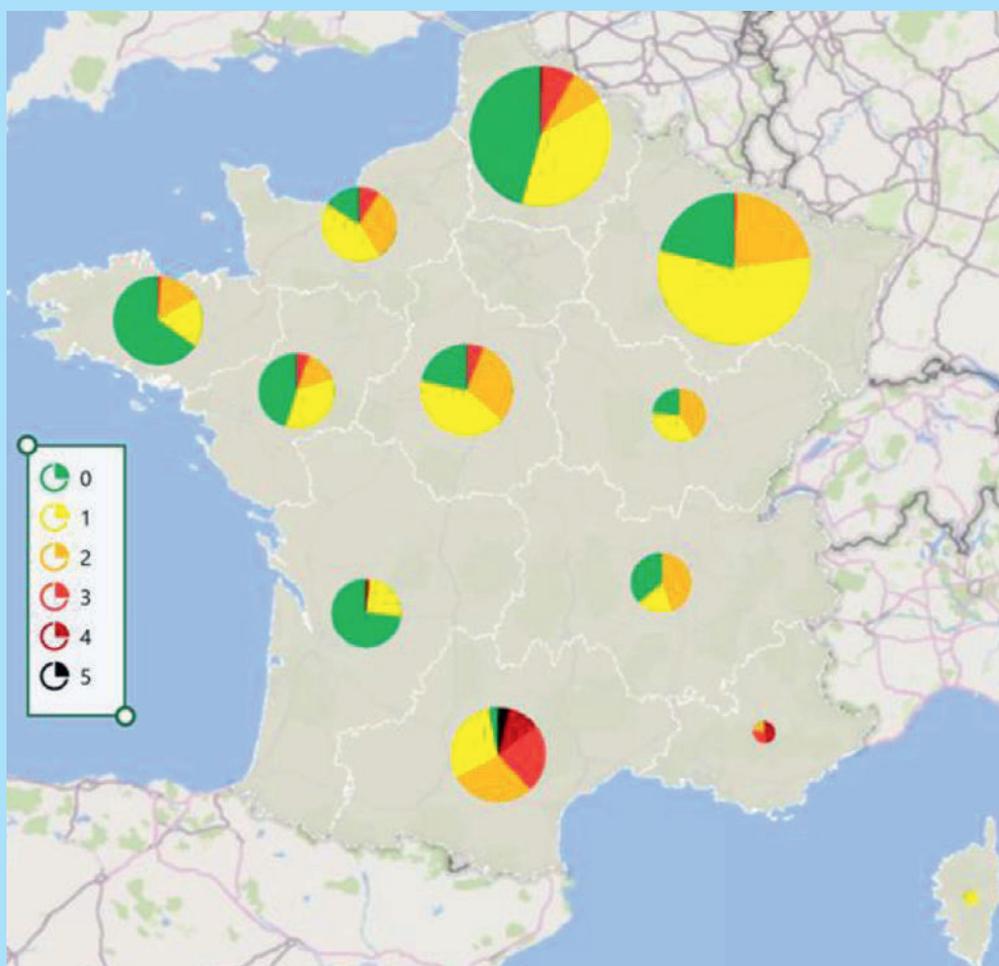


FIGURE 23 :
PROPORTION (EN PUISSANCE) DES PARCS ÉOLIENS CONCERNÉS PAR UNE OU PLUSIEURS FAMILLE(S)
DE CONTRAINTES OU ENJEU PAR RÉGION (1999-2014)

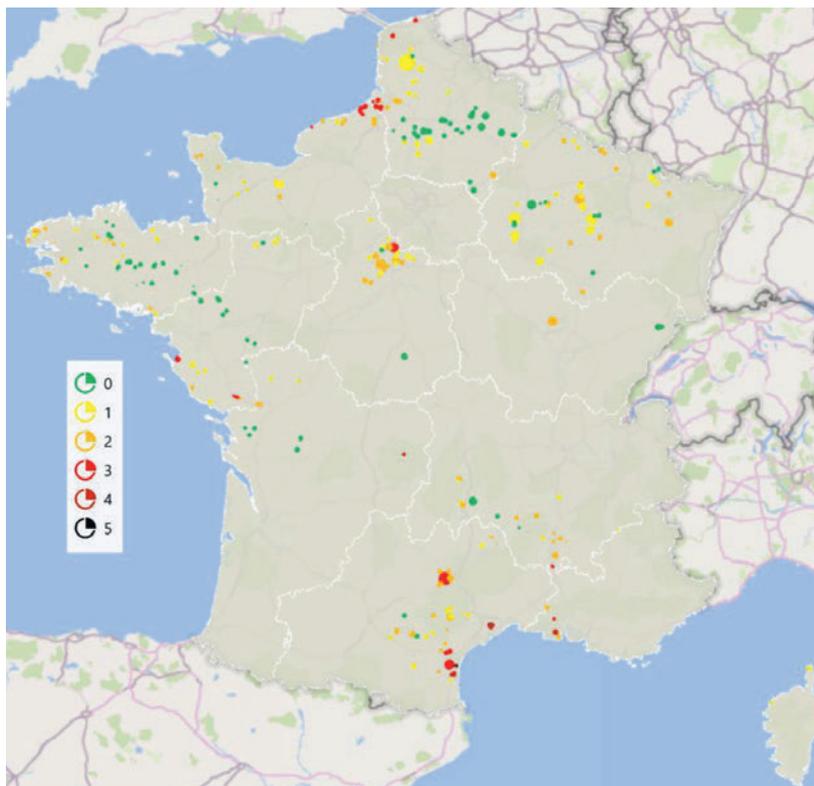


FIGURE 24 :
PARCS ÉOLIENS CONCERNÉS PAR UNE
OU PLUSIEURS FAMILLES DE CONTRAINTES
OU D'ENJEUX
PARCS MIS EN SERVICE JUSQU'À 2009

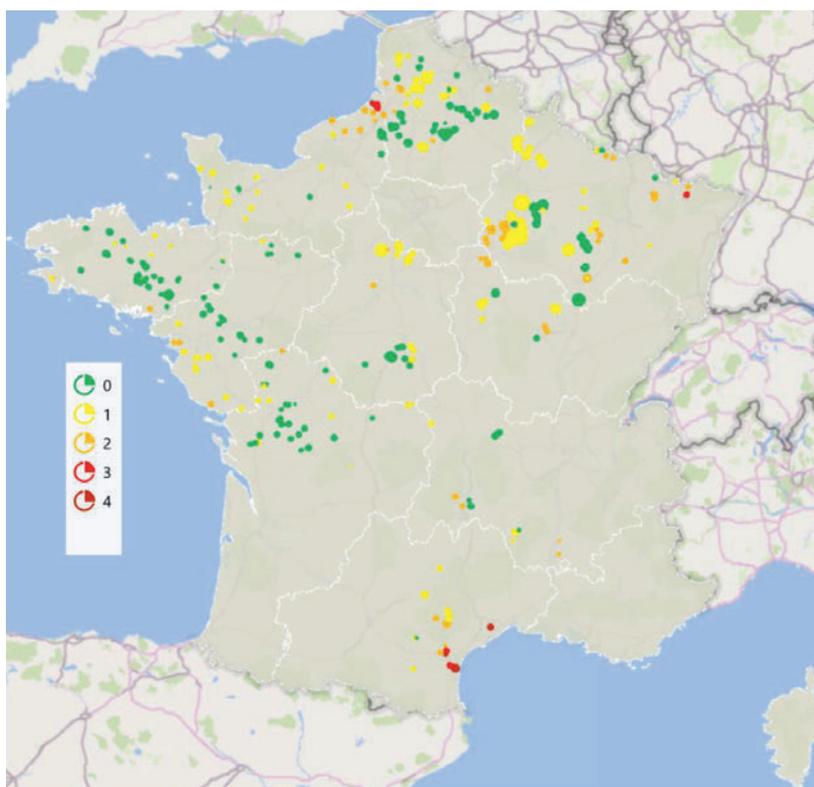


FIGURE 25 :
PARCS ÉOLIENS CONCERNÉS PAR UNE
OU PLUSIEURS FAMILLES DE CONTRAINTES
OU D'ENJEUX
PARCS MIS EN SERVICE ENTRE 2009 ET 2014

Pour les raisons évoquées précédemment concernant l'accumulation des contraintes ou enjeux à celles existantes au moment de l'autorisation des parcs, on constate que les parcs les plus anciens sont plus fortement grevés. Ainsi :

- 10 % des parcs éoliens mis en service avant 2009 sont soumis à des contraintes et enjeux dans au moins 3 familles, contre 3 % pour ceux après 2009,
- 28 % des parcs éoliens mis en service avant 2009 sont soumis à des contraintes et enjeux dans 2 familles, contre 15% pour ceux après 2009,
- 27 % des parcs éoliens mis en service avant 2009 ne sont soumis à aucune contrainte ni enjeu, contre 42 % pour ceux après 2009.

ENJEUX RESSORTANT DES ANALYSES CONDUITES :

■ Enjeu n°1 :

65 % des parcs éoliens pré-2015 sont soumis à contraintes dans au moins une famille, et 30% dans au moins deux familles. Indépendamment des effets de l'instruction du 11 juillet 2018, certains parcs pourraient être définitivement démantelés. Ce risque pèse sur 700 à 1000 MW de capacité soit 8 à 11% du périmètre étudié.

■ Enjeu n°2 :

Les servitudes et contraintes aéronautiques et des radars grèvent fortement le renouvellement des parcs éoliens (5,3 GW sur les 9,2 GW du périmètre). Ces contraintes pèsent le plus fortement sur le potentiel de gains liés au renouvellement évoqué précédemment (gain de 10 à 17 TWh par an soit un enjeu de 7 TWh/an).

■ Enjeu n°3 :

Les parcs les plus anciens sont plus fortement grevés de contraintes, car ils ont été autorisés à des époques où ces contraintes (aéronautiques, radars, biodiversité, paysage) étaient moindres voire inexistantes. Même si la production de ces parcs est relativement faible (inférieure à 1 GWh/an), le gain

de production éolienne lié à leur renouvellement pourra varier entre 0,5 et 1 GWh par an selon la prégnance des contraintes et la mise en oeuvre de l'instruction. Par ailleurs, cette catégorie de projet constituera le terrain d'essai de la profession et de l'administration pour le renouvellement des parcs éoliens et préfigurerà le renouvellement des importantes capacités installés après 2009.

■ Enjeu n°4 :

En lien avec les contraintes opposables, le potentiel éolien lié au renouvellement est fortement dépendant de la prégnance des contraintes et de la traduction opérationnelle de l'instruction du 11 juillet 2018. Entre 25 et 40% des capacités étudiées soit 2 à 4 GW pourraient, à l'occasion de leur renouvellement, ne pas ou peu bénéficier des gains technologiques réalisés par le secteur car opérés sous une forme quasi-identique. Dans une moindre mesure, cet enjeu est valable pour les renouvellements limités en hauteur. Sur l'ensemble des renouvellements, les gains de capacité et de production éolienne liés au renouvellement pourront varier entre 1,5 et 2,5 GW et 10 et 17 TWh/an selon la prégnance des contraintes soit un enjeu de 7 GWh/an.

3.4.3. VIABILITÉ ÉCONOMIQUE DES PARCS EXISTANTS POST-OA

En sortie d'OA, le débouché principal à la disposition des producteurs est la vente sur le marché de la production, des capacités et des garanties d'origine (GO).

Dans le cadre de cette étude, des prix d'achat fixes de la production pour livraison en 2020, 2021 et 2022 ont été obtenus en mars 2019 auprès de trois agrégateurs.

A titre indicatif, les prix futurs en « base » pour la France pour livraison en 2020 et 2021 (les contrats futurs à trois ans étant très rarement échangés) en date du 15 mars étaient de 50 et 46 € par MWh. A ces prix viennent se déduire les coûts d'équilibrage de l'acheteur, l'écart attendu entre le prix capturé

par le projet éolien et la moyenne arithmétique des prix de marché, la prime de risque et la marge de l'acheteur.

Un écart non-négligeable est attendu entre des parcs en zone nord et en zone sud en raison de la cannibalisation des prix en zone nord Europe. Ainsi, des hypothèses de prix d'achat ont été obtenues pour des projets au nord et au sud de Lyon, de 44 €/MWh et de 45 €/MWh respectivement, comme présenté ci-dessous.

Des hypothèses concernant les prix de vente des capacités et des GO ont été prises par ailleurs pour arriver aux prix de vente suivants :

		Energie [€ par MWh]	Capacité [€ par MW installé]	GO [€ par MWh]	Total [€ par MWh]
Prix fixe livraison 2020-2021-2022	Sud	45,0	3 400	1,5	~ 47 - 48
	Nord	44,0	3 400	1,5	

Il est observé à cette occasion que les prix de marché peuvent être sujets à des fluctuations interannuelles assez fortes et que les prévisions des prix à moyen long-terme sont sujettes à fortes incertitudes. Les hypothèses du scénario bas de la PPE sur le prix

de l'électricité⁹ à l'horizon 2026 sont notablement plus basses (cf. section 4.10) que les prix de marché actuels et elle constitue donc un risque à l'équilibre économique des parcs dont les coûts d'exploitation sont supérieurs à 35-40 € par MWh.

⁹ Source : Rapport annuel CGCSPE 2018



Ces coûts consistent principalement en (i) des coûts périodiques de maintenance pour les éoliennes (ii) des coûts périodiques et ponctuels de maintenance pour le reste de l'installation (iii) des coûts d'exploitation et de gestion (loyers, assurances, gestion technique, comptable et administratives, consommations, etc.), et (iv) des taxes.

Les coûts de maintenance des éoliennes observés aujourd'hui pour de nouvelles installations en contrat « full service » à long-terme sont en année 15 de l'ordre suivant (source Everoze) :

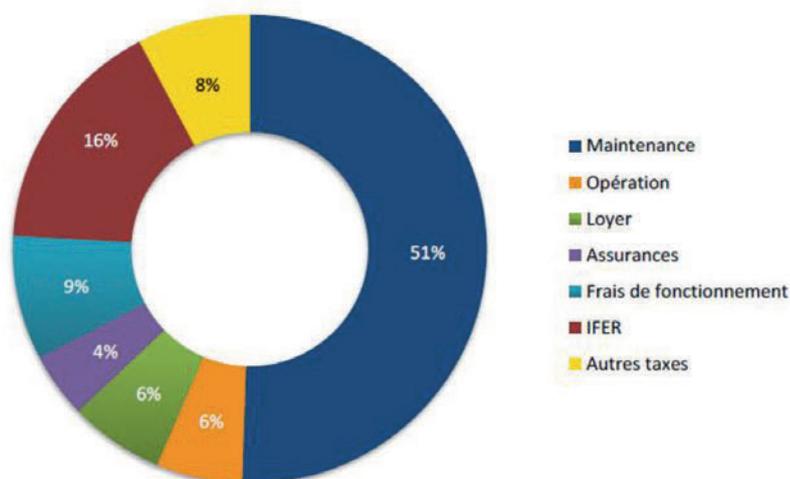
- Classe 1.X MW : 30-40 k€ par machine par an
- Classe 2.X MW : 42-52 k€ par machine par an
- Classe 3.X MW : 55-70 k€ par machine par an

L'augmentation des prix pour des extensions de contrat « full service » en année 16 et en année 21 est relativement limitée, de l'ordre de 10-15 % en année 16 puis de 10-15 % en année 21.

Les autres coûts d'exploitation (ii, iii et iv) sont de l'ordre de 20-25 k€ par MW pour un parc moyen en France. Dont environ moitié de taxes.

A titre indicatif, une répartition moyenne des principaux postes de coûts d'exploitation est donnée ci-après.

FIGURE 26 :
RÉPARTITION DES OPEX POUR
L'ÉOLIEN TERRESTRE
Source : CRE 2014



Une grande partie des parcs mis en service avant 2014 ont contracté une maintenance « full service » sur une durée de 10 ou 15 ans. Il est jugé que ces parcs pourront négocier des conditions relativement similaires à celles accordées aujourd'hui pour de nouvelles installations, voire des conditions légèrement meilleures en k€ par machine du fait de la moindre production des parcs d'ancienne génération.

Par ailleurs, en vue de réduire les coûts contre une prise de risque accrue, certains producteurs pourront privilégier en période post-OA des contrats de maintenance préventif et petit curatif auprès des constructeurs ou de mainteneurs indépendants.

Indépendamment de ce choix, des coûts ponctuels post année 15 sont incontournables. Ils incluent notamment :

- Une remise en état des pales (notamment les protections de bord d'attaque) aux alentours de l'année 15 ;
- Une étude sur la durée de vie résiduelle des éoliennes entre les années 15 à 20 ;
- Des contrôles périodiques des éléments structurels des éoliennes post année 20 sont programmés dès lors qu'une poursuite de l'exploitation au-delà de l'année 20 est engagée (ils sont déjà réalisés avant car

imposés par la réglementation ICPE mais deviennent plus réguliers post année 20 du fait des plus grandes probabilités d'usure des pièces).

Dans le cadre de la présente étude, le groupement a utilisé un modèle propriétaire de projection des coûts d'exploitation en années 16, 20 et 25 pour chaque parc, puis ramené ce coût à la production du parc. Les résultats de ces projections sont présentés à l'échelle des 742 parcs étudiés en FIGURE 27. Les coûts de maintenance ont été estimés sur une base « full service ».

Il ressort que les coûts d'exploitation des parcs lorsqu'ils sortiront d'OA devraient se situer sous le point d'équilibre économique actuel de 47-48 € par MWh pour la très grande majorité (catégories 1 à 8 telles que présentées en section 3.4.4). Ils devraient le rester jusqu'au 25ème anniversaire des parcs.

La plupart des parcs pourra supporter une inflexion modérée des prix de marché « base » sans impact important sur leur durée de vie économique.

Les coûts d'exploitation des parcs pour toutes les catégories 1 à 8 en sortie d'OA sont présentés ci-dessous :

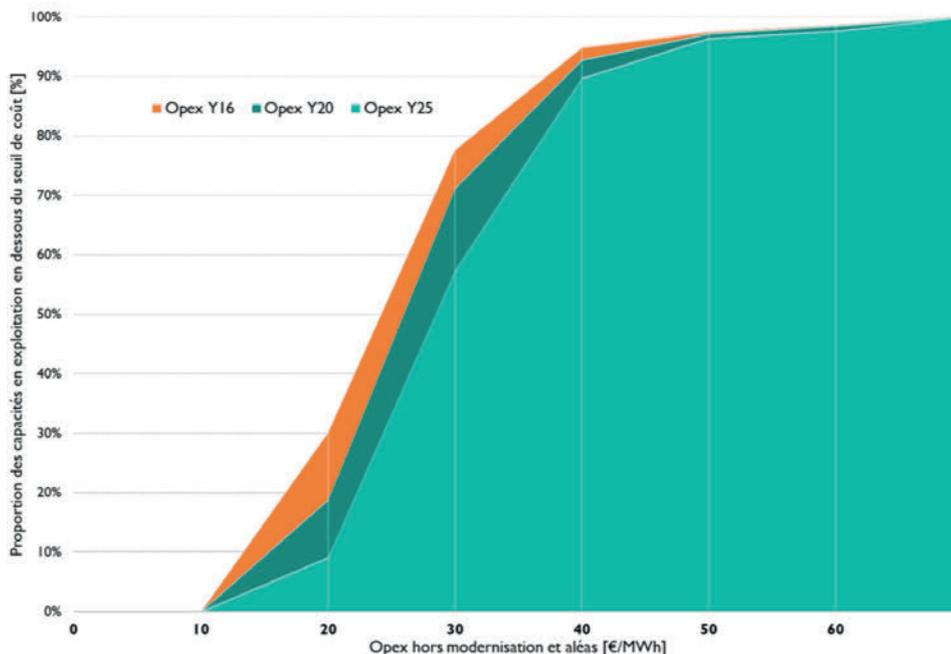


FIGURE 27 : PRÉSENTATION DES COÛTS D'EXPLOITATION DES PARCS POUR TOUTES LES CATÉGORIES (1-8) EN SORTIE D'OA

Pour les catégories 1 et 2 mises en service avant 2005 l'analyse montre qu'aux conditions actuelles de marché, sauf aléa majeur, la majorité des capacités d'ores-et-déjà sorties ou sur le point de sortir d'OA (catégorie 1 & 2, telles que présentées

en section 3.4.4) devraient pouvoir entrevoir une poursuite de l'exploitation jusqu'à l'année 20 – sauf inflexion des prix de marché, comme présenté ci-dessous.

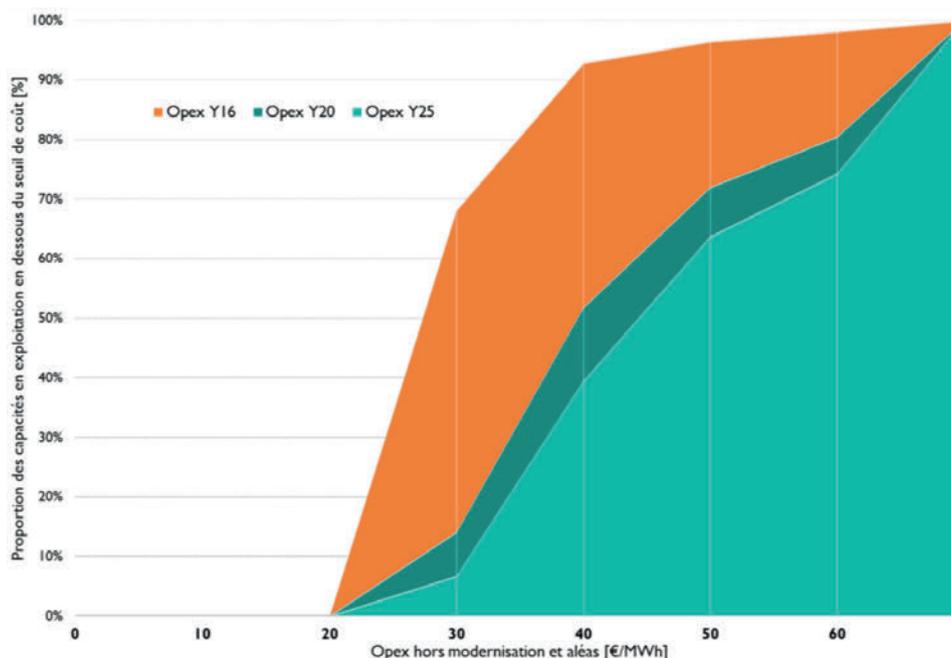


FIGURE 28 : PRÉSENTATION DES COÛTS D'EXPLOITATION DES PARCS POUR LES CATÉGORIES (1-2) EN SORTIE D'OA



ENJEUX RESSORTANT DES ANALYSES CONDUITES :

■ Enjeu n°1 :

Dans les conditions actuelles de marché de l'électricité, hors enjeux techniques marqués sur certains parcs, les conditions techniques et les coûts d'exploitation en sortie d'OA permettront aux parcs de trouver un équilibre sur le marché pour poursuivre l'exploitation jusqu'à 20-25 ans. Les coûts d'exploitation de la majorité des parcs dans leurs années 15 à 25 se situera entre 20 et 30 €/MWh. Un repli marqué et prolongé des prix de marché et/ou une forte cannibalisation éolienne vers ce niveau d'équilibre serait un risque fort à la poursuite de l'exploitation des parcs existants, en particulier les parcs mis en service avant 2005 dont les coûts d'exploitation sont plus élevés en moyenne.



©Adobe Stock

3.4.4. CARACTÉRISATION DES PARCS ÉOLIENS OPÉRATIONNELS

Afin de permettre une lecture des opportunités liées à la poursuite de l'exploitation et au renouvellement, les 742 parcs éoliens ont été regroupés en huit catégories fonction de la période de mise en service du parc et de la taille des éoliennes installées.

Ces catégories ainsi que les contraintes et enjeux recensés pour chaque catégorie sont présentées ci-dessous :

TABLEAU 3 : PRÉSENTATION DES CATÉGORIES AINSI QUE LES CONTRAINTES ET ENJEUX RECENSÉS POUR CHAQUE CATÉGORIE

	Avant 2005				2005 - 2009						2010 - 2014					
Catégorie étude	Cat 1		Cat 2		Cat 3		Cat 4		Cat 5		Cat 6		Cat 7		Cat 8	
Diamètre rotor	43-52		58-80		43-52		58-77		80-100		48-77		80-97		100-114	
Nb de parc	26		19		31		100		201		65		230		70	
MW total	149		185		151		1110		2853		641		2999		1101	
Modèles principaux	N43, G47/52, V52, NM52		N60, MD77, V66, GE1.5		E44/48/53, G52/58, V52		SWT-1.3-62, GE1.5, MD77, ECO74/80, E70		MM82/92, V80/90, N80/90		E70		MM82/92, V80/90, E82		V100/112, N100, SWT101, GE2.5xl	
Parc type	8 x N43 ou G47 soit 4,6 MW		6 x N60 ou V66 soit 5,1 MW		5 x E44 soit 4,5 MW		6 x E70 soit 12 MW		5 x N90 soit 11,5 MW		5 x E70 soit 11,5 MW		4 x V90 soit 10 MW		5 x V100 soit 10 MW	
Contraintes majeures	Nombre	MW	Nombre	MW	Nombre	MW	Nombre	MW	Nombre	MW	Nombre	MW	Nombre	MW	Nombre	MW
Deux ou plus	15	91	12	98	16	78	39	466	63	1043	21	242	41	484	7	90
Radar	2	12	1	38	5	20	11	248	36	506	12	120	50	739	15	343
Aéronautique	3	8			3	13	7	49	31	415	5	35	22	293	12	193
Autre	4	32	2	15	4	22	14	115	6	67	8	77	13	164	5	53
Aucune recensée	2	6	4	34	3	18	29	232	65	822	19	167	104	1319	31	422
Analyse	Fortement impactés par 2 ou 3 contraintes				Majorité de projets sans contrainte majeure recensée ou avec 1 contrainte de hauteur						Majorité de projets sans contrainte majeure recensée ou avec 1 contrainte de hauteur					

4. Analyse économique et technique

L'analyse économique et technique se concentre sur les aspects économiques (impact économique et impact sur le CAS TE) et techniques des options de sortie d'OA. L'analyse économique et technique est ensuite déclinée sur l'ensemble de la base de données de parcs considérant les caractéristiques et les paramètres clés impactant la faisabilité de chaque type de renouvellement tel que déterminé dans l'état de l'art des pratiques et perspectives de renouvellement (section 3).

En outre, un récapitulatif des procédures administratives est établi dans le cas de chaque typologie de renouvellement. Une étude d'opportunité de revalorisation des infrastructures

existantes est menée ainsi que pour les composants des éoliennes, sur le marché d'occasion des composants le cas échéant ou au travers de filières de recyclage.

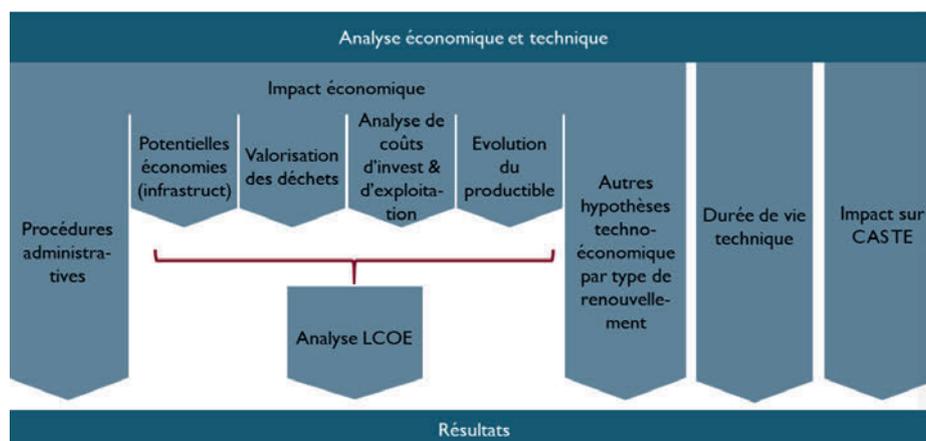


FIGURE 29 : MÉTHODOLOGIE DE LA TACHE 2

4.1. Procédures administratives

Il est précisé ci-après le cadre des procédures administratives applicables au renouvellement des parcs éoliens, en distinguant les trois typologies de renouvellement considérées dans la présente étude (la typologie « renouvellement à l'impossible » n'ayant pas lieu d'être analysée) :

- A l'identique ou quasi-identique ;
- Limité en hauteur (i.e. présence d'un plafond) ;
- Non plafonné.

Le traitement des dossiers de demande de renouvellement s'établit en application de l'instruction du ministère de la Transition écologique et solidaire du 11 juillet 2018 relative à « l'appréciation des projets de renouvellement des parcs éoliens terrestres ». La jurisprudence administrative sur le sujet est encore faiblement fournie, le nombre de projets examiné étant lui-même faible, bien qu'en dynamique de croissance.

Elle repose sur le caractère substantiel ou non de la modification ; si cette modification est simplement notable (et donc non substantielle), une nouvelle autorisation n'est pas exigée.

Pour un renouvellement strictement à l'identique,

un simple porter-à-connaissance sur la réalisation des travaux et les conditions de remise en état est nécessaire. En effet, l'autorisation d'exploiter du parc éolien existant n'est pas limitée dans le temps et l'instruction du 11 juillet 2018 en elle-même ne crée pas de nouvelles règles de droit.

Pour un renouvellement au même emplacement, par des éoliennes plus hautes ou seulement par des pales plus longues, la localisation en zone Natura 2000 pourra amener le Préfet à considérer le projet de renouvellement comme substantiel dès lors que le suivi environnemental conclut à des impacts significatifs sur la biodiversité.

Par ailleurs, une augmentation de moins de 10% de la hauteur totale d'une éolienne relève d'une modification simplement notable. Le caractère substantiel ou notable d'une modification entre 10 % et 50 % de la hauteur est apprécié au cas par cas. La modification est nécessairement substantielle dans le cas d'une augmentation de plus de 50% de la hauteur totale. Mais d'autres critères (bruits, radars, paysage par exemple) sont examinés par le Préfet pour déterminer le caractère substantiel ou non des modifications.



Le processus à suivre pour le développement d'un nouveau parc éolien est décrit ci-après sous la forme d'un organigramme. Cet organigramme est amendé dans la suite afin de faire apparaître les spécificités de développement d'un parc renouvelé.

Les procédures et exigences administratives ont évolué ces dernières années, au fil du déploiement de la filière éolienne. Elles n'étaient donc pas nécessairement en vigueur au moment où les parcs éoliens actuellement en opération ont été autorisés. Elles sont liées soit à la localisation du parc éolien, localisation qui peut ne plus être favorable dorénavant au renouvellement, soit aux caractéristiques du parc et elles seront alors à apprécier selon les caractéristiques du parc renouvelé.

On peut ainsi distinguer trois demandes administratives complémentaires à la Demande d'Autorisation Environnementale. Sont présentés ci-après tout d'abord la nature de ces demandes complémentaires, puis la déclinaison au cas des renouvellements.

Un dossier CNPN (Conseil National de Protection de la Nature) de demande de dérogation à la destruction d'espèces protégées peut être exigé, pour permettre la bonne exploitation légale des projets, dès lors que l'étude d'impact conduit, malgré l'application des mesures d'évitement et de réduction, à un impact sur la permanence des cycles biologiques provoquant un risque de fragilisation de la population impactée (pour les parcs éoliens, il s'agit plus souvent de la faune volante en particulier : oiseaux ou chauve-souris). Ce dossier peut être plus complexe que le dossier CNPN habituel d'un grand aménagement qui concerne le plus souvent des habitats naturels détruits lors du chantier. En effet, le dossier CNPN d'un parc éolien concerne les impacts du fonctionnement pendant une vingtaine d'années, avec des méthodologies spécifiques et des évaluations plus délicates.

Le besoin d'un tel dossier a deux conséquences principales :

- Une procédure en plus du Dossier de Demande d'Autorisation Environnementale (DDAE), avec ses spécificités (dossier dédié avec Cerfa¹⁰, instruction régionale, passage en commission nationale), ses délais supplémentaires et ses refus potentiels ; si cette demande n'est pas anticipée, elle pourra être particulièrement longue pour bénéficier d'observations naturalistes suffisantes ;
- La nécessité de mesures environnementales supplémentaires en application du principe Eviter-Réduire-Compenser avec les coûts associés (de type ouverture de milieux ou bridage des éoliennes).

Dans le cas d'un renouvellement, les résultats des suivis de mortalité du parc initialement implanté, outre de devoir être nécessairement fournis, serviront à l'argumentation du dossier CNPN.

Un dossier UNESCO, correspondant à des investigations paysagères supplémentaires, peut être

exigé en cas de proximité avec un bien inscrit au patrimoine mondial de l'humanité. Si la protection de ce bien passe aussi par des protections paysagères et patrimoniales habituelles en droit français (comme les sites inscrits ou classés) pour les zones proches, il en est différemment pour les zones moins proches en sachant que le périmètre de vigilance peut atteindre jusqu'à 30 kilomètres de rayon.

Le besoin d'un tel dossier a une conséquence principale : le coût d'élaboration de ce dossier avec le risque supplémentaire de refus d'autorisation. De prime abord, l'enjeu principal est la localisation du parc et en second lieu, les caractéristiques du projet. A noter que ce type d'enjeu est rarement nouveau dans le cas de renouvellement de parcs. Même si sa reconnaissance n'était pas opérante, sa valeur patrimoniale devait déjà être importante et donc constituait une contrainte au moment du développement du projet initial.

Ainsi, dans le cas du renouvellement d'un parc éolien concerné par cet enjeu, deux scénarios plus probables semblent se présenter au propriétaire de l'installation : renouvellement « impossible », étant donné les enjeux existants ou bien renouvellement « à l'identique / quasi-identique » afin de ne pas augmenter les incidences paysagères (pas de modification substantielle et donc pas de DDAE dans un tel cas).

Un dossier de Compensation Collective Agricole est requis dans le cas du dépassement d'un seuil de consommation de terres agricoles fixé à cinq hectares par défaut ou bien à un seuil inférieur fixé à l'échelle départementale. A titre d'exemple, ce seuil a été abaissé à un hectare dans le département de l'Aude, département pionnier en éolien. Cette consommation de terres agricoles résulte de l'implantation des éoliennes elles-mêmes, et des besoins d'aires d'assemblage et d'accès routiers. Les retours d'expériences montrent une consommation pouvant atteindre jusqu'à 0,5 hectare de terres agricoles par éolienne.

Dans le cas d'un renouvellement à l'identique / quasi-identique, la consommation de terres agricoles ne serait pas ou peu augmentée ; en revanche, dans le cas d'un renouvellement significatif, avec des emplacements de plusieurs éoliennes modifiés, les seuils peuvent être rapidement atteints.

Le besoin d'un tel dossier a une conséquence principale : le coût d'élaboration d'un dossier supplémentaire et surtout le coût des mesures à mettre en place, qui sont des mesures collectives et concertées.

Si la constitution du DDAE dans le cadre du renouvellement d'un parc éolien, pour une modification substantielle de ce-dernier, doit répondre aux mêmes exigences que celles relatives à de nouveaux parcs, l'étude d'impact sur l'environnement du nouveau parc peut bénéficier de certains acquis propres aux études déjà réalisées pour le parc initial.

¹⁰ Centre d'enregistrement et de révision des formulaires administratifs

C'est par exemple le cas pour la justification du choix du site a priori (sauf si apparition de nouvelles exigences ou contraintes réglementaires) et le niveau de connaissances des impacts environnementaux

du parc éolien actuel, ce qui peut potentiellement permettre de plus insister sur les aspects d'impacts différentiels.

DÉVELOPPEMENT D'UN PROJET DE PARC ÉOLIEN TERRESTRE

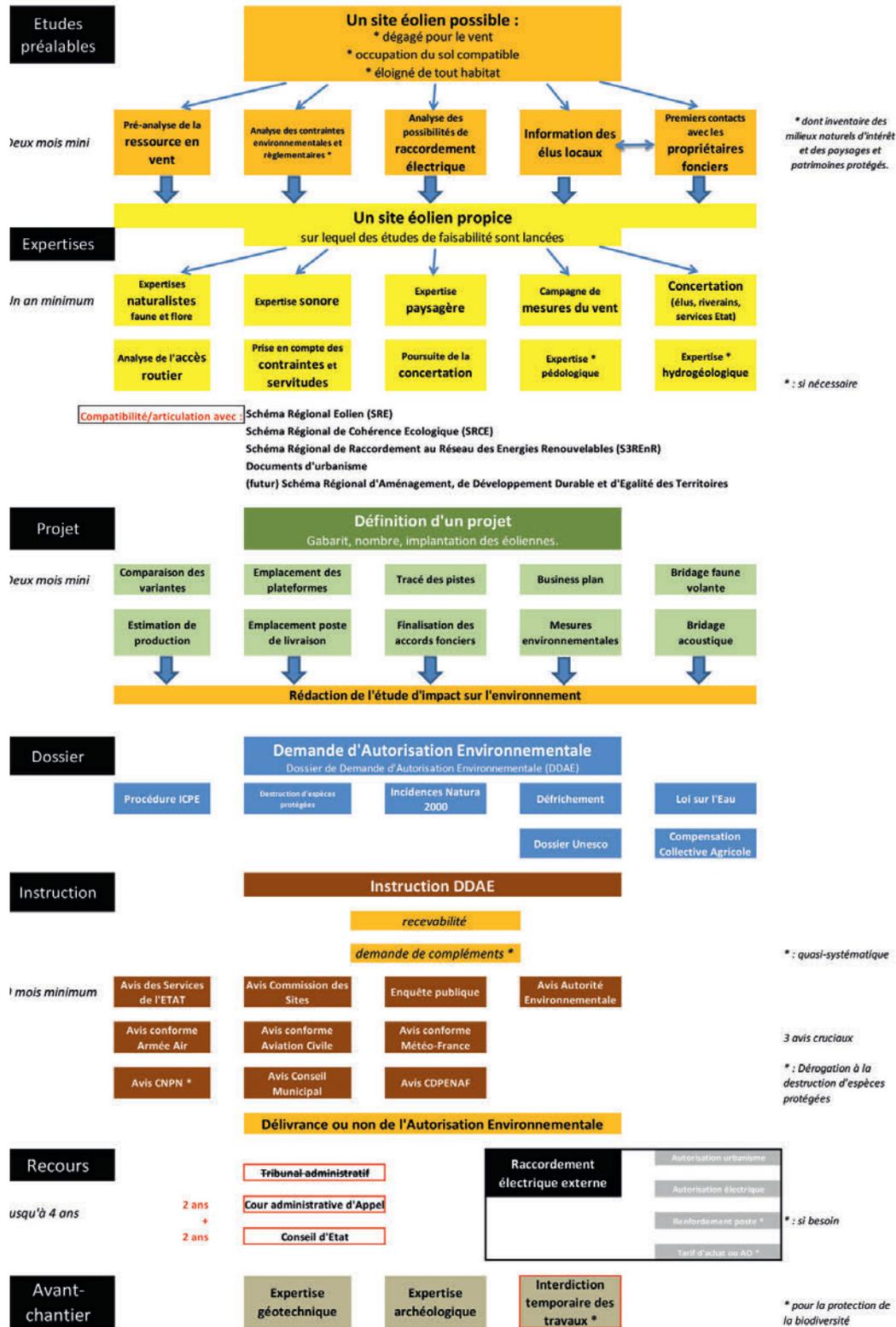


FIGURE 30 : PROCESSUS ADMINISTRATIF À SUIVRE POUR LE DÉVELOPPEMENT D'UN NOUVEAU PARC ÉOLIEN - Source : ABIES



PROJET DE RENOUELEMENT D'UN PARC ÉOLIEN TERRESTRE (cas d'une modification substantielle)

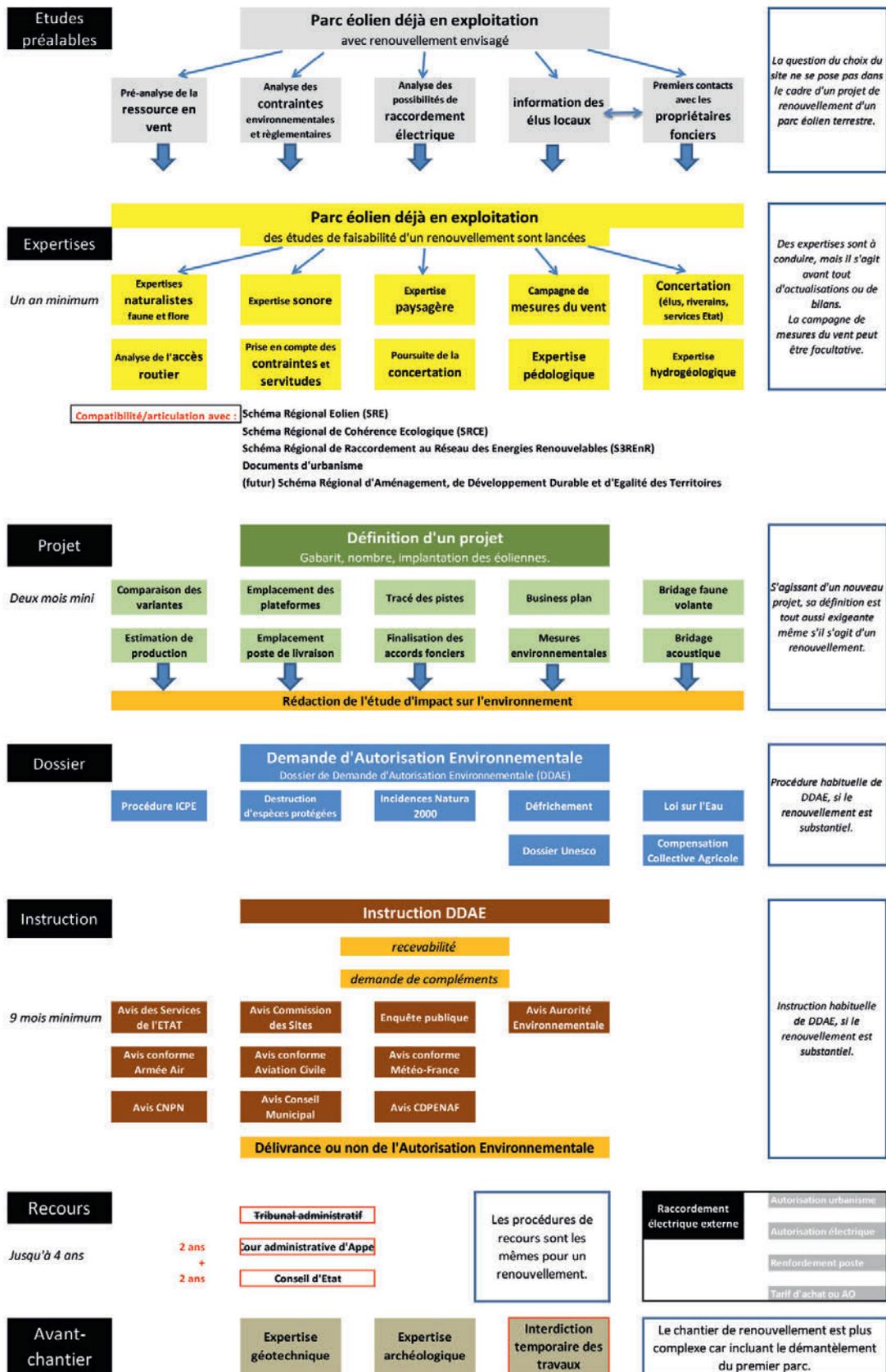


FIGURE 31 :
PROCESSUS ADMINISTRATIF À SUIVRE POUR LE RENOUELEMENT D'UN PARC ÉOLIEN - Source : ABIES

ENJEUX RESSORTANT DES ANALYSES CONDUITES :

■ Enjeu n°1 :

En lien avec les enjeux «contraintes opposables», la sécurité juridique conférée par l'absence de nouvelle autorisation administrative pour les renouvellements notables constitue un enjeu en elle-même car elle pourrait inciter les opérateurs à réduire leurs ambitions en matière de renouvellement, notamment lorsque le parc existant a vu l'apparition de contraintes nouvelles.

■ Enjeu n°2 :

Au regard de la portée de l'instruction du 11 juillet 2018 et du fait d'un retour d'expérience insuffisant,

il subsiste une incertitude quant à la transcription pratique de sa mise en oeuvre et l'appréciation du caractère notable ou substantiel sur le territoire, et ce en particulier pour la configuration III pour les augmentations de hauteur des éoliennes situées dans la fourchette [+ 10 % ; + 50 %]. Cette transcription opérationnelle, avec la prégnance des contraintes, influera directement sur les gains liés au renouvellement. Plus largement, le risque sous-jacent est potentiellement double : d'une part celui du refus d'une nouvelle autorisation si la modification est qualifiée de substantielle et d'autre part celui des recours associés en cas d'autorisation.

4.2. Valorisation des déchets issus du démantèlement

L'enjeu de la fin de vie des éoliennes terrestres a été mis au premier plan de l'actualité des énergies renouvelables au premier semestre 2019. La fin de vie de la première génération d'éoliennes pose la question de leur valorisation. A ce jour, l'élément considéré comme le moins bien valorisé correspond aux pales en composite.

Dans cette section, le potentiel de réutilisation, de valorisation et de recyclage des différents composants et les coûts de traitement des déchets sont évalués.

Pour ce faire, l'étude s'appuie sur le cas de référence d'une éolienne représentative de 2 MW sur massif béton à titre illustratif.

4.2.1. INVENTAIRE DES MATIÈRES À VALORISER

Les résultats de la caractérisation du parc éolien français – disponibles en section 3.4.4 – recensent les typologies de turbines présentes sur le territoire. Sur les 742 parcs étudiés, 8 catégories de turbines ont été définies. On distingue trois phases de déploiement en France, avec des turbines de puissance unitaire croissante, de l'ordre du MW pour les mises en service avant 2005, de l'ordre de 2 MW entre 2005 et 2009 et des turbines supérieures à 2 MW après 2010. L'architecture

et la composition de chaque turbine varient nettement d'un constructeur à l'autre, ainsi qu'au sein des gammes elles-mêmes. Les diamètres de rotors considérés varient de 43 à 112 m et sont globalement fonction de la puissance unitaire.

Afin de fixer les idées, une éolienne de référence, proche des modèles installés entre 2005 et 2009 a été considérée. Ses caractéristiques sont présentées ci-dessous.

Caractéristique de l'éolienne de référence	Données
Puissance nominale	2 MW
Diamètre du rotor	90 m
Hauteur moyenne en bout de pale	140 m
Mât	Métallique
Arbre principal	Boîte de vitesses et génératrice asynchrone

TABLEAU 4 :
CARACTÉRISTIQUE DE L'ÉOLIENNE DE RÉFÉRENCE – Source : DREAL GRAND EST

Les données de masse considérées présentées ci-dessous sont extraites d'une étude réalisée pour le

compte de la DREAL Grand Est¹¹. D'autres sources donnent des estimations similaires^{12,13}.

¹¹ DREAL Grand Est – Natural Power – INNOSEA, Étude de faisabilité d'une plateforme de gestion de fin de vie éolienne, 2016. Présentée le 13 décembre 2016.

¹² ADEME – I CARE Environnement, Opportunité de l'économie circulaire dans le secteur de l'éolien. 2015.

¹³ Pehlken et al. 2017, Rotorblätter aus Windkraftanlagen, Herausforderungen für das Recycling, pp. 248-254.

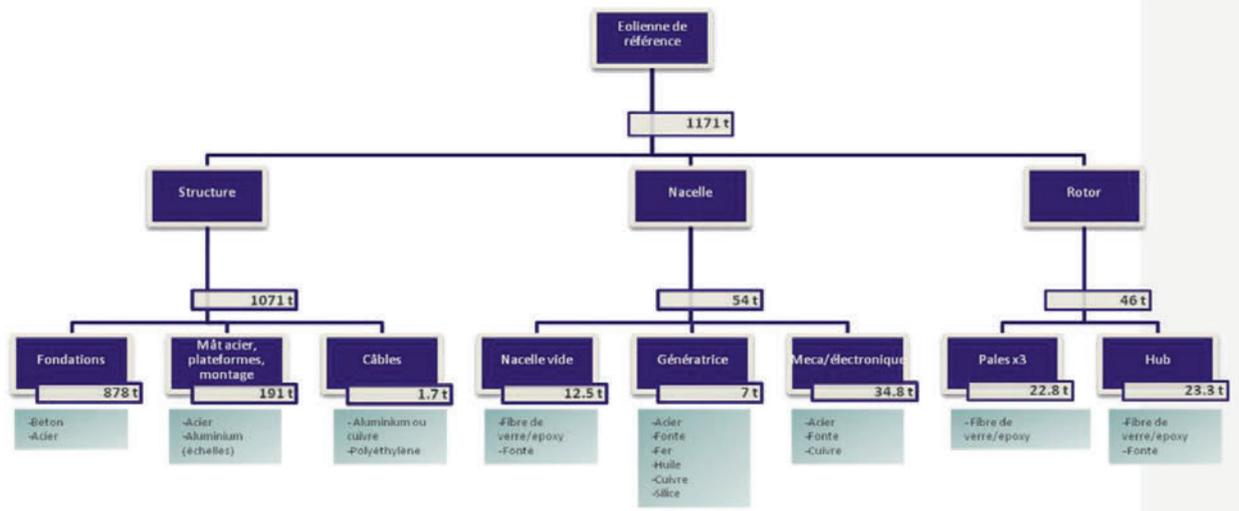


FIGURE 32 :
BILAN DE MASSE DE L'ÉOLIENNE DE RÉFÉRENCE – Source : DREAL GRAND EST

Par matière, la décomposition des masses présentes une prépondérance majeure du béton (fondation) et d'acier.

TABLEAU 5 :
DÉCOMPOSITION MATIÈRE DE
L'ÉOLIENNE DE RÉFÉRENCE
Source : DREAL GRAND EST¹⁴

¹⁴ A noter qu'il s'agit là d'un modèle avec mât acier (et non béton).

Matériau	Volume (t)
Béton	840
Acier	246
Fonte	42
Matériaux composites (verre/epoxy)	25,1
Fer	10
Cuivre	4
Autres	4,2

Ainsi, on retrouve les principaux éléments métalliques dans :

- Les éléments de structure, en particulier le mât (en acier) qui représente la plus grande partie de la masse métallique : ~190 t ;
- Les tiges métalliques intégrées dans la dalle de béton : ~40 t ;
- Les éléments mécaniques, dont les arbres de transmission et la boîte de vitesse (fer, acier) : ~30 t ;
- Le moyeu du rotor (en fonte) : ~20 t ;
- La génératrice (acier, matériaux ferromagnétiques, cuivre du bobinage) : ~15 t ;
- Le châssis de la nacelle (en fonte) : ~10 t ;
- Les pièces électriques/électroniques (convertisseurs, cellules de coupures et les transformateurs) : ~ 5 t ;

La masse totale des éléments métalliques représente 310 tonnes par éolienne, donc la partie la plus importante hors fondations.

On retrouve les principaux éléments non métalliques dans :

- Les fondations en béton ~840 t ;
- Les pales et le capot de la nacelle, en matériaux composites (le plus souvent en fibre de verre/epoxy) : ~25 t ;

Jusqu'à ce jour, les pales des éoliennes terrestres sont principalement fabriquées en fibres de verre. Les fibres de carbone sont utilisées pour des pales de plus de 70 m. Celles-ci, bien que plus chères, possèdent de meilleures propriétés mécaniques. Les pales à fibre de carbone sont donc susceptibles d'être plus utilisées dans le futur.

Les pales sont constituées des matériaux suivants :

- Fibres de renforcement : fibres de verre ou de carbone ;
- Matrice polymère : résines époxy, polyester, vinylester ou polyuréthane ;
- Structure composite « sandwich » : bois, polychlorure de vinyle (PVC), polyéthylène téréphtalate ;
- Métaux : câbles en cuivre, boulon ;
- Enduits.

Il est pertinent de rappeler que la fabrication des pales est également génératrice de déchets. Ceux-là pourraient constituer jusqu'à 30 % de la masse finale d'une pale¹⁵.

Par rapport à cette description, générale, certaines éoliennes présentent des caractéristiques spécifiques dont il convient de décrire les conséquences en termes de matières ici :

- Une turbine à entraînement direct contient une quantité de cuivre nettement supérieure à celle de l'éolienne de référence.
- Un mât en béton ajoutera plusieurs centaines de tonnes par MW au volume de béton (et de ferrailage) à considérer, au détriment d'un tonnage moindre en acier.

- Une génératrice synchrone nécessite plus de cuivre mais peut se passer de boîte de vitesse (moins d'acier). Certaines turbines récentes (après 2010) présentent une génératrice à aimants permanents. Elles sont étudiées plus en détail dans l'étude ADEME sur l'économie circulaire dans la filière éolienne de 2015¹⁶. Toutefois, elles ne représentent que 3% du parc éolien total français.

La fréquence d'occurrence de ces variantes technologiques est présentée en **TABLEAU 6**.

TABLEAU 6 :
OCCURRENCE DES VARIANTES TECHNOLOGIQUES DANS LE PORTEFEUILLE DE PARCS FRANCAIS
Source : ADEME 2015¹⁷

Constructeurs	Modèles	Puissance cumulée (en MW)	Variantes technologiques			
			Multiplicateurs	Aimant permanent	Matériaux tour	Matériaux pales
Vestas	V90	1560	Avec (génératrice asynchrone)	Non	Acier	Plastique – fibre verre / carbone
Enercon	E70	1502	Sans (génératrice synchrone)	Non	Acier ou béton	Plastique – fibre verre / carbone
Enercon	E82	1495	Sans (génératrice synchrone)	Non	Acier ou béton	Plastique – fibre verre / carbone
Senvion	MM92	1300	Avec (génératrice asynchrone)	Non	Acier	Plastique – fibre verre / carbone
Senvion	MM82	591	Avec (génératrice asynchrone)	Non	Acier	Plastique – fibre verre / carbone
Gamesa	G90	498	Avec (génératrice asynchrone)	Non	Acier	Plastique – fibre verre / carbone
Nordex	N100	447	Avec (génératrice asynchrone)	Non	Acier	Plastique – fibre verre / carbone
Nordex	N90	164	Avec (génératrice asynchrone)	Non	Acier	Plastique – fibre verre / carbone
Vestas	V112	126	Avec (génératrice synchrone)	Oui	Acier	Plastique – fibre

¹⁵ Garcia Sanchez, R.; Pehlken, A.; Lewandowski, M.: On the sustainability of wind energy regarding material usage. ACTA TECHNICA CORVINIENSIS Bulletin of Engineering, 2014. <http://acta.fh.upt.ro/ACTA-2014-1.html>

¹⁶ ADEME, Opportunité de l'économie circulaire dans le secteur de l'éolien, 2015, p.12.

¹⁷ ADEME 2015, p.10.



Une évaluation des flux matières a également été réalisée dans le cadre de l'étude ADEME de 2015

et se base sur des analyses de cycle de vie. La quantification est disponible ci-dessous.

Flux matière		Technologies		Terrestre					Moyenne pondérée des technologies
				Synchrone - Sans aimant - Mât acier	Asynchrone - Mât acier		Asynchrone - Mât béton	Synchrone - Avec aimant - Mât acier	
				Type Enercon	Type Vestas	Type Gamesa	Moyenne	Moyenne	
Hypothèses de répartition des technologies			30%	16%	5%	36%	10%	3%	
Aérogénérateur	Acier	t/MW	124,4	86,3	95,5	90,9	56,4	81,6	97
	Fonte	t/MW	31,8	12,6	19,2	19,1	17,1	21,9	22
	Cuivre	t/MW	5,1	1,4	1,5	2,2	1,5	1,6	3
	Aluminium	t/MW	0,6	3,6	NR	2,6	1,7	1,1	2
	Composite	t/MW	12,6	8,7	9,0	9,6	10,7	15,0	11
	Béton	t/MW	-	-	-	-	343,9	-	34
	Aimant permanent	t/MW	-	-	-	-	-	0,16	0,004
Total aérogénérateur		t/MW	175	113	125	124	464	121	169
Fondations	Acier	t/MW	23	20	19	20	19	15	21
	Béton / Ciment	t/MW	474	453	369	414	389	301	434
	Sable	t/MW	-	-	-	-	-	-	-
	Total fondations			497	473	388	434	408	316

FIGURE 33 : FLUX DE MATIÈRE PAR CATÉGORIE DE TECHNOLOGIES – Source : ADEME 2015¹⁸

On observe que les technologies synchrones consomment plus d'acier et de fonte par rapport aux modèles asynchrones du fait de l'absence de multiplicateur, et trois fois plus de cuivre. D'après le rapport ADEME, les mâts béton sont 3,5 fois plus lourds que les mâts en acier.

D'autre part, certains composants ne sont pas considérés car représentent moins de 1% de la masse

hors fondations de l'éolienne : les plateformes et systèmes de montage à l'intérieur du mât, câbles et connectiques à l'intérieur de l'éolienne, les équipements électroniques (capteurs, cabinets électriques, convertisseur de puissance) et les systèmes hydrauliques, d'orientation et de freinage.

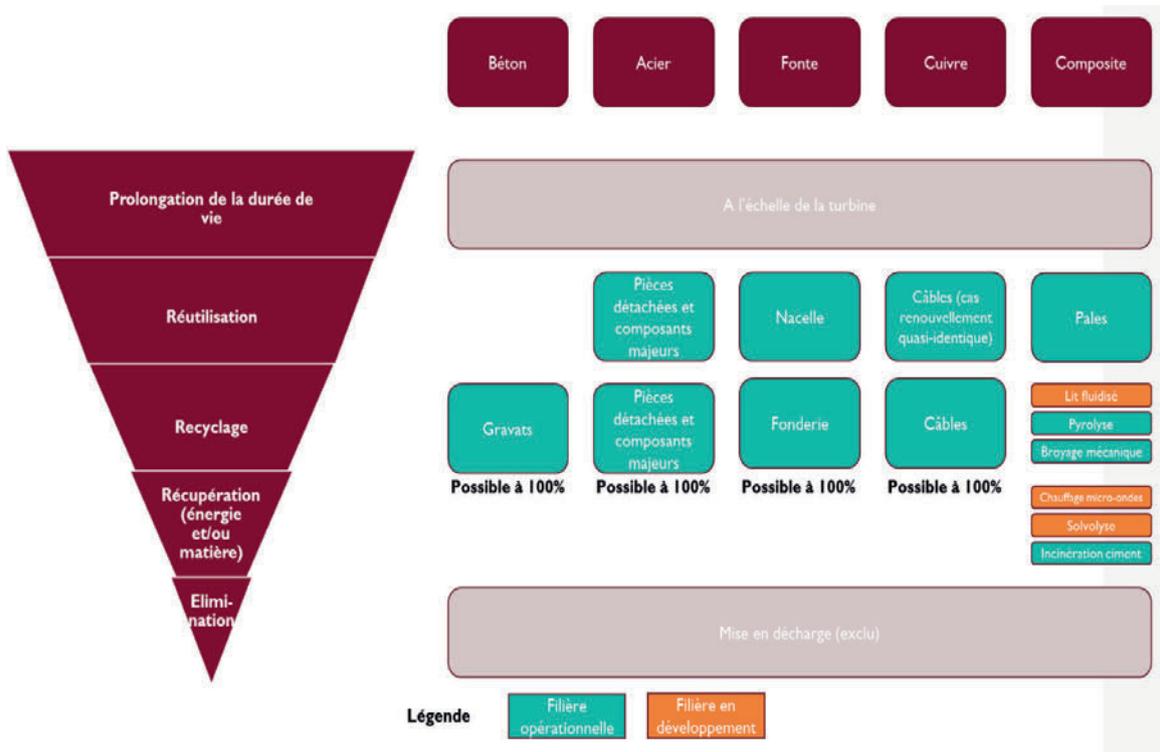
4.2.2. ETAT DES LIEUX DES FILIÈRES DE VALORISATION

Un inventaire des méthodes de valorisation est dressé en FIGURE 34 sur la base de la pyramide de hiérarchie des modes de traitement des déchets. A ce jour, la plupart des matériaux ont des filières de débouchés établies. Les matériaux composites issus des pales – représentant 2 % de la masse de l'éolienne – concentrent actuellement de nombreuses recherches (EFFIWIND, RCC, RecycleWind, Eucia-Cefic-WindEurope JIP, FiberEUse, RecycledFiber, Re-Wind, etc.).



¹⁸ ADEME 2015, p.12.

FIGURE 34 :
SYNTHESE DES MÉTHODES DE VALORISATION DES ÉOLIENNES TERRESTRES
Sources : J. RYBICKA ET AL. 2016 / INNOSEA.



Les différentes filières pour les composants sont :

■ Le reconditionnement et le marché d'occasion et de pièces détachées

Cette activité, appliquée à l'éolien, peut permettre de remettre une partie de l'éolienne dans un état permettant la réutilisation ou la revente sur un marché de seconde main. Les pièces reconditionnées peuvent être testées et à nouveau garanties, puis intégrer un nouveau cycle de vie, évitant ainsi la production d'un nouveau sous-ensemble. Cette pratique est souvent considérée comme une solution satisfaisante d'un point de vue environnemental (moindre impact sur les ressources) et économique (augmentation de la marge à la revente).

Le marché européen d'éoliennes de seconde main, de reconditionnement et de vente de pièces détachées est bien établi avec des acteurs principalement européens G2 WIND (Espagne), Connected Wind Services (Danemark), Deutsche WindTechnik (Allemagne) ou encore SparesInMotion (Pays-Bas). Des acteurs français émergent comme la société MyWindParts, filiale du groupe Net-Wind.

La revente de turbines complètes dans d'autres marchés européens est de moins en moins fréquente¹⁹. Les marchés se sont succédés tels que

la Pologne, puis l'Italie et l'Irlande. La tendance actuelle est à l'utilisation de composants de turbines afin de permettre la poursuite d'exploitation d'autres turbines de la même gamme.

Le prix de revente est largement dépendant de la disponibilité des composants sur le marché, de l'état des composants, du délai de mise à disposition ainsi que de la documentation existante (historique de maintenance, rapports d'inspection et photos). De plus, certains composants comme les pales perdent rapidement leur valeur une fois mise à terre, du fait de leur coût de stockage. À l'inverse, une génératrice conservera la plupart de sa valeur, même une fois démantelée.²⁰

Les turbiniers et larges opérateurs de maintenance disposent d'un stock de pièces détachées.

Ainsi, ces dernières années, on a pu observer des reventes d'éoliennes complètes pour 100 à 200k€ par turbine (~1,5 MW de puissance installée), les frais de dépose et de transport étant à la charge du vendeur (données confidentielles).

Le prix des composants principaux (multiplicateurs, génératrices, transformateurs, axe principal) s'élève à un prix entre 30 et 50% du prix neuf. Il faut également prendre en compte le coût de reconditionnement.

¹⁹ Sauer, J. 2019, *The last phase of your wind turbine lifetime*, conférence de l'OFATE sur le démantèlement et le recyclage des éoliennes, Intervention SparesInMotion.

²⁰ Sauer, J. 2019.



En conclusion, les recettes éventuelles sont incertaines et dépendent fortement de la taille du marché de revente ainsi que de la tension sur le marché à la période de la revente. Le marché n'est actuellement pas suffisamment structuré en France. Celui-ci pourra bénéficier de l'augmentation des volumes attendus d'ici à 2025. Il faut également noter que cette solution ne peut s'entendre qu'à exigence de sécurité constante. Les conditions et les temps de stockage des pièces déposées constituent notamment des points de vigilance appelant à une forte traçabilité qui engage les parties, de même que les conditions de démantèlement. Il s'agit là d'enjeux auxquels il faudra pouvoir répondre pour permettre une telle potentielle augmentation de volumes.

■ Le recyclage

Cette activité inclut les étapes de transport, de collecte et de tri des matières, qui sont ensuite revendues à des recycleurs dont le rôle est de transformer le gisement en une nouvelle source de matières premières. Il existe aujourd'hui des centres de tri spécialisés dans les matériaux ferreux, d'autres dans les déchets inertes issus de l'industrie des bâtiments et travaux publics (BTP) (aussi appelés déchets industriels banaux (DIB)). Certaines entreprises sont à même de prendre en charge tous les aspects de la fin de vie des matériaux (transport, collecte, tri, recyclage et valorisation, distribution etc.).

Les solutions de recyclage et de valorisation ainsi qu'une estimation des recettes/dépenses associées sont présentées en *FIGURE 35*.

TABLEAU 7 :
DÉCOMPOSITION MATIÈRE DE L'ÉOLIENNE DE RÉFÉRENCE – Source : DREAL GRAND EST

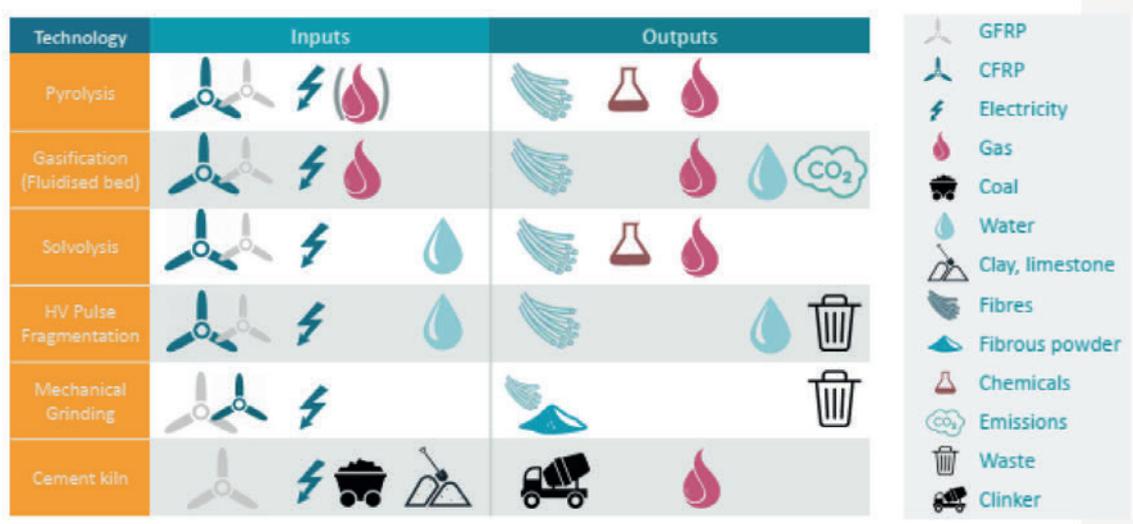
Matériau	Solution de recyclage et de valorisation	Recettes nettes	Dépenses nettes
Béton	Déchet inerte. Aucun traitement n'est nécessaire. Est réutilisé après concassage soit comme matériau de construction (remblais de voirie, assise de chaussée, etc.) soit pour la fabrication de béton neuf (sous forme de granulats). Filière existante et non saturée (dizaines de millions de tonnes). Source RECYBETON 2018.	-	~30 €/tonne. Dépend des opportunités de réutilisation (chantiers) à proximité.
Acier	Recyclable sans perte fonctionnelle après séparation et tri. Filière existante et non saturée (dizaine de millions de tonne). Source ADEME 2010).	De 30 à 250 €/tonne. Très incertain car dépend du cours des métaux usagés. Expérience limitée des sociétés de recyclage sur les éoliennes (en France).	-
Fonte	Recyclable après séparation et tri. Filière existante – utilisant principalement des matériaux recyclés (fonte graphite lamellaire - GL).	De 30 à 250 €/tonne. Très incertain car dépend du cours des métaux usagés.	-
Matériaux composites (verre/epoxy)	Solutions de recyclage et de valorisation existantes à différents degrés de maturité. Perte partielle des propriétés mécaniques après recyclage. Filière existante en valorisation mixte avec une demande limitée par rapport à l'offre (d'origine autre qu'éolienne notamment). L'incinération n'est valable que pour les pales à fibre de verre (et non de carbone).	-	~95-110 €/tonne hors transport et découpe. Dépend de l'offre en combustible de récupération (CSR) (avec variations à anticiper avec l'augmentation des volumes issus de l'éolien).
Cuivre	Recyclable sans perte fonctionnelle après séparation des isolants et tri. Filière existante et non saturée.	~3 500 €/tonne. Très dépendant des cours des métaux usagés.	-

Un état des lieux des techniques de valorisation des composites a été présenté par le Conseil européen de l'industrie chimique (Cefic) et Bax & Company²¹.

Un bilan des matières en entrée et sortie est fourni en *FIGURE 35*.

²¹ Ierides, M., Reiland, J., Bax & Company, Dierckx, A. Cefic, « Wind turbine blade circularity - Technologies and practices around the value chain », WindEurope conference in Bilbao, 2019, p14-24.

FIGURE 35 :
MÉTHODES DE VALORISATION DES COMPOSITES D'UNE ÉOLIENNE ET CO-PRODUITS
[GFRP = GLASS-FIBER REINFORCED POLYMER = PALE A FIBRES DE VERRE / CFRP = CARBON FIBER REINFORCED POLYMER = PALE A FIBRES DE CARBONE]
Sources : BAX&COMPANY / CEFIC 2019.



La méthode de gazéification par lit fluidisé permet un transfert de chaleur à haut rendement et est un processus hautement flexible. En revanche, les fibres de verre en sortie possèdent des qualités mécaniques dégradées. Cette technique n'est pas viable économiquement à ce jour.

Le procédé de pyrolyse permet quant à lui de rompre les jonctions entre les fibres et les résines à travers un chauffage sans oxygène. Il semble prometteur pour les fibres de carbone. Les fibres de verre sont en revanche mécaniquement dégradées. Une alternative utilisant un chauffage par micro-ondes permettrait un meilleur contrôle de la chauffe et une dégradation limitée des fibres.

La solvololyse dissout les résines et permet de récupérer la fibre de verre intacte. Les polymères et les oligomères constituant la résine sont également récupérer. Ce procédé a lieu à haute température et à haute pression, utilise une large quantité de solvant et d'eau. Il n'est pas mature à ce jour pour une utilisation à l'échelle industrielle.

La méthode de broyage mécanique fin permet une séparation efficace de la résine et de la fibre. La dégradation des propriétés mécaniques est irréversible. Ce procédé est le plus économique avec l'incinération dans les cimenteries. Le procédé n'est pas mature pour les fibres de carbone.

L'incinération dans les cimenteries est la solution la plus utilisée aujourd'hui. Elle présente l'avantage de valoriser le pouvoir calorifique des résines et la matière des fibres de verre. Le procédé est efficace et rapide. Il doit néanmoins se faire à haute température et les gaz d'échappement doivent

être traités. D'autre part, les propriétés mécaniques des fibres de verre sont perdues. Par ailleurs, ce procédé présente des limites, notamment en termes de volume (compétition avec d'autres filières) ainsi que du fait de risque d'obturation des filtres et des buses d'alimentation en gaz²².

■ La mise en décharge

La mise en décharge est possible pour les matériaux difficilement revendables ou valorisables. Bien qu'étant la moins souhaitable au niveau environnemental, elle a constitué une solution couramment pratiquée pour les pales d'éoliennes en Allemagne, jusqu'à un récent décret de 2017 qui l'interdit²³. Elle peut également exister pour les déchets inertes tels que le béton, ayant peu de valeur à la revente, en cas d'absence de débouchés à court-terme sur la zone géographique concernée. A partir de 2020, un seuil de 70% minimum de béton recyclé sera imposé, suite à la transposition dans le droit français de la directive-cadre déchet au travers de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte du 17 août 2015. Le projet de PPE comprend une clause portant sur le taux de recyclage obligatoire des principaux composants des éoliennes d'ici à 2023.

²² Longueville, L. 2019, Conférence de l'OFATE sur le démantèlement et le recyclage des éoliennes, Intervention Suez.

²³ Syndicat allemand de l'énergie éolienne (BWE) 2017, « Möglichkeiten zur Weiterverwertung von Rotorblättern von Onshore-Windenergieanlagen », p3.



4.2.3. CONCLUSIONS

L'atteinte de l'équilibre économique d'une opération de démantèlement est incertaine et dépend nettement de facteurs externes tels que le marché des métaux usagés ou bien le marché de seconde main. Tout ou partie de la garantie financière est alors mobilisée.

Pour des raisons d'acceptabilité de la filière, un démantèlement respectueux de l'environnement est nécessaire. Le projet de PPE comprend une clause portant sur le taux de recyclage obligatoire des principaux composants des éoliennes d'ici à 2023. Les centres de recherche et les industriels de la filière développent les solutions permettant l'atteinte de ces objectifs. Les volumes sortants actuels du parc n'ont pour l'heure pas permis en France une structuration et industrialisation des procédés associés. Ils ne tendront à augmenter significativement qu'à partir de 2020-2025, ce qui devrait fournir des débouchés aux travaux actuellement lancés.

4.3. Analyse de coûts d'investissements et d'exploitation

APPROCHE GÉNÉRALE :

La présente section détaille les données sous-jacentes au calcul du coût complet de production des renouvellements. Ces données de coût s'appuient sur les observations réalisées par le consortium Everoze, Innosea, Abies sur le marché français par le groupement (gamme 1.X, 2.X et 3.X) en France et sur une enquête auprès de plusieurs acteurs dont les constructeurs pour les modèles les plus récents dans les gammes (4.X et 5.X).

POTENTIELLES ÉCONOMIES GRÂCE AUX INFRASTRUCTURES EXISTANTES :

D'une manière générale, du point de vue de sa construction, le renouvellement d'un parc éolien est très similaire à une construction sur un site vierge.

De la même manière que pour les expertises liées à l'état initial et aux impacts, le degré de réemploi des infrastructures évoluera parallèlement au degré de similitude entre les caractéristiques du parc initial et celles du renouvellement projeté.

Hormis l'état général des infrastructures existantes au moment du renouvellement, les principales différences de caractéristiques qui affecteront la faisabilité d'un réemploi sont :

- La localisation des machines sur le site ;
- Le diamètre de pied de mât et les charges exercées par la machine sur la fondation ;
- Les dimensions et la puissance unitaire des machines ;

ENJEUX RESSORTANT DES ANALYSES CONDUITES :

■ Enjeu n°1 :

La disponibilité des technologies pour renouvellement quasi-identique n'est pas garantie, en particulier en cas de poursuite de l'exploitation sur une longue période après la sortie d'OA avec des modèles de machines déjà anciens au moment de la mise en service du parc. De telles situations pourraient potentiellement conduire à l'impossibilité de renouvellement pour les parcs concernés.

- La puissance totale du projet ;
- La hauteur des machines, en lien notamment avec la caractérisation du gisement éolien.

Dès lors que les différences sur une ou plusieurs des caractéristiques ci-dessous sont significatives, le potentiel de réemploi est profondément impacté.

A ce sujet, il est possible d'examiner les différentes infrastructures de la façon suivante :

Voiries : Les voiries pourront être réemployées partiellement ou totalement si l'implantation des machines ne change pas fondamentalement. Elles nécessiteront probablement une remise en état et, si les dimensions de la machine choisie pour rééquiper le site diffèrent fortement de celles de la machine initiale, élargissements et renforcements des sections réemployées.

Plateformes de levage : Les plateformes pourront être réemployées partiellement si la position d'une ou plusieurs machines ne change pas. Elles nécessiteront probablement une remise en état et, si les dimensions de la machine choisie pour rééquiper le site diffèrent fortement de celles de la machine initiale, élargissements et renforcements.

Fondations : Le potentiel de réemploi est conditionné à la localisation d'une ou des machines aux mêmes positions. Il est également conditionné au choix d'une machine compatible avec l'enveloppe de dimensionnement de la fondation, ou à la mise en place d'un bridage spécifique. Enfin, la virole de pied de tour doit être compatible avec la cage d'ancrage insérée dans la fondation.

Dans le cas général, la tour standard du constructeur ne sera pas compatible et un dimensionnement spécifique de la première section de mât ou la conception d'un adaptateur sera nécessaire. Dès lors, un arbitrage devra être fait entre les surcoûts et risques liés à cette complexité et la réalisation d'une fondation nouvelle au standard constructeur.

Câbles inter-machines : Leur réemploi est lié à la localisation des machines sur site même si l'emploi de boîtes de jonction peut permettre de rallonger les longueurs de câbles. Le réemploi est néanmoins conditionné au respect des caractéristiques électriques et thermiques des câbles enterrés en fonction du schéma unifilaire du parc initial, de la nouvelle répartition et puissances adhoc. Selon que le parc est équipé de faibles (< 100 mm²) ou fortes sections (> 200 mm²), le réemploi sera possible même en cas de forte augmentation de la puissance unitaire des machines.

Au sein des éoliennes, les câbles transitent depuis l'extérieur via les fondations à l'intérieur de fourreaux coulés avec le béton. Si réutilisation de la fondation, ces câbles pourraient également être réutilisés suivant la nouvelle puissance d'éolienne et les longueurs suffisantes le cas échéant dans le mât de l'éolienne jusqu'aux cellules HTA intrinsèques, même si des boîtes de jonction pourraient être mises en oeuvre afin de prolonger les manques éventuels.

L'économie réalisée est d'environ 45 à 50 € par mètre de linéaire de réseaux réutilisé.

Poste(s) de livraison (PdL) : Lorsque leur état général le permet, la structure des postes de livraison pourra être réutilisée. En fonction des évolutions réglementaires, les cellules HTA pourront être conservées si la puissance raccordée sur le PdL n'augmente pas fortement. L'installation d'équipements qui n'étaient pas demandés normativement au sein du parc initial pourrait imposer un changement de structure du bâtiment pour raison de volume intérieur insuffisant.

Parmi les éléments complémentaires à installer peuvent être cités :

- **Le DEIE Enedis**, élément de téléconduite et lien entre les automatismes du parc et ceux du réseau de distribution public Enedis ;
- **Le SCADA**, matériel de contrôle-commande du parc qui peut dans certains cas nécessiter plus de place physique lors d'un renouvellement du type de machines ;
- **Les cellules HTA**, pour lesquelles les normes françaises successives imposent dans certaines régions l'utilisation de matériels étanches, augmentant leur volume global ;
- **Les filtres**, demandés par Enedis pour certains types de machines et dont seule l'étude de renouvellement pour l'insertion sur le réseau public peut déterminer la nécessité éventuelle.

D'un point de vue financier, les coûts évités en cas de réemploi pourraient être de l'ordre de :

- 120 à 200 k€ pour un poste complet, dépendamment de la présence ou non de filtre, du nombre exact de cellules HTA, de sa dimension et de la complexité de son environnement technique et géographique ;
- Environ 10 à 15 k€ par cellules HTA standard.

Raccordement : Le raccordement Enedis du parc pourra être réemployé. Un nouveau raccordement, vers le même poste source ou un second sera requis si la puissance totale du parc renouvelé excède largement la puissance contractée avec Enedis, et les possibilités des câbles enterrés et du poste source auxquels le projet est raccordé. Ainsi, si le raccordement Enedis a été réalisé en aluminium, une augmentation de la puissance jusqu'à 13,5 MW par raccordement pourrait être opérée. Si le raccordement existant est en cuivre, une augmentation de la puissance jusqu'à 16-17 MW sera envisageable.

Ces niveaux de puissances sont également dépendant de la distance totale du raccordement public, externe au PDL. De façon générale, nous pouvons résumer quelques seuils ci-après :

- Pour une distance de 15 km de raccordement : puissance maximale de 12 MW environ en câble Enedis Aluminium ou puissance maximale de 16,5 MW environ pour un câble Enedis cuivre
- Pour une distance de 25 km de raccordement : puissance maximale de 8 MW pour un câble Enedis aluminium ou puissance maximale de 14 MW environ pour un câble cuivre

Partant de ces constats, le réemploi des voiries et plateformes, des câbles inter-machines voire des fondations pourra s'opérer pour les renouvellements quasi-identiques.

Pour les renouvellements « limités en hauteur », les parcs existants équipés d'éoliennes 2 MW ou 3 MW de 80 à 100 m de diamètre de rotor seront vraisemblablement opérés sur la même implantation avec des machines de rotor 100 à 130 m. Un réemploi d'une partie significative des infrastructures est alors envisageable. Pour les parcs équipés de plus petites machines, un changement d'implantation semble inévitable, ce qui limitera le périmètre de réemploi à certaines sections de voirie.

Les renouvellements « non-plafonnés » étant destinés à un saut technologique très significatif, le périmètre de réemploi sera également limité dans la pratique.



COÛTS DE REDÉVELOPPEMENT (REDEVEX) :

Le coût de redéveloppement est directement fonction du type de renouvellement visé et donc des autorisations administratives et études

requis. Ainsi, les coûts de redéveloppement ont été structurés de la façon suivante :

TABLEAU 8 :
DEVEX POUR LES RENOUVELLEMENTS

	[k€ par projet]	Commentaire
Quasi-identique	100	Etudes techniques et économiques. Organisation des marchés de travaux.
Limité en hauteur	200	Idem + démarches administratives simplifiée et étude d'impact différentielle limitée.
Non plafonné	400	Idem + nouvelles demandes d'autorisation et étude d'impact complète. Nouvelles mesures de vent, demande de raccordement complémentaire

Le montant de coûts de redéveloppement d'un parc non plafonné est équivalent à celui d'un nouveau parc, de tels parcs étant généralement amenés à fortement évoluer, entrant ainsi dans le périmètre des modifications substantielles.

COÛTS D'INVESTISSEMENT (CAPEX) :

Les Capex ont été constitués de la façon suivante :

- Capex éoliennes (fourniture & installation) et BoP (Balance of Plant : fourniture & travaux), en k€ par éolienne ;
- Capex raccordement complémentaire, en k€ par tranche de 12 MW de capacité d'injection supplémentaire ;
- Autres Capex, en k€ par MW avec seuil et plafond.

Les Capex machine et BoP suivants ont été retenus. Les éventuels coûts de raccordement sont traités séparément.

Comme évoqué précédemment, certains modèles ne sont pas commercialisés du fait d'un marché potentiel inexistant ou trop limité. **Ces Capex correspondent à ceux pratiqués aujourd'hui pour livraison et mise en service en 2021.** Les valeurs basses et hautes correspondent respectivement aux machines de petit rotor et de grand rotor.

Un ajustement est opéré pour les hauteurs de tour supérieure à la normale.

Un Capex de 2000 k€ par tranche de 12 MW pour raccordement complémentaire a été retenu, correspondant à un coût technique moyen de 86 k€ par MW et une quote-part de 80 k€ par MW.

Puissance unitaire [MW]	Capex machine + BoP [k€ par unité]		
	1.X	1.5	
1.X	1.5	1 700 à 1 900	
2.X	2.5	1 900 à 2 500	
3.X	3.5	2 700 à 3 400	
4.X	4.5	3 500 à 4 000	
5.X	5.5	4 200 à 4 800	

TABLEAU 9 :
CAPEX MACHINE ET BOP POUR LES RENOUVELLEMENTS

Les autres coûts d'investissement liés à aux coûts de financement, aux assurances, à la gestion de la construction et aux aléas ont été estimés à 1 250 k€ par projet en moyenne. Une partie significative de ces coûts est liée à la taille du projet aussi un coût par MW de 125 k€ a été retenu avec un plancher par projet à 500 k€ et un plafond à 1 500 k€.

COÛTS D'EXPLOITATION (OPEX) :

Les Opex annuels ont été constitués de la façon suivante :

- Maintenance machine, sur la base d'un montant fixe par mât auquel s'ajoute un montant variable par MWh produit.
- Autres Opex, en k€ par MW, ainsi les inspections réglementaires, maintenance du BoP, taxes, loyers, assurances, et les mesures de suivi et compensatoires, les consommations électriques.
- Autres Opex, en k€ par projet, notamment les coûts de gestion administrative et technique, les couts fixes d'accès réseau et télécom.²⁴

Les coûts de maintenance suivants ont été retenus pour la partie machines. Ces coûts sont représentatifs des coûts de contrats de maintenance long-terme « full service » et incluent la maintenance lourde.

			Années 1 à 20
	1.X	1.5	10 à 20
	2.X	2.5	15 à 25
	3.X	3.5	20 à 30
	4.X	4.5	25 à 35
	5.X	5.5	25 à 35
	1.X	1.5	3,5 à 5,0
	2.X	2.5	3,5 à 5,0
	3.X	3.5	3,0 à 4,5
	4.X	4.5	3,0 à 4,5
	5.X	5.5	3,0 à 4,5

TABLEAU 10 : OPEX MACHINE POUR LES RENOUVELLEMENTS

4.4. Evolution de productible

Pour pouvoir contraster les options de sortie d'OA / type de renouvellement, l'évolution de la production annuelle est un facteur déterminant. Afin d'estimer le productible, une vitesse de vent à une hauteur générique de 90m ainsi qu'une valeur de cisaillement vertical ont été attribuées à chacun des parcs éoliens de la base de données en fonction de la connaissance d'Everoze du régime de vent de la région où ils sont situés. La méthode d'évaluation de l'évolution du productible est ensuite adaptée à chaque type de renouvellement, couplant la distribution de fréquence de vent attendue sur le site à la courbe de puissance de l'éolienne considérée. Le cisaillement vertical a été utilisé pour extrapoler la vitesse de vent à une hauteur initiale de 90m à la hauteur de moyeu sélectionnée sur le site. Des pertes de sillage et autres pertes génériques ont été prises en compte dans l'estimation de productible net de chacun des parcs éoliens.

- **Poursuite de l'exploitation** : le productible est basé sur la configuration actuelle du parc éolien en anticipant une légère détérioration du productible liée à une baisse de disponibilité et une dégradation de la performance.
- **Renouvellement quasi-identique** : le productible est basé sur la configuration actuelle du parc éolien en appliquant, sur la base des connaissances d'Everoze, une valeur nominale en pourcentage de gain de productible. Sans changer de façon substantielle les dimensions des éoliennes, il est possible d'augmenter le productible avec des éoliennes plus performantes ou plus puissantes que celles initialement installées.
- **Renouvellement limité en hauteur** et **renouvellement non-plafonné** : le productible est basé sur :
 - Un choix d'éoliennes (puissance, diamètre et hauteur de moyeu) optimisé en fonction du régime de vent du projet et des contraintes identifiées. Les caractéristiques de ces éoliennes sont présentées en *section 4.6* par gamme de puissance et classe de vent.
 - Un nombre d'éoliennes fixé selon le type de renouvellement et la capacité unitaire des éoliennes existantes *comme défini en section 4.6*.

A titre d'exemples :

1. UN PARC DE SEPT MACHINES DE 0,8 MW (capacité initiale de 5,6 MW et un rotor de 48 m) avec une vitesse de 6 m/s à une hauteur de moyeu de 65 m et avec une production annuelle de 10 GWh/an pourra ainsi évoluer vers :

- **Renouvellement quasi-identique** – un parc de cinq machines de 0,9 MW (capacité totale de 6,3 MW) avec une vitesse de 6,0 m/s à une hauteur de moyeu de 65 m et avec une production annuelle de 11,5 GWh/an
- **Renouvellement limité en hauteur** – un parc de cinq machines de 2,5 MW et de rotor 125 mètres (capacité totale de 17,5 MW) avec une vitesse de 6,6 m/s à une hauteur de moyeu de 87,5 m et avec une production annuelle de 41,0 GWh/an
- **Renouvellement non-plafonné** – un parc de quatre machines de 4,5 MW et de rotor 161 mètres (capacité totale de 18,0 MW) avec une vitesse de 7,4 m/s à une hauteur de moyeu de 139,5 m et avec une production annuelle de 68,6 GWh/an.

2. UN PARC DE SIX MACHINES DE 2,0 MW (capacité initiale de 12,0 MW et un rotor de 90 m) avec une vitesse de 6,4 m/s à une hauteur de moyeu de 80 m et avec une production annuelle de 24,4 GWh/an pourra ainsi évoluer vers :

- **Renouvellement quasi-identique** – un parc de six machines de 2,2 MW (capacité totale de 13,2 MW) avec une vitesse de 6,4 m/s à une hauteur de moyeu de 80 m et avec une production annuelle de 28,0 GWh/an
- **Renouvellement limité en hauteur** – un parc de six machines de 3,5 MW et de rotor 125 mètres (capacité totale de 21,0 MW) avec une vitesse de 6,6m/s à une hauteur de moyeu de 87,5 m et avec une production annuelle de 55,5 GWh/an
- **Renouvellement non-plafonné** – un parc de quatre machines de 5,5 MW et de rotor 178 mètres (capacité totale de 22 MW) avec une vitesse de 7,2 m/s à une hauteur de moyeu de 131 m et avec une production annuelle de 89,1 GWh/an.

²⁴ Le détail des autres Opex a été communiqué à l'ADEME et aux membres du COPIL pour commentaire dans un mémo.



4.5. Analyse LCOE

APPROCHE GÉNÉRALE :

La présente section détaille les données. Sur la base des estimations de production pour chaque type de renouvellement et des hypothèses de Capex et d'Opex, une estimation des LCOE (Levelized Cost of Energy / coût complet de production) est réalisée pour chaque parc ainsi que pour chaque type de renouvellement.

Les coûts de démantèlement ont été considérés comme étant partie intégrante du coût du parc démantelé. Aussi, les coûts de démantèlement du parc existant n'ont pas été intégrés au calcul du coût complet du renouvellement. Un coût de démantèlement a été intégré en année 21 du calcul du LCOE pour le renouvellement.

Un taux d'actualisation réel de 4 % avant impôts a été retenu pour le calcul du LCOE correspondant au coût moyen pondéré du capital (CMPC), considérant la rémunération des fonds propres et le coût de la dette²⁵.

Les valeurs de LCOE ont été calculées sur 20 ans d'exploitation. Les Devex ont été répartis sur les Années -2 et -1 et l'intégralité des Capex imputés en Année 0.

ANALYSE :

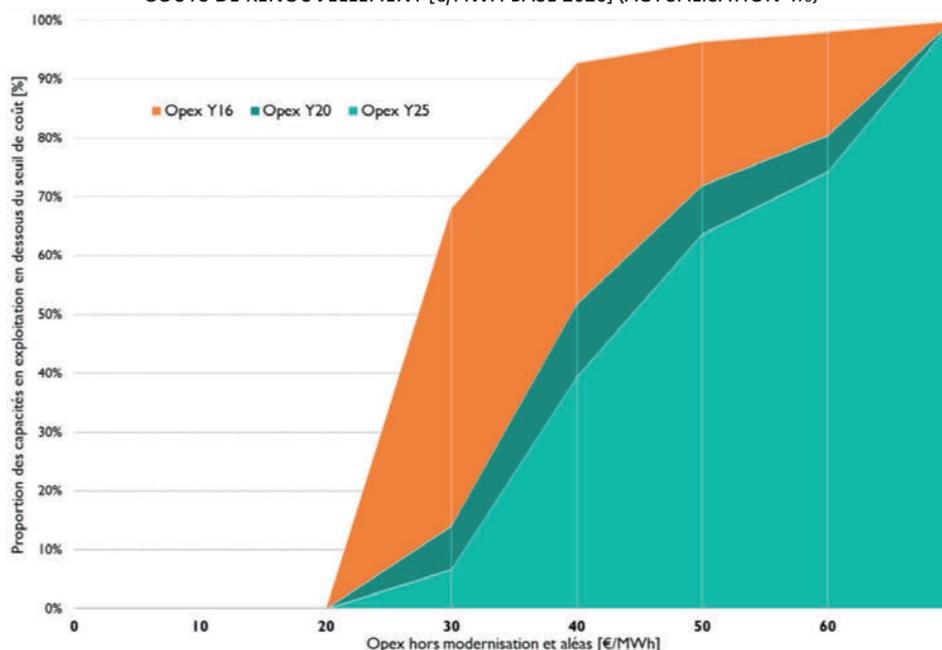
Les LCOE sont présentés en *FIGURE 36*, la ligne orange à 47-48 €/MWh servant à illustrer le M0 (défini ci-après) pondéré du profil éolien en €/MWh en 2018.

Le M0 est égal à la moyenne mensuelle du prix de marché de l'électricité de la filière concernée et représente la valorisation de la production d'une filière sur le marché. Il correspond à la moyenne sur la période des prix à cours comptant positifs et nuls pour livraison le lendemain constatés sur le marché, pondérée au pas horaire par la production des installations éoliennes en métropole. Il est déterminé mensuellement par la CRE, mais il peut également être déterminé annuellement à titre illustratif.

Le M0 est un facteur déterminant pour la vente directe d'électricité renouvelable. Un régime de complément de rémunération a été introduit par la Loi de transition énergétique pour la croissance verte en 2015. Dans ce dispositif de soutien où les producteurs d'électricité à partir d'énergie renouvelable commercialisent leur énergie directement sur les marchés, une prime vient compenser l'écart entre les revenus tirés de cette vente et un niveau de rémunération de référence, fixé selon le type d'installations par la puissance publique dans le cadre d'un arrêté tarifaire ou par un prix de référence demandé par le producteur dans le cadre d'une procédure d'appel d'offre.

Dès lors que le M0 de la filière concernée s'approche ou s'établit au prix de référence demandé par un producteur - prix en ligne avec le LCOE du projet dans le cadre d'une mise en concurrence parfaite - le coût du dispositif de soutien se réduit jusqu'à devenir nul pour le projet de parc concerné.

FIGURE 36 :
COÛTS DE RENOUVELLEMENT [€/MWh BASE 2020] (ACTUALISATION 4%)



²⁵ Référence externe : WACC employé dans l'étude récente de la CRE (Coûts et rentabilité du grand photovoltaïque en métropole continentale, 2019), égale à 3,66 % et 4,72 % sur 20 et 30 ans respectivement ; WACC dans l'étude de l'ADEME (Coûts des énergies renouvelables en France, 2016) des taux d'actualisation pour trois cas de référence de 3 %, 5 %, 8 % ont été employés.

CONCLUSIONS :

L'analyse conclut que les coûts de production des renouvellements non-plafonnés devraient se situer en dessous de 50 €/MWh. Le coût médian sur la base d'un taux d'actualisation de 4 % est de 36 €/MWh.

Les coûts de production des renouvellements limités en hauteur se situent sous 55 €/MWh. Leur coût médian sur la base d'un taux d'actualisation de 4 % est de 43 €/MWh.

Les coûts de production des renouvellements quasi-identiques se situent sous 70 €/MWh pour les trois-quarts. Leur coût médian sur la base d'un taux d'actualisation de 4 % est de 57 €/MWh²⁶.

Le renouvellement quasi-identique de 10 % à 20 % des capacités pourrait s'avérer prohibitif (vers 70-75 €/MWh).

ENJEUX RESSORTANT DES ANALYSES CONDUITES :**■ Enjeu n°1 :**

15 % des renouvellements de type quasi-identique pourraient s'avérer prohibitif (> 70 €/MWh) au regard des mécanismes de soutien actuel et donc ne pas être engagés par les opérateurs. Sur les 2 à 4 GW que pourrait représenter ce type de renouvellement, l'enjeu est donc de l'ordre de 300 à 600 MW dont le renouvellement pourrait être bloqué pour raison tarifaire. Ces pertes de capacités potentielles viendraient se cumuler aux pertes liées aux renouvellements impossibles.

■ Enjeu n°2 :

Indépendamment du moment du renouvellement dans la vie du parc, les LCOE des renouvellements de type quasi-identique seront de 15 à 20 €/MWh

plus élevés que ceux des autres types de renouvellement. Le poids des renouvellements de type quasi-identique constitue un enjeu marqué de dépense publique.

■ Enjeu n°3 :

Pour des raisons de qualité de gisement et de moindres coûts d'investissement, les coûts de production des renouvellements non plafonnés seront généralement inférieurs ou proches des prix de marché actuels pondérés de la production éolienne. Même ramené au gain de production par rapport au parc existant, le coût d'un mécanisme de soutien visant ces renouvellements sera vraisemblablement inférieur au coût d'un mécanisme de soutien de nouveaux projets. Dans les cas s'y prêtant, il pourrait ainsi être intéressant d'inciter à de tels renouvellements à une date assez proche de la sortie d'obligation d'achat, tant du point de vue de la dépense publique - faible dépense supplémentaire engendrée - que de l'atteinte des objectifs de la PPE. Ce type de renouvellement représente un potentiel de gain de capacité de 1,0 à 1,5 GW et de gain de production de 5 à 10 TWh/an. Vis-à-vis de l'enjeu de l'atteinte des objectifs de la PPE à plus faible coût pour l'Etat, les renouvellements non plafonnés représentent un gisement important.

■ Enjeu n°4 (externe à l'étude, mais lié à l'hypothèse du coût de raccordement) :

A l'occasion du renouvellement, des besoins significatifs en complément de raccordement pourraient être nécessaires. Dans certaines zones, on observe des contraintes de raccordement assez fortes. Le potentiel de capacité lié au renouvellement doit être anticipé.

4.6. Modalités technico-économiques de renouvellement

APPROCHE GÉNÉRALE :

La présente section détaille les données utilisées dans l'étude macroscopique ainsi que les choix technico-économiques pour chaque type de renouvellement. Ces hypothèses s'appuient sur les observations réalisées sur le marché français par le groupement en France.

Comme introduit en section 3.3.3, quatre types de renouvellement ont été définis pour couvrir l'éventail des renouvellements envisageables en France au regard des différences d'intensité des contraintes et enjeux recensés d'un site à l'autre. Ces quatre types sont les renouvellements impossibles, quasi-identiques, limités en hauteur et non-plafonnés.

Afin de couvrir de façon adéquate la diversité

des sites hypothétiquement disponibles pour un renouvellement via leurs conditions de vent et leurs servitudes, une large gamme d'éoliennes génériques a été constituée.

Les caractéristiques de ces éoliennes sont présentées dans le TABLEAU 11 par gamme de puissance et classe de vent (de la Classe I correspondant aux sites très ventés, à la classe IV correspondant aux sites très faiblement ventés).

Comme dans les gammes actuelles des différents constructeurs généralistes ou spécialistes, pour chaque gamme de puissance, différentes voilures sont disponibles pour proposer un modèle permettant de minimiser le coût de production pour des conditions de site données (vent et servitudes diverses).

²⁶ Les raisons pour lesquelles de nouveaux parcs quasi-identiques ont des coûts sensiblement plus faibles que les premiers parcs développés, pour une puissance installée analogue (du fait de l'amélioration technologique, optimisation de la structuration de la filière, etc.), ont été très largement couvert d'une manière générale par l'ADEME, WindEurope et l'IRENA par exemple. On peut également évoquer pour les renouvellements les gains sur les coûts de développement (moindres risques de coûts échoués) et sur le raccordement.



TABLEAU 11 :
GAMME D'ÉOLIENNES GÉNÉRIQUES CONSIDÉRÉES POUR L'ÉTUDE

Puissance unitaire [MW]		Classe				Diamètre rotor [m]
		I 2500	II 3500	III 4500	IV 5500	
1.X	1.5	69	82	-	-	
2.X	2.5	89	106	120	132	
3.X	3.5	106	125	142	157	
4.X	4.5	120	142	161	-	
5.X	5.5	-	157	178	-	

Même si une gamme complète aurait pu être constituée, il faut noter :

- Que l'offre technologique a tendance à se réduire de façon notable pour les modèles avec des tailles de rotor inférieures à 80 m, où aujourd'hui seuls EWT, Enercon et Poma-Leitwind commercialisent des modèles. Cette évolution technologique se poursuit également sur les rotors inférieurs à 90 m où de nombreux constructeurs ne commercialisent plus de modèle à date. Cette offre réduite pourrait se poursuivre dans les années à venir sur des diamètres plus importants qui ne seraient plus utilisés dans les marchés internationaux, autres que français.
- Que certains modèles ne sont quasi pas commercialisés en France pour des raisons de taille de marché, même s'ils peuvent être disponibles à l'international.
- Que les constructeurs, pour des raisons de simplification de gamme, ont tendance à développer des éoliennes en marge de classe de vent, afin de disposer d'un modèle pouvant convenir, sans toutefois s'avérer optimal, sur la classe de vent adjacente. Par exemple, une machine « Vent moyen et fort » couvrant les Classes I et II.

- Que les éoliennes 1.X Classe III et IV n'existent plus dans les gammes des constructeurs à date.
- Que les éoliennes 5.X Classe I et IV n'existent pas dans les gammes des constructeurs à date. Cependant, comme évoqué au point précédent, les modèles 5.X de Classes II ou III pourront être envisagés sur ces sites pour des renouvellements à partir de 2025.

L'évolution du nombre d'éoliennes à l'occasion du renouvellement est un paramètre important de l'étude tant au niveau de la capacité additionnelle occasionnée par le renouvellement des parcs que du gain de production associé. En fonction de la capacité unitaire des éoliennes existantes et donc de leur taille, les taux de renouvellement suivants ont été posés pour déterminer le nombre d'éoliennes associé à chaque type de renouvellement, étant entendu que le résultat final est arrondi au nombre entier le plus proche.

TABLEAU 12 :
TAUX DE REMPLACEMENT POUR LES RENOUVELLEMENTS

Type de renouvellement	Taux de remplacement en fonction de la capacité unitaire des éoliennes en place		
	Capacité unitaire < 1,5 MW	1,5 ≥ Capacité unitaire < 3,0 MW	Capacité unitaire ≥ 3,0 MW
Quasi-identique	100%	100%	100%
Limité en hauteur	70%	100%	100%
Non plafonné	50%	65%	75%

A titre d'exemples :**1. UN PARC DE SEPT MACHINES DE 0,8 MW** (capacité initiale de 5,6 MW) pourra évoluer vers :

- Un parc de cinq machines de 2,5 MW et de rotor 125 mètres sous contrainte de hauteur (17,5 MW).

Illustration considérant une implantation typique en ligne telle ci-dessous :

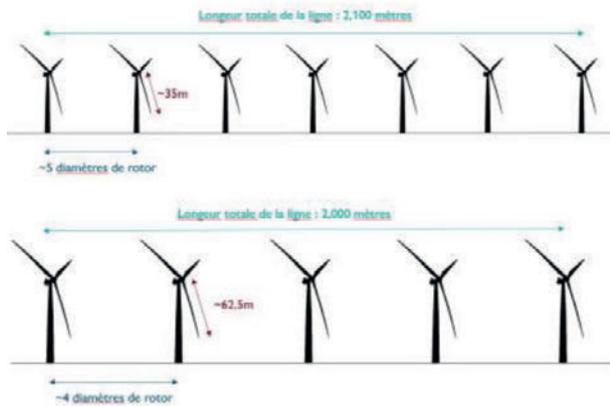


FIGURE 37 :
ILLUSTRATION DE L'EXEMPLE 1 CONSIDÉRANT
UNE IMPLANTATION TYPIQUE EN LIGNE

- Un parc de quatre machines de 4,5 MW dans un cadre non plafonné (18 MW).

2. UN PARC DE SIX MACHINES DE 2,0 MW (capacité initiale de 12 MW), un parc classique de la période 2005-2010 puisque 800 MW sont en exploitation sur cette typologie, pourra évoluer vers :

- Un parc de six machines de 3,5 MW et de rotor 125 m sous contrainte de hauteur (21 MW)
- Un parc de quatre machines de 5,5 MW dans un cadre non plafonné (22 MW)

S'agissant d'une étude de potentiel destinée à alimenter les réflexions pouvant mener à des politiques publiques sur cette thématique, la saturation des capacités de raccordement rencontrée actuellement dans certaines régions n'a pas constitué une donnée d'entrée.

Les hypothèses sur les données économiques employées dans l'analyse macroéconomique (DEVEX, CAPEX et OPEX) sont présentées plus en détail en section 4.3.

4.7. Probabilités de réalisation pour chaque type de renouvellement

APPROCHE GÉNÉRALE :

Les probabilités de réalisation pour chaque type de renouvellement en fonction des contraintes et autres enjeux recensés à l'échelle de la population des parcs étudiés sont les clés de la prospective sur les enjeux et potentiels lié au renouvellement des parcs éoliens à l'échelle nationale. Ces hypothèses, qui s'appuient sur les observations réalisées sur le marché français par le groupement en France, ont été soumises pour revue au COPIL, et consolidées ensuite.

La nécessité de différents scénarios probabilistes s'impose à l'étude dans la mesure où il est difficile de prévoir comment se répartiront les réalisations dans les différents types de renouvellement, cela étant lié aux choix des exploitants, à l'effet d'éventuelles différences de cadre économique, et à l'appréciation de l'administration de chaque cas particulier. Ainsi, trois scénarios de probabilités ont été établis.

La construction des probabilités de renouvellement fonction des contraintes et enjeux est structurée sur la base :

- D'une contrainte ou enjeu principal, considérant par ordre de prégnance (i) Radar, (ii) Natura 2000, (iii) Milieu, (iv) Aéronautique, et enfin (v) Paysage

- D'une contrainte ou enjeu secondaire, distinguant une contrainte Natura 2000 (se superposant nécessairement à une contrainte Radar vu l'ordre d'importance assigné pour la contrainte principale), et une contrainte ou enjeu Milieu, Aéronautique, ou Paysage

Les probabilités sont définies pour chaque type de contrainte ou enjeu principal. Elles sont modifiées en fonction de la ou des contrainte(s) ou enjeu(x) secondaire(s). Cette construction est présentée dans le TABLEAU 13.

L'approche choisie permet de considérer la diversité des cas jusqu'à deux contraintes ou enjeux (11 cas au total considérant toutes les combinaisons), ce qui couvre plus de 90 % des parcs mis en service avant 2015. Elle présente la limite de ne pas faire de distinction entre un parc soumis à 2 contraintes ou enjeux et un parc soumis à 3, 4 ou 5 contraintes ou enjeux. Cependant, le nombre de parcs soumis à 3, 4 et 5 contraintes identifiées est limité (respectivement 5 %, et 2 % et moins de 1 %) et il est difficile de juger de l'impact du nombre de contraintes à ce niveau de détail.



RENOUVELLEMENT IMPOSSIBLE :

Le modèle probabiliste se doit de prendre en compte les « droits acquis » et les effets de la circulaire TREP1808052J du 11 juillet 2018 pour le cas de base.

Dans ce contexte, les probabilités des renouvellements « impossibles » ont été fixées à un niveau faible, considérant que la mise en oeuvre de la circulaire du 11 juillet 2018 permettrait d'en limiter le nombre.

Ces probabilités ne sont cependant pas nulles. Indépendamment des contraintes ou enjeux, d'autres obstacles pourront s'imposer aux producteurs. On peut noter :

- Contrainte ou enjeu non répertorié dans l'étude ;

- Opposition locale ;
- Bailleurs privés ou publics ne souhaitant pas renouveler leurs accords avec le producteur ;
- Absence de modèles d'éoliennes permettant un renouvellement strictement à l'identique au moment du renouvellement. Il est noté à ce sujet qu'un seul des quatre constructeurs principaux a conservé une gamme sous 80 m de diamètre de rotor. Sous 100 m, ils ne sont plus que deux. En cas de carence d'offre, la configuration I de la circulaire pourrait ne pas produire les effets escomptés, en particulier si les renouvellements interviennent tardivement.

Le scénario de base proposé est donc le suivant :

TABLEAU 13 :
PROBABILITÉS DE RENOUVELLEMENT – SCENARIO DE BASE

CONTRAINTES ENVIRONNEMENTALES ET RÉGLEMENTAIRES IDENTIFIÉES - SCÉNARIO DE BASE								
Type de renouvellement	Aucune contrainte majeure	Contrainte principale (par ordre de priorité)					Contrainte(s) additionnelle(s)	
		1. Radar	2. Natura 2000	3. Milieu naturel d'intérêt	4. Aéro	5. Paysage	Natura 2000	Milieu nat. Aéro. ou Paysage
Impossible	5%	15%	15%	10%	10%	10%	+5%	0%
Quasi-identique	20%	60%	50%	45%	50%	45%	+10%	+10%
Limité en hauteur	30%	20%	25%	30%	30%	30%	-10%	-5%
Non-plafonné	45%	5%	10%	15%	10%	15%	-5%	-5%

ELABORATION DE DEUX SCÉNARIOS ALTERNATIFS DE PRÉGNANCE DES CONTRAINTES OU ENJEUX :

Une analyse de sensibilité est réalisée relativement à la prégnance et à l'appréciation des contraintes et enjeux localement. Cette analyse est justifiée par le manque de visibilité et le faible retour d'expérience

sur les cas de renouvellement. A cet effet, deux scénarios alternatifs sont élaborés dans lesquels les probabilités des renouvellements « impossibles » et « quasi-identiques » sont réduites et celles des renouvellements « limités en hauteur » et « non-plafonnés » sont augmentés.

TABLEAU 14 :
PROBABILITÉS DE RENOUVELLEMENT – SCENARIO ALTERNATIF #1

CONTRAINTES ENVIRONNEMENTALES ET RÉGLEMENTAIRES IDENTIFIÉES - SCÉNARIO DE BASE								
Type de renouvellement	Aucune contrainte majeure	Contrainte principale (par ordre de priorité)					Contrainte(s) additionnelle(s)	
		1. Radar	2. Natura 2000	3. Milieu naturel d'intérêt	4. Aéro	5. Paysage	Natura 2000	Milieu nat. Aéro. ou Paysage
Impossible	5%	10%	10%	5%	5%	5%	+5%	0%
Quasi-identique	10%	45%	40%	35%	40%	35%	+10%	+10%
Limité en hauteur	35%	35%	35%	40%	45%	40%	-10%	-5%
Non-plafonné	50%	10%	15%	20%	10%	20%	-5%	-5%

TABLEAU 15 :
PROBABILITÉS DE RENOUVELLEMENT – SCENARIO ALTERNATIF #2

CONTRAINTES ENVIRONNEMENTALES ET RÉGLEMENTAIRES IDENTIFIÉES - SCÉNARIO DE BASE								
Type de renouvellement	Aucune contrainte majeure	Contrainte principale (par ordre de priorité)					Contrainte(s) additionnelle(s)	
		1. Radar	2. Natura 2000	3. Milieu naturel d'intérêt	4. Aéro	5. Paysage	Natura 2000	Milieu nat. Aéro. ou Paysage
Impossible	5%	10%	10%	5%	5%	5%	+5%	0%
Quasi-identique	5%	35%	25%	20%	30%	20%	+10%	+10%
Limité en hauteur	25%	35%	35%	40%	40%	40%	-10%	-5%
Non-plafonné	65%	20%	30%	35%	25%	35%	-5%	-5%

4.8. Calendrier des renouvellements

APPROCHE GÉNÉRALE :

En pratique, un renouvellement est un projet au long cours, qui commence par une phase de veille tant sur l'état opérationnel du parc en place et sur les conditions de marché en sortie d'OA pour une poursuite de l'exploitation, que sur les intérêts et enjeux des parties prenantes et sur le cadre réglementaire applicable pour un éventuel renouvellement. Cette phase de veille est entamée typiquement quatre à six ans avant la date de sortie d'OA.

Cette phase de veille est poursuivie tant qu'aucune décision d'investissement en faveur d'une poursuite de l'exploitation ou d'un renouvellement n'est engagée. Cette décision d'investissement n'est pas nécessairement finale mais elle oriente les investissements et les préparatifs vers une option de sortie d'OA ou une autre.

La phase de préparation et de planification du renouvellement est engagée trois à cinq ans avant la date espérée de réalisation, en particulier lorsque le type de renouvellement visé requiert une nouvelle autorisation.

Du fait de la multitude de facteurs affectant les décisions d'investissements, dont les cadres économiques spécifiques à la poursuite de l'exploitation d'un côté et spécifiques au renouvellement de l'autre, il est difficile de prévoir avec précision le rythme des renouvellements.

Un calendrier de renouvellement est tout de même proposé afin d'évaluer l'impact d'hypothétiques mécanismes de soutien pour le renouvellement sur les finances publiques. Il est construit sur les postulats suivants :

- **En cas d'impossibilité de procéder au renouvellement d'un parc existant**, pour les raisons évoquées dans la section précédente, l'exploitant pour poursuivre l'exploitation du parc existant jusqu'à la fin de vie technique ou économique du parc. En cas de maintien des prix de marché au niveau actuel, un horizon de 25 ans pour la plupart des parcs étudiés semble raisonnable en moyenne.
- **En cas de renouvellement « quasi-identique » en raison des contraintes et enjeux**, les intérêts des producteurs et des pouvoirs publics pourraient se rejoindre sur une poursuite de l'exploitation jusqu'à 20 ans voire au-delà. Une hypothèse de 20 ans en moyenne a été retenue.
- **En cas de renouvellement conduisant à des gains significatifs de puissance et de production** à coût marginal faible pour les finances publiques, à savoir les renouvellements de type « limité en hauteur » et « non-plafonné », producteurs et pouvoirs publics pourraient également se rejoindre sur un renouvellement dans les années suivant la sortie d'AO. En ce sens, une hypothèse de 17 ans en moyenne a été retenue.

4.9. Etude complémentaire sur la durée de vie technique

4.9.1. INTRODUCTION

L'objectif de cette étude est de compléter l'approche purement économique et réglementaire menée dans les autres sections du présent rapport. Concrètement, elle vise à donner une tendance de potentiel technique d'extension de durée de vie des parcs éoliens du territoire français. Par potentiel « technique », on entend le potentiel d'extension de durée de vie évalué :

- En considérant la durée de vie mécanique (durée de vie en fatigue) des principaux éléments structurels des éoliennes ;
- Sans considération des autres contraintes conditionnant la vie des parcs éoliens (environnementales, réglementaires, économiques, etc.).

Lors de la conception d'un parc éolien, le développeur s'assure de la tenue mécanique de l'éolienne pendant la durée de vie du parc

en sélectionnant une éolienne de classe IEC²⁷ appropriée à :

- La vitesse de vent moyenne sur le site (à hauteur du moyeu) ;
- L'intensité turbulente de référence du site.

Le nombre de classes IEC disponibles est relativement faible (comparé à la variabilité des conditions de vent d'un parc à l'autre). Cela signifie qu'un écart important peut exister entre les conditions de vent du parc, et celle de la classe IEC choisie.

En cas d'écart, pour des raisons de sûreté, les conditions de vent de la classe IEC sont plus contraignantes que celle du parc. Cela implique un excès de conservatisme dans la sélection des éoliennes (qui ont été conçues pour résister à des conditions de vent plus critiques que celles rencontrées sur le site) dans lequel réside une « réserve » de durée de vie, et donc un potentiel technique d'extension de durée de vie.

²⁷ La Commission électrotechnique internationale est une organisation internationale de normalisation et a notamment établi la norme IEC-61400-1 pour le dimensionnement des éoliennes.



La méthodologie de l'étude s'appuie sur les étapes suivantes :

- Définition d'un ensemble de « cas » d'étude représentatifs, combinant type d'éolienne (puissance nominale, classe IEC) et conditions de vent.
- Pour chacun des cas :
 - Calculs des charges équivalentes en fatigue (sur les principaux composants structurels) pour les conditions de vent correspondantes à la classe IEC ;
 - Calculs des charges équivalentes en fatigue (sur les principaux composants structurels) pour les conditions de vent du parc éolien ;
 - Comparaison de ces charges et évaluation du potentiel d'extension de durée de vie par composant.
- Rapprochement des cas d'études avec les typologies de parcs définies dans les livrables précédents, et estimation du potentiel d'extension de durée de vie à l'échelle du parc.

4.9.2. MÉTHODOLOGIE

Cette étude est une étude mécanique en fatigue portant sur les principaux composants structurels des éoliennes :

- **Tour.** Le sommet et la base de la tour – points les plus critiques – seront étudiés.
- **Pales.** La connexion de la pale avec le moyeu sera étudiée. Les résultats fournis dans le repère

« tournant » de la pale fournissent des indications sur la durée de vie de la pale, tandis que les résultats dans le repère « non tournant » donnent des informations côté moyeu.

- **Arbre lent.** Il relie le moyeu du rotor au multiplicateur. Il est relié à l'arbre secondaire par l'intermédiaire du multiplicateur.

Cette étude est fondée sur le postulat que la tenue structurelle de ces composants est définie lors de la conception de l'éolienne par rapport aux charges équivalentes en fatigue pour les conditions de vent de la classe IEC, sans excès de conservatisme. En d'autres termes :

- Si les charges équivalentes en fatigue réelles (rencontrées sur le site) sont supérieures aux charges équivalentes en fatigue pour les conditions de vent de la classe IEC, la méthodologie prévoit une rupture des composants avant la fin de la durée de vie (20 ans par exemple) ;
- Dans le cas contraire, la méthodologie prévoit qu'un parc arrivé au terme de sa durée de vie disposera encore d'une « réserve » en fatigue, et que l'extension de durée de vie sera possible.

Ce postulat permet donc d'évaluer la durée de vie restante simplement par comparaisons des charges équivalentes en fatigue (sans qu'il soit nécessaire de remonter à des notions plus complexes d'endommagement structurel). La méthodologie suivie est illustrée à la FIGURE 38. Les charges équivalentes en fatigue sont évaluées par modélisation aéroélastique.

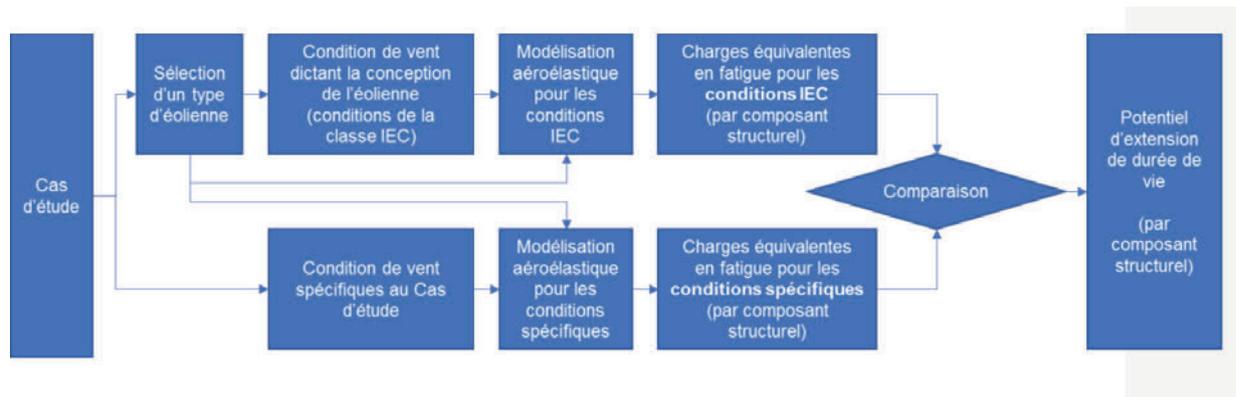


FIGURE 38 : MÉTHODOLOGIE D'ÉVALUATION DU POTENTIEL TECHNIQUE D'EXTENSION DE DURÉE DE VIE (PAR CAS ET PAR COMPOSANT).

Note : se reporter à l'annexe pour plus de détails sur l'aspect relatif à la modélisation aéroélastique.

A noter que le biais introduit par la non prise en compte des facteurs d'agression environnementaux (gel, corrosion marine, etc..) est de nature à

pondérer les conclusions proposées sur la base de cette méthodologie et peut conduire, dans une approche au cas par cas sur site à des résultats différents.

4.9.3. CAS D'ÉTUDES CONSIDÉRÉS

Cette étude considère séparément le nord et le sud de la France, suivant le développement historique de l'éolien en France :

- **SUD** : Il s'agit des parcs les plus anciens. Même si la capacité installée est relativement faible, ces parcs présentent un enjeu de renouvellement assez proche chronologiquement et ils méritent une analyse particulière. La quasi-totalité des projets utilise des éoliennes de 1.5 ou 2 MW.
 - On utilisera donc pour les parcs du Sud le modèle d'éolienne générique WindPACT 1.5MW.
 - En raison de leur ancienneté, on considèrera que les conditions de vent correspondant à la classe des éoliennes seront issues de la version 2 de la norme IEC-61400-1, datant de 1999.
- **NORD** : il s'agit de parcs plus récents. Une proportion importante des parcs utilise des éoliennes de 3MW.
 - On utilisera donc pour les parcs du Nord le modèle d'éolienne générique WindPACT 3MW.
 - On considèrera que les conditions de vent correspondant à la classe des éoliennes seront issues de la version 3 de la norme IEC-61400-1, datant de 2005 (note : ces conditions sont restées inchangées à ce jour et sont présentes dans la version 2019 de la norme).

Les cas considérés n'ont pas vocation à être représentatifs de l'ensemble des parcs en exploitation. Néanmoins, ces choix permettent d'étudier en quoi certains parcs sont susceptibles de démontrer un potentiel de poursuite d'exploitation – au vu des différences de vent réellement perçu par rapport au vent considéré dans la norme IEC.

4.9.4. RÉSULTATS ET SYNTHÈSE SUR L'ENSEMBLE DES CAS CONSIDÉRÉS

Le tableau présenté ci-dessous résume les extensions minimales de durée de vie par composant et pour chaque cas. Il est nécessaire de noter que seuls sont considérés les potentiels d'extension dus à la différence des conditions de vent réellement observées avec les conditions de vent considérées dans la norme IEC. On peut ainsi en conclure :

- L'arbre lent est le composant limitant, suivi des pales et des systèmes de rotation de pales.
- Pour les cas Nord, le potentiel d'extension de durée de vie varie de 3,3 à 7,5 ans en fonction des cas.
- Les cas Sud présentant des valeurs négatives indiquent qu'il pourrait ne pas y avoir de potentiel en extension de durée de vie du fait des différences de conditions de vent.
- La tour n'est pas le composant limitant l'extension de durée de vie.
- Tous composants confondus, on constate en général un potentiel d'extension de durée de vie plus important pour les cas Nord que Sud. Cela s'explique par le fait que les conditions de vent diffèrent moins entre les conditions IEC et les conditions spécifiques pour les cas Sud (sur les cas réels, cela pourrait également être lié à la meilleure conception des machines installées au Nord, plus récemment, du fait de l'évolution technologique mais on raisonne ici sur des modèles d'éoliennes génériques).

	MINIMUM DU POTENTIEL DE DURÉE DE VIE SUR LES SIGNAUX PERTINENTS									
	Pied de pale (repère tournant)		Pied de pale (repère non tournant)		Arbre lent		Sommet de la tour		Base de la tour	
	m = 10	m = 10	m = 3	m = 5	m = 3	m = 5	m = 3	m = 5		
Cas 1 Nord	16	19	5,6	5,7	151	314	129	211		
Cas 2 Nord	20	23	7,4	7,5	184	358	166	283		
Cas 3 Nord	13	14	4,3	4,4	125	257	107	210		
Cas 4 Nord	17	18	6,1	6,2	159	306	113	308		
Cas 5 Nord	8,3	8,8	3,3	3,3	33	29	30	67		
Cas 6 Nord	12	13	5,1	5,1	47	40	31	71		
Cas 1 Sud	2,9	4,1	-0,2	-0,2	14	9	25	37		
Cas 2 Sud	2,9	4	-0,2	-0,2	14	9	25	37		
Cas 3 Sud	2,9	3,4	0,0	-0,1	13	5	23	32		
Cas 4 Sud	7,5	10	3,0	2,4	26	11	35	51		

TABLEAU 16 : RÉCAPITULATIF DES POTENTIELS D'EXTENSION DE DURÉE DE VIE MINIMUM POUR CHAQUE CAS



4.9.5. CONCLUSIONS ET MISE EN PERSPECTIVE

L'étude complémentaire sur la durée de vie technique permet principalement d'illustrer le potentiel d'extension de durée de vie dû à la différence des conditions de vent réellement observées avec les conditions de vent considérées dans la norme IEC. Le résultat des simulations indique que les conditions de vent observées au Sud sont plus proches des normes IEC. Leur potentiel d'extension de durée de vie est donc limité ou nul. Dans certains cas uniquement (cas Nord) des potentiels de 3,3 à 7,5 ans sont évalués ; le composant dimensionnant étant l'arbre lent. Ainsi, on peut noter que les potentiels de prolongation de durée de vie des parcs – dus aux différences de conditions de vent – sont vraisemblablement très différents au Nord et au Sud de la France.

Ce résultat permet de nuancer les conclusions de l'analyse économique en soulignant que la durée de vie technique de certains composants pourrait limiter la poursuite d'exploitation (ce potentiel prolongement de la durée de vie devant dans tous les cas nécessairement s'accompagner d'une augmentation de la fréquence/nature des contrôles préventif effectués sur chaque aérogénérateur, selon un protocole renforcé à définir avec le fabricant, particulièrement sur les éléments identifiés comme des points de faiblesse des machines par la présente étude). Il est ainsi nécessaire de rappeler que, si des maintenances lourdes peuvent permettre le remplacement de certains composants – sous réserve de disponibilité des pièces – ces dernières peuvent également constituer des investissements importants. Cela ouvre alors la porte à un arbitrage

sur l'intérêt d'un remplacement potentiellement coûteux ou d'un renouvellement complet du parc au regard des bénéfices associés dans chacun de ces deux cas.

Enfin, il est nécessaire de rappeler les limites de l'étude :

- L'étude est considérée comme générale dans le sens où elle ne s'intéresse pas à un parc en particulier mais à un cas d'étude générique.
- Cette approche générale justifie des hypothèses simplifiées sur les conditions de vent et sur la turbulence – la turbulence induite par le sillage des éoliennes notamment n'est pas considérée.
- Un nombre limité de cas de chargement a été considéré (uniquement le mode « éolienne en production »).
- Des modèles de turbines génériques ont été utilisés. Par ailleurs, les modèles de turbines utilisés ne sont pas représentatifs de l'ensemble des turbines installées (certaines pouvant être de puissance, de modèles et d'ancienneté différents).
- L'étude postule que les charges équivalentes en fatigue (Damage Equivalent Load, DEL) constituent la donnée d'entrée principale pour la conception en fatigue des composants de l'éolienne. De plus, l'étude ne prend pas en compte les éventuelles marges et facteurs de sécurité considérés par les fabricants de turbines.
- L'analyse ne prend pas en compte différents facteurs d'agression environnementaux (gel, corrosion marine, etc.), qui sont de nature à pondérer les résultats obtenus et conduire, dans une approche au cas par cas sur site, à des durées de vie inférieures.

4.10. Impact sur le Compte d'Affectation Spéciale « Transition énergétique » (CAS TE)

Les récentes évolutions réglementaires imposent en premier lieu la clarification sémantique suivante.

Le financement des compensations des charges de service public de l'énergie a été modifié dans le cadre des lois de finances successives depuis la loi de finances rectificative pour 2015 (loi du 29 décembre 2015.) La contribution au service public de l'électricité (CSPE), contribution acquittée par les consommateurs sur les factures d'électricité qui historiquement finançait les charges du service public de l'électricité, n'est plus liée au financement des énergies renouvelables du secteur électrique. Le cadre juridique de la contribution a été réformé. Il s'agit désormais d'une taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité dont le produit revient directement au budget général de l'Etat.

Le financement de l'ensemble des charges de service public de l'énergie est assuré par le budget de l'Etat. Plus spécifiquement, le financement des charges de soutien au développement des énergies renouvelables

électriques, au biométhane injecté et à l'effacement est assuré par l'Etat depuis le Compte d'Affectation Spéciale « Transition énergétique » (CAS TE)²⁸

Le Rapport annuel sur l'exercice 2018 du Comité de gestion des charges de service public de l'électricité (CGCSPE) recommande de parler respectivement de « l'ancienne CSPE », pour le régime existant jusque 2015, et de « TICFE » pour la Taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité ayant désormais repris en droit la dénomination « contribution au service public de l'électricité ». L'usage de l'acronyme « CSPE » est à proscrire pour les charges de service public de l'énergie, pour lesquelles il est possible de parler des « charges SPE ». L'acronyme « CGCSPE », ou une désignation in extenso, sera utilisé pour désigner le Comité de gestion des charges de service public de l'énergie. Dans le reste du rapport, la terminologie Compte d'Affectation Spéciale « Transition Énergétique » (CAS TE) sera retenue.

²⁸ Comité de gestion des charges de service public de l'électricité, Rapport annuel sur l'exercice 2018, 2019.

4.10.1. MÉTHODOLOGIE ET DONNÉES D'ENTRÉE

Afin d'estimer l'impact des différentes options de fin de vie sur le CAS TE, le coût pour l'état du soutien à la filière éolienne terrestre est estimé pour le parc éolien initial, puis pour le parc renouvelé.

4.10.2. PARC ÉOLIEN INITIAL

Le parc éolien initial pris en compte est celui considéré dans les sections 4.4 et 4.5, basé sur la base de données LPO retravaillée. Les résultats des calculs de ces sections donnent la puissance et la mise en service chaque année et le productible estimé des

capacités en année pleine. A titre de confirmation, les productibles estimés ont été comparés aux données de production historiques publiées par RTE confirmant l'absence de significatif biais dans les productibles estimés. Ces caractéristiques sont présentées dans la **TABLEAU 17**. Ainsi, l'estimation du coût du soutien pour le parc initial ne sera faite que pour les éoliennes mises en service jusqu'à fin 2014. Il est pris comme hypothèse de fixer arbitrairement la durée de vie technico-économique à 17 ans, sans prise en compte d'un temps supplémentaire pour le chantier de renouvellement – cette hypothèse est renforcée par les résultats de l'étude technique de durée de vie résiduelle (*voir section 4.9*).

TABLEAU 17 : PUISSANCE MISE EN SERVICE CHAQUE ANNÉE ET DU PRODUCTIBLE ASSOCIÉ DE 1999 A 2014

Année de mise en service	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
MW	3	38	35	67	89	132	349	669	792	1122	1217	1395	820	759	670	1104
GWh / an	0	91	85	169	211	291	657	1561	1606	2370	2514	2835	1843	1669	1468	2577

4.10.3. PARC ÉOLIEN RENOUVÉLÉ

Le parc renouvelé est axé sur les hypothèses et les résultats des scénarios de base, alternatif #1 et alternatif #2 définis dans les sections 4.4 et 4.5. Pour chaque scénario, trois types de renouvellement sont considérés, les renouvellements quasi-identiques, les renouvellements limités en hauteur et les renouvellements non-plafonnés.

Les démantèlements définitifs ne sont ici pas pris en compte puisqu'ils n'impliquent pas un coût pour l'Etat et qu'ils n'ont lieu que pour des parcs sortis d'OA. Le **TABLEAU 18** présente pour les trois scénarios et pour chaque type de renouvellement la puissance renouvelée, le productible annuel et le LCOE moyen des parcs renouvelés, calculé avec un coût moyen du capital réel avant impôts (CMPC) de 6 %.

TABLEAU 18 : PUISSANCES RENOUVÉLÉES CHAQUE ANNÉE POUR LES TROIS CATÉGORIES DE RENOUVELLEMENT ET COÛT / PRODUCTIBLE ASSOCIÉ

		Année de mise en service	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Scénario de base	Renouvellements quasi-identiques	MW	18	15	42	61	74	180	394	455	608	630	632	387	384	332	524
		GWh / an	34	35	111	155	175	356	965	976	1357	1330	1355	918	879	764	1268
		€/MWh	79	84	68	63	71	74	57	65	59	65	62	57	60	59	55
	Renouvellements limités en hauteur	MW	97	49	107	192	235	315	369	429	247	218	193	311	0	0	0
		GWh / an	339	165	328	652	748	1009	1173	1314	781	685	606	990	0	0	0
		€/MWh	40	44	48	42	46	45	46	47	46	46	46	45	0	0	0
	Renouvellements non-plafonnés	MW	30	33	80	109	155	268	314	469	261	191	192	386	0	0	0
		GWh / an	109	115	275	394	539	940	1105	1621	926	674	675	1552	0	0	0
		€/MWh	40	41	42	40	41	40	40	41	41	40	40	33	0	0	0
Scénario alternatif #1	Renouvellements quasi-identiques	MW	14	12	33	49	55	135	302	349	456	469	450	279	283	243	379
		GWh / an	26	27	87	123	132	268	743	748	1019	987	968	663	647	559	915
		€/MWh	79	84	68	64	71	74	57	64	59	66	62	57	60	59	55
	Renouvellements limités en hauteur	MW	163	76	162	302	358	473	541	600	350	318	275	446	0	0	0
		GWh / an	572	258	502	1024	1143	1523	1713	1842	1110	996	862	1417	0	0	0
		€/MWh	39	43	48	42	45	44	46	47	46	46	46	45	0	0	0
	Renouvellements non-plafonnés	MW	51	44	102	150	205	341	393	555	312	238	233	466	0	0	0
		GWh / an	190	154	349	536	712	1192	1379	1920	1108	837	822	1869	0	0	0
		€/MWh	39	41	42	40	41	40	40	41	41	40	40	33	0	0	0
Scénario alternatif #2	Renouvellements quasi-identiques	MW	10	9	24	37	42	104	230	259	340	347	328	204	205	178	278
		GWh / an	19	21	65	95	100	205	560	558	763	724	705	485	467	408	670
		€/MWh	79	84	68	63	71	74	57	64	59	66	62	57	60	59	55
	Renouvellements limités en hauteur	MW	162	70	144	281	332	427	485	514	303	287	242	388	0	0	0
		GWh / an	567	240	449	956	1063	1380	1536	1579	965	900	758	1233	0	0	0
		€/MWh	39	43	48	42	45	44	46	47	46	46	46	45	0	0	0
	Renouvellements non-plafonnés	MW	106	71	171	268	354	543	625	816	461	370	352	701	0	0	0
		GWh / an	396	251	579	952	1230	1883	2187	2820	1636	1299	1241	2802	0	0	0
		€/MWh	38	41	42	39	41	40	40	41	40	40	40	33	0	0	0



Sachant que le périmètre de l'étude couvre les parcs mis en service jusqu'en 2014, et considérant les calendriers normatifs des renouvellements par type tels que défini en *section 4.8*, les derniers

renouvellements quasi-identiques interviennent dans cette analyse en 2034 et les autres renouvellements en 2031 d'où des valeurs nulles dans le tableau précédent en 2032 - 2034.

4.10.4. PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ

Le prix de l'électricité utilisé dans cette estimation est basé sur les hypothèses PPE présentées dans le rapport annuel du CGCSPE de l'exercice 2018. Deux scénarios sont envisagés dans ce rapport, un premier, le scénario A, dans lequel le prix moyen de l'électricité est de 56 €/MWh en 2028 et un deuxième, le scénario B, où le prix moyen est de 42 €/MWh en 2028. Dans les deux cas, le prix de marché est considéré constant au-delà de 2030.

Les deux scénarios sont présentés dans la *TABLEAU 19*. Le prix de l'électricité est donc considéré comme fixe, et ne prend pas en compte les fluctuations et notamment les baisses de prix lors de la production d'énergie éolienne.

Le plafond annuel du complément de rémunération est également défini mais n'a pas été pris en compte dans cette estimation.

TABLEAU 19 :
HYPOTHÈSES PPE SUR LE PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ – Source : RAPPORT ANNUEL CGCSPE 2048

Année		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Prix électricité [€/MWh]	Scénario A	41.3	42.5	43.2	43.8	44.0	45.2	45.8	48.7	52.1	55.6	58.9	62.4	62.4	62.4	62.4
	Scénario B	40.0	40.0	39.9	39.9	39.9	39.8	39.7	40.8	41.7	42.4	43.5	44.2	44.2	44.2	44.2

4.10.5. INFLATION

L'inflation reprend les chiffres de l'INSEE jusqu'à fin 2018 et on considérera arbitrairement une inflation de 2,0 pour toutes les années ultérieures.

TABLEAU 20 :
HYPOTHÈSES SUR LE TAUX D'INFLATION – Source : INSEE

Année	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Taux d'inflation	0,5	1,7	1,6	1,9	2,1	2,1	1,7	1,7	1,5	2,8	0,1	1,5	2,1	2,0	0,9	0,5	0,0	0,2	1,0	1,8

4.10.6. MÉTHODOLOGIE ET LIMITES DE L'APPROCHE

L'estimation du coût pour l'Etat du soutien à la filière éolienne terrestre se fait ensuite en calculant le tarif d'achat (avant 2016) ou le complément de rémunération (à partir de 2016) payé par l'Etat. Le détail de ces calculs et les hypothèses prises sont exposés en annexe de ce document.

Les principales limites de la méthode considérée sont les suivantes :

- Le prix de l'électricité est considéré comme fixe, et modifié annuellement. Il ne prend pas en compte les fluctuations mensuelles et les variations dues à la production d'énergie éolienne.
- En l'absence des tarifs de référence que les parcs renouvelés pourraient obtenir en étant lauréat des appels d'offres, il a été décidé de considérer le LCOE des projets renouvelés, en prenant en compte un coût moyen du capital de 6%.
- Aucune prise en compte de la production réelle des éoliennes et du fait que le productible peut être très variable d'une année sur l'autre. Cela limite également l'impact du tarif dépendant de la durée annuelle de fonctionnement de référence (applicable dans le cas des parcs mis en service

entre 2006 et 2014 ainsi que de ceux bénéficiant d'un complément de rémunération avec guichet ouvert par exemple).

- Tous les parcs initiaux sont considérés comme étant renouvelés, à part le pourcentage appliqué pour le renouvellement impossible. Aucun projet de renouvellement n'a été éliminé pour des questions de LCOE trop élevé.
- On suppose que tous les parcs ont cherché à acquérir un complément de rémunération et qu'aucun ne fait appel à des contrats de gré à gré par exemple.

4.10.7. RÉSULTATS ET ANALYSE

TENDANCE PORTÉE PAR LE PARC INITIAL

En partant des capacités mises en service annuellement de 1999 à 2014 et en calculant le coût annuel de ces capacités pendant 17 ans grâce aux tarifs et indexations définis précédemment, on peut ainsi calculer le coût pour lequel l'Etat s'est engagé en achetant l'électricité au prix défini par les arrêtés tarifaires. Les résultats annuels par année de mise en service sont définis dans le *TABLEAU 21*, ainsi que le total actualisé cumulé par année. *Le détail de ces résultats est disponible en Annexe 9.4.5*

Pour rappel, le parc initial considère les éoliennes raccordées jusqu'à fin 2014.

TABLEAU 21 :
CHARGES ANNUELLES POUR LES FINANCES PUBLIQUES PAR ANNÉE DE MISE EN SERVICE [M€] POUR LE PARC INITIAL

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Total [M€]	0	6	11	21	32	45	46	91	161	34	277	309	346	421	513	741
Total cumulé [M€]	0	6	17	38	71	118	166	260	426	466	756	1066	1428	1880	2430	3193
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Total [M€]	668	715	559	470	641	605	522	464	381	283	190	124	73	37	0	0
Total cumulé [M€]	3877	4592	5160	5682	6425	7159	7824	8445	8995	9458	9837	10158	10435	10681	10894	11112

On constate que le modèle utilisé pour l'estimation est relativement bien calibré :

- D'après l'estimation réalisée, le coût total pour l'Etat des engagements déjà pris pour les parcs construits de 1999 à 2014 est de 11,1 Mds€. Concernant les parcs raccordés entre 2015 et 2018, Sachant que les parcs mis en service chaque année ajoutent jusqu'à 3 Mds€ supplémentaires d'engagement sur l'ensemble de la durée de vie, cela donne donc un coût d'engagement déjà pris d'environ 23,1 Mds€ pour les parcs installés jusqu'en 2018. Cette valeur est à comparer avec la fourchette donnée par le CGCSPE, qui évaluait le coût de l'éolien terrestre entre 2000 et fin 2018 à un montant allant de 30 à 34 Mds€.
- Cette étude a été faite en considérant un productible annuel constant tout au long de la durée de vie des éoliennes, productible constant moyen donnant un nombre d'heures de production annuelle assez faible, ce qui a tendance à augmenter les tarifs d'achat pour l'Etat sur la durée de vie des parcs. Par exemple, pour les parcs construits de 2006 à 2014, un tarif dégressif est en place pour des productions supérieures à 2400 heures par an (dégressif entre 82 et 28 €/MWh). Ainsi, comme tous les parcs produisent moins de 2400 heures par an, cela induit un tarif fixe de 82 €/MWh sur les 15 premières années.
- On peut également relever que cette estimation étant faite uniquement pour les parcs mis en service jusqu'en 2014, le calcul ne se base que sur le principe des tarifs d'achat qui était valable jusqu'en 2015. Le nouveau système de complément de rémunération prend également en compte le prix de marché de l'électricité, ce qui doit permettre de réduire l'engagement de l'Etat lorsque le prix de l'électricité est élevé.

IMPACT SUR LE PARC RENOUELÉ

Les scénarios liés à la répartition du type de renouvellement – scénarios de base, alternatif #1 et #2 – utilisés dans cette section sont définis en section 4.7. Les scénarios A et B liés à l'évolution du marché de l'électricité sont détaillés en section 4.10.4

En partant des renouvellements réalisés annuellement à partir de 2020, et en calculant le coût annuel de ces renouvellements jusqu'en 2050 grâce aux tarifs et indexations définis précédemment, on peut ainsi calculer le coût pour lequel l'Etat s'engagerait en versant les compléments de rémunération si les renouvellements tels que définis dans les trois scénarios décrits se réalisaient. Le détail des résultats pour le scénario de base de la répartition des renouvellements et le scénario A du prix de l'électricité est disponible en Annexe 9.4.5

Les tous premiers renouvellements ont eu lieu en 2019 et vont se poursuivre sur 2020, le coût pour l'Etat du soutien pour ces renouvellements est donc entièrement basé sur un système de complément de rémunération qui existe depuis 2016. Ce système prend en compte le prix de marché de l'électricité. Le complément de rémunération peut ainsi être négatif, et donc une source de recettes pour l'Etat, lorsque le prix de l'électricité est élevé. C'est par exemple le cas dans le scénario de base/A pour les renouvellements de type limité en hauteur réalisés en 2020 pour les années de 2021 à 2035. Néanmoins, le comportement de l'exploitant dans le cas de LCOE durablement inférieur au prix de marché de l'électricité est incertain. En fonction de l'évolution des prix de marché et des coûts de l'éolien, cela pourrait ouvrir la voie à une valorisation qui privilégierait des PPA. Néanmoins, l'étude de tels transferts ne constituent pas l'objet de la présente étude.

Cette dépendance envers le prix de l'électricité induit donc une plus grande incertitude de ces résultats, d'autant plus que ce prix de l'électricité a été estimé et moyenné par année. Pour plus de précisions, le calcul pourrait être réalisé sur une base mensuelle, afin de prendre davantage en compte les fluctuations de ce prix. Le groupement ne disposait pas de perspectives d'évolution du prix de l'électricité suffisamment fines pour ce faire. Les résultats relatifs de comparaison entre scénarios restent pertinents même si cette sensibilité existe.

A titre illustratif, les coûts engagés par l'Etat à l'horizon 2050 sont visibles dans la FIGURE 39 et considèrent les renouvellements effectués depuis 2020, pour les trois scénarios de renouvellement



étudiés et les deux scénarios du prix de l'électricité en détaillant les types de renouvellement. On peut noter que les coûts pour les renouvellements quasi-identiques sont plus élevés (55-84 €/MWh) que pour les renouvellements limités en hauteur (39-48 €/MWh) et encore plus pour les renouvellements non-plafonnés (33-42 €/MWh), et ce, peu importe le scénario de répartition des renouvellements. Le scénario de base étant celui dans lequel il y a davantage de renouvellement quasi-identiques, c'est logiquement celui qui présente les charges pour l'Etat les plus lourdes. Les renouvellements non plafonnés apparaissent eux comme une source de recettes pour l'Etat, ce qui est dû au fait que les tarifs d'achat utilisés sont

les valeurs de LCOE avec un prix de l'électricité en croissance (39,7–62,4 €/MWh). A noter qu'un coefficient d'indexation est également appliqué au tarif d'achat, comme détaillé dans la méthodologie en *Annexe 4 en section 9.4.3*. Enfin, et étant donné que cela n'a pas été pris en compte, la modélisation complémentaire des revenus supplémentaires associés aux garanties de capacités de l'installation correspondrait schématiquement à retirer environ 1 €/MWh au tarif de référence. Selon les hypothèses sur le prix de l'électricité, les renouvellements limités en hauteur peuvent apparaître comme pourvoyeur de recettes pour l'Etat ou bien de dépenses, même si celles-ci resteraient limitées à 1Mds€.

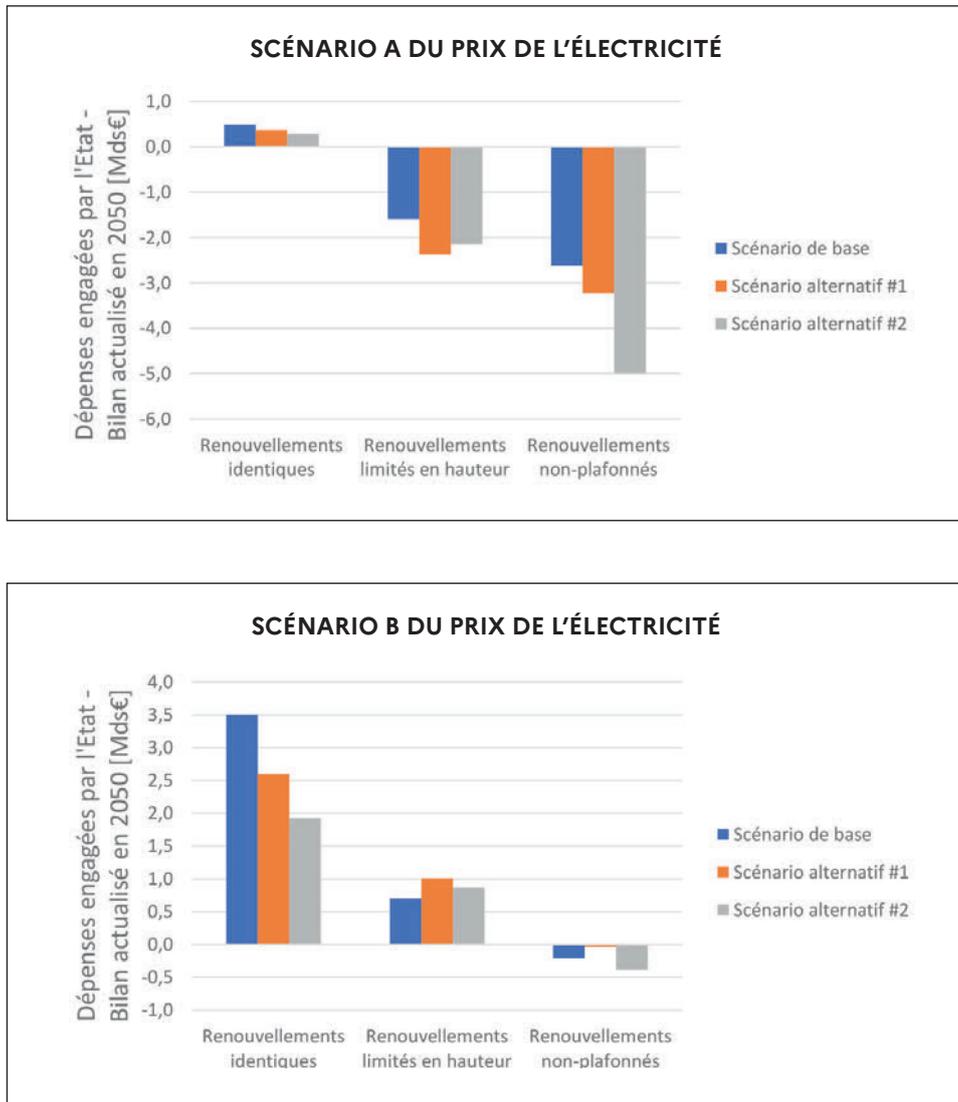


FIGURE 39 :
ENGAGEMENT DE L'ÉTAT LIÉ AU RENOUVELLEMENT DES PARCS VIA LE COMPLÉMENT DE RÉMUNÉRATION EN 2050
POUR LES TROIS SCÉNARIOS DE PARCS RENOUVELÉS ET POUR LES SCÉNARIOS A ET B SUR LE PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ
EN FONCTION DU TYPE DE RENOUVELLEMENT

Les dépenses engagées par l'Etat dont on fait le bilan en 2050 en considérant les renouvellements effectués depuis 2020 en sommant les trois types de renouvellement sont présentés pour les trois scénarios de renouvellement et les deux scénarios sur les prix d'électricité dans le **TABLEAU 22**. On peut voir que le coût pour l'Etat est bien inférieur avec le système de complément de rémunération qu'avec celui de tarif d'achat, avec au plus un engagement cumulé de 5,3 Mds€ pour le scénario de base/B, et même de potentiels revenus pour l'Etat dans le cas du scénario A de l'électricité. Encore une fois, ces faibles déficits et bénéfices

pour l'Etat s'expliquent par les hypothèses prises sur les prix de l'électricité et sur les tarifs d'achat basés directement sur les valeurs de LCOE.

A nouveau, une des limites de l'analyse est que l'on suppose que tous les parcs ont cherché à acquérir un complément de rémunération et qu'aucun ne fait appel à des contrats de gré à gré par exemple, même dans le cas où leur LCOE est durablement inférieur au prix de marché.

Malgré ces hypothèses, les résultats relatifs entre scénarios restent pertinents à comparer.

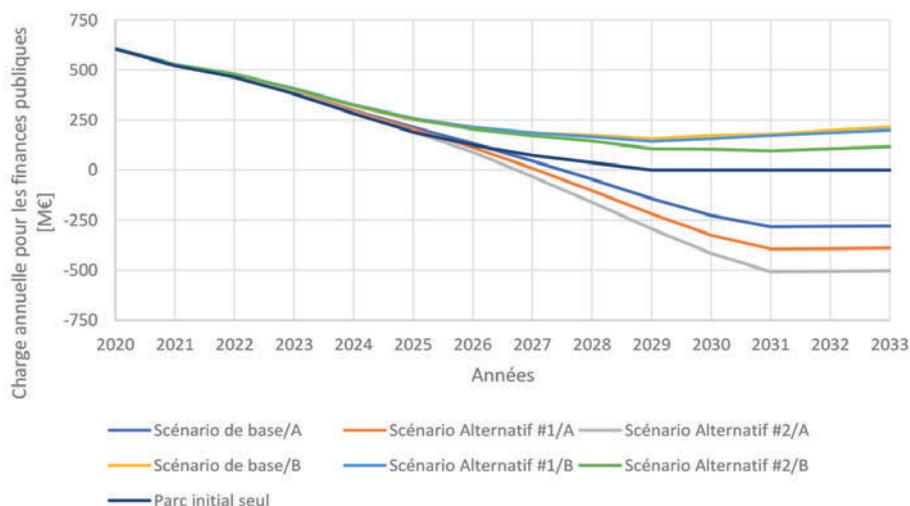
TABLEAU 22 :
ENGAGEMENT DE L'ÉTAT LIÉ AU RENOUVELLEMENT DES PARCS VIA LE COMPLÉMENT DE RÉMUNÉRATION POUR LES TROIS SCÉNARIOS DE PARCS RENOUVELÉS ET POUR LES SCÉNARIOS A ET B SUR LE PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ

Total cumulé [Mds€]	Scénario A prix électricité	
		Scénario de base
	Scénario alternatif #1	-7,0
	Scénario alternatif #2	-9,2
Total cumulé [Mds€]	Scénario B prix électricité	
	Scénario de base	5,3
	Scénario alternatif #1	4,8
	Scénario alternatif #2	3,3

La **FIGURE 40** présente les charges annuelles pour l'Etat entre 2020 et 2033 en considérant à la fois les charges dues à l'engagement de l'Etat pour les tarifs d'achat du parc initial et les coûts dus au complément de rémunération pour le parc renouvelé. Les charges correspondant uniquement au parc initial seul sont également présentées sur ce graphe. On peut voir que ce sont ces charges qui définissent l'allure des courbes, en particulier de

2020 à 2025, avec des coûts annuels qui diminuent fortement puisque le nombre d'éoliennes du parc initial encore en contrat avec le tarif d'achat diminue chaque année et que les engagements nouveaux en termes de renouvellement présentes des charges bien moindre. A nouveau, les hypothèses sur le prix de l'électricité ont un impact majeur sur ces charges annuelles.

FIGURE 40 :
CHARGE ANNUELLE POUR L'ÉTAT DE 2020 A 2033 EN CONSIDÉRANT LA CHARGE ANNUELLE DUE AUX TARIFS D'ACHAT DU PARC INITIAL ET LA CHARGE ANNUELLE DUE AU COMPLÉMENT DE RÉMUNÉRATION DU PARC RENOUVELÉ



Il pourrait également être intéressant de comparer le coût pour l'Etat pour un site initial et un même site renouvelé – non disponible en l'état car l'approche

statistique employée ne permet pas de disposer de résultats sur la gestion à l'échelle individuelle des parcs.



5. Analyse comparative

La présente section introduit une analyse comparative des différentes options de gestion de sortie de contrat d'achat. L'impact environnemental de chaque type de renouvellement est établi sur la base d'études de cas réels. L'analyse techno-économique est complétée à l'aide d'une étude de sensibilité. Ainsi, on identifie les paramètres les plus critiques, ou incertains, en termes d'impact sur les coûts avec en particulier un zoom sur l'impact des contraintes et enjeux.

Enfin, un bilan comparatif complet a vocation à synthétiser les différents résultats. Les résultats finaux de cette analyse macroscopique du parc

éolien et de l'analyse de sensibilité permettent de faire ressortir de grands enjeux liés au renouvellement à l'échelle nationale.

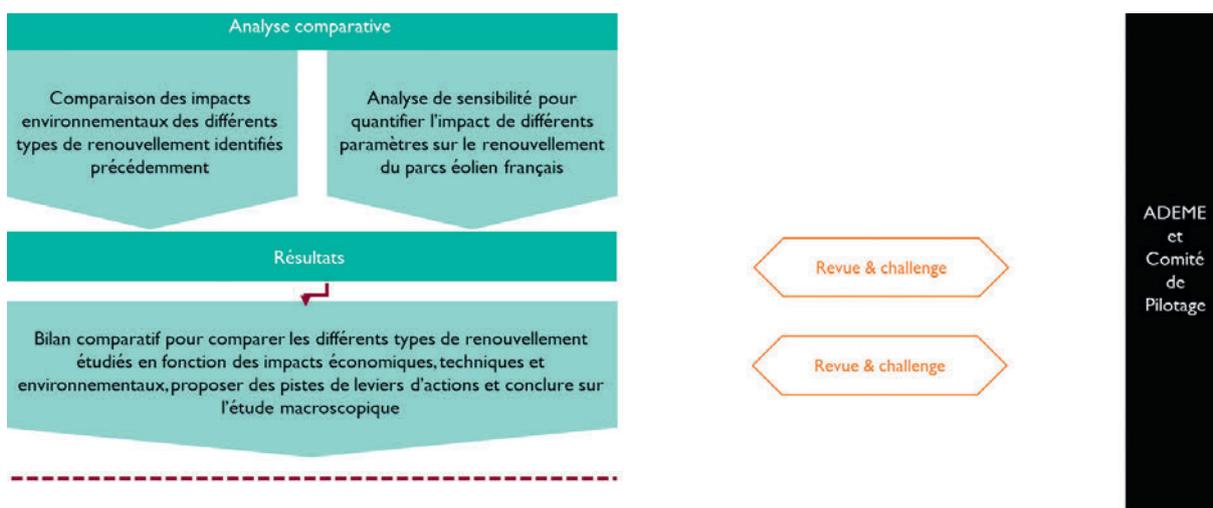


FIGURE 41 : MÉTHODOLOGIE DE LA TACHE 3

5.1. Comparaison des impacts

Les trois principaux impacts environnementaux des parcs éoliens qui sont autant de thèmes d'amélioration de la qualité des projets et d'appropriation par les riverains (hors cohabitation à assurer avec les autres usages et usagers des lieux : radars, aéronefs, etc.) sont les impacts sonores, l'intégration paysagère et les impacts sur la faune volante.

Les impacts sonores sont localisés dans des périmètres proches des éoliennes. En tant que tel, le renouvellement des parcs éoliens devrait avoir des conséquences neutres ou positives auprès des riverains pour trois raisons :

- Les éoliennes de nouvelle génération sont moins bruyantes du fait des évolutions technologiques ; de plus, les technologies de bridage acoustique sont parfaitement opérationnelles et dorénavant systématiquement mises en place ;
- La puissance acoustique n'augmente pas proportionnellement avec l'augmentation de la puissance électrique unitaire des éoliennes : ainsi, le remplacement, sur un site donné, par des éoliennes plus puissantes électriquement ne

signifiera pas nécessairement une augmentation des niveaux sonores ambiants ;

- Sur un site et une emprise donnés, le nombre d'éoliennes n'augmentera pas nécessairement lors d'un renouvellement : les retours d'expérience en la matière montrent au contraire qu'il aura tendance à diminuer ou à rester inchangé, impactant ainsi de la même manière le nombre de sources sonores.

Ainsi, globalement, le renouvellement du parc éolien français existant aura des incidences plutôt positives sur les questions de nuisances sonores par rapport au parc actuel.

L'appréciation de la bonne intégration paysagère d'un parc éolien va dépendre de trois critères :

- L'histoire, les priorités et les valeurs de l'observateur ;
- Les liens au lieu et la manière de percevoir l'aménagement éolien selon qu'il s'agisse d'un paysage vécu au quotidien, d'un paysage de vitesse perçu depuis un axe de déplacement ou d'un paysage patrimonial ;
- L'utilité accordée à l'objet éolien.

Sur le plan paysager, le renouvellement d'un parc éolien va être caractérisé par trois éléments :

- L'équipement d'un site déjà éolien et donc a priori accepté en tant que tel, avec la possibilité de corriger l'implantation de certaines éoliennes qui seraient moins bien intégrées ;
- Une diminution, ou une stabilité, du nombre de machines (avec un potentiel enjeu sur l'espacement inter-machine) ;
- Des machines, hormis les cas de renouvellement à l'identique ou quasi-identique (modification non-substantielle), plutôt de plus grande taille, dont la prégnance visuelle sera plus élevée avant tout dans un périmètre proche (jusqu'à 2 ou 3 km).

Ainsi, globalement, le renouvellement du parc éolien français existant devrait avoir des incidences paysagères différentielles limitées, voire positives, par rapport à la situation actuelle. En particulier, les renouvellements vont concerner des machines ou des parcs établis, où l'objectif sera de chercher à diminuer ces impacts différentiels. Interviendront alors, au cas par cas, le bilan sur la composition du parc actuel, l'évaluation des nouveaux rapports d'échelle et d'éventuels phénomènes d'écrasement ou de surplomb, ainsi que l'analyse du contexte éolien et des risques de saturation et d'encercllement des lieux habités.

Les impacts sur la biodiversité concernent avant tout les impacts sur la faune volante (oiseaux et chauves-souris), car les impacts sur la biodiversité « au sol », liés au chantier de construction, peuvent être largement réduits en application de la démarche Eviter et Réduire, notamment via l'évitement des secteurs à enjeux. Les impacts sur la faune volante sont globalement de deux ordres :

- 1). un dérangement et une perturbation pouvant entraîner une perte de territoire,
- 2). la mortalité par collision ou barotraumatisme.

Le risque de perte de territoire concerne principalement les espèces farouches / craintives qui ne vont pas s'approcher des éoliennes, et donc perdre un territoire où elles auraient pu chasser leurs proies (petits mammifères, serpents, etc.). La distance d'effarouchement ne semblant pas augmenter significativement avec la taille des éoliennes, et le renouvellement du parc éolien français devant être associé à un nombre moindre de machines (mais plus puissantes), les impacts globaux de ce renouvellement devraient être moindres en termes de perte de territoire de chasse pour les oiseaux.

Mortalité de la faune volante

La Ligue pour la Protection des Oiseaux a analysé la mortalité de la faune volante causée par des éoliennes : « *Le parc éolien français et ses impacts sur l'avifaune - Etude des suivis de mortalité réalisés*

en France de 1997 à 2015 - Juin 2017 ». L'objectif de cette étude visait plus particulièrement l'analyse comparée de la mortalité des parcs éoliens localisés en zones Natura 2000 et ceux en dehors.

Malgré des biais précisés ci-après, l'analyse de la LPO conclut que les parcs éoliens localisés en zones Natura 2000 sont plus mortifères en raison d'une biodiversité plus riche.

Les biais de cette étude portent essentiellement sur un faible échantillon de parcs analysés (8 avec des suivis effectués selon le protocole national) et sur des « parcs pressentis comme présentant des enjeux forts vis-à-vis de l'avifaune et des chiroptères ». Les enseignements de cette étude de la LPO sont les suivants :

- 35 903 prospections ont été prises en compte et ont permis de découvrir 803 cadavres d'oiseaux et 1 121 cadavres de chauves-souris ;
- Une mortalité corrélée au nombre d'éoliennes et pas au nombre de mégawatts ;
- Un ratio moyen de 7 oiseaux tués par éolienne et par an (mortalité réelle calculée à partir de la mortalité observée, des résultats des tests d'efficacité et de disparition/prédation) et un ratio médian de 4,5 oiseaux tués par éolienne et par an ;
- La LPO n'a pas calculé le ratio de chauves-souris tuées par éolienne et par an, mais en s'appuyant sur les résultats de mortalité brute, on pourrait estimer approximativement ce ratio 40 % supérieur à celui des oiseaux (cet ordre de grandeur devant toutefois être nuancé et pris avec précaution, du fait d'avoir des taux de prédation et d'efficacité d'observateur potentiellement différents dans le cas de chauves-souris par rapport aux oiseaux).

L'impact du parc éolien français renouvelé, tel qu'il se dessine à travers la présente étude, devrait entraîner un impact moindre sur la faune volante par rapport au parc actuel pour les raisons suivantes présentées de la plus significative à la moins significative.

1. Le renouvellement du parc éolien français devrait entraîner la réduction du nombre d'éoliennes (hors nouveaux projets). Etant donné (cf. l'étude de la LPO) que la mortalité de la faune volante est plutôt corrélée au nombre d'éoliennes, la mortalité globale devrait être diminuée, sans qu'il soit possible de chiffrer cette baisse de la mortalité.
2. La prise en compte des enjeux faune volante est relativement récente, notamment pour les chauves-souris. Avec d'une part de meilleures connaissances sur la biologie et le comportement des oiseaux et des chauves-souris (les mortalités sont très variables selon



les espèces) et, d'autre part, des retours d'expériences sur le fonctionnement des parcs éoliens, le parc français renouvelé devrait être moins mortifère avec **l'abandon de certains sites particulièrement sensibles et l'abandon de certaines éoliennes plus dangereuses dans un parc donné.**

3. Si des parcs éoliens souhaitaient être renouvelés **en zone Natura 2000**, une partie pourrait ne plus être autorisée (ou bien les contraintes de fonctionnement seraient telles que la faisabilité économique ne serait pas possible). Dès lors, l'impact global du parc éolien français renouvelé serait moindre, étant donné qu'il s'agit des parcs potentiellement les plus impactants.

4. La régulation par arrêt temporaire préventif du fonctionnement des éoliennes lors des périodes à risque de collision pour les chauves-souris a montré toute son efficacité, avec des facteurs de réduction de la mortalité de 4 à 6 régulièrement rencontrés. Cela concerne les périodes de nuit, sur environ 6 mois de l'année, où les vitesses de vent sont faibles. Cette programmation est fréquemment mise en place aujourd'hui sur les nouveaux parcs éoliens, ce qui n'était pas le cas des premiers. Avec la généralisation de cette programmation automatique, la mortalité moyenne par éolienne pourrait significativement réduire. Ce bénéfice pourrait toutefois être atténué par le fait notamment que les éoliennes de nouvelle génération, surtoilées, entrent en production par de plus faibles vitesses de vent et sont donc susceptibles d'être plus mortifères. Cette remarque concerne cependant moins les tous premiers parcs éoliens français, implantés dans des zones ventées et pour lesquelles le surtoilage est moins requis.

5. Pour les oiseaux et en particulier les oiseaux de grande et moyenne tailles, comme les espèces de rapaces sensibles et patrimoniales, des systèmes automatiques de détection, d'effarouchement et d'arrêt des éoliennes commencent à être mis en place. **A l'approche d'une espèce-cible identifiée, un effarouchement sonore est émis ; si l'approche se poursuit, l'éolienne concernée est arrêtée en urgence ou est ralentie.** Ces dispositifs doivent encore bénéficier d'améliorations, mais une large diffusion lors du renouvellement du parc éolien français permettrait de réduire la mortalité d'une partie de l'avifaune (avec une efficacité pouvant néanmoins rester variable selon les espèces).

6. L'emploi d'éoliennes de grande taille a deux conséquences :

1). une hauteur en bout de pale nettement plus grande avec un risque de mortalité augmenté pour les espèces volant haut en altitude (migrateurs) ;

2). une « garde au sol », espace libre entre le point bas des pales et le sol, plutôt plus grande également avec la possibilité de moins impacter les espèces se déplaçant proches du sol. A noter néanmoins que, dans le cas de renouvellements quasi-identiques, la tendance pourrait être à une augmentation du diamètre du rotor tout en conservant une hauteur totale constante ou proche (avant tout pour des questions d'acceptabilité paysagère vis-à-vis des riverains selon les premiers retours d'expérience en la matière), ce qui pourrait conduire de facto à l'effet inverse de réduire l'espace entre le sol et le bout de pale en position basse.

Les quelques 5 160 éoliennes en fonctionnement début 2016 et objets de la présente étude pourraient être responsables d'une mortalité annuelle jusqu'à 36 000 oiseaux en considérant le ratio moyen de 7 oiseaux par éolienne et par an de l'échantillon de la LPO ; mais comme cet échantillon est constitué à 30 % d'éoliennes situées à moins de 500 m de ZPS, et plus mortifères, cette mortalité annuelle est probablement nettement moindre (elle serait de 23 000 en considérant le ratio médian de 4,5 oiseaux par éolienne et par an).

Le renouvellement du parc éolien français pouvant aboutir au remplacement d'éoliennes et à une meilleure prise en compte des enjeux environnementaux localement, les mortalités estimées devraient être plus faibles à terme.

Il n'en reste pas moins que la mortalité d'un individu d'une espèce donnée n'aura pas les mêmes conséquences s'il s'agit d'espèces « ordinaires » ou bien s'il s'agit d'espèces « patrimoniales », même si la biodiversité « ordinaire » est de plus en plus menacée.

Les estimations de mortalité des chauves-souris sont moins documentées. En considérant approximativement une mortalité supérieure de 40 % à celle des oiseaux, les quelques 5 160 éoliennes pourraient être responsables d'une mortalité annuelle jusqu'à 32 000 chauves-souris. Mais, là aussi, le renouvellement du parc éolien français faisant baisser le nombre de machines, ainsi que la généralisation de la régulation par arrêt temporaire préventif, pourrait faire baisser significativement la mortalité des chauves-souris.

Impact potentiels au regard de l'Analyse de Cycle de Vie

L'ADEME a fait analyser le cycle de vie de la filière éolienne en 2015 : « *Analyse du Cycle de Vie de la production d'électricité d'origine éolienne en France – Cycleco – décembre 2015* ». L'objectif de cette étude était de fournir des données précises et à jour sur les impacts environnementaux de la production d'électricité du parc éolien français. Dans le cas de l'éolien terrestre, les calculs des

impacts environnementaux se sont appuyés sur le parc terrestre effectivement installé. L'étude a exprimé les impacts environnementaux sous la forme des indicateurs ACV (Analyse du Cycle de Vie) les plus fréquemment utilisés. Les hypothèses prises, déterminantes pour les évaluations, étaient une durée de vie de 20 ans et un facteur de charge de 22,9 %.

L'étape de cycle de vie responsable en majorité de l'impact est la fabrication des composants, car utilisant des énergies fossiles. Pour 11 des 13 indicateurs, la fabrication des composants constitue la première contribution (pour 6 d'entre eux, cette contribution dépasse 80 %). C'est l'importance de l'acier utilisé dans les mâts, du fait des grandes masses requises, qui en est la première cause.

La seconde contribution, loin derrière, est constituée par l'exploitation et la maintenance atteignant jusqu'à 13 % sur un indicateur.

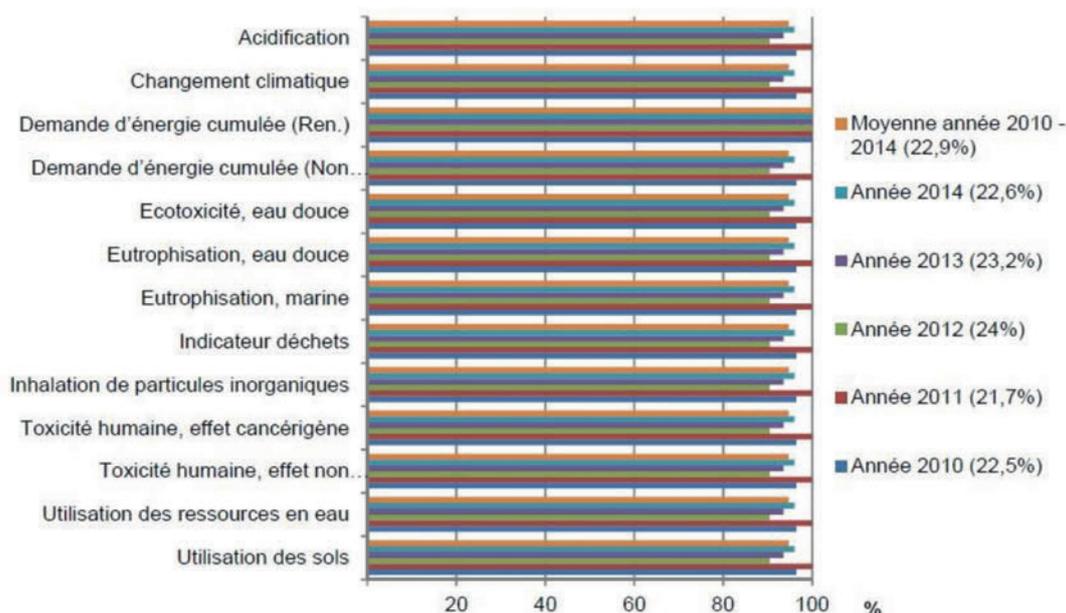
Globalement, les résultats obtenus, en cohérence avec les autres études scientifiques menées à ce sujet, annoncent un temps de retour énergétique de 12 mois, un facteur de récolte de 19 et un taux d'émission de CO₂ de 12,7 grammes par kWh.

L'approche proposée présentement concerne l'impact différentiel sur ces indicateurs du parc renouvelé par rapport au parc actuel. Les deux principaux éléments qui vont intervenir dans cette comparaison sont d'une part un nombre moindre de machines, mais des machines plutôt plus grandes, et d'autre part des machines plus productives en termes de MWh par MW installé (un meilleur facteur de charge). Les éoliennes de nouvelle génération étant également plus fiables, le parc renouvelé devrait d'une part exiger moins de maintenance et d'entretien et d'autre part avoir une durée de vie plus longue.

L'étude ADEME-Cycleco a effectué des analyses de sensibilité selon plusieurs paramètres. Nous allons chercher à transposer ces analyses de sensibilité au cas d'un parc renouvelé.

La sensibilité au facteur de charge est analysée sur 5 années, plus la moyenne de ces 5 années. Le graphique ci-après montre une variation de +/- 10 % de l'impact total sur la totalité des indicateurs (sauf sur l'indicateur demande d'énergie renouvelables cumulée).

5.1.1. FACTEUR DE CHARGE

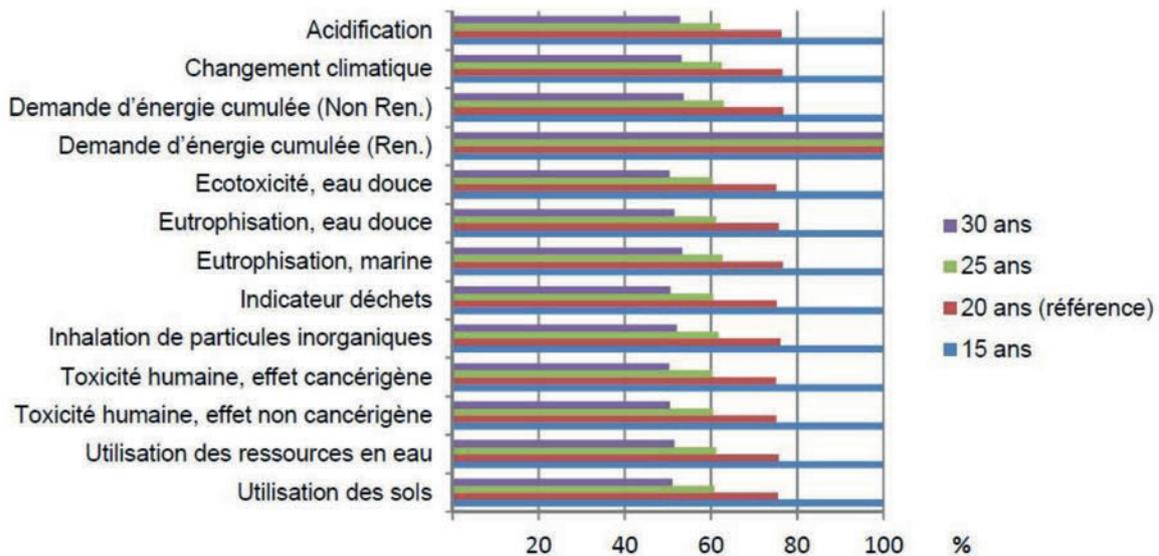


Avec l'augmentation du facteur de charge associé au parc renouvelé, les 12 indicateurs seront améliorés, sans qu'il soit possible de le quantifier précisément. Cela étant, une évolution du facteur de charge de 23 % à 28 % entraînerait un gain de productible de 22 % ; le ratio Impact / énergie totale produite serait alors diminué d'un facteur 1,22 (le nouvel impact serait alors égal à 82 % de l'impact initial).

La sensibilité à la durée de vie a été analysée selon 4 durées : 15 ans, 20 ans (référence), 25 ans et 30 ans. Même si l'analyse est complexe (faute de retours significatifs quant à la véritable durée de vie d'un parc éolien), elle montre l'extrême importance de ce paramètre avec des variations du simple (30 ans) au double (15 ans).



5.1.2. DURÉE DE VIE



Avec l'augmentation de la durée de vie associée au parc renouvelé (éoliennes globalement plus fiables), les 12 indicateurs seront améliorés significativement.

L'analyse de sensibilité portait également sur d'autres facteurs :

- **le remplacement des pièces des nacelles**, et plus largement la maintenance lourde, n'entraînent pas de grandes variations d'impact sur les différents indicateurs, probablement car ce sont des événements rares ;
- dans le cas du parc renouvelé, a priori plus fiable, cette maintenance lourde devrait être moins fréquente, avec donc une légère amélioration des différents indicateurs environnementaux ;
- **l'éloignement entre le parc éolien et le raccordement au réseau électrique** ne fait que très peu varier l'impact du cycle de vie sur chaque indicateur (la différence la plus importante est de 2 %) ;
- il en sera de même pour le parc renouvelé, qui plus est avec des puissances de parc éolien plus élevées ;

- **la distance de livraison** (lieu de fabrication) jusqu'au site d'installation entraîne un impact inférieur à 10 % sur la quasi-totalité des indicateurs ; cette distance de livraison n'est pas un paramètre important dans ces évaluations ;
- il en sera globalement de même pour le parc renouvelé, les éoliennes étant intégralement renouvelées.

Globalement, les résultats annoncés du parc actuel de temps de retour énergétique de 12 mois, de facteur de récolte de 19 et de de taux d'émission de CO₂ de 12,7 grammes par kWh devraient ainsi être améliorés avec le parc renouvelé.

ENJEUX RESSORTANT DES ANALYSES CONDUITES :

■ Enjeu n°1 :

Le potentiel de renouvellement en France est dépendant de l'acceptabilité sociétale. Des impacts environnementaux réduits – par exemple la réduction de la mortalité de la faune volante due à une réduction de nombres de mâts – pourraient contribuer à augmenter leur acceptabilité.

5.2. Analyse macroscopique du potentiel de renouvellement du parc français éolien

APPROCHE GÉNÉRALE :

Pour cette analyse macro-économique, les hypothèses de renouvellement ont été définies par le groupement, et débattues avec le COPIL²⁹.

Les hypothèses couvrent principalement :

- Les choix techno-économiques pour chaque type de renouvellement (capacité unitaire et taille de rotor, nombre d'éoliennes, hauteur de mât, etc.),
- Les probabilités de réalisation pour chaque type de renouvellement en fonction des contraintes et autres enjeux recensés,
- La période de poursuite de l'exploitation en sortie d'AO avant la mise en oeuvre d'un renouvellement, le cas échéant.

RÉSULTATS :

Les résultats macroscopiques de l'analyse combinée des contraintes et enjeux recensés sur chaque parc, des caractéristiques de renouvellement par type, et

des probabilités de réalisation **dans le scénario de base** sont présentés dans cette section. Les résultats des deux scénarios alternatifs sont inclus dans la section prochaine sur l'analyse de sensibilité.

Les conclusions sur le potentiel sont présentées sous l'angle des catégories de parcs définies en section 3.4.4, en fonction de la date de mise en service des parcs existants et de la technologie éolienne installée. A titre de rappel :

- L'analyse porte sur **742 parcs éoliens** pour une puissance installée de 9 195 MW et une production annuelle moyenne estimée de 20 TWh, soit un facteur de charge moyen de 22 %,
- Les **catégories 1 & 2** concernent les parcs mis en service avant 2005,
- Les **catégories 3 à 5** concernent les parcs mis en service entre 2005 et 2009,
- Les **catégories 6 à 8** concernent les parcs mis en service entre 2009 et 2014.

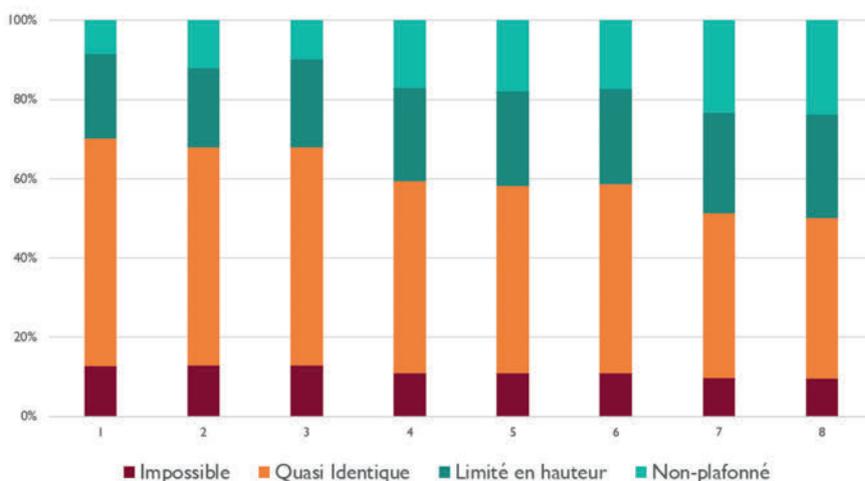


FIGURE 42 :
PROPORTION DE
RENOUVELLEMENT PAR TYPE DE
RENOUVELLEMENT ET
PAR CATÉGORIE DE PARCS
(% EN NOMBRE DE PARCS)

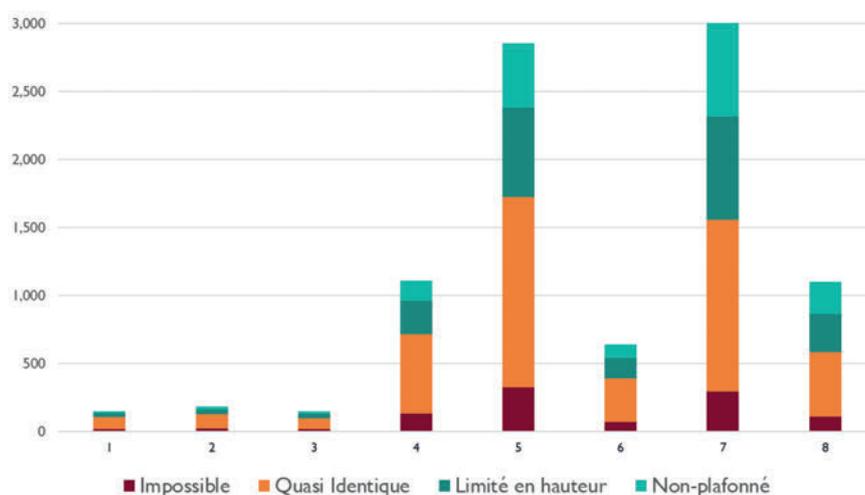


FIGURE 43 :
POTENTIEL DE
RENOUVELLEMENT PAR TYPE
DE RENOUVELLEMENT ET
PAR CATÉGORIE DE PARCS
(EN MW INSTALLÉS AVANT
RENOUVELLEMENT)

²⁹ Des retours d'expérience sur quelques renouvellements réalisés ou en cours sont ajoutés en annexe 6 pour donner des informations sur la configuration et des MW initiaux et de renouvellement, ainsi que sur la catégorie de contraintes associée.

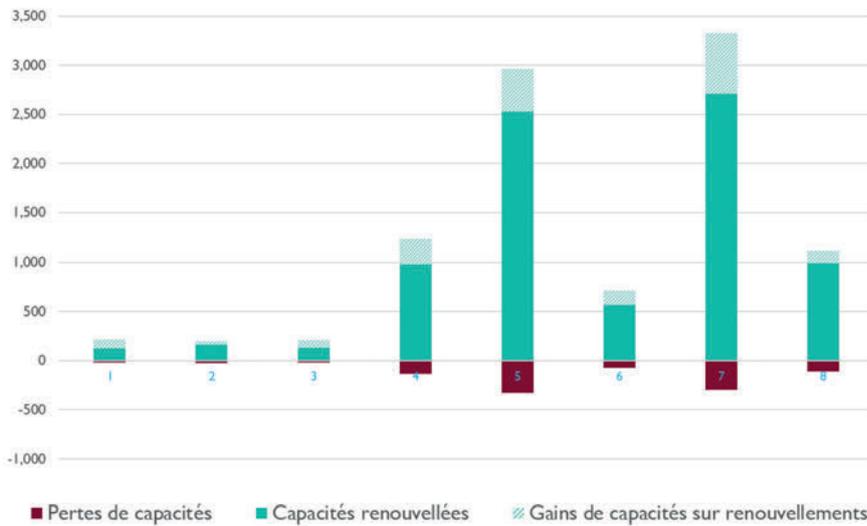


FIGURE 44 : PERTES OU GAINS POTENTIELS DE CAPACITÉS (EN MW APRES DÉMANTELEMENT ET RENOUVELLEMENT)

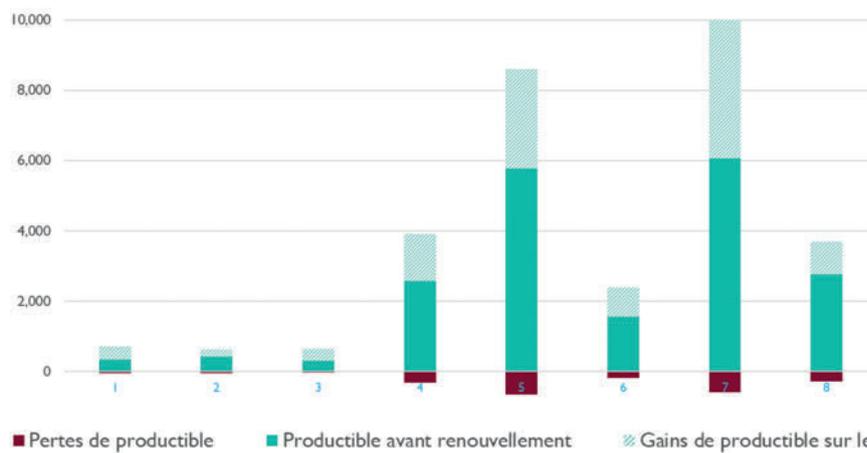


FIGURE 45 : PERTES OU GAINS POTENTIELS DE PRODUCTION (EN GWH/AN APRES DÉMANTELEMENT ET RENOUVELLEMENT)

On notera ici qu'en raison du renouvellement par des machines de plus grand rotors (à puissance égale) que ceux des machines existantes, les gains

de productible sont très supérieurs relativement aux gains de capacités installées.



©Adobe Stock

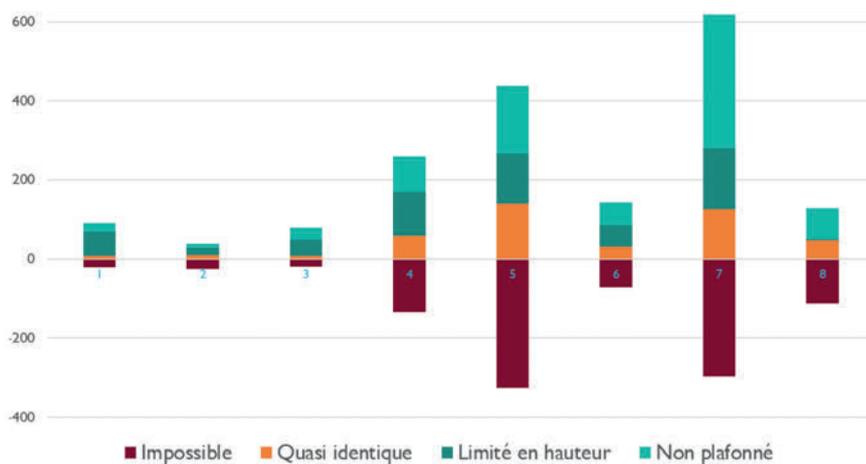


FIGURE 46 :
POTENTIEL DE PERTES ET
DE GAINS DE CAPACITÉ
PAR TYPE DE RENOUVELLEMENT
(EN MW)

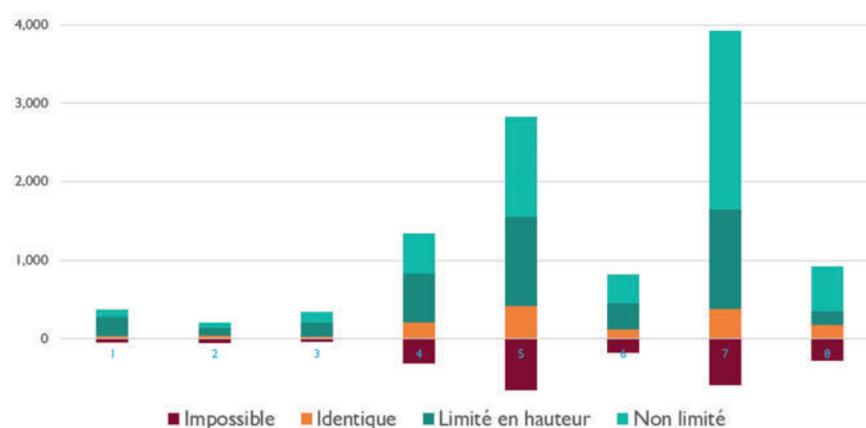


FIGURE 47 :
POTENTIEL DE PERTES ET
GAINS DE PRODUCTION
PAR TYPE DE RENOUVELLEMENT
(EN GWh/AN)

■ Catégories 1 & 2 :

En raison des contraintes et enjeux prévalant sur les parcs mis en service avant 2005, les renouvellements de type « quasi-identique » seront très probablement assez nettement majoritaires dans ces catégories (FIGURE 42, FIGURE 43). Elles constituent dès lors un bon banc d'essai pour la mise en oeuvre de l'instruction et l'identification de possibles leviers d'optimisation. Même si les capacités à renouveler sont faibles dans l'ensemble (FIGURE 42, FIGURE 43), les renouvellements « limités en hauteur » et « non plafonnés » généreront des gains très significatifs au regard de l'écart technologique entre les parcs existants de catégories 1 & 2 et les caractéristiques des renouvellements (FIGURE 48, FIGURE 49). Les gains de production sur ces deux types de renouvellements sont ainsi estimés à 340 GWh par an (FIGURE 50, FIGURE 51) soit l'équivalent de la production des parcs actuels sur ces catégories 1 & 2.

■ Catégories 3 à 5 :

A l'inverse, en l'état actuel des contraintes et enjeux recensés sur ces parcs et au regard de sa taille, la population mise en service entre 2005 et 2009 constitue un gisement significatif de gains potentiels. Même si les contraintes et enjeux pourraient orienter les renouvellements vers une majorité de type « quasi-identique » (FIGURE 42, FIGURE 43), un gisement important

de gains de capacité et de production existe sur les renouvellements de type « limités en hauteur » et « non plafonnés » (FIGURE 50, FIGURE 51). Ces gains sont estimés à 550 – 600 MW et à 3 500 – 4 000 GWh et pourraient contrebalancer la perte de 450 – 500 MW et de 1 000 GWh liée aux renouvellements impossibles sur ces catégories.

■ Catégories 6 à 8 :

Même si l'écart technologique est a priori moins important sur les parcs mis en service après 2009, un gisement très significatif de gains de capacité et de production existe sur les renouvellements de type « limités en hauteur » et « non plafonnés » (FIGURE 50, FIGURE 51). Ce gisement est lié d'une part au contexte de moindres contraintes et enjeux sur cette population, et d'autre part au fort développement technologique sur la dernière décennie et sur les dernières années en particulier.

Sur ces catégories de parc, les types de renouvellement « limité en hauteur » et « non plafonné » devraient être majoritaires par rapport aux renouvellements « quasi-identiques » (FIGURE 42, FIGURE 43). Les gains sur ces deux types de renouvellement sont estimés à 650 – 700 MW et 4 500 – 5 000 GWh et pourraient contrebalancer la perte de 450 – 500 MW et de 1 000 GWh liée aux renouvellements impossibles sur ces catégories.



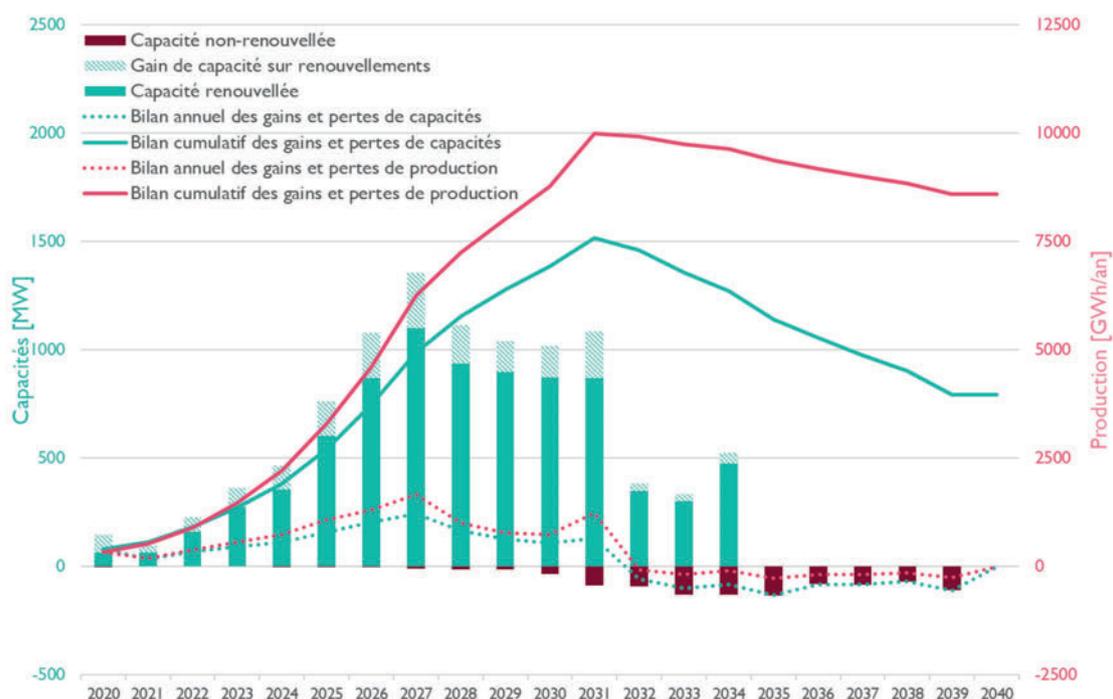
TABLEAU 23 :
SYNTHÈSE DES RÉSULTATS NUMÉRIQUES PAR CATÉGORIE DE PARC

Catégorie étude	Avant 2005				2005 - 2009						2010 - 2014					
	Cat 1		Cat 2		Cat 3		Cat 4		Cat 5		Cat 6		Cat 7		Cat 8	
Diamètre rotor	43-52		58-80		43-52		58-77		80-100		48-77		80-97		100-114	
Nb de parc	26		19		31		100		201		65		230		70	
Capacité totale	149 MW		185 MW		151 MW		1110 MW		2853 MW		641 MW		2999 MW		1101 MW	
Modèles principaux	N43, G47/52, V52, NM52		N60, MD77, V66, GE1.5		E44/48/53, G52/58, V52		SWT-1.3-62, GE1.5, MD77, ECO74/80, E70		MM82/92, V80/90, N80/90		E70		MM82/92, V80/90, E82		V100/112, N100, SWT101, GE2.5xl	
Parc type	8 x N43 ou G47 soit 4,6 MW		6 x N60 ou V66 soit 5,1 MW		5 x E44 soit 4,5 MW		6 x E70 soit 12 MW		5 x N90 soit 11,5 MW		5 x E70 soit 11,5 MW		4 x V90 soit 10 MW		5 x V100 soit 10 MW	
Contraintes majeures	Nombre	MW	Nombre	MW	Nombre	MW	Nombre	MW	Nombre	MW	Nombre	MW	Nombre	MW	Nombre	MW
Deux ou plus	15	91	12	98	16	78	39	466	63	1043	21	242	41	484	7	90
Radar	2	12	1	38	5	20	11	248	36	506	12	120	50	739	15	343
Aéronautique	3	8			3	13	7	49	31	415	5	35	22	293	12	193
Autre	4	32	2	15	4	22	14	115	6	67	8	77	13	164	5	53
Aucune recensée	2	6	4	34	3	18	29	232	65	822	19	167	104	1319	31	422
Analyse	Fortement impactés par 2 ou 3 contraintes				Majorité de projets sans contrainte majeure recensée ou avec 1 contrainte de hauteur						Majorité de projets sans contrainte majeure recensée ou avec 1 contrainte de hauteur					
Capacité non renouvelée (A)	-20 MW		-25 MW		-19 MW		-134 MW		-327 MW		-72 MW		-296 MW		-112 MW	
Capacité renouvelée (B)	129 MW		160 MW		132 MW		976 MW		2527 MW		569 MW		2709 MW		988 MW	
Capacité après renouvellement (C)	220 MW		199 MW		211 MW		1235 MW		2965 MW		712 MW		3327 MW		1118 MW	
Gain sur renouvellement (C - B)	91 MW		39 MW		79 MW		259 MW		438 MW		143 MW		619 MW		129 MW	
Production non renouvelée (D)	-46 GWh/an		-58 GWh/an		-38 GWh/an		-316 GWh/an		-659 GWh		-179 GWh/an		-595 GWh/an		-281 GWh/an	
Production renouvelée (E)	294 GWh/an		368 GWh/an		260 GWh/an		2260 GWh/an		5119 GWh/an		1382 GWh/an		5475 GWh/an		2480 GWh/an	
Production après renouvellement (F)	664 GWh/an		573 GWh/an		601 GWh/an		3603 GWh/an		7946 GWh/an		2205 GWh/an		9397 GWh/an		3405 GWh/an	
Gain sur renouvellement (F - E)	370 GWh/an		205 GWh/an		341 GWh/an		1343 GWh/an		2827 GWh/an		823 GWh/an		3922 GWh/an		926 GWh/an	

Dans le scénario temporel envisagé pour les renouvellements de la section 4.8, des gains de capacités proches de 1,5 GW et 10 TWh sont envisageables à horizon 2031 sur le périmètre des 742 parcs étudiés, de capacité actuelle 9,2 GW et de production 20 TWh par an.

A horizon 2030, voire au-delà en cas de prolongement de l'exploitation au-delà de 25 ans, les premiers démantèlements définitifs sur ce périmètre pourraient ramener ces gains à 0,8 GW et à 8,5 TWh.

FIGURE 48 :
PERTES ET GAINS DE CAPACITÉS JUSQU'À 2040 (EN MW ET GWH/AN) – SCÉNARIO DE BASE



5.3. Analyse de sensibilité sur le potentiel de renouvellement

Une analyse de sensibilité sur la prégnance et l'appréciation des contraintes et enjeux localement a été réalisée. Cette analyse est justifiée par le manque de visibilité et le faible retour d'expérience sur les cas de renouvellement sur l'impact de ces aspects.

A cet effet, deux scénarios « alternatifs #1 » et « alternatifs #2 » ont été étudiés dans lesquels les probabilités des renouvellements « impossibles »

et « quasi-identiques » sont réduites et celles des renouvellements « limités en hauteur » et « non-plafonnés » sont augmentés. Le détail de ces probabilités est présenté en section 4.7.

Pour mieux illustrer cette analyse, un regroupement des catégories de parc a été opéré par années de mise en service (avant 2005, 2005-2009 et 2010-2014).

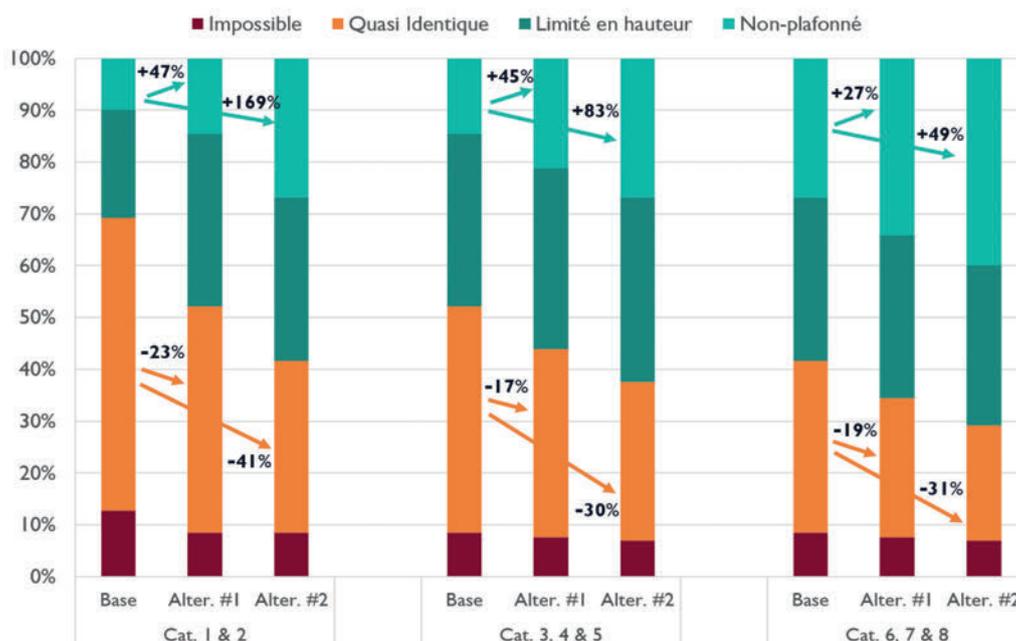


FIGURE 49 : PROPORTION DE RENOUVELLEMENT PAR TYPE DE RENOUVELLEMENT ET PAR CATÉGORIE DE PARCS POUR LES TROIS SCÉNARIOS DE PRÉGNANCE (% EN NOMBRE DE PARCS)



L'analyse met en évidence des potentiels très contrastés en fonction de la prégnance et de l'appréciation des contraintes et enjeux localement. Les scénarios alternatifs montrent que les renouvellements à l'identique pourraient ne plus être majoritaires sur le périmètre des parcs mis en service avant 2005 par rapport aux autres types de renouvellement si la prégnance des contraintes est moindre qu'anticipé dans le scénario de base. Ces scénarios aboutiraient à des gains de capacité en forte augmentation à + 190 et + 230 MW par rapport à + 100 MW dans le scénario de

base sur ces catégories qui totalisent actuellement 450 MW. Les gains de productibles seraient encore plus significatifs avec + 240 GWh/an et + 450 GWh/an contre 160 GWh/an dans le scénario de base sur ces catégories qui totalisent actuellement 760 GWh/an. Sur le périmètre des parcs mis en service entre 2005 et 2009, et entre 2010 et 2014, des gains de capacités de l'ordre de 0,9 - 1,1 GW et 1,0 -1,2 GW sont envisageables dans les scénarios alternatifs. Le potentiel de gains en production s'élève lui à 2,5 - 4,0 TWh/an, et 3,8 - 5,7 TWh/an respectivement pour les deux groupes de parcs.

FIGURE 50 : PERTES OU GAINS POTENTIELS DE CAPACITÉS POUR LES 3 SCÉNARIOS DE PREGNANCE (EN MW APRES DÉMANTELEMENT ET RENOUVELLEMENT)

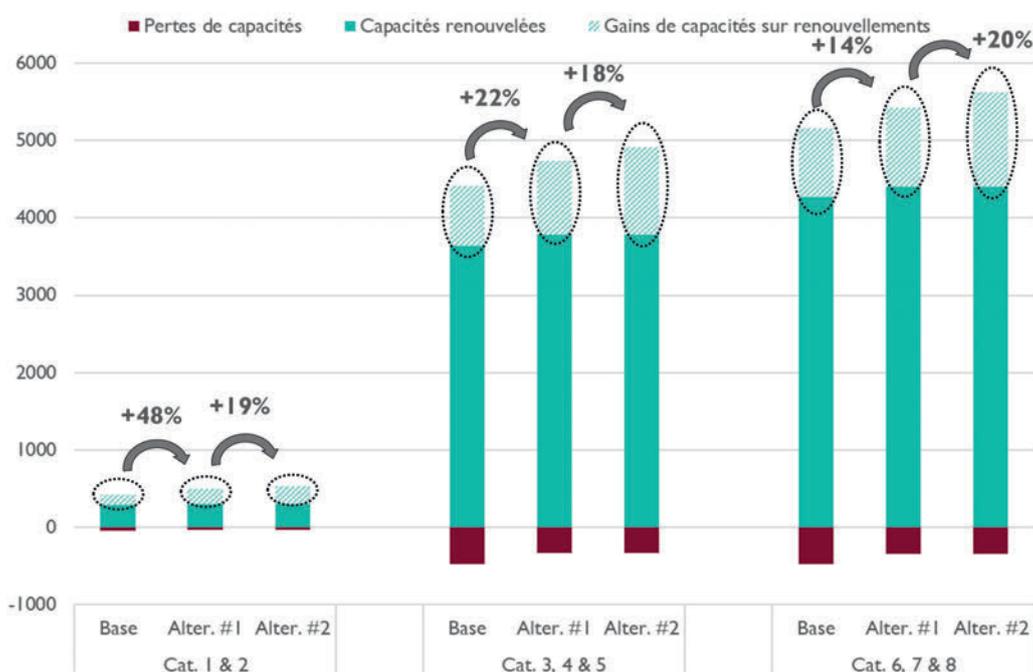
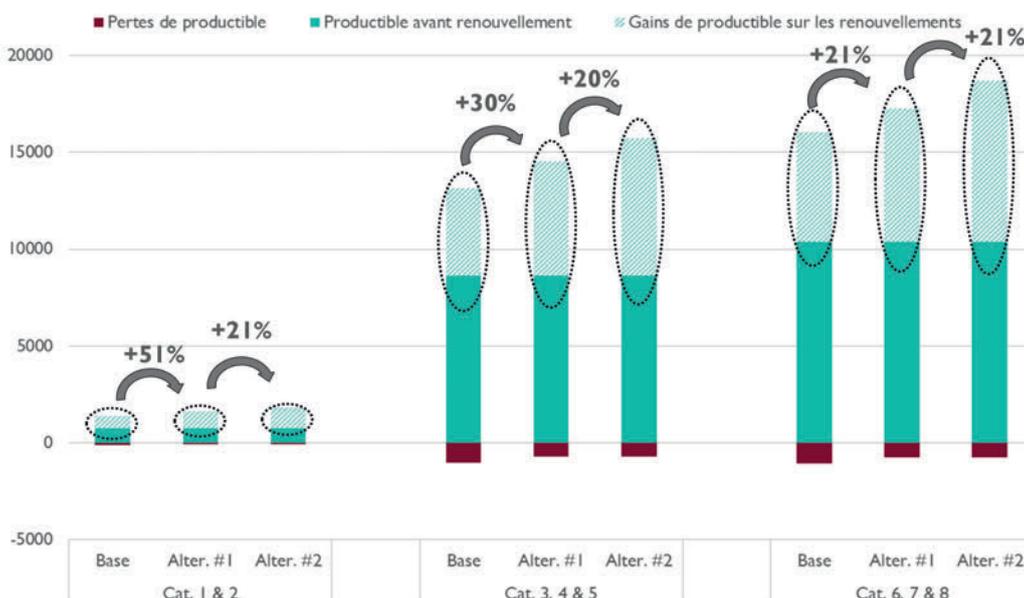


FIGURE 51 : PERTES OU GAINS POTENTIELS DE PRODUCTION POUR LES TROIS SCÉNARIOS DE PREGNANCE (EN GWH/AN APRES DÉMANTELEMENT ET RENOUVELLEMENT)



5.4. Analyse sur l'évolution du nombre de mâts

Cette section présente les résultats d'une analyse sur l'évolution du nombre de mâts lors des renouvellements. Les scénarios et les résultats utilisés sont ceux de la section 5.2. A ces chiffres s'ajoute le nombre de mâts démantelés sur les parcs dont le renouvellement est impossible.

A cet effet, deux scénarios « alternatifs #1 » et « alternatifs #2 » ont été étudiés dans lesquels les probabilités des renouvellements « impossibles »

et « quasi-identiques » sont réduites et celles des renouvellements « limités en hauteur » et « non-plafonnés » sont augmentés, comme décrit préalablement.

On observe une réduction du nombre de mâts de 8 à 15 % de mâts du fait du renouvellement, tout en augmentant la puissance installée de 1,5 à 2,5 GW et la production de 10 à 17 TWh/an.

Catégorie	Actuel	Scénario Base	Scénario Alter. #1	Scénario Alter. #2
1	200	179	167	155
2	110	102	99	93
3	180	158	149	137
4	653	601	582	549
5	1336	1253	1233	1167
6	344	318	309	293
7	1437	1316	1293	1225
8	449	415	409	388
Total	4709	4343	4241	4007
Delta	-	-7.8%	-9.9%	-14.9%

5.5. Bilan comparatif

Les options de sortie d'OA d'un parc éolien ont des impacts énergétiques, techniques, économiques et environnementaux différents pour le producteur et pour l'Etat. Bien que ces impacts ne puissent pas être comparés *stricto sensu*, il est néanmoins intéressant de visualiser l'impact différentiel de chaque type de renouvellement de façon synthétique. Disposer d'une telle vision synthétique est en effet indispensable pour faire ressortir les grands enjeux afférents au renouvellement des parcs éoliens français et faire émerger d'éventuelles pistes de leviers d'actions de la présente étude. Le tableau suivant vise à dresser ce bilan comparatif par une visualisation simplifiée des résultats, dont l'interprétation se doit cependant d'être faite au regard des développements réalisés dans le corps de la présente étude.

Comme justifié en fin de section 3.4.3, il est probable que la plupart des renouvellements voient une période d'extension d'exploitation avant leur mise en oeuvre. Dans la présente étude, du fait du fort potentiel de gain énergétique, l'hypothèse a été faite d'une période réduite pour les renouvellements limités en hauteur et non plafonnés (17 ans supposés en moyenne sur la base du parangonnage européen), élargie pour des renouvellements quasi-identiques (20 ans supposés en moyenne) et maximale dans le cas de renouvellements impossibles (25 ans supposés en moyenne).





TABLEAU 24 : BILAN COMPARATIF

		Extension d'exploitation	Renouvellement impossible	Renouvellement quasi-identique	Renouvellement limité de hauteur	Renouvellement non plafonné
Caractérisation du parc français – Bilan en puissance brute et du productible installée par catégorie³⁰						
Scénario de base	Puissance brute renouvelée	N/A	- 1 005 MW	4 736 MW	2 762 MW	2 489 MW
	Productible renouvelé	N/A	- 2 172 GWh/an	10 679 GWh/an	8 791 GWh/an	8 925 GWh/an
Scénario alternatif #1	Puissance brute renouvelée	N/A	- 696 MW	3 507 MW	4 063 MW	3 089 MW
	Productible renouvelé	N/A	- 1 504 GWh/an	7 910 GWh/an	12 961 GWh/an	11 065 GWh/an
Scénario alternatif #2	Puissance brute renouvelée	N/A	- 696 MW	2 596 MW	3 635 MW	4 838 MW
	Productible renouvelé	N/A	- 1 504 GWh/an	5 844 GWh/an	11 627 GWh/an	17 276 GWh/an

		Extension d'exploitation	Renouvellement impossible	Renouvellement quasi-identique	Renouvellement limité de hauteur	Renouvellement non plafonné
Impact économique exploitant par rapport au parc initial						
Productible (en %)		=↓	0	=↑	↑	↑↑
Investissement nécessaire (en % CAPEX initial)		=↑	=	↑	↑↑	↑↑
Incertitudes perçues dans la portée opérationnelle de l'instruction sur le renouvellement des parcs		=	0	↑	↑↑	↑↑
LCOE (limite pour 50 % des parcs)		Mise en service avant 2005 : < 25 €/MWh jusqu'à 20 ans d'exploitation. Mise en service après 2005 : < 40 €/MWh jusqu'à 20 ans d'exploitation	N/A	Pour 60+% : < 65 €/MWh Pour 20% : > 75 €/MWh	Pour 60+% : < 50 €/MWh	Pour 90+% : < 50 €/MWh

		Extension d'exploitation	Renouvellement impossible	Renouvellement quasi-identique	Renouvellement limité de hauteur	Renouvellement non plafonné
Impact environnemental par rapport au parc initial						
Emissions sonores (dépend principalement du nombre de mâts)		=	0	=↓	=↓	↓
Prégnance paysagère (dépend principalement du nombre de mâts)		=	↓↓	=	=↓	↓
Impacts sur la biodiversité (dépend principalement du nombre de mâts)		=	↓↓	=	=↓	↓
Facteur de récolte ³¹		↑	0	=↑	↑	↑↑

		Extension d'exploitation	Renouvellement impossible	Renouvellement quasi-identique	Renouvellement limité de hauteur	Renouvellement non plafonné
Impact sur les objectifs éoliens nationaux par rapport au parc initial						
Coût pour l'Etat par MWh produit (parc initial, extension éventuelle et renouvellement)		↓↓	0	=↓	↓	↓↓

Légende						
Icône	0	=	=↓ / =↑	↓ / ↑	↓↓ / ↑↑	
Signification	Absence d'impact	Globalement similaire	Baisse / Hausse modérée	Baisse / Hausse substantielle	Forte baisse / hausse	

³⁰ Pour rappel et mise en perspective, l'analyse réalisée porte sur 742 parcs éoliens pour une puissance totale installée de 9 195 MW et une production annuelle moyenne estimée de 20 TWh.

³¹ Le facteur de récolte quantifie le nombre de fois où la turbine a produit la quantité d'énergie qu'elle a consommée au cours de son cycle de vie.

A la lumière du tableau comparatif, les options permettant à la fois de minimiser le coût de soutien à la filière et le développement des capacités sont l'extension en cas de forte prégnance des contraintes et le renouvellement non plafonné autrement. Dans tous les cas, tout choix allant dans le sens d'une diminution du nombre de mâts tout en augmentant la puissance installée permet des améliorations sur les résultats concernant l'impact économique tant pour l'exploitant que pour les dépenses publiques, les enjeux environnementaux – notamment liés au nombre de mâts, ainsi que l'atteinte des objectifs nationaux en éolien.

D'ailleurs, la stratégie de gestion a des effets divergents voire contradictoires sur les finances publiques qui sont à prendre en compte pour trouver un équilibre entre économies associées à la prolongation et l'intérêt de produire plus pour répondre aux objectifs nationaux de développement, avec en toile de fond les contraintes et enjeux qui peuvent limiter ces perspectives ou jouer fortement

sur les choix associés. En effet, à l'échelle d'un parc, l'équilibre entre une poursuite d'exploitation et un renouvellement dépend de l'état technique des éoliennes, du potentiel et des contraintes associées au renouvellement, des conditions de marché et de l'appréciation du risque par l'exploitant. A l'échelle nationale, l'Etat a un intérêt, d'un côté à inciter la poursuite d'exploitation des parcs (en dehors des aspects de gestion des risques accidentels et de la maîtrise des impacts et nuisances), à investissement supplémentaire nul par GWh produit, et de l'autre côté à augmenter la puissance installée par des renouvellements ambitieux à LCOE bas, tout en prenant en compte les contraintes et enjeux de développement de la filière. L'Etat pourra in fine faire un choix sur des mécanismes d'incitation ou de réglementation, de façon à quel coût d'atteindre les objectifs de la PPE, et ainsi de respecter ses engagements dans le cadre de l'Accord de Paris.



6. Conclusion / Perspectives

Le renouvellement des installations éoliennes est un sujet émergent et de première importance, car il préfigure le maintien, voire l'augmentation, des capacités déjà raccordées dans la perspective d'atteinte des objectifs ambitieux fixés pour la France en matière de développement d'électricité d'origine renouvelable. Les premiers parcs éoliens français ont été renouvelés et près de 1 GW par an devrait sortir du mécanisme d'obligation d'achat d'ici à 2025, après 15 ans d'exploitation.

La France bénéficie d'une visibilité sur le sujet grâce aux retours d'expérience européens, avec plus d'1,6 GW déjà renouvelés en Allemagne à la mi-2017 – dont une partie a bénéficié d'incitations au renouvellement, en vigueur jusqu'en 2014. On observe à ce titre une densification des parcs sur les marchés éoliens européens les plus saturés liée à des zones limitées propices au développement, comme au Danemark, en Espagne et en Allemagne. Le Danemark voit en particulier un objectif politique de réduction du nombre de mâts terrestres – au profit de l'éolien en mer.

Les perspectives d'évolution des parcs éoliens en sortie de contrat d'achat sont directement influencées par les enjeux techniques, environnementaux et réglementaires auxquels sont soumis les parcs en matière de renouvellement. En sortie de ces contrats, plusieurs possibilités s'offrent à l'exploitant : une extension d'exploitation, un renouvellement ou un démantèlement simple. On distingue de plus plusieurs catégories au sein des renouvellements : impossibles, quasi-identiques, limités en hauteur et non plafonnés.

Un état des lieux exhaustif du portefeuille de parcs français a été dressé jusqu'à fin 2014 et a permis de recenser les enjeux et contraintes (Natura 2000, Milieu naturel d'intérêt, Radar, Aéronautique, Paysage) parc par parc. Les parcs existants avant 2015 sont fréquemment soumis à d'autres contraintes et enjeux dans cinq familles (radars, aéronautique, Natura 2000, milieux naturels d'intérêt, paysage). Ainsi, 65 % des parcs éoliens pre-2015 sont soumis à contraintes dans au moins une famille, et 30 % dans au moins deux familles.

Les conséquences sur le potentiel de renouvellement des parcs sont significatives. Trois scénarios ont été considérés avec une prégnance plus ou moins forte des contraintes : un scénario de base avec contraintes plus prégnantes, et un scénario alternatif #1 et un scénario alternatif #2 avec une prégnance moindre des contraintes.

Les résultats de l'analyse macroscopique concluent que globalement des gains de capacités et de production, proches de 1,5 GW et 10 TWh, sont envisageables à horizon 2031 sur le périmètre des 742 parcs étudiés dans le cas de base (de capacité actuelle 9,2 GW et de production 20 TWh par

an). Au même horizon, voire au-delà – en cas de prolongement de l'exploitation au-delà de 25 ans – les premiers démantèlements définitifs sur ce périmètre pourraient réduire ces gains à 0,8 GW et à 8,5 TWh (du fait des parcs pour lesquels un renouvellement est impossible ou non viable).

Les parcs renouvelés auront de meilleurs facteurs de charge du fait de l'amélioration technologique. Ainsi, les gains de production devraient très largement compenser les pertes de production des parcs non-renouvelés.

Les deux scénarios alternatifs, qui supposent une prégnance des contraintes moins forte (cas explorés du fait de l'incertitude sur la marge de manoeuvre offerte par les contraintes sur le choix de stratégie de renouvellement, du cas impossible à non plafonné), montrent que les renouvellements quasi-identiques pourraient ne plus être majoritaires sur le périmètre des parcs mis en service avant 2005 par rapport aux autres types de renouvellement. Ces scénarios aboutiraient à des gains de capacité en forte augmentation à + 190 (scénario alternatif #1) et + 230 MW (scénario alternatif #2) par rapport à + 100 MW dans le scénario de base sur ces catégories qui totalisent actuellement 450 MW. Les gains de productibles seraient encore plus significatifs avec + 240 GWh/an (scénario alternatif #1) et + 450 GWh/an (scénario alternatif #2) contre 160 GWh/an dans le scénario de base sur ces catégories qui totalisent actuellement 760 GWh/an. Les parcs les plus anciens (1999 - 2009), implantés avant la mise

en place progressive de la réglementation éolienne devront vraisemblablement opter pour une majorité de renouvellements quasi-identiques, du fait de leur plus forte exposition à des contraintes et enjeux apparus pendant leur durée d'exploitation.

Les parcs renouvelés auront néanmoins de meilleurs facteurs de charge, du fait de l'amélioration technologique. Ainsi, les gains de production sur les parcs renouvelés devraient très largement compenser les pertes de production des parcs non-renouvelés. La majeure partie des gains se matérialisera lors du renouvellement des générations [2005-2009] et [2010-2014].

Les coûts de production des parcs renouvelés non-plafonnés devraient se situer en dessous de 50 €/MWh. Ceux des parcs renouvelés sous forme quasi-identique se situent, eux, sous 70 €/MWh pour trois quarts mais pourrait s'avérer prohibitif pour 10 à 20 % des cas (avec des coûts plus élevés, vers 70 à 75 €/MWh).

On note également, au vu des conditions de marché actuel (~50 €/MWh), que la viabilité de la poursuite d'exploitation au-delà du contrat du tarif d'achat est acquise pour la plupart des parcs. Les coûts d'exploitation des parcs en sortie d'obligation d'achat devraient en effet se situer sous les 40 €/MWh pour plus de 90 % des parcs.

50 % des capacités étant déjà sorties du contrat d'achat [1999-2004] devraient se maintenir sous le seuil de 47 €/MWh jusqu'à 25 ans.

Au-delà des points de vue purement économiques, l'état technique des turbines a un rôle prépondérant. L'étude technique complémentaire a permis de discerner, pour des cas dans le nord et dans le sud de la France, des potentiels variés d'extension de durée de vie du fait de conditions réelles de vent différentes des conditions du standard IEC. Ainsi, l'arbre lent est le composant le plus limitant pour un parc éolien, suivi des pales et des systèmes de rotation de pales. Le potentiel d'extension de durée de vie varie de 3,3 à 7,5 ans en fonction des cas au nord et de 0 à 2,4 ans au sud, ces conclusions restant nuancées par la non prise en compte de certains facteurs d'agression environnementaux pouvant limiter plus fortement la durée de vie dans les cas réels.

Les résultats de l'analyse macroscopique montrent qu'en raison des contraintes et enjeux présents sur les parcs mis en service avant 2005, les renouvellements de type « quasi-identique » seront très probablement majoritaires pour cette catégorie de parcs. Même si les capacités à renouveler pour cette catégorie sont faibles dans l'ensemble, les renouvellements « limités en hauteur » et « non plafonnés » généreront des gains très significatifs du fait de l'écart technologique entre les parcs mis en service avant 2005 et les caractéristiques des nouveaux parcs renouvelés, dont la production est estimée équivalente à

celle des parcs actuels sur ces deux catégories. A l'inverse, en l'état actuel des contraintes et enjeux recensés sur les parcs mis en service entre 2005 et 2009 et, au regard de leur taille, ceux-ci constituent un gisement significatif de gains potentiels. Même si les contraintes et enjeux pourraient orienter les renouvellements vers une majorité de type « quasi-identique », un gisement important de gains de capacité et de production existe sur les renouvellements de type « limité en hauteur » et « non plafonné », qui pourraient contrebalancer la perte liée aux renouvellements impossibles. Même si l'écart technologique est a priori moins important sur les parcs mis en service après 2009, un gisement très significatif de gains de capacité et de production existe sur les renouvellements de type « limité en hauteur » et « non plafonné » sur cet ensemble de parcs. Ce gisement est lié d'une part au contexte de moindres contraintes et enjeux sur cette population, et d'autre part au fort développement technologique sur la dernière décennie et sur les dernières années en particulier. En l'absence de contraintes, dans un cadre neutre technologiquement et concurrentiel, les types de renouvellements « limités en hauteur » et « non plafonnés » devraient être majoritaires pour les parcs mis en service après 2009.

D'un point de vue environnemental, le renouvellement du parc éolien français existant devrait avoir des incidences plutôt positives sur les questions des émissions sonores, de l'intégration paysagère, ainsi que sur la biodiversité et sur la faune volante par rapport au parc actuel. Cela est principalement lié à la réduction attendue du nombre de mâts pour les parcs renouvelés. La quantification de ces impacts n'est toutefois pas toujours réalisable du fait du retour d'expérience limité.



Ainsi, au regard des écarts observés entre les différents scénarios et des enjeux en matière d'atteinte d'objectifs de développement des énergies renouvelables à l'horizon 2030, le groupement a identifié plusieurs enjeux ressortant des analyses conduites :

■ POURSUITE DE L'EXPLOITATION

• ENJEU DU RISQUE LIÉ AU PRIX DE MARCHÉ :

Dans les conditions actuelles de marché de l'électricité, hors enjeux techniques marqués sur certains parcs, les conditions techniques et les coûts d'exploitation en sortie d'OA permettront aux parcs de trouver un équilibre sur le marché pour poursuivre l'exploitation jusqu'à 20-25 ans. Les coûts d'exploitation de la majorité des parcs dans leurs années 15 à 25 se situera entre 20 et 30 €/MWh. Un repli marqué et prolongé des prix de marché et/ou une forte cannibalisation éolienne vers ce niveau d'équilibre serait un risque fort à la poursuite de l'exploitation des parcs existants.

■ CONTRAINTES OPPOSABLES

• ENJEU N°1 LIÉ AUX PERTES DE CAPACITÉS EXISTANTES :

65% des parcs éoliens pre-2015 sont soumis à contraintes dans au moins une famille, et 30 % dans au moins deux familles. Indépendamment des effets de l'instruction du 11 juillet 2018, certains parcs pourraient être définitivement démantelés. Ce risque pèse sur 0,7 à 1 GW de capacité soit 8 à 11 % du périmètre étudié (742 parcs pour 9,2 GW de puissance installée et 20 TWh/an de production).

• ENJEU N°2 LIÉ AU POTENTIEL ÉOLIEN DU RENOUVELLEMENT DES PARCS :

En lien avec l'apparition de contraintes opposables (radars, aéronautique, Natura 2000, milieux naturels d'intérêt, paysage), le potentiel éolien lié au renouvellement est fortement dépendant de la prégnance des contraintes et de la traduction opérationnelle de l'instruction du 11 juillet 2018. Entre 25 et 40 % des capacités étudiées soit 2 à 4 GW pourraient, à l'occasion de leur renouvellement, ne pas ou peu bénéficier des gains technologiques réalisés par le secteur car opérés sous une forme quasi-identique. Dans une moindre mesure, cet enjeu est valable pour les renouvellements limités en hauteur. Sur l'ensemble des renouvellements, les gains de capacité et de production éolienne liés au renouvellement pourraient varier entre 1,5 et 2,5 GW et 10 et 17 TWh/an selon la prégnance des contraintes soit un enjeu de 7 TWh/an.

• ENJEU N°3 LIÉ AU POTENTIEL ÉOLIEN DU RENOUVELLEMENT DES PARCS :

Les servitudes et contraintes aéronautiques et des radars grèvent fortement le renouvellement des parcs éoliens (5,3 GW sur les 9,2 GW du périmètre). Ces contraintes pèsent le plus fortement sur le potentiel de gains liés au renouvellement évoqué

précédemment (gains de 1,5 à 2,5 GW et de 10 à 17 TWh par an soit un enjeu de 7 TWh/an).

• ENJEU N°4 LIÉ AUX PARCS MIS EN SERVICE AVANT 2009 :

Les parcs les plus anciens sont plus fortement grevés de contraintes, car ils ont été autorisés à des époques où ces contraintes et leur prégnance (aéronautiques, radars, biodiversité, paysage) étaient moindres. Même si la production de ces parcs est relativement faible (inférieure à 1 TWh/an), le gain de production éolienne lié à leur renouvellement pourra varier entre 0,5 et 1 TWh par an selon la prégnance des contraintes et la mise en oeuvre de l'instruction. Par ailleurs, cette catégorie de projet constituera le terrain d'essai de la profession et de l'administration pour le renouvellement des parcs éoliens et préfigurera le renouvellement des importantes capacités installées après 2009.

■ CADRE RÉGLEMENTAIRE

• ENJEU N°1 LIÉ À LA PORTÉE JURIDIQUE DE L'INSTRUCTION MINISTÉRIELLE :

En lien avec les enjeux «contraintes opposables», la sécurité juridique conférée par l'absence de nouvelle autorisation administrative à obtenir pour les renouvellements notables constitue un enjeu en elle-même car elle pourrait inciter les opérateurs à réduire leurs ambitions en matière de renouvellement, notamment lorsque le parc existant a vu l'apparition de contraintes nouvelles.

• ENJEU N°2 LIÉ À L'APPRÉCIATION DU CARACTÈRE NOTABLE OU SUBSTANTIEL :

Au regard de la portée de l'instruction du 11 juillet 2018 et du fait d'un retour d'expérience insuffisant, il subsiste une incertitude quant à la transcription pratique de sa mise en oeuvre et l'appréciation du caractère notable ou substantiel sur le territoire, et ce en particulier pour la configuration III avec augmentations de hauteur de éoliennes situées dans la fourchette [+ 10 % ; + 50 %]. Cette transcription opérationnelle, avec la prégnance des contraintes, influera directement sur les gains liés au renouvellement. Plus largement, le risque sous-jacent est potentiellement double : d'une part celui du refus d'une nouvelle autorisation si la modification est qualifiée de substantielle et d'autre part celui des recours associés en cas d'autorisation.

■ COÛTS

• ENJEU N°1 LIÉ À LA PERTE DE CAPACITÉS EXISTANTES :

15 % des renouvellements de type quasi-identique pourraient s'avérer prohibitif (> 70 €/MWh) au regard des mécanismes de soutien actuel et donc ne pas être engagés par les opérateurs. Sur les 2 à 4 GW que pourrait représenter ce type de

renouvellement, l'enjeu est donc de l'ordre de 300 à 600 MW dont le renouvellement pourrait être bloqué pour raison tarifaire. Ces pertes de capacités potentielles viendraient se cumuler aux pertes liées aux renouvellements impossibles.

• **ENJEU N°2 LIÉ AU COÛT DES MÉCANISMES DE SOUTIEN POUR L'ÉTAT :**

Indépendamment du moment du renouvellement dans la vie du parc, les LCOE des renouvellements de type quasi-identique seront de 15 à 20 €/MWh plus élevés que ceux des autres types de renouvellement. Le poids des renouvellements de type quasi-identique constitue un enjeu marqué de dépense publique.

• **ENJEU N°3 LIÉ AU COÛT DES MÉCANISMES DE SOUTIEN POUR L'ÉTAT :**

Pour des raisons de qualité de gisement et de moindres coûts d'investissement, les coûts de production des renouvellements non plafonnés seront généralement inférieurs ou proches des prix de marché actuels pondérés de la production éolienne. Même ramené au gain de production par rapport au parc existant, le coût d'un mécanisme de soutien visant ces renouvellements sera vraisemblablement inférieur au coût d'un mécanisme de soutien de nouveaux projets. Dans les cas s'y prêtant, il pourrait ainsi être intéressant d'inciter à de tels renouvellements à une date assez proche de la sortie d'obligation d'achat, tant du point de vue de la dépense publique - faible dépense supplémentaire engendrée - que de l'atteinte des objectifs de la PPE. Ce type de renouvellement représente un potentiel de gain de capacité de 1,0 à 1,5 GW et de gain de production de 5 à 10 TWh/an. Vis-à-vis de l'enjeu de l'atteinte des objectifs de la PPE à plus faible coût pour l'Etat, les renouvellements non plafonnés représentent un gisement important (de l'ordre de 5 à 10 % des objectifs en puissance installée).

■ **ENJEUX EXTERNES À L'ÉTUDE**

• **ENJEU N°1 LIÉ À L'OFFRE TECHNOLOGIQUE :**

La disponibilité des technologies pour renouvellement quasi-identique n'est pas garantie, en particulier en cas de poursuite de l'exploitation sur une longue période après la sortie d'OA avec des modèles de machines déjà anciens au moment de la mise en service du parc. De telles situations pourraient potentiellement conduire à l'impossibilité de renouvellement pour les parcs concernés.

• **ENJEU N°2 LIÉ À L'ACCEPTABILITÉ ET IMPACT ENVIRONNEMENTAL :**

Sur la base du parangonnage européen, on observe que le renouvellement des parcs éoliens ouvre plutôt la voie à une réduction du nombre de mâts (30 % en moyenne). De telles tendances pourraient éventuellement permettre de réduire les impacts visuels, sonores et environnementaux pour les parcs existants, ces enjeux étant en partie liés au nombre de mâts. Une telle amélioration devrait notamment contribuer à une meilleure acceptabilité sociale.

• **ENJEU N°3 LIÉ AU BESOIN EN RACCORDEMENT :**

A l'occasion du renouvellement, des besoins significatifs en complément de raccordement pourraient être nécessaires. Dans certaines zones, on observe des contraintes de raccordement assez fortes. Le potentiel d'accroissement de capacités lié au renouvellement doit ainsi être anticipé pour ne pas limiter le gisement associé aux parcs pouvant voir leur puissance augmenter.



7. Index des tableaux et figures

TABLEAUX

TABLEAU 1 : TABLEAU SYNTHÉTIQUE DES ÉCHANGES RÉALISÉS DANS LE CADRE DU PARANGONNAGE EUROPÉEN	9
TABLEAU 2 : TABLEAU SYNTHÉTIQUE DES DISPOSITIONS LIÉES AU RENOUVELLEMENT OU AU DÉMANTELEMENT	18
TABLEAU 3 : PRÉSENTATION DES CATÉGORIES AINSI QUE LES CONTRAINTES ET ENJEUX RECENSÉS POUR CHAQUE CATÉGORIE	38
TABLEAU 4 : CARACTÉRISTIQUE DE L'ÉOLIENNE DE RÉFÉRENCE	43
TABLEAU 5 : DÉCOMPOSITION MATIÈRE DE L'ÉOLIENNE DE RÉFÉRENCE	44
TABLEAU 6 : OCCURRENCE DES VARIANTES TECHNOLOGIQUES DANS LE PORTEFEUILLE DE PARCS FRANÇAIS	45
TABLEAU 7 : DÉCOMPOSITION MATIÈRE DE L'ÉOLIENNE DE RÉFÉRENCE	48
TABLEAU 8 : DEVEX POUR LES RENOUVELLEMENTS	52
TABLEAU 9 : CAPEX MACHINE ET BOP POUR LES RENOUVELLEMENTS	52
TABLEAU 10 : OPEX MACHINE POUR LES RENOUVELLEMENTS	52
TABLEAU 11 : GAMME D'ÉOLIENNES GÉNÉRIQUES CONSIDÉRÉES POUR L'ÉTUDE	56
TABLEAU 12 : TAUX DE REMPLACEMENT POUR LES RENOUVELLEMENTS	56
TABLEAU 13 : PROBABILITÉS DE RENOUVELLEMENT – SCÉNARIO DE BASE	58
TABLEAU 14 : PROBABILITÉS DE RENOUVELLEMENT – SCÉNARIO ALTERNATIF #1	58
TABLEAU 15 : PROBABILITÉS DE RENOUVELLEMENT – SCÉNARIO ALTERNATIF #2	58
TABLEAU 16 : RÉCAPITULATIF DES POTENTIELS D'EXTENSION DE DURÉE DE VIE MINIMUM POUR CHAQUE CAS	61
TABLEAU 17 : PUISSANCE MISE EN SERVICE CHAQUE ANNÉE ET DU PRODUCTIBLE ASSOCIÉ DE 1999 A 2014	63
TABLEAU 18 : PUISSANCE RENOUVELÉE CHAQUE ANNÉE POUR LES TROIS CATÉGORIES DE RENOUVELLEMENT ET COÛT / PRODUCTIBLE ASSOCIÉ	63
TABLEAU 19 : HYPOTHÈSES PPE SUR LE PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ	64
TABLEAU 20 : HYPOTHÈSES SUR LE TAUX D'INFLATION	64
TABLEAU 21 : CHARGES ANNUELLES POUR LES FINANCES PUBLIQUES PAR ANNÉE DE MISE EN SERVICE [M€] POUR LE PARC INITIAL	65
TABLEAU 22 : ENGAGEMENT DE L'ÉTAT LIÉ AU RENOUVELLEMENT DES PARCS VIA LE COMPLEMENT DE RÉMUNÉRATION POUR LES TROIS SCÉNARIOS DE PARCS RENOUVELÉS ET POUR LES SCÉNARIOS A ET B SUR LE PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ	67
TABLEAU 23 : SYNTHÈSE DES RÉSULTATS NUMÉRIQUES PAR CATÉGORIE DE PARC	76
TABLEAU 24 : BILAN COMPARATIF	80
TABLEAU 25 : RETOUR D'EXPERIENCE DE QUELQUES RENOUVELLEMENTS RÉALISÉS OU À VENIR EN FRANCE	91
TABLEAU 26 : STATISTIQUES SUR LES PROJETS DE RENOUVELLEMENT ET D'EXTENSION AU ROYAUME-UNI	115
TABLEAU 27 : PROJETS DE RENOUVELLEMENT ET D'EXTENSION AU ROYAUME-UNI EN AVRIL	115
TABLEAU 28 : COMPARAISON DES STRATÉGIES DE FIN DE VIE DES PARCS ÉOLIENS EN ESPAGNE	119
TABLEAU 29 : DÉFINITION DES CLASSES DE TURBINES SELON IEC-61400-1, ED 4.0 (2019)	123
TABLEAU 30 : DÉFINITION DES CAS D'ÉTUDES	124
TABLEAU 31 : DÉFINITION DU DLC 1.2	124
TABLEAU 32 : DESCRIPTION DES REPÈRES	126
TABLEAU 33 : POTENTIEL D'EXTENSION DE DURÉE DE VIE (EN NOMBRE D'ANNÉES), CAS 2, NORD	128
TABLEAU 34 : DEL ET POTENTIEL D'EXTENSION DE DURÉE DE VIE, NORD CAS 2, PIED DE PALE, RÈPERE TOURNANT	128
TABLEAU 34 : DEL ET POTENTIEL D'EXTENSION DE DURÉE DE VIE, NORD CAS 2, PIED DE TOUR	128

FIGURES

FIGURE 1 :	MÉTHODOLOGIE DE L'ÉTUDE	7
FIGURE 2 :	MÉTHODOLOGIE EMPLOYÉE POUR LA RÉALISATION DE L'ÉTAT DES LIEUX	8
FIGURE 3 :	RÉPARTITION DE LA PUISSANCE ÉOLIENNE INSTALLÉE EN EUROPE À FIN 2018	10
FIGURE 4 :	RÉPARTITION DES PARCS ÉOLIENS EN EXPLOITATION PAR ÂGE ET PAR PAYS	10
FIGURE 5 :	ÉVOLUTION COMPARATIVE DE LA PUISSANCE DÉMANTELÉE ET RENOUVELÉE EN EUROPE PAR AN DEPUIS 2008	11
FIGURE 6 :	PROJECTION DU POTENTIEL DE RENOUVELLEMENT PAR AN À L'HORIZON 2030	11
FIGURE 7 :	CONTEXTE RÉGLEMENTAIRE ET DE SOUTIEN EXISTANT SUR LE SUJET DU RENOUVELLEMENT PARMI LES PAYS EUROPÉENS	12
FIGURE 8 :	RÉPARTITION DANS LE TEMPS DE L'ÉCHANTILLON DE PARCS ETUDIÉS	12
FIGURE 9 :	RÉPARTITION DANS LE TEMPS DE L'ÉCHANTILLON DE PARCS ETUDIÉS	13
FIGURE 10 :	ÉVOLUTION DU NOMBRE DE MATS ET DE LA PUISSANCE INSTALLÉE DU PARC	13
FIGURE 11 :	ÉVOLUTION DU NOMBRE DE MATS ET COEFFICIENT MULTIPLICATEUR DE LA PUISSANCE UNITAIRE DES TURBINES AVANT ET APRES RENOUVELLEMENT	14
FIGURE 12 :	SCHÉMA DES DIFFÉRENTES OPTIONS POSSIBLES EN SORTIE D'OA	19
FIGURE 13 :	CATÉGORIES UTILISÉES PAR EVEROZE POUR L'ANALYSE FINE DE GESTION DE FIN DE VIE D'UN PARC ÉOLIEN SPÉCIFIQUE	21
FIGURE 14 :	PARAMÈTRES MAJEURS DÉTERMINANT LES CATÉGORIES ETUDIÉES PAR EVEROZE DANS LE CADRE DE L'ÉTUDE D'UN SITE SPÉCIFIQUE	22
FIGURE 15 :	TYPES DE RENOUVELLEMENT RETENUES POUR L'ÉTUDE À L'ÉCHELLE NATIONALE	23
FIGURE 16 :	DONNÉES RECENSÉES ET ANALYSES POUR CARACTERISER UN SITE ÉOLIEN	24
FIGURE 17 :	DESCRIPTION DE LA MÉTHODE DE TRAITEMENT DE LA BASE DE DONNÉES POUR LA CARACTÉRISATION	25
FIGURE 18 :	PARCS ÉOLIENS CONCERNÉS PAR UNE CONTRAINTE OU ENJEU FAMILLE RADAR	28
FIGURE 19 :	PARCS ÉOLIENS CONCERNÉS PAR UNE CONTRAINTE OU ENJEU FAMILLE AÉRONAUTIQUE	29
FIGURE 20 :	PARCS ÉOLIENS CONCERNÉS PAR UNE CONTRAINTE OU ENJEU FAMILLE NATURA 2000	30
FIGURE 21 :	PARCS ÉOLIENS CONCERNÉS PAR UNE CONTRAINTE OU ENJEU FAMILLE MILIEU NATUREL	31
FIGURE 22 :	PARCS ÉOLIENS CONCERNÉS PAR UNE CONTRAINTE OU ENJEUX FAMILLE PAYSAGE	32
FIGURE 23 :	PROPORTION (EN PUISSANCE) DES PARCS ÉOLIENS CONCERNÉS PAR UNE OU PLUSIEURS FAMILLE(S) DE CONTRAINTES OU ENJEU PAR RÉGION (1999-2014)	33
FIGURE 24 :	PARCS ÉOLIENS CONCERNÉS PAR UNE OU PLUSIEURS FAMILLES DE CONTRAINTES OU D'ENJEUX - PARCS MIS EN SERVICE JUSQU'À 2009	34
FIGURE 25 :	PARCS ÉOLIENS CONCERNÉS PAR UNE OU PLUSIEURS FAMILLES DE CONTRAINTES OU D'ENJEUX - PARCS MIS EN SERVICE ENTRE 2009 ET 2014	34
FIGURE 26 :	RÉPARTITION DES OPEX POUR L'ÉOLIEN TERRESTRE	36
FIGURE 27 :	PRÉSENTATION DES COÛTS D'EXPLOITATION DES PARCS POUR TOUTES LES CATÉGORIES (1-8) EN SORTIE D'OA	37
FIGURE 28 :	PRÉSENTATION DES COÛTS D'EXPLOITATION DES PARCS POUR LES CATÉGORIES (1-2) EN SORTIE D'OA	37
FIGURE 29 :	MÉTHODOLOGIE DE LA TACHE 2	39
FIGURE 30 :	PROCESSUS ADMINISTRATIF À SUIVRE POUR LE DÉVELOPPEMENT D'UN NOUVEAU PARC ÉOLIEN	41
FIGURE 31 :	PROCESSUS ADMINISTRATIF À SUIVRE POUR LE RENOUVELLEMENT D'UN PARC ÉOLIEN	42
FIGURE 32 :	BILAN DE MASSE DE L'ÉOLIENNE DE RÉFÉRENCE	44



FIGURES (Suite)

FIGURE 33 :	FLUX DE MATIÈRE PAR CATÉGORIE DE TECHNOLOGIES	46
FIGURE 34 :	SYNTHÈSE DES MÉTHODES DE VALORISATION DES ÉOLIENNES TERRESTRES	47
FIGURE 35 :	MÉTHODES DE VALORISATION DES COMPOSITES D'UNE ÉOLIENNE ET CO-PRODUITS	49
FIGURE 36 :	COÛTS DE RENOUVELLEMENT [€/MWH BASE 2020] (ACTUALISATION 4%)	54
FIGURE 37 :	ILLUSTRATION DE L'EXEMPLE 1 CONSIDÉRANT UNE IMPLANTATION TYPIQUE EN LIGNE	57
FIGURE 38 :	MÉTHODOLOGIE D'ÉVALUATION DU POTENTIEL TECHNIQUE D'EXTENSION DE DURÉE DE VIE (PAR CAS ET PAR COMPOSANT)	60
FIGURE 39 :	ENGAGEMENT DE L'ÉTAT LIÉ AU RENOUVELLEMENT DES PARCS VIA LE COMPLEMENT DE RÉMUNÉRATION EN 2050 POUR LES TROIS SCÉNARIOS DE PARC RENOUVELÉ ET POUR LES SCÉNARIOS A ET B SUR LE PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ EN FONCTION DU TYPE DE RENOUVELLEMENT	66
FIGURE 40 :	CHARGE ANNUELLE POUR L'ÉTAT DE 2020 A 2033 EN CONSIDÉRANT LA CHARGE ANNUELLE DUE AUX TARIFS D'ACHAT DU PARC INITIAL ET LA CHARGE ANNUELLE DUE AU COMPLEMENT DE RÉMUNÉRATION DU PARC RENOUVELÉ	67
FIGURE 41 :	MÉTHODOLOGIE DE LA TACHE 3	68
FIGURE 42 :	PROPORTION DE RENOUVELLEMENT PAR TYPE DE RENOUVELLEMENT ET PAR CATÉGORIE DE PARCS (% EN NOMBRE DE PARCS)	73
FIGURE 43 :	POTENTIEL DE RENOUVELLEMENT PAR TYPE DE RENOUVELLEMENT ET PAR CATÉGORIE DE PARCS (EN MW INSTALLÉS AVANT RENOUVELLEMENT)	73
FIGURE 44 :	PERTES OU GAINS POTENTIELS DE CAPACITÉS (EN MW APRES DEMANTELEMENT ET RENOUVELLEMENT)	74
FIGURE 45 :	PERTES OU GAINS POTENTIELS DE PRODUCTION (EN GWH/AN APRÈS DEMANTELEMENT ET RENOUVELLEMENT)	74
FIGURE 46 :	POTENTIEL DE PERTES ET DE GAINS DE CAPACITÉ PAR TYPE DE RENOUVELLEMENT (EN MW)	75
FIGURE 47 :	POTENTIEL DE PERTES ET GAINS DE PRODUCTION PAR TYPE DE RENOUVELLEMENT (EN GWH/AN)	75
FIGURE 48 :	PERTES ET GAINS DE CAPACITÉS JUSQU'À 2040 (EN MW ET GWH/AN) SCENARIO DE BASE	77
FIGURE 49 :	PROPORTION DE RENOUVELLEMENT PAR TYPE DE RENOUVELLEMENT ET PAR CATÉGORIE DE PARCS POUR LES TROIS SCÉNARIOS DE PRÉGNANCE (% EN NOMBRE DE PARCS)	77
FIGURE 50 :	PERTES OU GAINS POTENTIELS DE CAPACITÉS POUR LES 3 SCÉNARIOS DE PRÉGNANCE (EN MW APRÈS DÉMANTELEMENT ET RENOUVELLEMENT)	78
FIGURE 51 :	PERTES OU GAINS POTENTIELS DE PRODUCTION POUR LES TROIS SCÉNARIOS DE PRÉGNANCE (EN GWH/AN APRÈS DÉMANTELEMENT ET RENOUVELLEMENT)	78
FIGURE 52 :	PUISSANCE ÉOLIENNE INSTALLÉE ANNÉE APRES ANNÉE EN ALLEMAGNE DONT PART DE RENOUVELLEMENT	93
FIGURE 53 :	PUISSANCE ÉOLIENNE INSTALLÉE DANS LE CADRE D'UN PROJET DE RENOUVELLEMENT – PUISSANCE ÉOLIENNE DEMANTELÉE PAR AN – COURBE DE LA PART DES ÉOLIENNES RENOUVELÉES PARMIS L'ENSEMBLE DES NOUVELLES CONSTRUCTIONS	93
FIGURE 54 :	PYRAMIDE DES ÂGES DES ÉOLIENNES TERRESTRES EN ALLEMAGNE ET RÉPARTITION PAR CATÉGORIE DE PUISSANCE	94
FIGURE 55 :	PUISSANCE ÉOLIENNE EN SORTIE DE CONTRAT D'ACHAT À CHAQUE FIN D'ANNÉE EN ALLEMAGNE	94
FIGURE 56 :	ÉVOLUTION DE LA RÉGLEMENTATION ALLEMANDE SUR LE RENOUVELLEMENT DEPUIS 2006	96
FIGURE 57 :	ÉVOLUTION DE LA PUISSANCE ÉOLIENNE EN MW DANS LE SCHLESWIG-HOLSTEIN	97
FIGURE 58 :	CAS DE RENOUVELLEMENT DE LA COMMUNE DE GALSMBÜLL EN ALLEMAGNE IMPLANTATIONS DES ÉOLIENNES AVANT ET APRÈS 2012	98
FIGURE 59 :	CAS DE RENOUVELLEMENT DE LA COMMUNE DE MORBACH EN ALLEMAGNE IMPLANTATIONS DES ÉOLIENNES AVANT ET APRÈS 2019	98
FIGURE 60 :	ESTIMATION DES COÛTS D'EXPLOITATION MOYENS SPÉCIFIQUES AUX ÉOLIENNES EN CENTIMES D'EURO PAR KWH DANS LA TROISIÈME DÉCENNIE D'EXPLOITATION	100

FIGURE 61 :	NOMBRE D'ÉOLIENNES INSTALLÉES PAR AN AU DANEMARK	102
FIGURE 62 :	NOMBRE D'ÉOLIENNES INSTALLÉES PAR AN AU DANEMARK SELON LA CAPACITÉ DE L'ÉOLIENNE	103
FIGURE 63 :	NOMBRE D'ÉOLIENNES DEMANTELÉES AU DANEMARK ET LEUR ÂGE LORS DU DÉMANTELEMENT	103
FIGURE 64 :	NOMBRE D'ÉOLIENNES ONSHORE ET OFFSHORE ATTEIGNANT 20 ANS PAR AN	104
FIGURE 65 :	INSTALLATION DES PALES LORS DU RENOUVELLEMENT DU PARC DE KLIM FJORDHOLME	107
FIGURE 66 :	PRÉPARATION DU SOL AVANT L'INSTALLATION DES NOUVELLES FONDATIONS LORS DU RENOUVELLEMENT DU PARC DE KLIM FJORDHOLME	107
FIGURE 67 :	ENTRETIEN DES ÉOLIENNES DURANT LEUR DURÉE DE VIE INITIALE ET APRÈS EXTENSION	108
FIGURE 68 :	PRÉVISION DE LA PERTE DE PUISSANCE INSTALLÉE AVEC LE DÉMANTELEMENT DES PARCS ÉOLIENS TERRESTRES DE PLUS DE 25 ANS AU ROYAUME-UNI	111
FIGURE 69 :	DISTRIBUTION DE LA PUISSANCE DES ÉOLIENNES ATTEIGNANT 20 ANS	111
FIGURE 70 :	ÉOLIENNES DU PARC DE CARLAND CROSS APRÈS RENOUVELLEMENT	113
FIGURE 71 :	ÉOLIENNE DU PARC DE TANGY	114
FIGURE 72 :	ÉVOLUTION ANNUELLE ET CUMULÉE DE LA PUISSANCE ÉOLIENNE INSTALLÉE EN ESPAGNE (EN MW)	117
FIGURE 73 :	ÉVOLUTION DE L'ÂGE DES ÉOLIENNES ESPAGNOLES EN FONCTION DE LA PUISSANCE INSTALLÉE	117
FIGURE 74 :	ÉVOLUTION DU BUDGET DES MÉCANISMES DE SOUTIEN POUR L'ÉOLIEN EN FONCTION DE LA PRODUCTION D'ÉNERGIE, EN MILLIONS D'EUROS ET EN % DE LA COUVERTURE DE LA DEMANDE EN ÉNERGIE	118
FIGURE 75 :	IMAGES DU PARC EL CABRITO AVANT LE RENOUVELLEMENT ET APRÈS LE RENOUVELLEMENT	120
FIGURE 76 :	INSTALLATION DU ROTOR SUR L'UNE DES ÉOLIENNES DU PARC DE MALPICA LORS DE SON RENOUVELLEMENT	120
FIGURE 77 :	PRINCIPE D'UTILISATION DES SIMULATIONS AÉROÉLASTIQUES POUR L'ÉVALUATION DES CHARGES EN FATIGUE	121
FIGURE 78 :	PROPRIÉTÉS GÉNÉRALES DES MODÈLES D'ÉOLIENNES GÉNÉRIQUES WINDPACT	122
FIGURE 79 :	ILLUSTRATION DES CONDITIONS IEC ET DES CONDITIONS SPÉCIFIQUES POUR LE CAS 1	123
FIGURE 80 :	ILLUSTRATION DES SIGNAUX DE SORTIE	126
FIGURE 81 :	TARIFS NON INDEXÉS POUR L'ÉLECTRICITÉ PRODUITE PAR LES ÉOLIENNES ENTRE 2001 ET 2015	129
FIGURE 82 :	INDICES DU COÛT HORAIRE DU TRAVAIL DANS LES INDUSTRIES MÉCANIQUES ET ÉLECTRIQUES ET INDICES DE PRIX DE PRODUCTION DE L'INDUSTRIE FRANÇAISE POUR LE MARCHÉ FRANÇAIS POUR L'ENSEMBLE DE L'INDUSTRIE DE 2006 A 2019	130
FIGURE 83 :	VALEURS INSEE DE L'INDICE ICHTTS1 / ICHTREV-TS DE 2006 A 2019 ET EXTRAPOLATION LINÉAIRE AU-DELA	131
FIGURE 84 :	VALEURS INSEE DE L'INDICE PPEI / FM0ABE0000 DE 2006 A 2017 ET ESTIMATION CONSTANTE AU-DELA	131
FIGURE 85 :	HYPOTHÈSES PPE SUR LE PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ	132
FIGURE 86 :	CHARGES ANNUELLES POUR LES FINANCES PUBLIQUES PAR ANNÉE DE MISE EN SERVICE [M€] POUR LE PARC INITIAL	133
FIGURE 87 :	COÛT ANNUEL POUR L'ÉTAT PAR ANNÉE DE RENOUVELLEMENT [M€] POUR LE PARC RENOUVELÉ AVEC LE SCÉNARIO 1 DE RENOUVELLEMENT ET LE SCÉNARIO A DU PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ	134-135



8. Sigles et acronymes

ADEME	Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie
CAPEX	CAPital EXpenditure – Dépenses d'investissement
CAS TE	Compte d'Affectation Spéciale à la Transition Energétique
CGCSPE	Comite de Gestion des Charges de Service Public de l'Electricité
COFIL	COmité de PIlotage
CMPC	Coût Moyen Pondéré du Capital
CNPN	Conseil National de Protection de la Nature
CRE	Commission de Régulation de l'Energie
CSPE	Contribution au Service Public de l'Electricité
CSR	Combustible Solide de Récupération
DDAE	Dossier de Demande d'Autorisation Environnementale
DENA	<i>Deutsche ENergie Agentur</i> – Agence de l'Energie allemande
DEVEX	DEvelopment EXpenditures – Dépenses de développement
ERSE	<i>Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos</i> – Entité portugaise de réglementation des services énergétiques
FA	<i>Fachagentur Windenergie an Land</i> – Association allemande de l'énergie éolienne terrestre
GO	Garantie d'Origine
ICPE	Installation Classée pour la Protection de l'Environnement
INSEE	Institut national de la statistique et des études économiques
LCoE	<i>Levelized Cost Of Electricity</i>
LPO	Ligue pour la Protection des Oiseaux
M0	M0 est égal à la moyenne mensuelle du prix de marché de l'électricité
OFATE	Office Franco-Allemand pour la Transition Energétique
OA	Obligation d'Achat
OPEX	<i>OPerational EXpenditure</i> – Dépenses d'exploitation
PdL	Poste de Livraison
PNA	Plan National d'Actions
PNEC	Plan National intégré Energie-Climat
PNR	Parc Naturel Régional
PPA	<i>Power Purchase Agreement</i> – Contrat d'achat d'électricité
PPE	Programmation Pluriannuelle de l'Energie
SETBA	Secteurs d'Entraînement Très Basse Altitude
SIG	Système d'Information Géographique
TICFE	Taxe Intérieure sur la Consommation Finale d'Electricité
TRI	Taux de Rendement Interne
UBA	<i>UmweltBundesAmt</i> – Agence de l'Environnement allemande
VOLTAC	VOL TACTique
VOR	<i>Visual Omni Range</i>
WACC	<i>Weighted Average Cost of Capital</i> – Coût moyen pondéré du capital CMPC
ZSC	Zones Spéciales de Conservation
ZPS	Zones de Protection Spéciale

9. Annexes

9.1. Annexe 1 : Retour d'expérience en France de renouvellements réalisés ou en cours

Parc éolien	Mis en service	Configuration initiale	MW ante	Contraintes	Configuration du renouvellement	MW post	Type
Goulien	2000	8 x Neg Micon N48 750 kW	6.0	2	8 x Enercon E-48 800 kW	6.4	Identique
Lastours	2000	3 x Nordex N43 600 kW	1.8	3	3 x Enercon E-44 800 kW	2.4	Identique
Souleilla-Corbières	2000	16 x Bonus B62 1.3MW HH48	20.8	2	16 x POMA LTW62 1.5MW HH48	24.0	Identique
Haut Cabardès	2005	16 x Bonus B62 1.3MW HH79	20.8	1 (Milieu nat)	8 x 120 3.7MW HH150	29.6	Sans contraintes majeures
Donzère	1999	5 x Nordex N43 600 kW HH50	3.0	2	5 x Enercon E-48 800 kW HH50	4.0	Identique
Cham-Longe	2005	12 x GE-70 1.3MW HH65	15.6	0	12 x Enercon E-82 HH79	35.3	Sans contraintes majeures
Plouyé	2002	4 x Neg Micon N48 750 kW HH45	3.0	1 (Radar)	4 x Enercon E-82 2.3MW HH98	9.2	Hauteur intermédiaire
Lanfains & Tréby	2006	11 x Neg Micon N64 1.5MW HH58	16.5	2	11 x POMA LTW80 1.65MW HH50	18.2	Identique

TABLEAU 25 :
RETOUR D'EXPERIENCE DE QUELQUES RENOUVELLEMENTS RÉALISÉS OU À VENIR EN FRANCE

NOTE :

- **Impossible** : Recensement difficile mais plusieurs dossiers en cours s'avèrent très compliqués et pourront échouer.
- **A l'identique** : 5, sur des sites présentant des contraintes identifiées dans plusieurs familles.
- **Hauteur intermédiaire** : 1, sur un site présentant une contrainte Radar.
- **Sans contraintes majeures** : 2, sur un site sans contraintes majeures et un site avec une contrainte Milieu naturel.

9.2. Annexe 2 : Fiches pays

9.2.1. FICHE ALLEMAGNE

L'Allemagne a été choisie comme pays pilote pour cette étude en raison de sa position de leader européen de l'énergie éolienne et des évolutions réglementaires qui ont jalonné le développement

du renouvellement.

La revue bibliographique a été doublée de nombreux échanges, avec les interlocuteurs suivants notamment :

STRUCTURE	PERIMETRE CONCERNÉ	INTERLOCUTEUR	RÔLE	LOCALISATION
Deutsche WindGuard GmbH	Pratiques observées les exploitants / développeurs de parcs	Silke Lüer	Markets & Politics	Berlin (Allemagne)
OFATE	Contexte réglementaire Pratiques observées chez les exploitants / développeurs de parcs Procédures de sortie de contrat	Markus Wagenhäuser	Chargé de mission éolien	Paris (France)
UBA	Valorisation des parcs en fin de vie	Dr. Petra Weißhaupt		Dessau-Roßlau
EnBW	Pratiques observées les exploitants / développeurs de parcs	Dr. Lisa Ziegler	Engineer for Condition Monitoring	Hamburg
FachAgentur WindEnergie an Land	Contexte réglementaire Pratiques observées les exploitants / développeurs de parcs	Jürgen Quentin	Referent bei Fachagentur Windenergie an Land e. V.	Berlin



Les principales références bibliographiques sont :

DATE	AUTEUR	DOCUMENT	PERTINENCE
Janvier 2017	Awesome/ EU funded	Lifetime extension of onshore wind turbines: a review for Germany, Spain, Denmark and the UK	Retour d'expérience (Allemagne, Espagne, Danemark et Royaume-Uni (Revue de littérature et interviews). Analyse de faisabilité, aspects économiques et réglementation légales. Contacts utiles pour plus de détails (AEE Spanish wind energy association, RenewableUK, BEW German wind energy association)
2017	WindEurope	Repowering and Lifetime Extension - Making the most of Europe's wind energy resource	Prospective de marché pour le renouvellement en Europe. Revue du contexte réglementaire au sein des pays membres. Recommandations pour faciliter le renouvellement en Europe
2017	OFATE	Parcs éoliens en fin de contrat d'achat et de durée de vie officielle – Les options de poursuite d'exploitation et de repowering	Etat des lieux préliminaire en France en 2016. Comparaison des contextes français et allemand.
2017	Deutsche WindGuard	<ul style="list-style-type: none"> • Status of Land-based Wind Energy Development in Germany • Perspektiven für den Weiterbetrieb von Windenergieanlagen nach 2020 	Etat des lieux du repowering en Allemagne. Revue du contexte réglementaire. Perspectives après 2020
2018	Fachagentur Windenergie an Land	Was tun nach 20 Jahren? – « Que faire après 20 ans »	Scénarios de dépassement de la durée de vie de design. Incertitudes techniques et réglementaires du repowering
ETUDES A VENIR			
Février 2019	OFATE	Etat des lieux du démantèlement en Allemagne et en France	Retour d'expérience allemand. Revue du contexte réglementaire. Revue des éléments déclencheurs d'un renouvellement
April 2019	UBA – Umweltbundesamt	Dismantling and recycling of wind power plants - « Concepts et mesures pour démantèlement d'éoliennes économe en ressources »	Retour d'expérience des coûts du démantèlement et de la valorisation. Estimation des volumes de projets / de déchets.

Certaines publications de l'OFATE, en français, sont particulièrement utiles pour se saisir des sujets. Leur usage est fortement recommandé. La suite de

la section sur l'Allemagne est largement inspirée de leurs travaux.³²

³² La référence suivante est particulièrement utile : OFATE, 2017. Note de synthèse – Parcs éoliens en fin de contrat d'achat et de durée de vie officielle – Les options de poursuite d'exploitation et de repowering. Paris, octobre 2017.

A. INTRODUCTION AU CONTEXTE GÉNÉRAL DE L'ÉOLIEN ET DE LA SORTIE D'ACHAT

L'Allemagne occupe la 3^e position sur le marché mondial de l'éolien, avec une capacité totale installée de plus 56 GW à la fin de l'année 2017.

A la mi-2016, 27 % du parc allemand était âgé de plus de 16 ans.

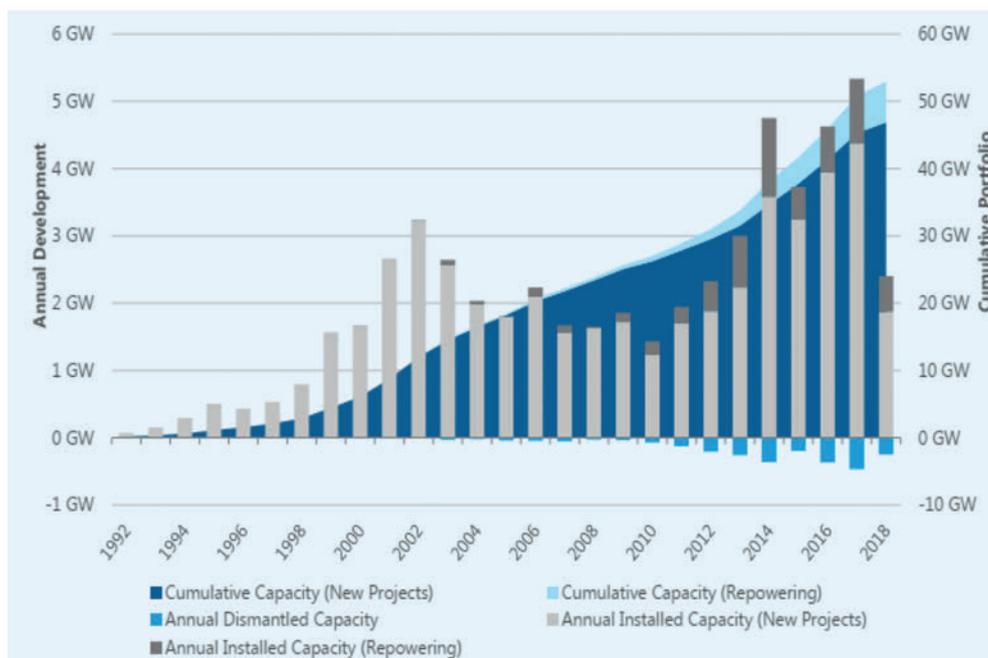


FIGURE 52 :
 PUISSANCE ÉOLIENNE INSTALLÉE ANNÉE APRÈS ANNÉE EN ALLEMAGNE – DONT PART DE RENOUVELLEMENT
 Source : DEUTSCHE WINDGUARD, 2018

On peut déjà noter que le renouvellement a représenté 363 MW de nouvelle puissance installée en 2018. Cela représente 17 % de la puissance nette ajoutée en 2018. Ce chiffre oscille entre

15 et 26 % depuis 2012 (voir FIGURE 53). 249 MW ont également été démantelés l'an dernier d'après la Deutsche Windguard.

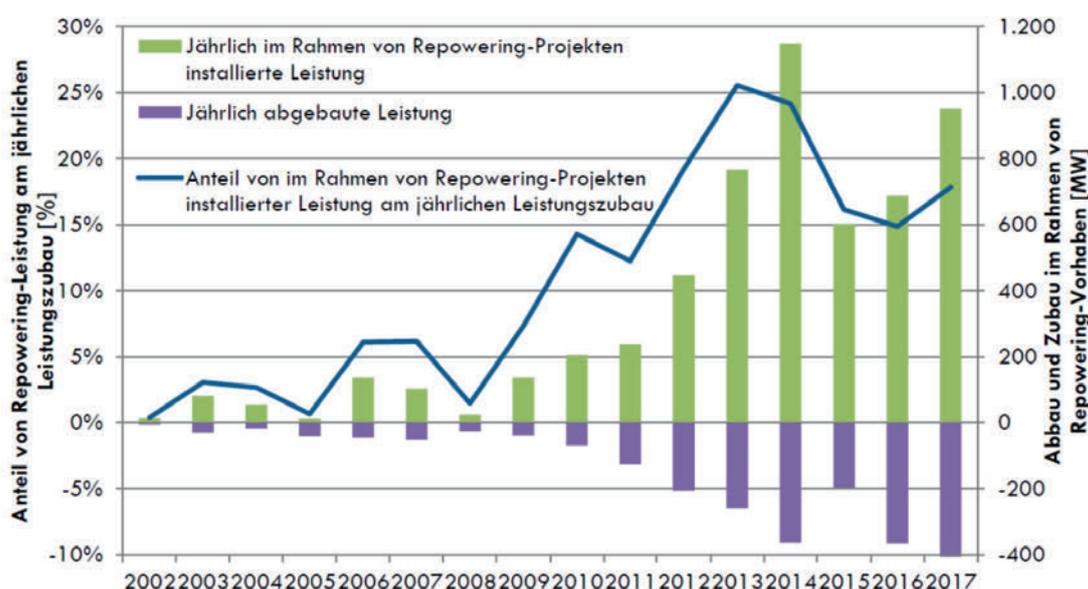


FIGURE 53 : EN VERT : PUISSANCE ÉOLIENNE INSTALLÉE DANS LE CADRE D'UN PROJET DE RENOUVELLEMENT
 EN VIOLET : PUISSANCE ÉOLIENNE DEMANTELÉE PAR AN – EN BLEU : COURBE DE LA PART DES ÉOLIENNES RENOUVELÉES PARMIL'ENSEMBLE DES NOUVELLES CONSTRUCTIONS. Source : DEUTSCHE WINDGUARD, 2018



La pyramide des âges des éoliennes terrestres allemandes est disponible sur le site du Fraunhofer³³ et est décrite en *FIGURE 54*. Cette figure fournit des informations riches sur le

portefeuille allemand, en précisant notamment le parc le plus âgé encore en fonctionnement (31 ans).

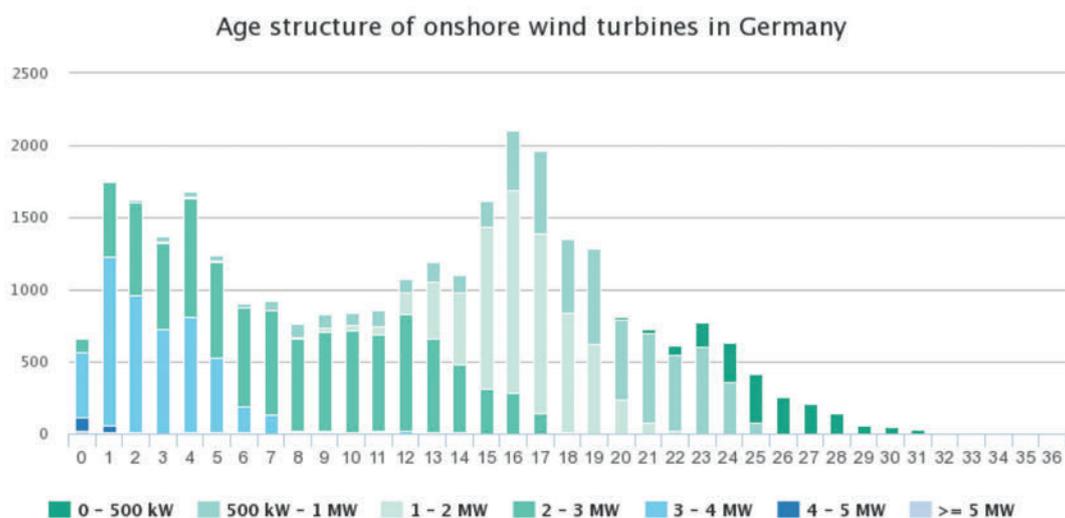


FIGURE 54 :
PYRAMIDE DES ÂGES DES ÉOLIENNES TERRESTRES EN ALLEMAGNE ET RÉPARTITION PAR CATÉGORIE DE PUISSANCE
Source : FRAUNHOFER, 2019

Les parcs éoliens mis en service avant 2000 ou 2001 ne pouvant plus prétendre aux tarifs d'achat garantis après 2020, le nombre de mises hors service devrait s'amplifier à compter de cette date. Selon le cabinet Enervis energy advisors GmbH, sans renouvellement, l'Allemagne pourrait enregistrer une stagnation de son parc éolien terrestre, voire

un recul à partir de 2035.

La *FIGURE 55* décrit la puissance éolienne annuelle sortant de contrat d'achat à chaque fin d'année en Allemagne. Entre 2021 et 2025, en moyenne chaque année plus de 2,4 GW sortiront du régime de tarif d'achat. A la fin de cette période, la puissance totale concernée atteindra 16 GW.

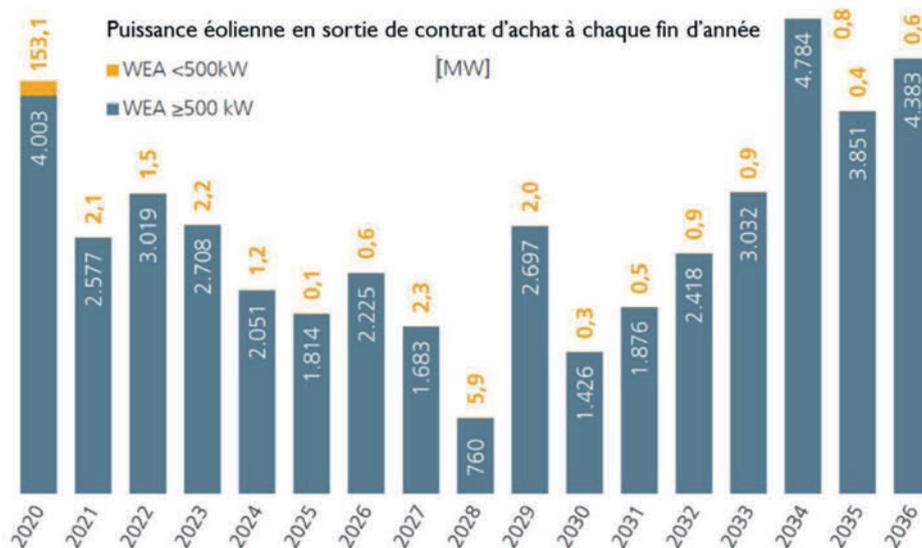


FIGURE 55 :
PUISSANCE ÉOLIENNE EN SORTIE DE CONTRAT D'ACHAT À CHAQUE FIN D'ANNÉE EN ALLEMAGNE
Source : ÜNB³⁴, FA WIND, 2017

³³ Site Windmonitor de l'institut Fraunhofer, http://windmonitor.iee.fraunhofer.de/windmonitor_de/, accédé le 19 février 2019.

³⁴ Übertragungsnetzbetreiber – Groupement des gestionnaires de réseau de transport allemands.

B. RÉGIME DE SOUTIEN À L'ÉNERGIE ÉOLIENNE

L'Allemagne a suivi la même évolution du système des tarifs d'achat fixes aux appels d'offres avec complément de rémunération. Ainsi, la loi allemande sur les énergies renouvelables (loi EEG 2017) représente un changement de paradigme : depuis janvier 2017, l'électricité renouvelable ne bénéficie plus d'aucun niveau de soutien fixé par le gouvernement allemand. Ce sont désormais les appels d'offres soumis à la libre concurrence qui fixent le niveau des prix.

Pour toutes les éoliennes mises en service avant le 1^{er} avril 2000 et donc avant l'entrée en vigueur de la loi EEG 2000, l'année 2000 est fixée comme année de mise en service fictive. La loi EEG 2000 stipule par ailleurs que c'est à l'exploitant de percevoir une rémunération minimale pendant 20 ans, abstraction faite de l'année de mise en service. Pour ces installations, la période de rémunération légale de 20 ans prendra officiellement fin le 31 décembre 2020.

Depuis le 1^{er} août 2014, le système de tarifs d'achat garantis par l'État est réservé aux seules installations d'une puissance installée maximale de 500 kW. En 2016, ce plafond a été abaissé à 100 kW. Il n'existe plus pour ainsi dire de guichet ouvert comme on l'observe en France.

Les exploitants d'installations de forte puissance nouvellement raccordées ont désormais l'obligation de passer à la vente directe pour écouler leur production électrique, en échange de quoi, ils perçoivent un complément de rémunération.

Comme évoqué précédemment, l'obligation légale d'achat d'électricité éolienne prendra fin en 2020 pour de nombreux parcs, et les exploitants devront alors se poser la question de savoir si la prolongation d'exploitation sera économiquement rentable et, si oui, dans quelles conditions.

C. CADRE RÉGLEMENTAIRE DU RENOUVELLEMENT EN ALLEMAGNE

Un projet de renouvellement est un nouveau projet sur le plan juridique, qui requiert une nouvelle autorisation. Il ne peut donc pas se prévaloir des autorisations délivrées à l'ancien parc. Cela pourrait s'expliquer par le fait qu'en l'absence de contraintes, les éoliennes de remplacement sont généralement beaucoup plus grandes et plus puissantes.

Les projets de renouvellement doivent également participer aux appels d'offres dans les mêmes conditions que celles réservées aux projets de nouveaux parcs.

Le cadre réglementaire allemand a largement évolué. De 2006 à 2014, une prime de renouvellement de 0,5 c€/kWh a été en vigueur. Pour pouvoir y prétendre, la loi EEG 2009 fixe les conditions suivantes : l'éolienne de remplacement doit se situer dans le même arrondissement administratif ou dans un arrondissement voisin, être mise en service au moins 10 ans après la turbine remplacée et afficher une puissance au minimum double (au maximum quintuple) de la machine remplacée.

La première version de la prime de renouvellement figurant dans la loi EEG 2009 avait pour objectif de remplacer par anticipation les modèles vieillissants moins performants par de nouvelles éoliennes plus puissantes et commandables à distance. Elle

entendait aussi contribuer à la « restructuration et l'embellissement des paysages » en remplaçant des éoliennes isolées par des parcs éoliens implantés dans des zones de concentration délimitées.³⁵

La loi EEG 2012 (article 30) a durci les critères : les éoliennes remplacées doivent avoir été mises en service avant le 01/01/2002, et le nombre de nouvelles turbines ne doit pas dépasser celui des machines démantelées. En 2012, le plafond dit « facteur 5 », qui autorisait le nouveau parc éolien au maximum à quintupler sa puissance, a été supprimé. Le renouvellement des éoliennes est en outre autorisé seulement si leur démantèlement intégral intervient au maximum un an et au plus tard six mois après la mise en service des nouvelles turbines, et si leur mise hors service a lieu avant la mise en fonctionnement des nouvelles machines.

³⁵ L'exposé des motifs de la loi EEG 2012 invoque le fait que les éoliennes (de renouvellement) ont vocation à remplacer « les turbines d'ancienne génération, très souvent implantées de manière diffuse, ... dans des zones spécialement consacrées à l'éolien en veillant à corriger les excès du passé liés au développement anarchique de l'éolien, à réaménager l'ensemble des zones éoliennes et à améliorer l'acceptabilité globale de cette forme d'énergie », BT Drs. 16/8148, p. 58

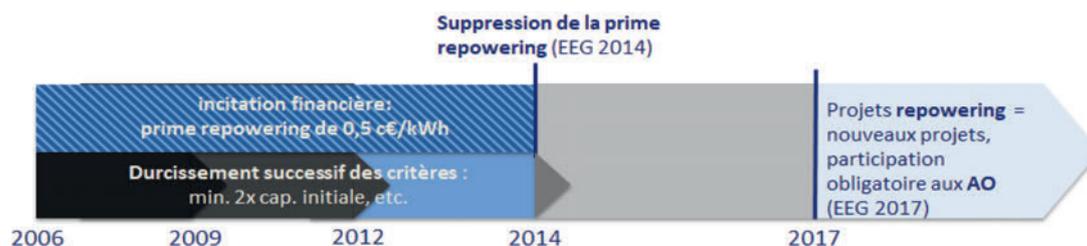


FIGURE 56 :
ÉVOLUTION DE LA RÉGLEMENTATION ALLEMANDE SUR LE RENOUVELLEMENT DEPUIS 2006
Source : OFATE, 2017

La loi EEG 2017 oblige toutes les éoliennes d'une puissance installée supérieure à 750 kW à participer à la nouvelle procédure d'appel d'offres.

Enjeux des projets de renouvellement en Allemagne

Les freins aux projets de renouvellement sont d'ordre juridique et aussi liés aux procédures d'autorisation. Un projet de renouvellement est un nouveau projet sur le plan juridique, qui requiert une nouvelle autorisation. On retrouve les enjeux suivants :

- La protection contre les nuisances ;
- L'identification de nouvelles zones (les anciennes n'étant plus nécessairement considérées comme favorables à l'éolien) ;
- Les nouveaux critères de protection de la nature, des atteintes disproportionnées aux paysages et le refus public qui en découle compliquent les nouveaux plans d'occupation des sols.

La suppression de la prime de renouvellement à l'entrée en vigueur de la loi EEG 2014 sans qu'aucune autre prime ne s'y substitue a entraîné de facto la cessation des conditions énoncées ci-dessus qui y étaient rattachées. Les nouveaux projets de renouvellement ne sont ainsi plus soumis au respect des critères imposant le même site à l'ancien et au nouveau projet, et obligeant l'exploitant à démanteler intégralement son ancien parc. Néanmoins, les schémas directeurs d'aménagement et d'urbanisme ou les contrats d'urbanisme peuvent prévoir des contraintes comparables.

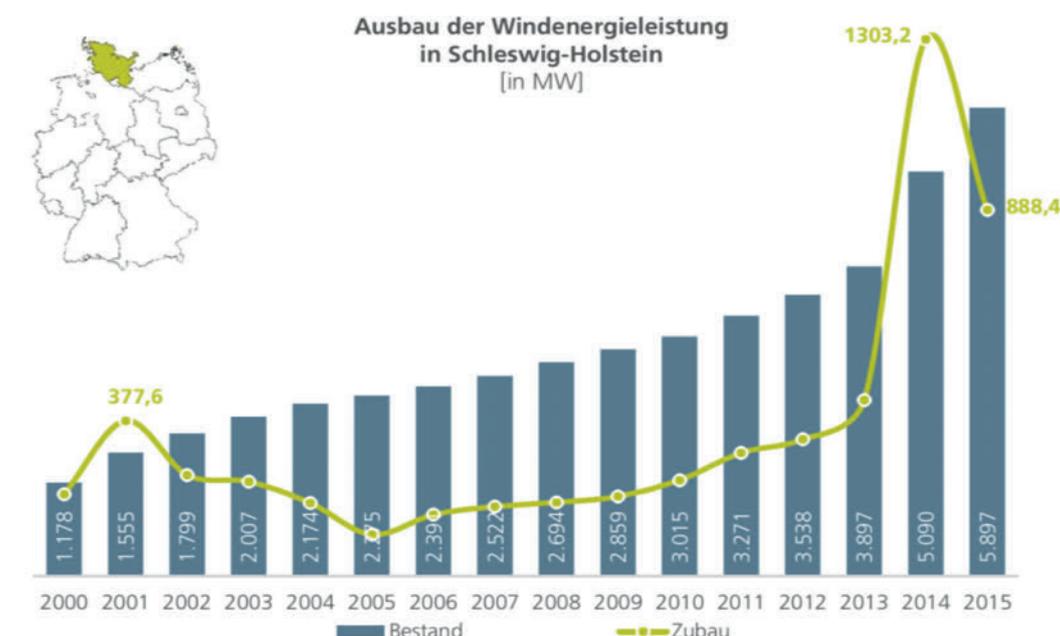
D'autre part, à titre indicatif, la prime de gestion liée aux agrégateurs³⁶ a été supprimée de façon concomitante à la prime renouvellement.

D. EXEMPLE PRATIQUE : LES ZONES PRIORITAIRES POUR LE RENOUVELLEMENT

Depuis janvier 2017, le nouveau plan de développement régional de la Rhénanie-du-Nord-Westphalie LEP NRW est entré en vigueur. Il formule l'objectif de définir les zones prioritaires pour l'éolien sur le territoire de ce Land. Dans la version publiée avant les élections régionales au printemps 2017, il prévoit : « pour préparer la voie au renouvellement, il est nécessaire de mettre au point un 'plan de renouvellement' (local, intercommunal ou régional), éventuellement en l'intégrant aux

plans énergie - climat. » La Rhénanie-du-Nord-Westphalie entend in fine réserver une superficie de 54 000 ha à l'éolien afin de pouvoir atteindre ses objectifs de protection du climat. Dans ce cadre, les projets de renouvellement doivent être facilités. Les communes sont donc invitées à faire évoluer le cadre juridique des plans d'urbanisme afin d'autoriser un renouvellement conforme aux objectifs assignés et le regroupement spatial ou le réaménagement des éoliennes.

³⁶ La prime de gestion est perçue en complément du montant de la vente d'électricité à la bourse. Son montant est fixe, peut varier filière par filière et est proportionnelle à la quantité d'électricité produite par une installation sur une période donnée. Elle a été introduite pour compenser notamment les frais de commercialisation sur les marchés et les coûts d'équilibrage.



Légendes (Source OFATE)

AUSBAU DER WINDENERGIELEISTUNG IN SCHLESWIG-HOLSTEIN [IN MW]	ÉVOLUTION DE LA PUISSANCE ÉOLIENNE DANS LE SCHLESWIG-HOLSTEIN [EN MW]
BESTAND	PUISSANCE DU PARC
ZUBAU	NOUVELLES CAPACITÉS INSTALLÉES

FIGURE 57 :
ÉVOLUTION DE LA PUISSANCE ÉOLIENNE EN MW DANS LE SCHLESWIG-HOLSTEIN
Source : FA WIND, 2016

Autre exemple de mise en avant des zones prioritaires : le Schleswig-Holstein. Le plan régional a réservé 1,98 % de la superficie du Land à des zones prioritaires en privilégiant celles présentant le moins de contraintes pour l'homme et la nature. Ces zones doivent contribuer à remplir les objectifs de politique énergétique et impulser une transition énergétique abordable grâce à l'éolien terrestre.

Le plan cohérent pour l'ensemble du territoire du Schleswig-Holstein (2017) prévoit 354 zones prioritaires pour l'éolien terrestre. Sur les 3 060 éoliennes que compte aujourd'hui ce Land, quelque 1 300 sont implantées en dehors de ces zones. La sauvegarde des droits acquis leur est accordée seulement jusqu'à la fin de leur durée d'exploitation technique. À l'issue de ce délai, elles devront être démontées.

À l'avenir, le Schleswig-Holstein n'autorisera plus le renouvellement que dans les zones prioritaires. Le plan adopté par ce Land entend spécifiquement accorder 0,2 % des zones prioritaires pour le renouvellement aux exploitants de parcs vieillissants implantés en dehors de ces zones. Ils seraient alors autorisés à ériger une nouvelle éolienne en échange de la mise hors service de deux anciennes turbines.

Le gouvernement du Land prévoit une croissance de l'éolien terrestre, la puissance installée devant passer de 6,5 GW actuellement à environ 10 GW.

Malgré cette hausse, le nombre d'éoliennes ne devrait pas progresser de manière significative. D'après les projections, quelque 1 700 nouvelles éoliennes seraient installées tandis que près de 1 200 turbines arrivées en fin de vie seraient mises hors service.

D'ici 2025, le Schleswig-Holstein devrait enregistrer une croissance de son parc de 400 à 500 machines pour atteindre quelque 3 600 éoliennes. Cette évolution serait à mettre au crédit de l'augmentation de la puissance unitaire des éoliennes et des projets de renouvellement.





E. EXEMPLES CONCRETS DE RENOUVELLEMENT

2 exemples de renouvellement sont décrits, un dans le Schleswig-Holstein dans le nord de l'Allemagne et l'autre en Rhénanie-Palatinat dans l'ouest, à la limite de l'Alsace.

■ PROJET 1 : COMMUNE DE GALMSBÜLL (2012)



FIGURE 58 :
CAS DE RENOUVELLEMENT DE LA COMMUNE DE GALMSBÜLL EN ALLEMAGNE.
A GAUCHE : IMPLANTATIONS DES ÉOLIENNES AVANT 2012 – A DROITE : IMPLANTATIONS DES ÉOLIENNES APRÈS 2012
Source : BWE, 2012

Avant le renouvellement : 38 éoliennes d'une puissance totale de 12,4 MW étaient installées ; elles produisaient 25 GWh/an.

Après le renouvellement : 21 éoliennes d'une puissance totale de 60 MW ont été installées ; elles produisent désormais 155 GWh/an.

■ PROJET 2 : COMMUNE DE MORBACH (2019)



FIGURE 59 :
CAS DE RENOUVELLEMENT DE LA COMMUNE DE MORBACH EN ALLEMAGNE
À GAUCHE : IMPLANTATIONS DES ÉOLIENNES AVANT 2019 – A DROITE : IMPLANTATIONS PRÉSENTIÈRES DES ÉOLIENNES APRÈS 2019
Source : BWE, 2012

Le parc initial avait été mis en service en 2003. Le projet de Morbach est un des seuls projets de renouvellement ayant été lauréat du 1^{er} appel d'offres en 2017.

Avant le renouvellement : 14 éoliennes Vestas V80 (2 MW, 100 m de hauteur de moyeu) d'une puissance totale de 28 MW étaient installées ; elles produisaient entre 30 et 40 GWh/an.

Après le renouvellement : 7 éoliennes Enercon E-141 (4,2 MW, 159 m de hauteur de moyeu) d'une puissance totale de 29,4 MW seront installées ; elles produiront 67 GWh/an.

F. ENJEUX RÉGLEMENTAIRES LIÉS À UNE POURSUITE D'OPÉRATION³⁷

En cas de volonté de poursuivre l'exploitation, il convient de respecter certaines obligations légales portant en particulier sur les aspects suivants :

1. Autorisation ;
2. Sécurisation du foncier ;
3. Aspects liés au droit des assurances ;
4. Raccordement au réseau.

³⁷ Section inspirée du rapport : OFATE, 2017. Note de synthèse – Parcs éoliens en fin de contrat d'achat et de durée de vie officielle – Les options de poursuite d'exploitation et de repowering. Paris, octobre 2017.

1. L'AUTORISATION

Les autorisations se divisent généralement en trois groupes.

• Anciennes autorisations

Elles comportent rarement des dispositions sur la prolongation d'exploitation (aucune indication, ni aucune limitation de durée, voire aucune obligation en cas de poursuite d'exploitation). La réflexion à ce sujet est apparue ultérieurement. Dans tous les cas, il faut produire le certificat de stabilité statique et le réaliser dans les délais.

• Autorisations récentes

Elles comprenaient notamment les conditions techniques ou les consignes de poursuite d'exploitation. Il faut impérativement satisfaire aux conditions édictées par les autorités compétentes.

• Autorisations à durée limitée

Très rares en pratique, elles n'autorisent généralement aucune prolongation d'exploitation ou seulement dans le cadre du dépôt d'une nouvelle demande de permis.

2. LA SÉCURISATION DU FONCIER

La durée des baux existants est un enjeu clé, car ils sont généralement toujours limités dans le temps. En général, les baux classiques signés avec les pouvoirs publics sont assortis d'une durée de 20 ans. Une prolongation d'exploitation suppose de négocier et signer de nouveaux contrats.

Les baux signés avec les propriétaires privés sont pour la plupart échus à 25 ans et comportent souvent des modalités de prolongation.

3. ASPECTS LIÉS AU DROIT DES ASSURANCES

Pour la majorité des assureurs, la prolongation d'exploitation représente aujourd'hui encore un flou important. C'est pourquoi chaque éolienne fait l'objet d'une étude au cas par cas. Les assureurs ont établi leurs propres critères en matière d'expertises et de méthodes de contrôle. Les expertises (*voir ci-dessous*) doivent être réalisées au maximum 3 à 6 mois avant la prolongation d'exploitation effective, et la durée de ces contrats est souvent limitée à un an.

Après 20 ans d'opération, chaque éolienne doit suivre une évaluation technique détaillée par l'Institut allemand de génie civil (*Deutsches Institut für Bautechnik - DIBt*).

L'évaluation et le contrôle de la poursuite d'exploitation relèvent de la responsabilité de l'exploitant qui doit en diligenter les contrôles techniques jusqu'à la fin théorique de leur durée d'utilisation. Il doit veiller à la mise en place des conditions nécessaires à la réalisation de ces contrôles. Il faut en l'occurrence tenir compte du fait que la sécurité en matière de déclaration de stabilité statique dépend de l'ampleur et du

choix des méthodes de contrôle, de l'expert en charge de l'échantillonnage et de la réalisation et de l'évaluation. À l'issue de la durée d'utilisation officielle, les directives (en allemand et anglais) relatives aux éoliennes proposent deux méthodes de contrôle du calcul de la durée d'utilisation résiduelle de l'installation :

- La fourniture d'une attestation d'analyse permettant de calculer la durée de vie précise d'une éolienne sur un site donné avec un mode opérationnel défini et donc de dégager une perspective de durée de vie résiduelle ;
- La réalisation d'un contrôle pratique permettant de vérifier dans le cadre d'un examen de situation (inspection visuelle, méthodes d'essai non destructives, prélèvement d'échantillons de la structure porteuse) si l'état de l'éolienne est conforme à celui calculé initialement.

En complément de la directive relative à la poursuite d'exploitation des éoliennes, l'Institut allemand de génie civil DIBt recommande :

- D'étayer la méthode pratique par des calculs supplémentaires de statique en tenant compte de la réglementation en vigueur ;
- D'étayer obligatoirement la méthode analytique par des prélèvements supplémentaires d'échantillons représentatifs effectués sur le mât et par une expertise des fondations.

En Allemagne, la durée de vie officielle d'une éolienne est de 20 ans et rend ainsi obligatoire le contrôle de l'installation à l'issue de la durée de vie théorique.

4. LE RACCORDEMENT AU RÉSEAU

La priorité d'injection de l'électricité éolienne ne disparaît pas avec la fin des tarifs d'achat garantis. En cas de poursuite d'exploitation, l'exploitant n'a aucune autre formalité à accomplir vis-à-vis du gestionnaire de réseau, car le raccordement au réseau n'est pas limité dans le temps.

Au regard de la complexité des éléments de décision, le syndicat allemand de l'énergie éolienne BWE a publié un guide en allemand, intitulé « Principes de réalisation et de contrôle de la prolongation d'exploitation des éoliennes », qui fournit des explications pratiques et des analyses, et détaille les conditions de réalisation d'une évaluation et d'un contrôle de poursuite d'exploitation conforme à la législation.



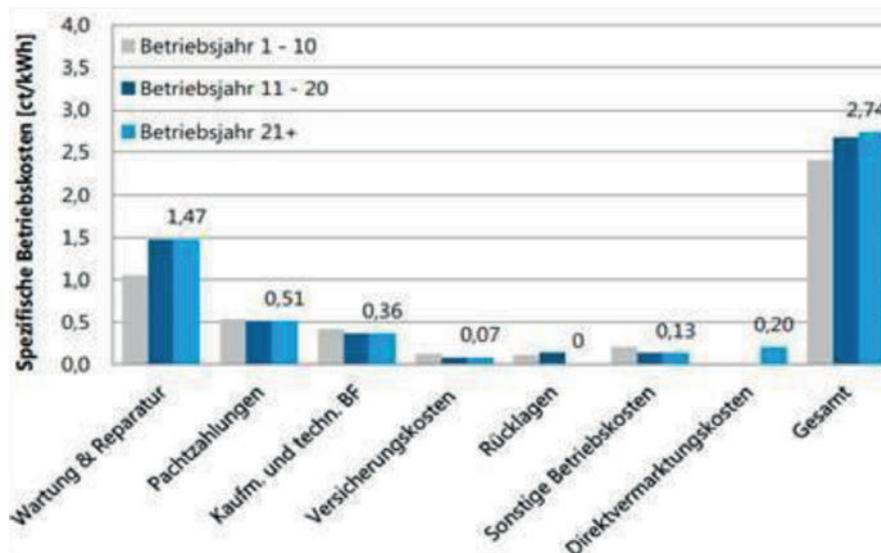
G. ENJEUX ÉCONOMIQUES LIÉS À UNE POURSUITE D'OPÉRATION

D'un point de vue micro-économique et dans certaines conditions (site, type d'éoliennes, etc.), la prolongation d'exploitation peut s'avérer une option intéressante en comparaison avec le démantèlement ou le renouvellement. Deux arguments plaident a priori en sa faveur : la connaissance suffisante du gisement éolien et du productible ainsi que l'amortissement intégral des investissements engagés.

Malgré les coûts comparativement plus faibles, sa viabilité est cependant seulement garantie si les revenus tirés de la production d'électricité permettent de couvrir les coûts de prolongation de l'exploitation et les coûts d'exploitation récurrents, et si l'exploitant y voit une incitation économique. Dans le cas français, ces points seront discutés en section *FIGURE 60*.

A titre prospectif, la Deutsche WindGuard a mené une étude particulièrement intéressante sur la poursuite d'exploitation des éoliennes après 2020. Elle s'est penchée en détail sur les coûts d'une telle mesure à l'issue du mécanisme des tarifs d'achat en 2020 en établissant différents scénarios

prospectifs. Selon cette étude, la question centrale est de savoir si le niveau de rémunération de la production électrique peut garantir la rentabilité d'exploitation. D'après la Deutsche WindGuard, en l'état actuel du marché (prix du marché de l'électricité) et au regard de ces critères d'évaluation, cette rentabilité n'est probablement pas assurée pour la majorité des éoliennes en fin de vie et sorties du régime de l'obligation d'achat de l'électricité. Si l'on retient le niveau de prix de marché moyen de 2016, les revenus minimums nécessaires ne suffiraient pas à couvrir les coûts minimaux estimés dans le cadre de cette étude (cf. *FIGURE 60*). La prolongation d'exploitation d'un projet dont les coûts se situent dans la fourchette basse serait rentable seulement si le prix marchand moyen avoisinait les 0,03 €/kWh³⁸. Si l'on considère les projets proches de cette base, il est impossible de tableur sur une quelconque rentabilité, car il n'est pas possible d'anticiper un prix marchand moyen d'un minimum de 0,04 €/kWh sur la durée. Les projets, dont les coûts figurent dans la fourchette haute, présentent donc une rentabilité encore plus faible.



Légendes (Source OFATE)

SPEZIFISCHE BETRIEBSKOSTEN [CT/KWH]	COÛTS OPÉRATIONNELS SPÉCIFIQUES [C€/KWH]
BETRIEBSJAHR 1-10	ANNÉES D'EXPLOITATION 1-10
WARTUNG & REPARATUR	MAINTENANCE ET RÉPARATION
PACHTZAHLUNGEN	LOYERS
KAUFM. UND TECHN. BF	GESTION TECHNICO-COMMERCIALE
VERSICHERUNGSKOSTEN	CHARGES D'ASSURANCE
RÜCKLAGEN	RÉSERVES
SONSTIGE BETRIEBSKOSTEN	COÛTS OPÉRATIONNELS DIVERS
DIREKTVERMARKTUNGSKOSTEN	FRAIS DE VENTE DIRECTE
GESAMT	TOTAL

FIGURE 60 : ESTIMATION DES COÛTS D'EXPLOITATION MOYENS SPÉCIFIQUES AUX ÉOLIENNES EN CENTIMES D'EURO PAR KWH DANS LA TROISIÈME DÉCENNIE D'EXPLOITATION – Source : DEUTSCHE WINDGUARD, 2013.

L'étude conclut à l'absence de viabilité de la prolongation d'exploitation de la majorité des parcs éoliens en fin de vie après 2020 en l'état actuel des conditions du marché. À partir de 2021, ce constat concernera près de 6 000 éoliennes, soit une puissance cumulée de quelque 4 500 MW, et d'autres encore dans les années qui suivront. Si l'on se fonde sur les prévisions de croissance du parc entre 2022 et 2027, ce phénomène devrait toucher chaque année environ 1 600 éoliennes représentant approximativement 2 500 MW. La loi EEG 2017 plafonne les nouvelles capacités à 2 900 MW bruts par an à compter de 2020. Si l'on devait véritablement enregistrer un recul annuel d'une telle ampleur, il faudrait s'attendre à un impact notable sur l'évolution du parc éolien et sa part réelle dans la production d'électricité, d'après les experts de la société *Deutsche WindGuard*.

9.2.2. FICHE DANEMARK

Le Danemark a été choisi comme pays étudié pour cette étude en raison de sa position de pionnier de l'éolien à l'échelle européenne de l'énergie éolienne et les évolutions réglementaires qui ont jalonné le développement du renouvellement et du marché d'appel d'offres. Le Danemark est

Une autre étude du cabinet de conseil Energy Brainpool valide en partie cette analyse de Deutsche WindGuard. Energy Brainpool s'est employé à établir différents scénarios tarifaires pour la prolongation d'exploitation des parcs éoliens en modulant les coûts opérationnels à la hausse et à la baisse. Selon cette analyse réalisée en octobre 2017, seule une poignée de parcs demeurerait rentable après 2020 compte tenu du niveau actuel des prix sur le marché à terme.

La rentabilité serait assurée pour les parcs à coûts opérationnels faibles et modérés seulement si les prix de l'électricité s'envolaient, par exemple, suite à une hausse du prix du CO₂.

Concernant les perspectives d'évolution, l'Allemagne est récemment entrée dans un nouveau processus de révision de la réglementation.

également un des pays européens avec la plus grande pénétration d'éolien dans le mix électrique. La revue bibliographique a été doublée de nombreux échanges, avec les interlocuteurs suivants notamment :

STRUCTURE	PERIMETRE CONCERNÉ	INTERLOCUTEUR	RÔLE	LOCALISATION
The Danish Wind Turbine Owners' Association	Pratiques observées chez les exploitants / développeurs de parcs	Strange Skrivers	Technical consultant	Vesløs (Danemark)
Danish Wind Industry Association	Contexte réglementaire Pratiques observées chez les exploitants / développeurs de parcs Procédures de sortie de contrat	Martin Risum Bøndergaard	Head of Policy	Frederiksberg (Danemark)
Danish Energy Agency	Contexte réglementaire Pratiques observées chez les exploitants / développeurs de parcs Procédures de sortie de contrat	Emil Axelsen	Advisor	Copenhague (Danemark)

Les principales références bibliographiques sont :

DATE	AUTEUR	DOCUMENT	PERTINENCE
Janvier 2017	Awesome/ EU funded	Lifetime extension of onshore wind turbines: a review for Germany, Spain, Denmark and the UK	Retour d'expérience (Allemagne, Espagne, Danemark et Royaume-Uni (Revue de littérature et interviews). Analyse de faisabilité, aspects économiques et réglementation légales. Contacts utiles pour plus de détails (AEE Spanish wind energy association, RenewableUK, BEW German wind energy association)
2017	WindEurope	Repowering and Lifetime Extension - Making the most of Europe's wind energy resource	Prospective de marché pour le renouvellement en Europe. Revue du contexte réglementaire au sein des pays membres. Recommandations pour faciliter le renouvellement en Europe
Juillet 2016	MEGAVIND	Strategy for Extending the Useful Lifetime of a Wind Turbine	Retour d'expérience danois (réglementation, étude de cas) Analyse de scénarios de gestion de fin de vie Contacts utiles pour plus de détails (Danish Wind Industry Association, DTU, Aalborg, etc.)
Avril 2018	World Wind Energy Association	Identifying Success Factors for wind Power - Denmark	Description du système de rémunération et des procédures d'autorisation
Juin 2018	Danish Energy Agency	Energy Agreement of 29 June 2018	Accord sur l'énergie datant de 2018 et détaillant les objectifs du Danemark à l'horizon 2030
Février 2019	WindEurope	Wind energy in Europe in 2018	Statistiques et tendances du marché éolien en Europe (puissance installée en 2018, puissance totale installée, repowering et démantèlement, taille des turbines, appels d'offres, investissement)



La plupart des rapports spécifiques au renouvellement ont été émis il y a quelques années. Les statistiques étant parfois dépassées,

un focus a été fait sur le contexte réglementaire actuel, en cours de modification suite à la loi sur l'énergie de 2018.

A. INTRODUCTION AU CONTEXTE GÉNÉRAL DE L'ÉOLIEN ET DE LA SORTIE D'ACHAT

Du fait de sa faible superficie, le Danemark n'est pas l'un des leaders européens en termes de puissance installée d'énergie éolienne. En revanche, il est le leader en ce qui concerne la contribution de l'énergie éolienne au mix énergétique national. En effet, d'après Wind Europe en 2018, 41 % de la demande en électricité danoise provenait de l'éolien, et 28 % de l'éolien terrestre uniquement. La puissance éolienne terrestre totale était de 4,4 GW, dont 220 MW installés au cours de l'année 2018. Ces éoliennes terrestres installées en 2018 au Danemark étaient au nombre de 89 et avaient une puissance moyenne de 2,5 MW.

La FIGURE 61 montre l'historique de l'installation d'éoliennes année après année au Danemark. La période la plus fructueuse en termes d'installation d'éoliennes a eu lieu de 1996 à 2002, ce qui correspond à des éoliennes qui ont actuellement 20 ans et donc à un grand nombre de turbines arrivant actuellement à la fin de leur durée de vie attendue. Le nombre d'éoliennes installées par an observé est directement lié aux politiques d'incitation mises en place, les années avec peu

d'installations correspondant relativement bien aux périodes avec peu de subventions envers l'éolien terrestre. Les évolutions de ces politiques sont détaillées dans les sections suivantes. On peut constater une diminution des capacités installées en 2014 et 2015 alors que le nombre d'éoliennes installées est supérieur aux années 2011 et 2012. Cela est dû à une augmentation du nombre d'installations d'éoliennes de faibles puissances en 2014 et 2015 suite à des incitations mises en place durant cette période pour vendre à bon prix l'électricité produite par des éoliennes privées que des particuliers installaient chez eux. Ces incitations ne sont plus en place depuis 2015. Ces dernières années, environ 75 éoliennes pour une puissance de 220 MW ont été installés en 2016, 100 éoliennes pour une puissance de 342 MW en 2017 et 89 éoliennes pour une puissance de 220 MW en 2018. Il y a donc une diminution du nombre d'éoliennes installées par rapport aux années 2013-2015, mais la puissance installée reste similaire à celle de l'année 2013.

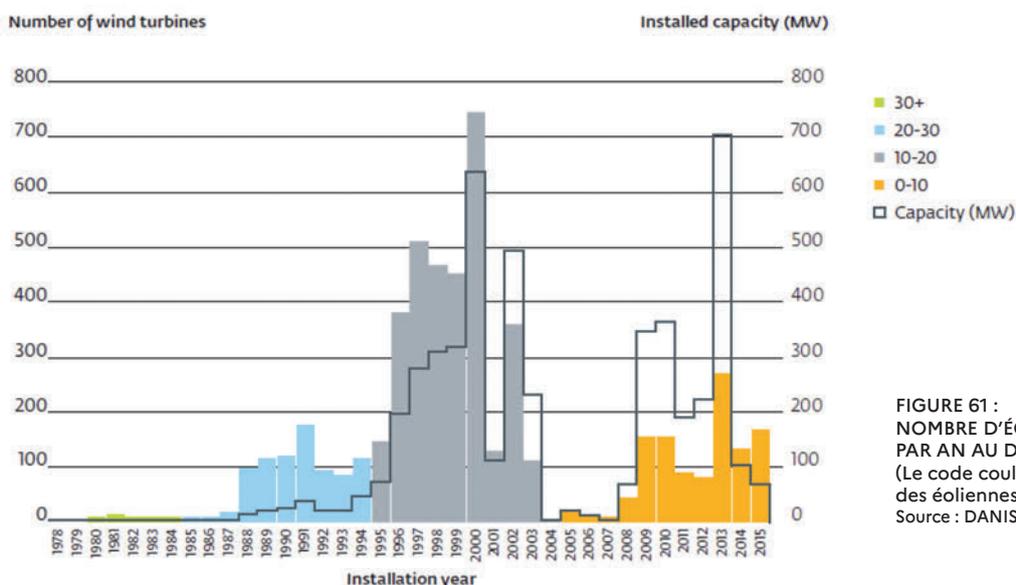


FIGURE 61 :
NOMBRE D'ÉOLIENNES INSTALLÉES
PAR AN AU DANEMARK
(Le code couleur correspond à l'âge
des éoliennes en 2015)
Source : DANISH ENERGY AGENCY 2015

La FIGURE 61 présente le nombre d'éoliennes installées par an au Danemark jusqu'en 2015 selon la taille de l'éolienne. Les tendances entre 2011 et 2015 montrent une augmentation du nombre de turbines de grande capacité (plus de 2,5 MW), mais également une augmentation du nombre d'installations d'éoliennes de capacité inférieure à 600 kW. Comme expliqué dans le paragraphe ci-

dessus, cette dernière augmentation était due aux incitations pour l'installation d'éoliennes privées de faibles puissances. La puissance moyenne des éoliennes terrestres installées était de 2,9 MW en 2016, de 3,5 MW en 2017 et de 2,5 MW en 2018. La tendance générale est donc à l'augmentation de la puissance unitaire des éoliennes terrestres.

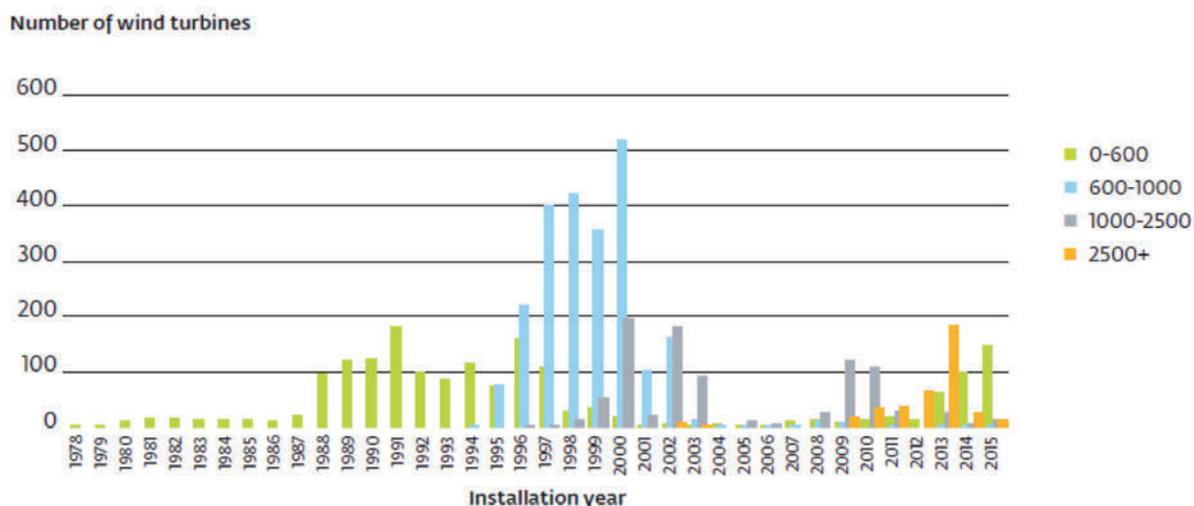


FIGURE 62 :
NOMBRE D'ÉOLIENNES INSTALLÉES PAR AN AU DANEMARK SELON LA CAPACITÉ DE L'ÉOLIENNE
Source : DANISH ENERGY AGENCY 2015

La FIGURE 62 montre le nombre d'éoliennes démantelées au Danemark et leur âge lors du démantèlement. Au total, moins de 3000 éoliennes ont été démantelées au Danemark entre 1984 et 2015, et parmi elles, 900 l'ont été sous le régime de démantèlement valable de 2004 à 2011. Ces éoliennes sont représentées par les colonnes orange sur la figure, alors que les colonnes bleues correspondent à des éoliennes démantelées avant

2004 ou bien après 2011. Les tarifs d'achat étant définis pour une durée définie ou bien pour un nombre d'heures de fonctionnement, un certain nombre d'éoliennes ont donc du être démantelées avant la fin de la durée définie, ou bien avant que le nombre d'heures de fonctionnement établi ne soit atteint, ce qui n'entraîne au Danemark aucune pénalité.

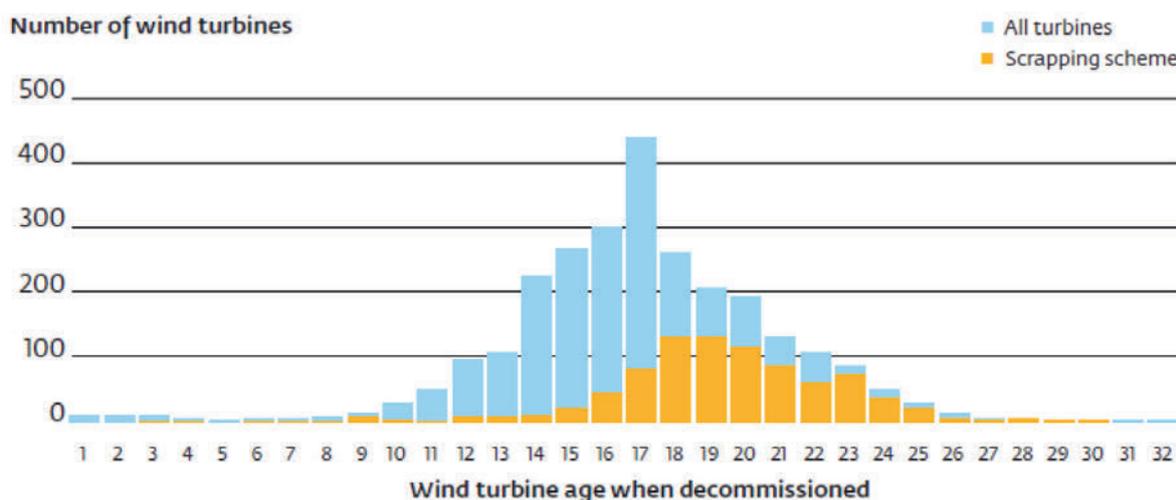


FIGURE 63 :
NOMBRE D'ÉOLIENNES DÉMANTELÉES AU DANEMARK ET LEUR ÂGE LORS DU DÉMANTELEMENT
Source : DANISH ENERGY AGENCY 2015



La FIGURE 64 détaille le nombre d'éoliennes à terre et en mer atteignant l'âge de 20 ans chaque année. Un grand nombre d'éoliennes auront besoin d'être démantelées, prolongées ou renouvelées dans les

prochaines années. En 2016, 1250 éoliennes avaient plus de 20 ans et en 2020, 57 % de la puissance éolienne actuellement installée au Danemark aura plus de 15 ans.

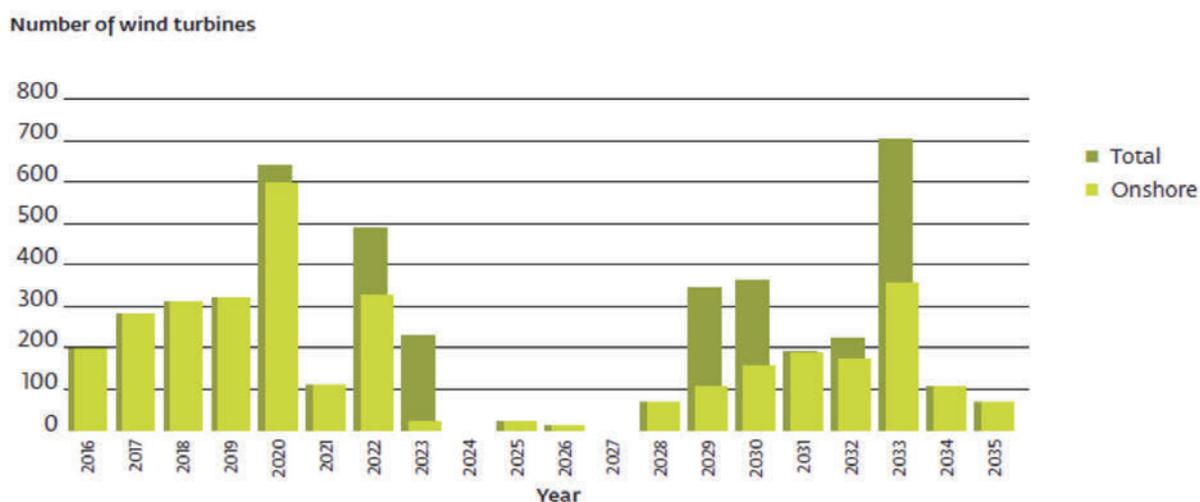


FIGURE 64 :
NOMBRE D'ÉOLIENNES ONSHORE ET OFFSHORE ATTEIGNANT 20 ANS PAR AN
Source : DANISH ENERGY AGENCY 2015

Afin de favoriser l'acceptabilité des projets éoliens terrestres, la loi impose aux exploitants de parcs des mesures de compensation envers les riverains proches du parc :

- L'ouverture en option d'achat sur 20% de l'investissement du parc afin que les voisins bénéficient directement de bénéfices via le parc ;
- Des mesures de compensation pour lesquelles doivent se mettre d'accord le propriétaire et les voisins impactés :
 - Un remboursement aux voisins de la perte de valeur potentielle de leurs maisons à cause de l'arrivée du parc.
 - Le financement dans la commune touchée d'une réalisation vue comme une compensation, comme la création d'un parc par exemple.

L'acceptabilité est bien meilleure lorsque les projets se font du bas vers le haut et que le développeur

du parc contacte et consulte en premier lieu les habitants de la zone impactée avant de faire toutes les démarches administratives et d'obtenir les autorisations.

Toutefois, il est aujourd'hui très difficile de développer de nouveaux projets au Danemark à cause de l'opposition locale. Les mesures de compensation permettent d'améliorer l'acceptabilité, mais ne sont pas toujours suffisantes. Il y a aujourd'hui au Danemark une résistance anti-éolien organisée contre tout type de projets éoliens. Dans le cas de projets de renouvellement, la hauteur des nouvelles éoliennes est généralement plus grande que celles des éoliennes démantelées, ce qui peut être mal accepté.

Il est à noter que les règles de distance aux habitations sont différentes au Danemark et reposent notamment sur les nuisances sonores perçues.

B. RÉGIME DE SOUTIEN À L'ÉNERGIE ÉOLIENNE

La première politique pour la promotion de l'éolien au Danemark date des années 1970 et fait notamment suite à la crise pétrolière de 1973. Le soutien aux énergies renouvelables, dont l'éolien, fut ensuite diminué à la fin des années 1990 avec la libéralisation du marché de l'énergie au sein de l'UE, et au début des années 2000 avec l'arrivée d'un nouveau gouvernement au Danemark en 2001. Il fallut alors attendre 2008 pour que le développement de l'éolien au Danemark redevienne dynamique.

En juin 2018, le gouvernement et le parlement danois ont adopté un nouvel accord pour l'énergie, qui définit la feuille de route énergétique du Danemark jusqu'en 2030. L'objectif est d'atteindre 55 % d'énergie renouvelable dans le mix énergétique en 2030. En ce qui concerne l'éolien, le gouvernement souhaite se focaliser davantage sur l'éolien en mer, en augmentant la puissance d'éolien en mer installée tout en réduisant le nombre d'éoliennes terrestres de 4300 à 1850. Cette diminution est ainsi censée être compensée

par l'augmentation de l'éolien en mer. Cette réduction n'est pas associée à un objectif annoncé en termes de puissance.

A ce jour, aucun plan spécifique n'est défini pour réduire le nombre d'éoliennes, l'Agence pour l'énergie danoise s'attend à ce que cette réduction se fasse d'elle-même au vu du grand nombre d'éoliennes terrestres qui auront 20 ans entre 2020 et 2025. L'agence est actuellement en train de réaliser une étude afin d'estimer la durée de vie effective des éoliennes actuellement en fonctionnement, afin de permettre à l'Etat d'avoir une meilleure connaissance du portefeuille de parcs danois, et d'évaluer si cette baisse est effectivement réaliste. En fonction du nombre de démantèlements qui auront eu lieu aux alentours de 2020-2025, des décisions seront prises s'il est observé que le nombre d'éoliennes démantelées n'est pas suffisant. Cependant, l'Association des exploitants éoliens danois considère cet objectif de réduction comme irréaliste. Selon eux, il y a aujourd'hui un grand nombre d'éoliennes au Danemark, et il leur paraît peu probable que ce nombre baisse drastiquement en 10 ans, sans incitation spécifique. Il y a effectivement un grand nombre d'éoliennes de plus de 20 ans au Danemark, mais les exploitants de parcs n'ont pas intérêt à les démanteler plus vite que nécessaire, et certains s'attendraient à ce qu'elles puissent encore produire 10 ans de plus. Néanmoins, l'Association des exploitants éoliens danois envisage comme peu probable que des incitations particulières soient mises en place par l'Etat pour réduire le nombre d'éoliennes. En effet, cela serait coûteux, puisqu'en cas de démantèlement forcé les propriétaires devraient recevoir une compensation financière.

L'accord précise également qu'il n'y aura pas d'autorisations données pour de nouvelles éoliennes terrestres tant que le nombre de turbines démantelées ne sera pas suffisant, mais une telle décision ne peut pas être prise à l'échelle du pays puisque ce sont les municipalités qui gèrent les autorisations d'implantation d'éoliennes. Cependant, on observe déjà la mise en place de cette pratique dans certaines communes.

Cette diminution voulue du nombre d'éoliennes terrestres est la traduction d'une volonté de l'Etat danois de se tourner davantage vers l'éolien en mer, en réponse aux mécontentements des Danois dont les biens fonciers ont perdu de la valeur à cause des éoliennes situées trop proches de chez eux. L'Etat danois souhaiterait donc orienter la fin de vie des éoliennes davantage vers le renouvellement que vers l'extension de durée de vie.

Au Danemark, le soutien à l'énergie éolienne prend la forme d'un bonus fixe par kWh en plus du prix du marché. Si ce complément de rémunération était dans le passé limité à une certaine durée ou bien à un certain nombre d'heures, il est

actuellement valable pour 20 ans. Au-delà de ces 20 ans, l'électricité est vendue au prix du marché.

La dernière loi sur l'énergie de 2018 évoque une évolution de ces systèmes de subvention, mais aucune modification ne serait attendue par les acteurs du secteur pour l'éolien terrestre.

L'accord de 2018 introduit également des appels d'offres ouverts à toutes les technologies d'énergies renouvelables afin d'assurer des énergies renouvelables avec le prix le plus bas possible. Un premier appel d'offres de ce type a eu lieu en novembre 2018 et a permis l'attribution de trois projets éoliens dont un projet de renouvellement (voir section D).

De plus, depuis 2018, deux projets de fermes éoliennes terrestres sans aucune subvention de l'Etat ont été autorisés au Danemark. Si le premier est un petit parc proche de la côte de seulement 4 éoliennes, le deuxième est plus grand avec 18 éoliennes. Ces premiers projets démontrent donc la faisabilité de projets éoliens sans aucune subvention publique. Le régime d'autorisation reste exactement le même avec ou sans subvention. En effet, la demande d'autorisations se fait localement au niveau des municipalités, alors que les subventions proviennent de l'Etat. Les acteurs du milieu s'attendent à ce que le nombre de parcs sans subventions augmentent prochainement. En effet, le coût de l'électricité actuel permet tout à fait le développement de parcs sans subvention. Ce coût est aujourd'hui d'environ 40 €/Wh, la limite basse du prix de marché de l'électricité danois pour exploiter un parc sans subvention étant d'environ 30-40 €/MWh. Le prix de marché de l'électricité augmente tous les ans depuis 2015, année pendant laquelle le prix était d'environ 25 €/MWh, avec des mois où cela descendait à moins de 20 €/MWh.

Enfin, l'accord sur l'énergie de 2018 stipule également que les règles en termes de distance minimale seront revues. La réglementation actuelle impose que la distance minimale entre une éolienne et des habitations voisines soit d'au moins quatre fois la hauteur totale de l'éolienne, en plus d'une limitation en termes de bruit. D'après nos échanges, l'évolution de cette règle ne serait toutefois pas actuellement étudiée par l'Agence danoise pour l'énergie.



C. CADRE RÉGLEMENTAIRE DU RENOUVELLEMENT AU DANEMARK

Un premier système de soutien au renouvellement a existé au Danemark de 2001 à 2003. Les exploitants d'éoliennes de moins de 100 kW avaient la possibilité d'installer 3 fois la puissance démantelée et de recevoir un bonus en plus des subventions classiques pour les 5 premières années d'exploitation. Pour des éoliennes de 100 à 150 kW, les exploitants pouvaient réinstaller le double de la puissance démantelée et percevoir également cet avantage. Grâce à ce programme, 1 480 turbines ont été démantelées pour un total de 122 MW et ont été remplacées par 272 nouvelles éoliennes totalisant 332 MW. Le programme a ensuite été amendé, et ce deuxième système de soutien est resté valable jusqu'en 2011. Il offrait un bonus en plus du tarif normal pour le remplacement d'éoliennes de moins de 450 kW par des machines de puissance au moins double.

L'intérêt poursuivi au travers du soutien au renouvellement était avant tout la réutilisation de sites favorables en vent avec des éoliennes neuves et plus performantes afin d'optimiser l'exploitation de la ressource en vent. Malheureusement, les systèmes de soutien au renouvellement danois ne précisaient pas de lien géographique entre les éoliennes démantelées et les nouvelles éoliennes. Ainsi, des exploitants pouvaient démanteler leurs éoliennes et vendre le certificat de renouvellement obtenu à d'autres développeurs éoliens, qui bénéficiaient ensuite du bonus pour de nouveaux projets ailleurs. Aujourd'hui, au Danemark, il n'existe plus de mécanisme de soutien en faveur du renouvellement. La suppression de ces systèmes a rendu ces opérations moins attractives.

Le second objectif de ces systèmes de soutien était également d'améliorer l'implantation des éoliennes sur le territoire danois. En effet, l'Association des exploitants éoliens danois reconnaît qu'il y a 20 ans la planification des éoliennes laissait à désirer. Il était par exemple courant de voir plusieurs marques de turbines différentes au sein d'un même parc. Ainsi, le renouvellement, associé à une planification revue et améliorée, avait pour but de corriger ces problèmes de planification spatiale.

Aujourd'hui, il n'y a plus de subvention pour le renouvellement, et les développeurs de projet ont les mêmes aides et les mêmes contraintes que pour le projet d'un nouveau parc. Au Danemark, ce sont les municipalités qui sont responsables de l'attribution des autorisations pour les éoliennes terrestres. Il est commun que là où il y a de vieilles éoliennes, les municipalités demandent qu'un certain nombre d'anciennes éoliennes soient démantelées pour accepter des nouveaux projets. Cela permet ainsi de maintenir dans une municipalité un nombre stable d'éoliennes, et donc de faciliter l'acceptabilité de ces projets. Il

s'agit de renouvellement, mais à grande échelle puisque cela a lieu au sein d'une commune et pas forcément au sein d'un même site. La dénomination de « repowering » s'applique en grande partie à des exemples de ce type au Danemark, ce qui n'est pas forcément comparable à ce qui est considéré comme du « repowering » dans la majorité des pays européens.

Lorsqu'une municipalité demande à un développeur de démanteler des éoliennes pour pouvoir obtenir son autorisation, celui-ci doit racheter les éoliennes à démanteler à son propriétaire. Cela signifie donc qu'il devient propriétaire de ces éoliennes et doit assumer lui-même les coûts de démantèlement, mais profite également des possibles rentrées d'argent liées par exemple à la revente de pièces sur le marché de l'occasion. L'Association des exploitants éoliens danois estime par exemple que le démantèlement de trois turbines pourraient coûter 0,5 M€.

Un projet de renouvellement est aujourd'hui considéré comme un nouveau projet et doit donc suivre la même procédure d'autorisation, qui dure 3 à 4 ans. Dans la grande majorité des cas de renouvellement, les différences entre l'ancien parc et le nouveau sont très grandes, avec par exemple de vieilles éoliennes qui faisaient moins de 100m de haut, et de nouvelles éoliennes de plus de 150m. De même, le câble ne peut souvent pas être réutilisé car la puissance du nouveau parc est généralement très différente de celle de l'ancien. L'ensemble des études nécessaires aux autorisations sont donc à refaire et le renouvellement ne permettrait donc pas de gain substantiel en termes d'études à réaliser ou de délais. Le renouvellement avec une éolienne de même puissance n'est pas quelque chose de commun au Danemark. En effet, l'objectif est généralement d'améliorer l'exploitation de la ressource en vent, et, de plus, les éoliennes démantelées sont souvent des modèles de petites puissances (500-750 kW) qui ne sont plus commercialisés.

D'après l'Association des exploitants éoliens danois, plus de la moitié des éoliennes du Danemark ne pourraient pas être renouvelées. En effet, les nouvelles turbines sont plus hautes (plus de 120m) que les anciennes et donc seraient encore plus difficile à faire accepter par la population voisine. Le renouvellement à l'identique n'étant pas commun au Danemark, l'avenir de ces parcs serait donc une extension de durée de vie.

D. EXEMPLES CONCRETS DE RENOUVELLEMENT

■ PROJET 1 : PARC DE KLIM FJORDHOLME (2014)

Le parc de Klim Fjordholme, dans le nord du Jutland au Danemark a fait l'objet d'un renouvellement en 2014, ce qui était, à l'époque, le plus grand projet de ce type au Danemark. Le parc était initialement constitué de 35 éoliennes Vestas V44 de 600 kW,

âgées de 17 ans, qui ont ensuite été remplacées par 22 turbines Siemens de 3,2 MW. La puissance du parc est ainsi passé de 21 MW à 70,4 MW. Les vieilles éoliennes ont été démantelées, les fondations détruites et réutilisées comme du matériau routier.



FIGURE 65 :
INSTALLATION DES PALES LORS DU RENOUVELLEMENT DU PARC DE KLIM FJORDHOLME
Source : VATTENFALL



FIGURE 66 :
PRÉPARATION DU SOL AVANT L'INSTALLATION DES NOUVELLES FONDATIONS LORS DU RENOUVELLEMENT
DU PARC DE KLIM FJORDHOLME
Source : STENGER & IBEN CONSTRUCTION

■ PROJET 2 : PARC DE TAGMARK (2018)

En décembre 2018, le contrat pour le renouvellement du parc Tagmark situé dans la municipalité de Thisted au nord-ouest de la région du Jutland a été attribué à Vestas après le premier appel d'offres pour les énergies renouvelables de novembre 2018. Le projet est développé par NRGi Renewables A/S. Le site est actuellement composé de 5 turbines V66 de 1,75 MW qui seront remplacées par 8 modèles V117 de 3,45 MW ce qui démultipliera la production annuelle d'énergie.

Ce premier projet démontre la faisabilité de projets éoliens sans subvention de l'Etat danois. Ce projet est, en outre, bien accepté localement puisque le propriétaire actuel restera en partie propriétaire du nouveau parc, et que 20% des parts de la nouvelle ferme seront vendues aux voisins les plus proches. Les premières livraisons devaient avoir lieu début 2019 pour une mise en service fin 2019.

CONCLUSIONS :

Ces deux exemples de projets de renouvellement ont pour point commun une augmentation de la puissance installée par rapport au parc initial, dans un cas en réduisant le nombre d'éoliennes, dans l'autre cas en l'augmentant. Cela témoigne donc que la réduction du nombre de mâts n'est pas systématique. Cependant, la définition de projet renouvellement est large au Danemark, et peut s'appliquer à des éoliennes situées dans la même commune mais sur des sites différents. Les exemples de projets de renouvellement sont donc bien plus variés que dans le cas d'une définition plus stricte, restreinte à un seul site comme on l'envisage en France.

E. ENJEUX RÉGLEMENTAIRES LIÉS À UNE POURSUITE D'OPÉRATION

La certification des éoliennes est régulée par le décret n°73 qui couvre les exigences et les procédures nécessaires à la certification, la maintenance, la réparation et l'exploitation pour les éoliennes installées au Danemark. Ce décret précise que les turbines dont la durée de vie est étendue au-delà de la durée pour laquelle elle a été certifiée doivent recevoir en plus des inspections de service classiques, des inspections structurelles renforcées de la part des certificateurs, comme illustrée dans la *FIGURE 67*. Ces inspections doivent être faites pour l'ensemble des composants structurels et doivent inclure au minimum :

• Tous les ans :

- Inspections des fissures dans la structure de la nacelle, en particulier dans les zones les plus chargées ainsi que dans les soudures ;
- Inspection de tous les joints boulonnés ;
- Inspection des déformations et de la corrosion sur l'arbre principal ;
- Inspection de l'usure de la couronne d'orientation de la nacelle et mesure du jeu éventuellement présent dans le roulement ;

- Inspection des fissures dans la tour dans toutes les soudures ;
- Serrage des boulons des joints (en particulier sur les pales) ;
- Inspection des fissures dans le béton de la fondation et inspection et réparation pour maintenir l'étanchéité de la fondation ;
- Inspection de la corrosion et de l'usure des boulons de la fondation.

• Tous les trois ans :

- Inspection visuelle des pales, si possible en utilisant une caméra ou un drone muni d'une caméra.

En dehors de ces inspections supplémentaires, rien n'empêche un développeur de continuer à exploiter ses éoliennes au-delà de 20 ans. Les autorisations et la planification des éoliennes étant gérées par les municipalités, des réglementations locales peuvent exister. Par exemple, certaines communes ont pour règle qu'une éolienne ne produisant pas pendant une année entière doit être alors démantelée.



FIGURE 67 :
ENTRETIEN DES ÉOLIENNES DURANT LEUR DURÉE DE VIE INITIALE ET APRÈS EXTENSION

F. ENJEUX ÉCONOMIQUES LIÉS À UNE POURSUITE D'OPÉRATION

D'après la Deutsche Windguard, les coûts d'exploitation et de maintenance sont moins importants au Danemark que dans les autres pays européens, probablement grâce aux bonnes conditions de vent des sites danois et à des économies d'échelle. Les coûts de maintenance et d'exploitation engendrés par une extension de durée de vie seront donc moindres au Danemark que dans d'autres pays.

Au Danemark, la plupart des fermes appartiennent à de petits opérateurs qui possèdent peu de parcs et ont donc moins de données opérationnelles leur permettant de définir une stratégie d'extension de durée de vie.

Les coûts de démantèlement dépendent fortement de la turbine. Les acteurs danois n'ont pas connaissance de statistiques à ce sujet. Par conséquent, la durée de vie effective d'une éolienne va dépendre directement du prix de l'électricité et du marché de l'occasion.

Lors d'un démantèlement, l'exploitant de l'éolienne a tout intérêt à revendre les composants de l'éolienne sur le marché de l'occasion. L'Association des exploitants éoliens danois indique que le démantèlement peut alors ne rien coûter si le développeur réussit à vendre les différentes pièces.

Le marché des pièces de rechange pour l'éolien

est saturé au Danemark pour certains types de modèle, alors que pour d'autres, il y a des pénuries de certaines pièces. C'est un marché avec des prix fluctuants, et sur lequel beaucoup de pièces circulent au Danemark ainsi que chez ses voisins, l'Allemagne et les Pays-Bas. Au contraire, d'autres pays européens sont très actifs dans l'achat sur ce marché de l'occasion. C'était par exemple le cas de la Pologne jusqu'à récemment.

Il y a des entreprises spécialisées dans les vieilles machines qui les rachètent à leur propriétaire quand l'exploitation n'est plus rentable pour eux et qui continuent leur exploitation pour un coût plus réduit, grâce à des réductions sur les coûts de maintenance et d'assurance. Cela peut paraître paradoxal puisque de vieilles pièces présentent généralement plus de risques, mais il s'agit d'entreprises spécialisées avec leur propre réseau qui leur permet de réduire ces coûts. Elles ont également probablement des objectifs de disponibilité différents d'exploitant classique.

Il n'y a pas de règle spécifique en ce qui concerne les garanties bancaires nécessaires au démantèlement des éoliennes terrestres ; celles-ci n'existent que pour les éoliennes en mer au Danemark, ce qui n'a pas eu pour autant, d'après nos interlocuteurs, un impact négatif sur le démantèlement des éoliennes terrestres danoises.



©Adobe Stock



9.2.3. FICHE ROYAUME-UNI

Le Royaume-Uni a été choisi comme pays étudié pour cette étude puisque c'est le troisième pays européen en termes de puissance éolienne installée avec 20,9 GW installés fin 2018 (source *WindEurope*).

La revue bibliographique a été complétée par des échanges, avec les interlocuteurs suivants notamment :

STRUCTURE	PERIMETRE CONCERNÉ	INTERLOCUTEUR	RÔLE	LOCALISATION
RenewableUK	Contexte réglementaire Pratiques observées chez les exploitants / développeurs de parcs Procédures de sortie de contrat	Rhys Thomas	Information manager	Cumbria (Royaume-Uni)

Les principales références bibliographiques sont :

DATE	AUTEUR	DOCUMENT	PERTINENCE
Janvier 2017	Awesome/ EU funded	Lifetime extension of onshore wind turbines: a review for Germany, Spain, Denmark and the UK	Retour d'expérience (Allemagne, Espagne, Danemark et Royaume-Uni (Revue de littérature et interviews). Analyse de faisabilité, aspects économiques et réglementation légales. Contacts utiles pour plus de détails (AEE Spanish wind energy association, RenewableUK, BEW German wind energy association)
2017	WindEurope	Repowering and Lifetime Extension - Making the most of Europe's wind energy resource	Prospective de marché pour le renouvellement en Europe. Revue du contexte réglementaire au sein des pays membres. Recommandations pour faciliter le renouvellement en Europe
Février 2019	WindEurope	Wind energy in Europe in 2018	Statistiques et tendances du marché éolien en Europe (puissance installée en 2018, puissance totale installée, repowering et démantèlement, taille des turbines, appels d'offres, investissement)
Avril 2019	RenewableUK	Onshore wind – The UK's Next Generation	Etat des lieux du marché au Royaume-Uni Enjeux du renouvellement au Royaume-Uni Revue du contexte réglementaire du Royaume-Uni pour l'extension de fin de vie et le renouvellement
2017	University of Strathclyde / NTNU	The UK's Lifetime Extension Environment of Onshore Wind Turbines	Etat des lieux du marché au Royaume-Uni Revue du contexte réglementaire du Royaume-Uni pour l'extension de fin de vie

A. INTRODUCTION AU CONTEXTE GÉNÉRAL DE L'ÉOLIEN ET DE LA SORTIE D'ACHAT

Presque 13 GW sont actuellement installés sous la forme d'éolien terrestre au Royaume-Uni, ce qui permet à la filière de contribuer à 9,1 % de la demande d'électricité britannique. L'année 2017 a connu un record du nombre d'installation d'éoliennes terrestres. En effet, il s'agissait de la dernière année pour profiter des tarifs de subvention et du mécanisme Renewable Obligation. Malgré ce succès, l'éolien terrestre est actuellement exclu des appels d'offres pour les contrats de différence (*Contracts for difference*)³⁹.

La *FIGURE 68* montre la diminution de la puissance installée au Royaume-Uni dans le cas où les parcs

seront démantelés lorsqu'ils arriveront à leurs 25 ans. D'ici 2040, presque deux tiers de l'actuelle puissance installée aura plus de 25 ans. Ainsi, pour respecter ses engagements en termes de part d'énergie renouvelable, le Royaume-Uni devra augmenter ses installations d'énergies renouvelables et également combler ce manque dû aux démantèlements potentiels. L'énergie fournie par l'éolien terrestre pourrait diminuer de 30 TWh à 10 TWh dans les 20 prochaines années dans le cas où il n'y aurait pas de nouveaux parcs de construits.

³⁹ Fonctionnement similaire au Complément de Rémunération en France. Plus de détails disponibles ici : <https://www.gov.uk/government/publications/contracts-for-difference-an-explanation-of-the-methodology-used-to-set-administrative-cfd-strike-prices-for-the-next-cfd-allocation-round>

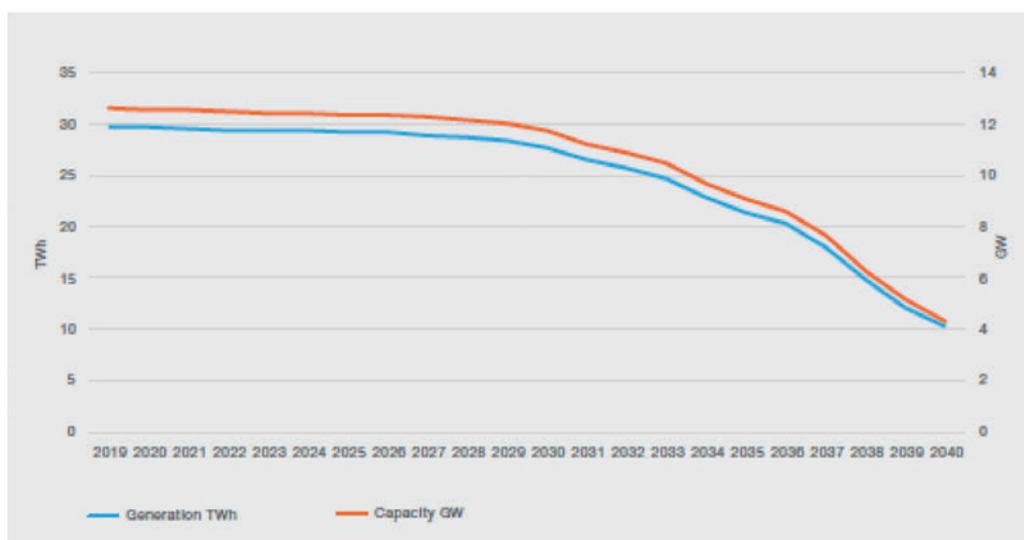


FIGURE 68 :
PRÉVISION DE LA PERTE DE PUISSANCE INSTALLÉE AVEC LE DÉMANTELEMENT DES PARCS ÉOLIENS TERRESTRES DE PLUS DE 25 ANS AU ROYAUME-UNI

La FIGURE 69 détaille le nombre d'éoliennes atteignant 20 ans en 2017, en 2020, en 2025 et en 2030 en fonction de leur puissance.

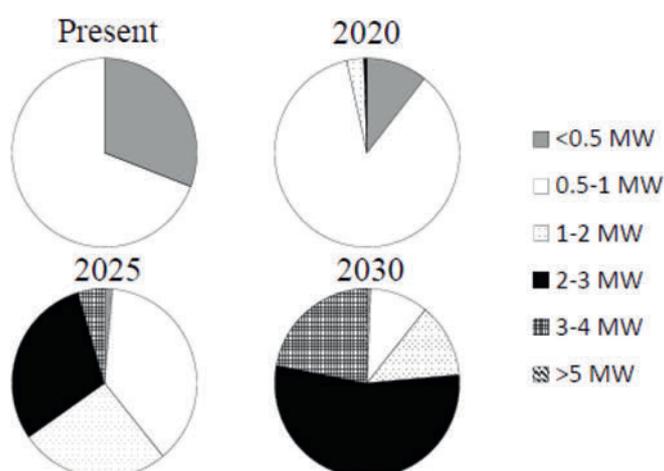


FIGURE 69 :
DISTRIBUTION DE LA
PUISSANCE DES ÉOLIENNES
ATTEIGNANT 20 ANS
Source : UNIVERSITY OF STRATHCLYDE /
NTNU 2017

Actuellement, une grande partie des exploitants de parcs qui ont atteint la fin du mécanisme de soutien ont choisi de renouveler leurs parcs. Au total, 19 sites ont été renouvelés au Royaume-Uni, 9 sont en attente d'autorisation ou en cours de demande, 2 ont été démantelés et 4 sont en exploitation au-delà de leurs 25 ans. Les 19 projets renouvelés représentent une puissance renouvelée de 221,7 MW, soit une augmentation de 160 % de la puissance initiale qui était de 84 MW, avec seulement 60 % du nombre initial de turbines : la puissance des éoliennes et le facteur de charge augmentent, et donc la puissance générée. De plus, l'augmentation moyenne de la hauteur des éoliennes sur ces premiers projets de renouvellement est de 40 mètres. On peut noter que d'après WindEurope, les éoliennes installées au Royaume-Uni sont plus petites en moyenne que dans les pays d'Europe du Nord, ce qui est dû à des contraintes de planification.

Au Royaume-Uni, la plupart des projets ont un permis de production à durée limitée de quelques années. Cependant, il existe aussi des sites qui n'ont pas de date fixe de fin de vie dans leur autorisation et peuvent être exploités indéfiniment sans nécessité de nouveaux permis. Dans ces cas, la décision d'étendre la vie du parc doit être prise par l'exploitant du parc en fonction de l'état et de la performance des éoliennes au-delà de leur durée de vie technique et économique (environ 25 ans), ainsi que selon la durée du bail du terrain.

En avril 2019, RenewableUK avait connaissance de 6 projets actuellement en production, et encore couverts par leurs autorisations initiales, qui ont obtenu une autorisation d'extension de durée de vie d'une durée allant de 2 à 8 ans qu'ils utiliseront après la date de fin de l'autorisation initiale. Les durées de vie finale de ces projets après extension seront de 25 à 33 ans. Les permis d'extension ont



été donnés de 1 à 24 ans après la date de mise en service des parcs. Le parc Bryn Titli, exploité par Innogy Renewables UK, sera le premier projet à entrer dans sa phase d'extension en juin 2019, quand son autorisation initiale expirera ; le parc sera alors âgé de 25 ans.

Il existe également des parcs dont les exploitants choisissent de les renouveler avant la date de fin d'autorisation initiale comme le projet Rigged Hill de Scottish Power Renewables en Irlande du Nord. Dans ce cas, le projet est renouvelé car des technologies de turbine plus fiables et plus puissantes sont économiquement plus

intéressantes. De même, certains exploitants choisissent d'étendre la durée de vie de leurs parcs avant de les renouveler, quand d'autres font l'inverse en renouvelant d'abord leurs parcs pour ensuite faire une demande d'extension de durée de vie pour le parc renouvelé. C'est le cas du parc de Goonhilly Downs, exploité par REG Windpower. Datant de 1993 et composé initialement de 14 éoliennes pour une puissance totale de 5,6 MW, il a été renouvelé en 2010 par 6 éoliennes pour une puissance totale de 12 MW et a obtenu en 2018 l'autorisation pour étendre son exploitation jusqu'en 2035.

B. RÉGIME DE SOUTIEN À L'ÉNERGIE ÉOLIENNE

Au Royaume-Uni, les tarifs de rachat fixes sont seulement applicables pour les parcs de moins de 5 MW. Ces tarifs sont garantis pour 20 ans, mais les tarifs n'ont fait que de diminuer depuis 2012. Les parcs dont la capacité excède 5 MW étaient subventionnés d'après le mécanisme Renewable Obligation (RO) instauré en 2002. Pour les parcs terrestres, ce mécanisme s'est arrêté en 2016 avec un délai de transition qui le laisse actif jusqu'à 2019. Les subventions pour les éoliennes existantes qui bénéficient du système RO pourront potentiellement continuer jusqu'en 2037, indépendamment de l'âge de la turbine. Un

système de contrats de différence comparable aux appels d'offres allemands a été mis en place en 2015, mais le gouvernement a exclu l'éolien terrestre de ces appels d'offres.

D'après BVG Associates, le coût de l'éolien terrestre continue de diminuer au Royaume-Uni. Le LCOE était estimé en 2018 à un maximum d'environ 55 €/MWh en 2019 pour des projets installés en 2021, et à un maximum d'environ 50 €/MWh en 2025.

L'attribution des permis de construire des éoliennes terrestres est décentralisée et ce sont donc les nations constitutives qui en sont responsables.

C. CADRE RÉGLEMENTAIRE DU RENOUVELLEMENT AU ROYAUME-UNI

Selon *RenewableUK*, une des contraintes du renouvellement est le manque de visibilité sur les démarches nécessaires et le temps requis pour obtenir de nouvelles autorisations. Les permissions actuellement délivrées - généralement de 25 ans à partir du moment où le permis a été obtenu - contiennent généralement une clause précisant que le parc devra être démantelé et le site remis dans son état d'origine à la fin de sa vie. Selon *RenewableUK*, les exploitants doivent anticiper les décisions de renouvellement du parc, parfois jusqu'à 10 ans en avance afin d'être certains qu'ils auront assez de temps pour faire toutes les démarches nécessaires, en considérant les potentiels recours et retards.

Selon *RenewableUK*, *Scottish Renewables* et *Energy UK*, des actions politiques et réglementaires doivent être mises en place afin que le Royaume-Uni ne perde pas la contribution de l'éolien terrestre dans son mix énergétique. Il n'y a actuellement pas de cadre réglementaire pour les parcs éoliens arrivant en fin de vie. Les trois organismes font les propositions suivantes :

- **Dans le cas d'un renouvellement**, une nouvelle demande de permis de construire sera nécessaire, tout comme une nouvelle étude d'impact environnemental.

- **Si le propriétaire de l'installation a signé un accord à durée indéterminée** (permis de construire évolutif), il ne sera pas nécessaire de faire une demande d'extension de durée de vie. L'exploitant n'aura donc pas de contrainte extérieure l'empêchant d'étendre la durée de vie de son parc, et il devra donc uniquement décider si cette extension est rentable économiquement et faisable techniquement ou non.

En Angleterre, pour un projet de renouvellement, une nouvelle demande de permis de construire est nécessaire, tout comme une nouvelle étude d'impact environnemental. Les autorités locales délivrant les permis de construire suivent les instructions données par le gouvernement britannique, qui n'a pas encore statué sur des recommandations en cas de projets de renouvellement.

Le gouvernement écossais a annoncé son support en principe pour le renouvellement des parcs existants, et reconnaît les bénéfices du renouvellement, mais a choisi de ne pas s'engager sur des règles précises à ce sujet, préférant laisser les autorités compétentes décider au cas par cas de l'obtention ou non des autorisations nécessaires. Il n'y a actuellement aucune loi fixant une durée maximale pour les autorisations, et le gouvernement écossais considère que les sites

identifiés pour l'éolien terrestre doivent pouvoir être utilisés sur une base continue.

Le gouvernement gallois a précisé son approche du renouvellement dans le Planning Policy Wales de décembre 2018. Il y est spécifié que les autorités délivrant les permis doivent considérer les projets

de renouvellement de manière différente par rapport aux nouveaux projets, en élargissant les critères d'attribution.

Le renouvellement n'a pas été considéré spécifiquement par les autorités d'Irlande du Nord.

D. ENJEUX ÉCONOMIQUES LIÉS AU RENOUVELLEMENT AU ROYAUME-UNI

D'après *RenewableUK*, le CAPEX d'un projet de renouvellement est du même ordre que celui d'un nouveau projet. Lors d'un renouvellement, la disposition des éoliennes est souvent très différente, et seulement une faible proportion des infrastructures existantes peuvent être réutilisées.

Il peut arriver qu'un projet de renouvellement permette une réduction des coûts de maintenance et d'exploitation, et des coûts d'infrastructure, mais pour *RenewableUK* il n'y a pour le moment pas de preuve de tels bénéfices. La grande majorité des projets nécessiteront de nouvelles négociations, un nouveau bail avec le propriétaire du terrain (parfois pour une surface différente), de nouvelles études environnementales, de nouvelles permissions et une nouvelle demande de permis

de construire. L'augmentation de la puissance de l'éolienne peut également mener à ce que les coûts de développement soient si importants qu'ils compensent complètement les gains liés à la meilleure connaissance du site.

Des sites dont le parc initial n'utilise pas la totalité de la puissance disponible au point de connexion au réseau auront des coûts plus réduits

Selon *RenewableUK*, le renouvellement permet une augmentation du facteur de charge du parc qui peut aller jusqu'à 8-10 %, ce qui est un argument suffisant en faveur du renouvellement d'un parc, puisque cela réduit le LCOE significativement, d'environ 20-30 %.

E. ENJEUX RÉGLEMENTAIRES ET ÉCONOMIQUES LIÉS À UNE POURSUITE D'OPÉRATION

Comme décrit ci-dessus il n'y a pas de directive officielle à propos de l'extension de fin de vie des éoliennes au Royaume-Uni. Le cadre réglementaire général s'applique, indépendamment de l'âge du parc.

Les durées d'autorisation d'exploitation et les périodes de financement ne sont pas toujours liées au Royaume-Uni. Ainsi, un parc peut voir

son autorisation cesser alors qu'il possède encore un tarif d'achat. Cela peut donc constituer une motivation pour faire coïncider la durée d'autorisation d'exploitation avec celle de financement.

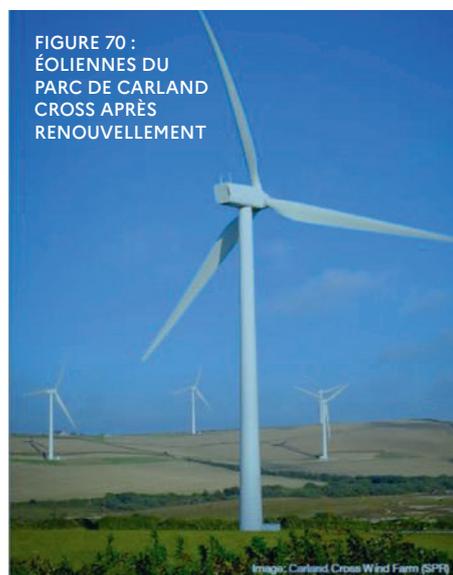
A titre informel, le prix de gros moyen de l'électricité au Royaume-Uni en 2018 était de 64,90 €/MWh⁴⁰.

F. EXEMPLES CONCRETS DE RENOUVELLEMENT ET D'EXTENSION

■ PROJET 1 : PARC DE CARLAND CROSS (2013)

Le parc de Carland Cross est situé dans le Sud-Ouest de l'Angleterre en Cornouailles et est exploité par *Scottish Power Renewables (SPR)*. Il a été construit en 1992 et renouvelé en 2013. Initialement, il était constitué de 15 éoliennes d'une puissance totale de 6 MW, ce qui produisait de quoi alimenter 3300 foyers. Ces éoliennes ont été remplacées par 10 éoliennes de 2MW, ce qui a permis au parc de produire cinq fois plus et d'alimenter 12000 foyers.

Le parc de Carland Cross est considéré par SPR comme un site avec de bonnes conditions de vent, de bonnes conditions d'accès et une connexion au réseau, ce qui a motivé le choix de ce renouvellement.



⁴⁰ RTE – Bilan électrique 2018
<https://bilan-electrique-2018.rte-france.com/marches-hausse-des-prix-de-marche-en-europe/#>



■ PROJET 2 : PARC DE TANGY

Le parc de Tangy est un parc de 18,7 MW, exploité par SSE et situé en Ecosse. Il est composé de 22 éoliennes de 850 kW de 75 m de haut, mises en service en 2003 pour les 15 premières (Tangy I) et en 2011 pour les 7 suivantes (Tangy II). L'ensemble du parc possède une autorisation jusqu'en août 2022, et un financement RO valable jusqu'en 2027 pour Tangy I et jusqu'en 2029 pour Tangy II.

SSE a initié dès 2013 une réflexion sur le renouvellement du parc par 15 éoliennes de 125 m de haut et pour une puissance totale maximale de 49,9 MW. SSE a reçu l'autorisation pour ce renouvellement, appelé Tangy III, en juin 2015, suivi d'un amendement autorisant l'implantation d'éoliennes d'une hauteur allant jusqu'à 130 m.

SSE a également fait en août 2018 une demande parallèle de renouvellement. Cette nouvelle demande, appelée Tangy IV, permettrait un renouvellement d'une puissance totale allant jusqu'à 80 MW, pour 16 éoliennes d'une hauteur maximale de 149,9 m. La décision est attendue pour fin 2019.

Ainsi, SSE disposera de deux options pour le futur du parc Tangy, l'objectif des deux étant d'utiliser au maximum les infrastructures existantes, tout en sachant que de nouvelles fondations pour les éoliennes seront nécessaires. En fonction de

l'efficacité du parc et de ses coûts de production, SSE pourra ainsi déterminer le moment optimal pour mettre en place le renouvellement.

Cet exemple montre qu'au Royaume-Uni le renouvellement n'est pas seulement un moyen pour gérer la fin de vie des éoliennes, mais également comme une stratégie d'optimisation des autorisations et des systèmes de financement. Ces décisions peuvent être prises très tôt dans la vie du parc, et l'exploitant peut ainsi choisir la date à laquelle il souhaite effectuer son renouvellement afin de minimiser ses coûts et d'optimiser la production du parc.



FIGURE 71 :
ÉOLIENNE DU PARC DE TANGY

■ RECENSEMENT DES PROJETS DE RENOUELEMENT ET D'EXTENSION

Le *TABLEAU 26* présente les projets de renouvellement et d'extension qui ont déjà eu lieu au Royaume-Uni et ceux à venir. Le gain de puissance dans le cas du renouvellement, ainsi que l'âge du parc au moment de ce renouvellement ont été calculés. La durée de vie lors de l'autorisation de l'extension de la durée de vie du parc est donnée, tout comme la durée de vie totale prévue avec l'extension. Le *TABLEAU 26* détaille les statistiques à propos de ces projets (date de mise en service, nombre d'éoliennes et puissance des parcs et des éoliennes avant et après renouvellement, etc.).

Les conclusions sont les suivantes :

- Une très grande majorité des parcs renouvelés datent d'avant 2005, et sont des éoliennes de petites tailles.
- Le renouvellement et l'extension concerne des parcs très différents, installés dans les années 1990 comme installés récemment. L'âge du parc lors du renouvellement varie de façon significative en fonction des projets. Le nombre d'éoliennes des parcs est très variable, de 1 à 103, avec un écart type relativement important (18).

- Les parcs passent en moyenne d'une puissance de 7 à une puissance de 21 MW.
- Sur tous les projets, 19 % ont vu leur nombre d'éoliennes augmenter, 11 % rester constants, 70 % diminuer. Parmi ces derniers, le nombre d'éoliennes a en moyenne été divisé par 2,5. En moyenne 7 éoliennes sont enlevées, mais un projet en a enlevé 69.
- La durée de vie de ces projets au moment du renouvellement / extension est en moyenne de 15 ans. Parmi les projets, il n'y en a aucun qui a atteint les 25 ans, durée de vie typique d'une éolienne.
- 79 % des parcs sont renouvelés et 18 % étendus.

	Moyenne	Médiane	Minimum	Maximum	Ecart-type
Date de mise en service	1997	1994	1991	2016	7
Age du parc lors du renouvellement/de l'extension (ans) (pour les parcs déjà renouvelés)	15	15	5	24	6
Nombre d'éoliennes des parcs avant renouvellement	15	10	1	103	18
Nombre d'éolienne des parcs après renouvellement	8	6	1	34	7
Différence du nombre d'éolienne des parcs avant/après renouvellement	7	5	-8	69	14
Puissance des parcs avant renouvellement (MW)	7	5	0.2	31	6
Puissance des parcs après renouvellement (MW)	21	12	1	102	25
Différence de puissance des parcs avant/après renouvellement (MW)	7	4	-8	69	14
Puissance unitaire (par éolienne) des parcs avant renouvellement (MW)	0.6	0.5	0.2	2.8	1.0
Puissance unitaire (par éolienne) des parcs après renouvellement (MW)	2.2	2.0	0.4	6.0	1.4
Différence de puissance unitaire (par éolienne) des parcs avant/après renouvellement (MW)	1.7	1.6	-0.8	5.4	1.4

TABLEAU 26 : STATISTIQUES SUR LES PROJETS DE RENOUVELLEMENT ET D'EXTENSION AU ROYAUME-UNI

Nom du projet	Date de mise en service	Puissance (MW)	Nombre d'éoliennes	Puissance unitaire (MW)	Date du renouvellement / de l'extension	Renouvellement (R) / Extension (E)	Puissance après renouvellement (MW)	Nombre d'éoliennes après renouvellement	Gain de puissance du renouvellement	Durée de vie au moment du renouvellement	Durée de vie au moment de l'autorisation d'extension	Durée de vie totale prévue avec l'extension
Blood Hill	1992	2.25	10	0.23	2014	R	0.8	2	-64%	22	N/A	N/A
Carland Cross	1992	6	15	0.40	2013	R	20	10	233%	21	N/A	N/A
Caton Moor	1994	3	10	0.30	2007	R	16	8	433%	13	N/A	N/A
Cemmaes	1992	7.2	24	0.30	2002	R	15.3	18	113%	10	N/A	N/A
Coal Clough	1992	9.6	24	0.40	2015	R	16	8	67%	23	N/A	N/A
Delabole	1991	4	10	0.40	2010	R	9.2	4	130%	19	N/A	N/A
Goonhilly Downs	1993	5.6	14	0.40	2010	R	12	6	114%	17	N/A	N/A
Great Eppleton	1997	3	4	0.75	2010	R	3.96	6	32%	13	N/A	N/A
Great Orton	1994	3	10	0.30	1999	R	3.96	6	32%	5	N/A	N/A
Harlock Hill	1997	2.5	5	0.50	2016	R	11.5	5	360%	19	N/A	N/A
Haverigg II	1992	1.125	5	0.23	2005	R	3.4	4	202%	13	N/A	N/A
Llangwryfon	1993	6	20	0.30	2003	R	9.35	11	56%	10	N/A	N/A
Ovenden Moor	1993	9.2	23	0.40	2017	R	18	9	96%	24	N/A	N/A
Ramsey	1993	0.225	1	0.23	2008	R	1.8	1	700%	15	N/A	N/A
St Breock (Re-submission)	1994	4.95	11	0.45	2015	R	12.5	5	153%	21	N/A	N/A
Slieve Rushen	1995	5	10	0.50	2008	R	54	18	980%	13	N/A	N/A
Spurness	2005	8.25	3	2.75	2012	R	10	5	21%	7	N/A	N/A
Wansbeck Blyth Harbour	1993	2.7	9	0.30	2013	R	3.4	1	26%	20	N/A	N/A
Castle Pill Farm	2004	0.5	1	0.50	2009	R	3.2	4	540%	5	N/A	N/A
Cold Northcott	1993	5.7	19	0.30	En développement	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Corkey	1994	5	10	0.50	En développement	R	27	6	440%	N/A	N/A	N/A
Hagshaw Hill	1995	15.6	26	0.60	En développement	R	84	14	438%	N/A	N/A	N/A
Middlefields	2006	0.8	1	0.80	En développement	R	0.9	1	13%	N/A	N/A	N/A
Rigged Hill	1995	5	10	0.50	En développement	R	28.8	8	476%	N/A	N/A	N/A
Rhyd y Groes	1992	6.6	22	0.30	Autorisé en 2016	R	9.9	11	50%	24	N/A	N/A
Llandinam	1992	30.9	103	0.30	Autorisé en 2015	R	102	34	230%	23	N/A	N/A
Taff Ely	1993	9	20	0.45	Autorisé en 2015	R	17.5	7	94%	22	N/A	N/A
Tangy IV	2002	12.75	15	0.85	En cours d'autorisation	R	80	16	527%	N/A	N/A	N/A
Windy Standard	1996	21.6	36	0.60	Autorisation obtenue en 2018 pour étendre la durée de vie jusqu'en 2027	E	N/A	N/A	N/A	N/A	22	31
Bryn Titli	1994	9.9	22	0.45	Autorisation obtenue en 2018 pour étendre la durée de vie jusqu'en 2027	E	N/A	N/A	N/A	N/A	24	33
Goonhilly Downs - Repower	2010	12	6	2.00	Autorisation obtenue en 2018 pour étendre la durée de vie jusqu'en 2035	E	N/A	N/A	N/A	N/A	8	25
Ramsey Extension	2015	7.2	4	1.80	Autorisation obtenue en 2017 pour étendre la durée de vie jusqu'en 2040	E	N/A	N/A	N/A	N/A	2	25
Heather Lane	2016	0.5	1	0.50	Autorisation obtenue en 2017 pour étendre la durée de vie jusqu'en 2041	E	N/A	N/A	N/A	N/A	1	25
Nether Carswell Farm	2013	0.5	1	0.50	Autorisation obtenue en 2017 pour étendre la durée de vie jusqu'en 2038	E	N/A	N/A	N/A	N/A	4	25

TABLEAU 27 : PROJETS DE RENOUVELLEMENT ET D'EXTENSION AU ROYAUME-UNI EN AVRIL 2019 – Source RENEWABLEUK



9.2.4. FICHE ESPAGNE

L'Espagne a été choisi comme pays étudié pour cette étude puisque c'est l'un des pays avec le plus de puissance éolienne installée.

La revue bibliographique a été doublée de 2 échanges, avec les interlocuteurs suivants notamment :

STRUCTURE	PERIMETRE CONCERNÉ	INTERLOCUTEUR	RÔLE	LOCALISATION
Asociación Empresarial Eólica	Contexte réglementaire Pratiques observées chez les exploitants / développeurs de parcs Procédures de sortie de contrat	Sheila Carbajal	Events and Communication	Madrid (Espagne)

Les principales références bibliographiques sont :

DATE	AUTEUR	DOCUMENT	PERTINENCE
Janvier 2017	Awesome/ EU funded	Lifetime extension of onshore wind turbines: a review for Germany, Spain, Denmark and the UK	Retour d'expérience (Allemagne, Espagne, Danemark et Royaume-Uni) (Revue de littérature et interviews). Analyse de faisabilité, aspects économiques et réglementation légales. Contacts utiles pour plus de détails (AEE Spanish wind energy association, RenewableUK, BEW German wind energy association)
2017	WindEurope	Repowering and Lifetime Extension Making the most of Europe's wind energy resource	Prospective de marché pour le renouvellement en Europe. Revue du contexte réglementaire au sein des pays membres. Recommandations pour faciliter le renouvellement en Europe
Février 2019	WindEurope	Wind energy in Europe in 2018	Statistiques et tendances du marché éolien en Europe (puissance installée en 2018, puissance totale installée, repowering et démantèlement, taille des turbines, appels d'offres, investissement)
2019	Asociacion Empresarial Eolica (AEE)	Anuario Eolico 2019	Chiffres et statistiques de l'éolien en Espagne (puissance, âge du parc, investissement) Recommandations pour favoriser le renouvellement en Espagne

A. INTRODUCTION AU CONTEXTE GÉNÉRAL DE L'ÉOLIEN ET DE LA SORTIE D'ACHAT

L'Espagne est le deuxième pays d'Europe avec la plus grande capacité d'énergie éolienne installée derrière l'Allemagne, et le cinquième pays au niveau mondial. D'après l'Association Espagnole des Entreprises de l'Énergie Éolienne (AEE), l'énergie éolienne était la deuxième source d'énergie du pays en 2018 en couvrant 19 % de l'électricité consommée grâce à une production de 48 902 GWh. L'année 2018 a vu l'installation de 392 MW, pour une puissance installée totale de 23 484 MW, grâce à 20 306 éoliennes situées dans 1 123 parcs, répartis dans 807 communes.

D'après la Planification Énergétique 2016-2020 du Ministre de l'Industrie, de l'Énergie et du Tourisme, il devrait y avoir, en 2020, 29 479 MW d'énergie éolienne installée, ce qui représenterait entre 21 % et 25% de la demande en électricité.

La FIGURE 72 montre la puissance éolienne installée par an en Espagne, ainsi que celle cumulée. Jusqu'en 2013, l'évolution annuelle était importante, ce qui

a permis à l'énergie éolienne d'être la première source d'électricité d'Espagne en 2013. C'était une première mondiale pour un pays. Cela ne s'est pas reproduit depuis, du fait de moins bonnes conditions de vent, et également à cause du faible nombre de nouvelles turbines installées entre 2013 et 2017. Cela fait suite à une réforme de l'énergie qui a entraîné la suppression des subventions et des politiques d'incitation, ce qui sera détaillé dans les sections suivantes. Des appels d'offres ont eu lieu en 2016 et 2017 et ont permis une reprise de l'augmentation de la puissance installée en 2018.

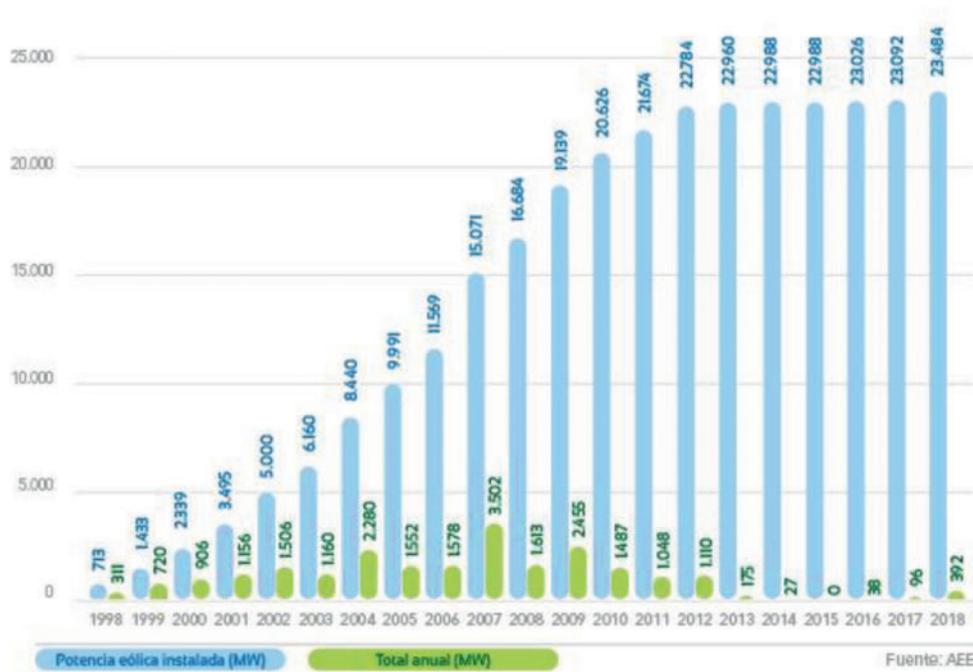


FIGURE 72 :
ÉVOLUTION ANNUELLE (EN VERT) ET CUMULÉE (EN BLEU) DE LA PUISSANCE ÉOLIENNE INSTALLÉE EN ESPAGNE (EN MW)
Source : AEE 2019

La FIGURE 73 montre l'évolution annuelle de la puissance éolienne des parcs de plus de 15 ans (en bleu foncé), 20 ans (en vert) et 25 ans (en bleu clair) en Espagne entre 2015 et 2025. En 2020, environ 10 000 MW auront plus de 15 ans, et 2 300 MW plus de 20 ans, soit environ 4 200 éoliennes. S'il y

a donc encore relativement peu de parcs en fin de vie actuellement, leur nombre va fortement augmenter dans les années à venir. La gestion de la fin de vie des éoliennes est donc un sujet d'actualité en Espagne.

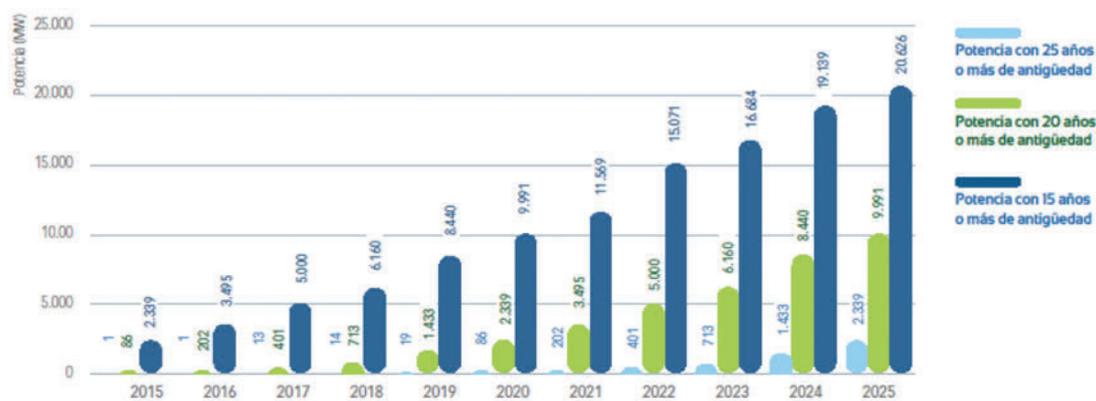


FIGURE 73 :
ÉVOLUTION DE L'ÂGE DES ÉOLIENNES ESPAGNOLES EN FONCTION DE LA PUISSANCE INSTALLÉE
PUISSANCE DES ÉOLIENNES DE 25 ANS ET PLUS (EN BLEU CLAIR), PUISSANCE DES ÉOLIENNES ENTRE 20 ET 25 ANS (EN VERT)
ET PUISSANCE DES ÉOLIENNES ENTRE 15 ET 20 ANS (EN BLEU FONCÉ)
Source : AEE 2019

Au sein des éoliennes déjà en fin de vie, la tendance actuelle observée par l'AEE est l'extension de vie de quelques années au-delà des 20 ans prévus initialement. En effet, la majorité des exploitants se tourne vers la solution de l'extension de durée de vie puisque cela demande peu d'investissement et que les éoliennes sont souvent déjà amorties

lorsqu'elles arrivent en fin de vie. Dans les conditions actuelles du marché, il est attendu que les seuls exploitants à se tourner vers le renouvellement seront ceux dont les modèles d'éoliennes seront trop obsolètes, et ceux pour qui une extension de vie n'est pas envisageable, notamment en cas de pénurie de pièces détachées.



B. RÉGIME DE SOUTIEN À L'ÉNERGIE ÉOLIENNE

En Espagne, les orientations prises pour le développement des énergies renouvelables étaient détaillées dans les Plans pour les Energies Renouvelables (PER). En 2011, le gouvernement espagnol a approuvé le PER 2011-2020, dont l'objectif était que les énergies renouvelables représentent 20 % de la consommation d'énergie espagnole en 2020. Jusqu'en 2012, les investissements pour développer les énergies renouvelables étaient importants, mais depuis, l'industrie éolienne espagnole fait face à de grandes incertitudes. Après la crise économique, les décisions législatives avaient pour but de baisser le coût de ces énergies. En 2012, le gouvernement espagnol a suspendu les précédentes incitations économiques en supprimant le barème de rémunération qui s'appliquait aux sites de production en « régime spécial », ce qui incluait les centrales d'énergie renouvelable. Cela a engendré une stagnation du développement de l'industrie éolienne.

Le barème de rémunération actuellement en place est celui défini par la loi 24/2013. Ce système a modifié rétroactivement la rémunération des projets existants et futurs, en se basant sur un concept théorique de « profit raisonnable ». La rentabilité est fixée par la loi à 7,5 % avant impôts à travers l'ensemble de la durée de vie réglementée. Selon ce barème, l'énergie est vendue au prix du marché et un complément de rémunération peut être ajouté si le niveau de « profit raisonnable » n'est pas atteint.

Chaque période réglementaire dure 6 ans, mais les estimations des recettes et de la rentabilité doivent être revues tous les 3 ans. Ce profit raisonnable doit être amendé en 2020, et les acteurs du secteur plaident pour un changement de méthodologie de son calcul, et pour un allongement de sa durée de définition. La commission nationale de la concurrence espagnole (CNMC) a proposé en 2018 un calcul du profit raisonnable basé sur le coût moyen pondéré du capital (CMPC) et propose

que sa valeur soit fixée entre 7,09 % et 7,21 % avant impôts sur la période de 2020 à 2025.

Suite à cette même réforme de 2013, plus de 300 parcs datant d'avant 2004, soit une puissance de 6 323 MW, se sont retrouvés sans subvention, et avec uniquement les revenus du marché de l'électricité. Les éoliennes installées de 2004 à 2006 ont également subi de fortes baisses de leurs subventions. Au total, plus de la moitié des éoliennes de l'Espagne sont très fortement dépendantes du marché de l'électricité. Ces baisses drastiques ont mis une grande pression économique sur les exploitants de parcs éoliens, qui ont parfois dû renégocier leurs crédits auprès des banques, et dans certains cas extrêmes vendre leurs parcs.

Avant la réforme, les subventions étaient définies par unité produite, et elles le sont maintenant par unité installée.

Le premier appel d'offres pour les énergies renouvelables d'Espagne a eu lieu en février 2016 et a permis d'attribuer des projets éoliens pour une puissance de 500 MW. Ce tournant marque la fin du système de subventions alors en place, et l'instauration de ces appels d'offres qui sont décidés par le gouvernement espagnol. L'objectif actuel du gouvernement est d'augmenter la puissance renouvelable de l'Espagne dans le but de répondre aux objectifs européens pour 2030. Deux appels d'offres de ce type ont également eu lieu en 2017, le premier permettant l'attribution de 2 979 MW d'éolien, et le second de 1 128 MW, pour des contrats avec des prix de 43 €/MWh, ce qui était alors le prix le plus bas en Europe pour un tel appel d'offres.

La FIGURE 74 illustre les ruptures réglementaires décrites ci-dessus, notamment avec la réforme de 2013. Il apparaît clairement que la part d'éolien dans le mix énergétique a décliné et stagne depuis 2013.



Le gouvernement espagnol a dévoilé début 2019 son plan national intégré en matière d'énergie et de climat (PNIEC), qui donne pour objectif à l'Espagne de porter la part des énergies renouvelables dans son mix énergétique de 20 % (à l'horizon 2020) à 42 % en 2030. Les modalités d'application de ce plan ne sont cependant pas encore détaillées, et

la loi sur le changement climatique et la transition énergétique est également attendue. Ce plan doit également être validé par la Commission Européenne afin de vérifier que l'orientation du PNIEC est conforme aux objectifs Energie Climat assignés à l'Espagne.

C. CADRE RÉGLEMENTAIRE DU RENOUVELLEMENT EN ESPAGNE

Il n'y a actuellement aucune subvention spécifique au renouvellement en Espagne. Des bonus pour le renouvellement avaient été annoncés dans le plan pour les énergies renouvelables PER 2011-2020, mais n'ont jamais été mis en pratique.

L'AEE estime qu'il est nécessaire d'établir un cadre favorable pour favoriser le renouvellement de parcs éoliens en Espagne à travers :

- La mise en place d'appels d'offres spécifiques au renouvellement, pour des parcs qui devront respecter des critères à définir dans la future réglementation,
- La simplification de la démarche à effectuer pour effectuer le renouvellement d'un parc.

D. ENJEUX RÉGLEMENTAIRES LIÉS À UNE POURSUITE D'OPÉRATION

Il n'y a pas de directive officielle à propos de l'extension de fin de vie des éoliennes en Espagne.

Le cadre réglementaire général s'applique, indépendamment de l'âge du parc.

E. ENJEUX ÉCONOMIQUES DU RENOUVELLEMENT ET DE L'EXTENSION DE FIN DE VIE

D'après l'AEE, le renouvellement d'un parc demande un investissement plus important qu'une extension de durée de vie, de l'ordre de 80-85 % du coût d'un parc éolien neuf. Cela nécessite également des démarches administratives complexes, mais permet en revanche une amélioration de la production et une augmentation des revenus. D'autre part, les éoliennes démantelées peuvent constituer une source de revenus supplémentaire avec un bénéfice net résultant du démantèlement,

comme cela était le cas pour les derniers renouvellements en Espagne.

En revanche, l'investissement nécessaire pour étendre la durée de vie d'une éolienne est généralement inférieur à 15-20 % du coût d'une éolienne neuve.

Les enjeux majeurs du renouvellement et de l'extension de durée de vie sont décrits dans le **TABLEAU 28** d'après des données de l'AEE.

Renouvellement	Extension de durée de vie
Limites	
Seule possibilité pour des parcs avec une disponibilité faible, une technologie obsolète et sans pièces de rechange.	Non recommandé pour des éoliennes sans pièces de rechange ou obsolètes.
Investissement important, leviers financiers importants et de prise de risque importante.	Faible investissement et qui se fait de manière périodique. L'allongement de la vie se fait également du point de vue comptable.
Sensible aux changements réglementaires puisque le remboursement de l'investissement se fait sur plusieurs années.	Viabilité à court terme, moins sensible aux changements réglementaires.
Avantages	
Moyen pour l'industrie d'augmenter sa charge de travail avec de nouveaux équipements nécessaires, et de développer des produits qui pourront également être exportés.	Maintient la charge de travail dans le domaine de la fabrication et de la réparation et pièces.
Permet la mise au point de nouveaux équipements et d'innovations technologiques concrètes.	Introduit de nouvelles modalités de maintenance qui répondent aux besoins de l'extension de vie et permettent d'éviter des ruptures par fatigue. Permet la mise en place de solutions d'ingénierie inversée et digitalisation des éoliennes.

TABLEAU 28 :
COMPARAISON DES STRATÉGIES DE FIN DE VIE DES PARCS ÉOLIENS EN ESPAGNE
Source : AEE 2018



L'AEE estime qu'il n'y a pas de stratégie meilleure que l'autre, mais qu'il est fondamental que les deux stratégies disposent d'un cadre réglementaire assurant la sécurité juridique et la stabilité nécessaires pour la réalisation des investissements, ainsi que la simplicité et la clarté des procédures et démarches. L'idéal serait d'établir des bases pour que le marché du renouvellement décolle en Espagne comme c'est le cas dans d'autres pays voisins, grâce à une régulation qui définit les conditions techniques et économiques et permet un accord entre le gouvernement central et les communautés autonomes à propos des sujets environnementaux.

Actuellement, l'extension de vie paraît être la stratégie la plus choisie dans le secteur, puisqu'elle minimise les risques pour les exploitants. Cependant,

pour éviter des démantèlements importants dans un avenir proche, le renouvellement sera nécessaire pour continuer d'exploiter les sites, notamment ceux avec les meilleures conditions de vent, ce qui peut permettre avec le même nombre de mâts de voir doubler l'énergie produite.

Selon AEE, les principaux objectifs de l'extension de vie d'un parc éolien sont d'élargir sa vie économique et technique et de garantir des revenus pendant la période de prolongation. En plus de ces avantages, l'extension de vie renforce le marché de seconde main (en l'absence de pénurie) et le secteur de la maintenance. Ainsi, l'extension de durée de vie est une opportunité pour les turbiniers, les fournisseurs de composants et les entreprises de maintenance d'accéder à de nouveaux marchés.

F. EXEMPLES CONCRETS DE RENOUVELLEMENT

■ PROJET 1 : PARC EL CABRITO (2017)

Le parc El Cabrito a été renouvelé par Acciona Energia en 2017. 90 éoliennes de 330 kW de 23 ans ont été remplacées par 12 éoliennes Nordex, dont 8 turbines 3 MW N100/3000 et 4 turbines 1,5 MW AW70/1500. Le parc a donc gardé la même puissance installée, mais le renouvellement a permis une augmentation de l'énergie produite

de 16 %. Sa nouvelle production moyenne annuelle attendue était d'environ 112 GWh. Le renouvellement a constitué en le remplacement des turbines, mais a également permis l'adaptation de l'accès, une reconfiguration des routes et des câbles, et une végétalisation de la zone, comme on peut le voir sur la photo ci-contre.



FIGURE 75 :
IMAGES DU PARC EL CABRITO AVANT LE RENOUVELLEMENT (À GAUCHE) ET APRÈS LE RENOUVELLEMENT (À DROITE)

■ PROJET 1 : PARC EL CABRITO (2017)

Le parc éolien de Malpica situé en Galice a été renouvelé en 2017. L'investissement de 20 millions d'euros a permis de remplacer 69 éoliennes obsolètes par 7 modèles modernes d'une puissance totale de 16,5 MW et qui permettent une production annuelle de 66 GWh, soit le double de la production antérieure. C'est Enerfin, filiale d'Elecnor, qui a réalisé ce renouvellement et qui exploite le parc.

Ce renouvellement est l'un des seuls de Galice et celui avec la plus grande puissance installée. C'est également l'un des premiers parcs éoliens réalisés sans aucun soutien financier, son seul revenu étant la vente de l'énergie sur le marché (prix de marché de gros de 57,29 euros/MWh en moyenne en Espagne en 2018⁴¹).

Le renouvellement a également permis de minimiser l'impact environnemental, en diminuant la surface occupée par le parc de 3,2 à 1,9 hectares et le nombre d'éoliennes.



FIGURE 76 :
INSTALLATION DU ROTOR
SUR L'UNE DES ÉOLIENNES
DU PARC DE MALPICA LORS
DE SON RENOUVELLEMENT

⁴¹ RTE – Bilan électrique 2018
<https://bilan-electrique-2018.rte-france.com/marches-hausse-des-prix-de-marche-en-europe/#>

CONCLUSIONS

Ces deux exemples de renouvellement montrent une diminution drastique du nombre d'éoliennes tout en gardant une production d'énergie similaire. Dans les deux cas, le choix de renouveler le parc a été fait en raison de l'obsolescence des éoliennes et également dans le but de réaménager le parc et de diminuer sa surface et donc son impact sur

le paysage. Peu de cas de renouvellement ont eu lieu en Espagne, et il est donc difficile de définir un exemple type de parc renouvelé. En revanche, cela illustre bien le fait que le renouvellement ne soit choisi que dans des cas où les conditions de vent sont favorables et les éoliennes très vieilles et donc obsolètes.

9.3. Annexe 3 : Détails sur l'étude complémentaire sur la durée de vie technique

L'objectif de cette étude est de donner une tendance de potentiel technique d'extension de durée de vie des parcs éoliens du territoire français.

Cette section a vocation à donner plus de détails concernant la méthodologie utilisée.

9.3.1. MODÉLISATION AÉROÉLASTIQUE

PRINCIPE :

La modélisation aéroélastique est une méthode numérique permettant de simuler le fonctionnement d'une éolienne. Les caractéristiques de cette modélisation sont les suivantes :

- **Multi-corps** : les principaux éléments de l'éolienne, leurs mouvements les uns par rapport aux autres et leurs déformations sont représentés (pales, tour, arbre lent, arbre rapide, moyeu) ;
- **Multiphysique** : les phénomènes suivants sont représentés et couplés dans la modélisation :
 - Aérodynamique : champs de vent turbulent et charges induites sur la tour et sur les pales ; corrections diverses (pertes en bout de pales, par exemple) ;

- Dynamique des structures (déformation des composants structurels) ;

- Contrôle : contrôle de la vitesse et du couple de la génératrice, de l'inclinaison des pales, de l'orientation de la nacelle.

- **Simulation dans le domaine temporel**, typiquement sur une durée de simulation de 10 minutes par condition de vent.

Ce type de modélisation permet, à partir de données de vent d'un parc éolien et d'un modèle d'éolienne, d'obtenir les charges en fatigue des différents composants structurels (FIGURE 77).

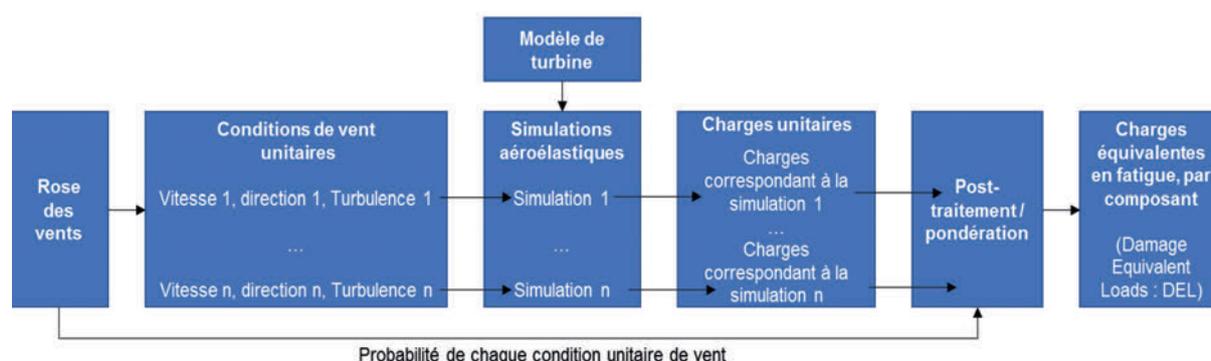


FIGURE 77 :
PRINCIPE D'UTILISATION DES SIMULATIONS AÉROÉLASTIQUES POUR L'ÉVALUATION DES CHARGES EN FATIGUE

Dans une perspective de conception d'une éolienne, ces charges constituent une donnée d'entrée pour la conception détaillée de ces

composants. On parle de « charges de conception » (design loads) et les conditions de vent associées sont celles de la classe IEC de la turbine.



Dans une perspective d'étude d'extension de durée de vie, on évalue les charges en utilisant le même modèle d'éolienne, mais pour deux jeux de conditions de vent :

- Conditions IEC ;
- Conditions spécifiques au parc ou à la région considérée (en principe moins contraignantes que les conditions IEC).

Ces deux jeux étant évalués exactement avec les mêmes méthodes, la différence constatée entre les charges sera seulement due aux conditions de vent. Cela permet de s'affranchir du biais lié à l'emploi de turbines génériques (voir section suivante) et à une partie des autres limitations de l'étude.

La comparaison des charges obtenues avec ces deux jeux de conditions permet d'évaluer le potentiel d'extension de durée de vie pour chacun des composants (FIGURE 38 : *Méthodologie d'évaluation du potentiel technique d'extension de durée de vie par cas et par composant*).

Note : se reporter à l'annexe pour plus de détails sur l'aspect relatif à la modélisation aéroélastique.

9.3.2. LOGICIEL DE MODÉLISATION AÉROÉLASTIQUE ET MODÈLES GÉNÉRIQUES D'ÉOLIENNE

Le logiciel utilisé dans le cadre de cette étude est OpenFAST v1.0.0, développé par le laboratoire *National Renewable Energy Laboratory (NREL, USA)*.

Les modèles numériques d'éoliennes sont des données sensibles (en termes de propriété

intellectuelle) ; elles ne sont en général pas mises à disposition par les fabricants d'éoliennes. Pour remédier à cette difficulté, le NREL a développé un jeu de modèles génériques représentatifs (FIGURE 78).

Parameter	750 kW	1.5 MW	3.0 MW	5.0 MW
Rotor Orientation, Configuration	Upwind, three blades			
Control	Variable speed, collective pitch			
Rated Tip and Generator Speed	75 m/s, 1,800 rpm			
Shaft Tilt, Cone Angle	5°, 0°			
Rotor Diameter, Hub Diameter	50 m, 2.5 m	70 m, 3.50 m	99 m, 4.95 m	128 m, 6.40 m
Hub Height	60 m	84 m	119 m	154 m
Overhang	2.33 m	3.30 m	4.65 m	6.00 m
Rotor Mass	12,381 kg	32,167 kg	101,319 kg	209,407 kg
Nacelle Mass	20,950 kg	52,839 kg	132,598 kg	270,669 kg
Tower Mass	53,776 kg	125,364 kg	351,798 kg	775,094 kg

FIGURE 78 : PROPRIÉTÉS GÉNÉRALES DES MODÈLES D'ÉOLIENNES GÉNÉRIQUES WINDPACT.
Sources : RINKER, JENNIFER AND DYKES, KATHERINE. 2018. WINDPACT REFERENCE WIND TURBINES. GOLDEN, CO: NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY. NREL/TP-5000-67667.

Dans le cadre de cette étude, les modèles *WindPACT 1.5MW* et *3MW* seront utilisés.

9.3.3. EXPLOITATION DES RÉSULTATS, POTENTIEL D'EXTENSION DE DURÉE DE VIE

La sortie « brute » d'une simulation aéroélastique consiste en un ensemble de séries temporelles de mouvements, déformations et charges à différents points de l'éolienne. Plusieurs étapes de

post-traitement sont nécessaires pour évaluer les charges équivalentes en fatigue et déterminer le potentiel d'extension de durée de vie.

9.3.4. CAS D'ÉTUDES CONSIDÉRÉS

■ CHOIX DE LA CLASSE (TURBULENCE ET VITESSE DE VENT)

Les classes d'éoliennes sont définies par le tableau suivant, extrait de la norme IEC-61400-1, Ed 4.0 (2019) :

Wind turbine class		I	II	III	S
V_{ave}	(m/s)	10	8,5	7,5	Values specified by the designer
V_{ref}	(m/s)	50	42,5	37,5	
	Tropical (m/s) $V_{ref,T}$	57	57	57	
A+	I_{ref} (-)	0,18			
A	I_{ref} (-)	0,16			
B	I_{ref} (-)	0,14			
C	I_{ref} (-)	0,12			

The parameter values apply at hub height and

V_{ave} is the annual average wind speed;

V_{ref} is the reference wind speed average over 10 min;

$V_{ref,T}$ is the reference wind speed average over 10 min applicable for areas subject to tropical cyclones;

A+ designates the category for very high turbulence characteristics;

A designates the category for higher turbulence characteristics;

B designates the category for medium turbulence characteristics;

C designates the category for lower turbulence characteristics; and

I_{ref} is a reference value of the turbulence intensity (see 6.3.2.3).

TABLEAU 29 :
DÉFINITION DES CLASSES DE TURBINES SELON IEC-61400-1, ED 4.0 (2019)

L'examen des parcs français montre que la grande majorité des éoliennes installée est de classe A.

Les vitesses moyennes des classes I, II et III sont présentes.

■ TABLEAU DE SYNTHÈSE DES CAS D'ÉTUDES

Au total, dix « cas d'études » caractéristiques sont définis. L'exploitation de ces cas permettra d'estimer le potentiel d'extension de durée de vie à l'échelle de la France. Les cas sont listés dans le TABLEAU 30.

La sélection des conditions spécifiques est basée sur une expérience de 10 années d'évaluation des conditions de vent pour les parcs français aujourd'hui en exploitation à travers toute la France.

Pour chacun des cas, on comparera donc les résultats de charges obtenues avec les conditions de vent IEC et avec les conditions spécifiques. Les différences entre ces deux jeux de conditions sont :

- La distribution (probabilité) de la vitesse de vent ;
- L'intensité turbulence en fonction de la vitesse de vent.

La FIGURE 79 illustre les différences entre ces deux jeux de conditions pour le cas 1.

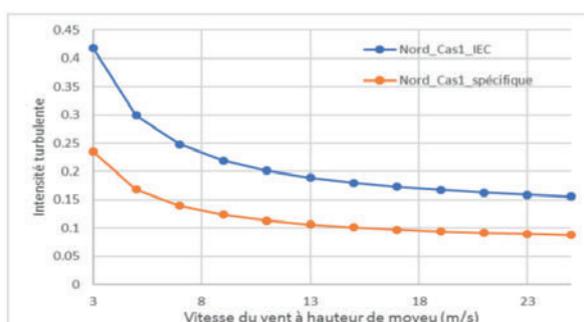
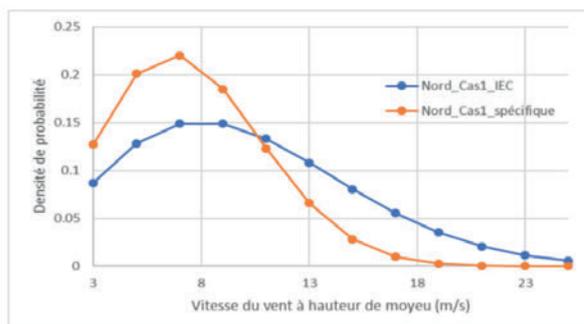


FIGURE 79 : ILLUSTRATIONS DES CONDITIONS IEC ET DES CONDITIONS SPSCIFIQUES POUR LE CAS 1



Région	Cas	Classe (vitesse)	Classe (intensité turbulente)	Conditions IEC			Conditions spécifiques		
				Edition IEC	V_ave (m/s)	Iref (-)	V_ave (m/s)	K	Iref (-)
					Vitesse moyenne. Cette information est suffisante pour définir une distribution de vent (distribution de Rayleigh)	Intensité turbulente à 15 m/s	V_ave : vitesse de vent moyenne. k : facteur de forme de la distribution de Weibull. Ces informations sont suffisantes pour définir une distribution de vent (distribution de Weibull)		Intensité turbulente à 15 m/s
Nord	Cas 1	Class I	A	2005+	10	0,16	7,5	2,3	0,09
Nord	Cas 2	Class I	A	2005+	10	0,16	7	2,3	0,09
Nord	Cas 3	Class II	A	2005+	8,5	0,16	7	2,3	0,09
Nord	Cas 4	Class II	A	2005+	8,5	0,16	6,5	2,3	0,09
Nord	Cas 5	Class III	A	2005+	7,5	0,16	6,5	2,3	0,13
Nord	Cas 6	Class III	A	2005+	7,5	0,16	6	2,3	0,13
Sud	Cas 1	Class I	A	1999	10	0,18	10	2,3	0,15
Sud	Cas 2	Class I	A	1999	10	0,18	10	2,3	0,15
Sud	Cas 3	Class II	A	1999	8,5	0,18	8,5	2,3	0,15
Sud	Cas 4	Class II	A	1999	8,5	0,18	7	2,3	0,15

TABLEAU 30 : DÉFINITION DES CAS D'ÉTUDES

■ DESCRIPTION DES CAS DE CHARGE (DLC : DESIGN LOAD CASES)

Cette étude portant sur la durée de vie des principaux composants de l'éolienne est une étude en fatigue. Les différentes versions de la norme IEC-61400-1 présentent plusieurs cas de charges correspondant à des situations de fatigue : éolienne en production, éolienne hors-production (en cas de vitesse de vent inadéquate, ou en cas de panne de l'éolienne), démarrage, arrêt. Chacun

de ces cas de charge regroupe un ensemble de simulations.

Dans le cas de cette étude, seul le cas de l'éolienne en production est considéré, car ce cas de charge couvre en principe la majeure partie de la durée de vie de l'éolienne, et correspond aux principales sollicitations mécaniques.

Ce cas de charge correspond au DLC 1.2 :

Design situation	DLC	Wind condition	Other conditions	Type of analysis	Partial safety factors
1) Power production	1.1	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	For extrapolation of extreme events	U	N
	1.2	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$		F	*
	1.3	ETM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$		U	N
	1.4	ECD $V_{hub} = V_r - 2 \text{ m/s}, V_r, V_r + 2 \text{ m/s}$		U	N
	1.5	EWS $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$		U	N

TABLEAU 31 : DÉFINITION DU DLC 1.2 (Source : IEC-61400-1, ED 4 (2019))

Dans le cadre de ce DLC 1.2, les simulations suivantes seront réalisées :

- **Vitesse de vent au moyeu** : de 3 m/s à 25 m/s, avec un pas de 2 m/s. Pour les vitesses inférieures à 3 m/s ou supérieures à 25 m/s, on considère que les charges sont nulles (l'éolienne n'est pas en fonctionnement). Ces charges nulles (et leur probabilité d'occurrence associé) sont prises en compte dans l'estimation des DELs.
- **Direction du vent** : 0° (distribution monodirectionnelle du vent) ;
- **Cisaillement** : valeur standard ($\alpha = 0.2$), correspondant au « Normal Wind Profile (NWP) » de l'IEC-61400-1 ;
- **Turbulence** : « Normal Turbulence Model » de

l'IEC-61400-1, basé sur les valeurs du TABLEAU 29 pour l'intensité turbulente de référence ;

- Pour chaque condition de vent : 6 simulations de 10 minutes sont réalisées, avec des graines aléatoires différentes (déterminant la série temporelle de vitesse de vent). L'alignement incorrect de la nacelle avec la direction du vent est pris en compte (en considérant des valeurs de désalignements de (-8°, 0°, +8°).

Les résultats de ces simulations sont ensuite traités selon la méthode décrite dans la section « Exploitation des résultats, potentiel d'extension de durée de vie », en utilisant les distributions probabilistes de la vitesse de vent du TABLEAU 29.

■ RÉSUMÉ DES LIMITES DE L'ÉTUDE

Cette étude est menée sur la base de cas représentatifs, visant à établir des tendances générales. A ce titre, elle est moins détaillée et précise qu'une étude portant sur une ferme éolienne spécifique.

L'aspect « général » de cette étude justifie un certain nombre d'hypothèses sur les conditions de vent (vent monodirectionnel, valeur de cisaillement standard, turbulence et distribution probabiliste des vitesses de vent exprimées à l'échelle « régionale »). Dans le cadre de cette étude, seule la turbulence ambiante est prise en compte. La turbulence induite par le sillage des éoliennes environnantes n'est pas considérée, car :

- C'est une donnée qui varie considérablement d'un parc éolien à l'autre, et donc ne peut pas être considérée pour des « cas d'études » génériques tels que définis ici ;
- Une partie significative des parcs français consiste en une ligne d'éoliennes perpendiculaire à la direction principale du vent. Dans ce contexte, les effets de sillage sont limités.

L'aspect « général » de cette étude justifie également des hypothèses sur la sélection et la définition des cas de charge (Design Load Cases, DLC). Seul le DLC 1.2 (éolienne en production) est considéré ici.

L'aspect « général » de cette étude justifie l'emploi de modèles de turbines génériques.

Cette étude postule que les charges équivalentes en fatigue (Damage Equivalent Load, DEL) constituent la donnée d'entrée principale pour la conception en fatigue des composants de l'éolienne. Ce postulat (partagé avec plusieurs acteurs de l'industrie) est établi faute d'informations plus précises de la part des fabricants d'éoliennes. Cependant, il peut ne pas être valable pour certains sous-composants (par exemple, boulonnerie entre les sections de tour). Dans le cadre d'une étude détaillée, sur un parc précis, un dialogue avec le fournisseur de turbines doit avoir lieu pour définir plus précisément les critères de l'extension de durée de vie (DEL, matrices de Markov, etc.).

Ce postulat ignore le fait que les composants structurels de l'éolienne sont potentiellement conçus avec une certaine marge vis-à-vis des charges équivalentes en fatigue pour les conditions IEC. Cette marge, si elle est avérée par les fabricants d'éoliennes, constitue un potentiel d'extension de durée de vie supplémentaire qui s'ajoute aux résultats présentés à la suite de ce rapport.

De manière générale, cette étude est une étude de sensibilité :

- Evaluant la sensibilité des différences entre conditions de vent IEC et spécifiques sur les charges en fatigue des principaux composants des éoliennes ;
- Permettant de donner des tendances et des ordres de grandeur préliminaires sur le potentiel technique d'extension de durée de vie des parcs éoliens.



©Adobe Stock



9.3.5. RÉSULTATS

■ SIGNAUX DE SORTIE ET REPÈRES

Les résultats des simulations aéroélastiques présentés dans cette section concernent les signaux de sorties suivants :

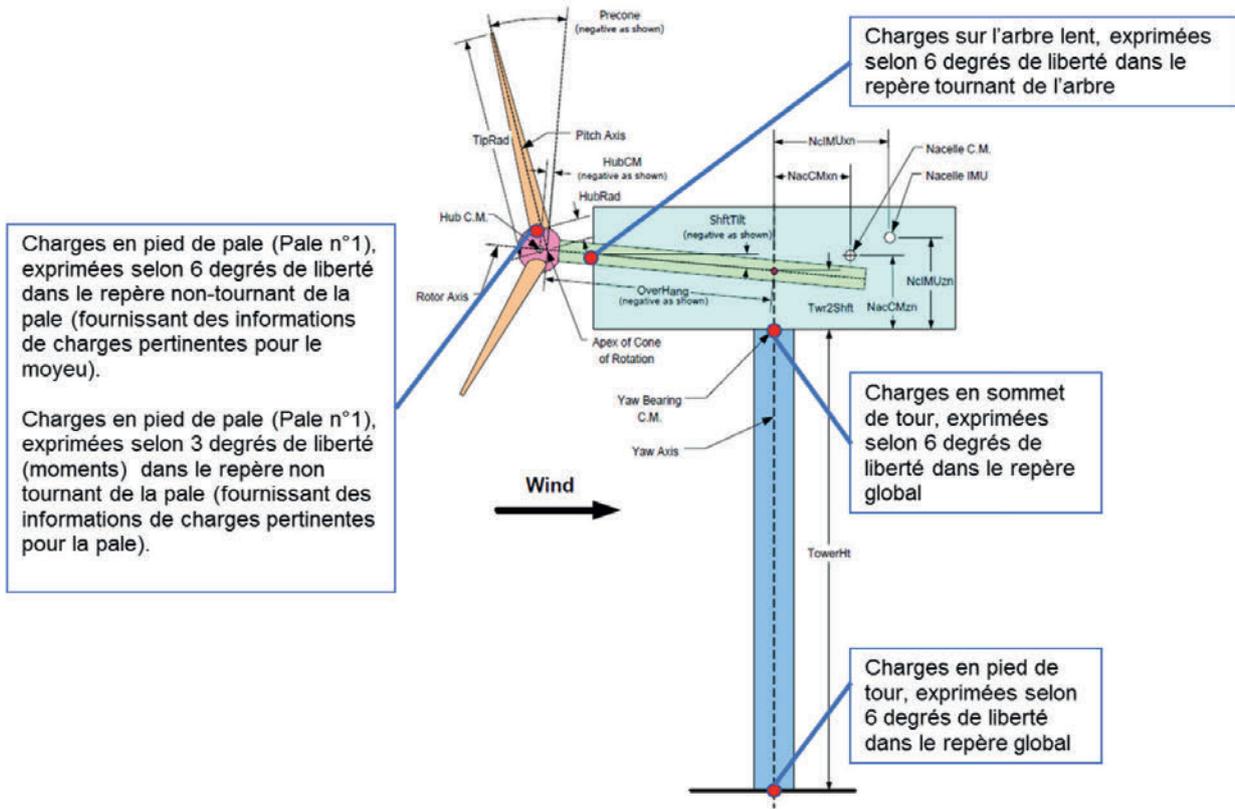


FIGURE 80 : ILLUSTRATION DES SIGNAUX DE SORTIE
(Sources : FAST USER'S GUIDE, JASON M. JONKMAN, MARSHALL L. BUHL JR, TECHNICAL REPORT, NREL/EL-500-38230, AUGUST 2005).

Repère global	Repère de la pale	Repère de l'arbre

TABLEAU 32 : DESCRIPTION DES REPÈRES
(Sources : FAST USER'S GUIDE, JASON M. JONKMAN, MARSHALL L. BUHL JR, TECHNICAL REPORT, NREL/EL-500-38230, AUGUST 2005).

- Les post-traitements sont basés sur les pentes de courbes de Wöhler (courbe S-N (Stress vs Number of cycles, c'est-à-dire « contrainte en fonction du nombre de cycles ») – soit courbe de fatigue de matériaux) suivantes :
 - **Pale** : $m = 10$;
 - **Tour et arbre lent** : $m = 3$ et $m = 5$.
- Les tableaux suivants présentent les signaux de sortie dans les différents repères :
 - **Pied de pale, repère tournant** ($m = 10$)
 - **Pied de pale, repère non tournant** ($m = 10$)
 - **Arbre lent, repère tournant** ($m = 3, m = 5$)
 - **Sommet de la tour** ($m = 3, m = 5$)
 - **Base de la tour** ($m = 3, m = 5$)
- Le pied de pale réfère à la pale au niveau de la connexion au hub, les résultats sont donnés dans un repère tournant ou non tournant.
 - Dans le repère non-tournant, les résultats sont exprimés selon 6 degrés de liberté et fournissent des informations de charges pertinentes pour le moyeu.
 - Dans le repère tournant, les résultats sont exprimés selon 2 degrés de liberté (moments) et fournissent des informations de charges pertinentes pour la pale.
- Les résultats au niveau de l'arbre lent sont donnés dans un repère tournant.

9.3.6. CAS D'INTÉRÊT, NORD (CAS 2)

Ce cas est détaillé précisément car il présente le plus grand potentiel d'extension de durée de vie. C'est donc sur ce cas que les tendances sont les plus évidentes. Les tendances du cas 2 Nord sont globalement similaires pour les 9 autres cas, mais moins prononcées.

Le tableau ci-dessous (TABLEAU 33) donne le potentiel d'extension de durée de vie par composant de l'éolienne et par signal de sortie, d'après les équations présentées dans la section "Exploitation des résultats, potentiel d'extension de durée de vie".

Les signaux de sortie qui ne sont pas considérés pertinents pour l'évaluation de l'extension de durée de vie ont été grisés dans le tableau. Les cases en bleu indiquent, pour chaque composant (et repère associé), les signaux de sortie pour lesquels le potentiel d'extension de durée de vie est le plus faible. Cela permet de souligner quel est le signal de sortie limitant pour l'extension de durée de vie.

La première remarque concerne le potentiel d'extension de durée de vie de la tour, bien plus important (>> 50 ans) que celui des composants en rotation – pales et arbre (de 7 à 23 ans). Cette différence s'explique notamment par les charges dues aux effets de rotation de masses au niveau de ces composants. En prenant en compte la rotation du rotor, une pale fléchit sous l'effet de la gravité avec un moment de flexion qui varie en fonction de l'azimut de la pale. Ce chargement gravitationnel représente une grande partie du chargement total sur la pale (le total incluant les chargements de vent). Cela explique pourquoi les différences entre les conditions IEC et celles spécifiques au site ont relativement peu d'effets sur l'ensemble des

chargements en fatigue (et donc sur le potentiel d'extension de durée de vie).

On peut aussi remarquer que les chargements sur la tour (surtout le moment de flexion) sont principalement dus à la poussée aérodynamique sur le rotor. Les différences entre conditions IEC et conditions spécifiques entraînent un écart non négligeable sur les chargements en fatigue, et donc sur les potentiels d'extension de durée de vie.

D'après le tableau ci-dessous, on ne peut pas conclure directement que la tour puisse avoir une extension de durée de vie aussi importante (plus de 100 ans). D'autres phénomènes que la fatigue limitent cette durée de vie comme la corrosion ou la tenue des boulons. On peut plutôt conclure que la tour n'est pas un composant limitant l'extension de durée de vie, sous réserve que des inspections sur site confirment le bon état structurel de la tour. Il faut aussi remarquer que des piqûres de corrosion et des fissures peuvent altérer la résistance en fatigue, et remettre en cause les conclusions précédentes.

Rappel des conditions de vent :

Région	Cas	Conditions IEC		Conditions spécifiques		
		V_ave (m/s)	Iref (-)	V_ave (m/s)	k	Iref (-)
Nord	Cas 2	10,0	0,16	7,0	2,3	0,09



Nord_Cas2	m	Potentiel d'extension de durée de vie (en nombre d'années)						Minimum sur les signaux pertinents	Signal donnant le minimum
		Mx	My	Mz	Fx	Fy	Fz		
Pale (au niveau de la connexion au hub, repère tournant)	10	20	1523					20	Mx
Pale (au niveau de la connexion au hub, repère non tournant)	10	35	1594	114	1694	23	246	23	Fy
Arbre lent (repère tournant)	3	194	170	169	159	75	74	74	Fz
Arbre lent (repère tournant)	5	97	488	477	249	76	75	75	Fz
Sommet de la tour	3	184	196	189	170	216	237	184	Mx
Sommet de la tour	5	358	700	674	270	1094	104	358	Mx
Base de la tour	3	178	166	189	236	243	251	166	My
Base de la tour	5	866	283	674	482	1126	125	283	My

TABLEAU 33 :
POTENTIEL D'EXTENSION DE DURÉE DE VIE (EN NOMBRE D'ANNÉES), CAS 2, NORD

Afin de mieux illustrer les commentaires de cette section, les tableaux ci-dessous présentent les DELs en pied de pale et à la base de la tour. Le TABLEAU 34 montre les DELs des moments en pied de pale. On voit clairement que le moment Mx (fléchissement dû à la gravité et à la rotation du rotor, voir repère TABLEAU 32) varie peu

entre conditions « standard » (IEC) et conditions spécifiques au Cas 2, Nord. Le moment My (fléchissement « flapwise », dû au vent) change par contre fortement. Mx étant ici la charge critique dimensionnante, le changement des conditions de vent influe relativement peu sur le potentiel d'extension de durée de vie.

Pied de pale (pitch) m = 10,0	Principaux axes de ka pale Mx	Principaux axes de ka pale My
DEL standard	5 592	6 936
DEL spécifique au site	5 223	4 492
Delta durée de vie	20	1 523

TABLEAU 34 :
DEL ET POTENTIEL D'EXTENSION DE DURÉE DE VIE, NORD CAS 2, PIED DE PALE, REPÈRE TOURNANT

Le TABLEAU 35 montre les DELs des moments et efforts horizontaux en pied de tour. On constate un large ratio entre « DEL standard » et « DEL site-specific ». Comme indiqué, précédemment, l'extension de durée de vie dépend de ce ratio

à la puissance m (ici 5). Cela explique le très fort potentiel d'extension de durée de vie. Comme expliqué précédemment (section 4.9.2), ce potentiel n'est pas à prendre au pied de la lettre, en raison d'autres facteurs limitants.

Charges en pied de tour m = 5.0	TB Mx	TB My	TB Fx	TB Fy
DEL standard	14 309	54 181	630	163
DEL spécifique au site	6 703	31 459	331	73
Delta durée de vie	866	283	482	1 126

TABLEAU 35 :
DEL ET POTENTIEL D'EXTENSION DE DURÉE DE VIE, NORD CAS 2, PIED DE TOUR

9.4. Annexe 4 : Détails sur l'étude de l'impact CAS TE

9.4.1. MÉTHODOLOGIE DE L'ESTIMATION DU CAS TE

L'estimation du coût pour l'Etat du soutien à la filière éolienne terrestre se fait en calculant le

tarif d'achat (avant 2016) ou le complément de rémunération (à partir de 2016) payé par l'Etat.

9.4.2. TARIF D'ACHAT

Le tarif d'achat de l'électricité produite par les actifs éoliens était fixé entre 2001 et 2015 par des arrêtés tarifaires. Le premier arrêté tarifaire du 5 juin 2001, fixait un tarif constant pour les cinq premières années, puis pour les dix années suivantes, un tarif dépendant de la durée annuelle de fonctionnement de référence, définie comme la moyenne des trois durées annuelles médianes de fonctionnement mesurées au cours des cinq premières années d'exploitation du parc. Un tarif fixe était ensuite établi au-delà de la 15^{ème} année. L'arrêté tarifaire du 10 juillet 2006 a mis à jour ces tarifs, définissant un tarif fixe pour les dix premières

années de fonctionnement de l'installation, et un tarif dépendant de la durée annuelle de fonctionnement pour les cinq années suivantes. Dans ce cas, la durée annuelle de fonctionnement est définie comme la moyenne des huit durées annuelles médianes calculées lors des dix premières années. L'arrêté ne définit plus de tarif d'achat au-delà de la 15^{ème} année. Les arrêtés du 17 novembre et du 23 décembre 2008 et celui du 1^{er} juillet 2014 définissent les mêmes conditions tarifaires que l'arrêté du 10 juillet 2017. Le détail de ces tarifs est donné dans la *FIGURE 81*.

	Durée annuelle de fonctionnement de référence	Années 1 à 5 (€/MWh)	Années 6 à 10 (€/MWh)	Années 11 à 15 (€/MWh)	Années 16 et au-delà Deuxième contrat (€/MWh)
Entre 2001 et 2005	1900h et moins	83,8	83,8		44,2
	Entre 1900 et 2400h	83,8	Interpolation linéaire		44,2
	2400h	83,8	59,5		44,2
	Entre 2400 et 3300h	83,8	Interpolation linéaire		44,2
	3300h et plus	83,8	30,5		44,2
Entre 2006 et 2015	2400h et moins	82		82	-
	Entre 2400 et 2800h	82		Interpolation linéaire	-
	2800h	82		68	-
	Entre 2800 et 3600h	82		Interpolation linéaire	-
	3600h et plus	82		28	-

FIGURE 81 :
TARIFS NON INDEXÉS POUR L'ÉLECTRICITÉ PRODUITE PAR LES ÉOLIENNES ENTRE 2001 ET 2015
Sources : ARRÊTÉS TARIFAIRES DU 5 JUIN 2001, DU 10 JUILLET 2006, DU 17 NOVEMBRE ET DU 23 DÉCEMBRE 2008 (MÊMES CONDITIONS QU'EN 2006) ET DU 1 JUILLET 2014 (MÊMES CONDITIONS QU'EN 2006)

Dans le cadre de cette estimation, les durées annuelles de fonctionnement de référence utilisées seront calculées à partir de la puissance et du productible mis en service chaque année présentés dans le *TABLEAU 17* et le *TABLEAU 18*, en considérant ce productible comme constant sur l'ensemble de la durée de vie des éoliennes.

L'arrêté tarifaire du 5 juin 2001 stipule également qu'un taux de dégressivité annuel de 3,3 % s'applique à ce tarif en fonction de la date d'entrée dans le dispositif du parc éolien, à partir du 1^{er} janvier 2003. Ainsi, ce taux n'est pas appliqué pour les parcs mis en service avant 2003, puis le tarif est indexé à l'année de la demande de contrat par application du coefficient $(1-0.033)^n$, où n est le nombre d'année entre l'année de demande de contrat et 2002 ($n = 1$ pour 2003).

L'indexation de ces tarifs est définie différemment à partir de l'arrêté du 10 juillet 2006, en fonction de la date de demande de contrat d'achat :

- Pour une demande de contrat d'achat effectuée en 2006 : les tarifs applicables sont directement ceux présentés dans le tableau ci-dessus.
- Pour une demande de contrat d'achat effectuée en 2007 : les tarifs applicables sont ceux présentés dans le tableau ci-dessus, indexés par application du coefficient K défini ci-dessous.
- Pour une demande de contrat d'achat effectuée à partir de 2008 : les tarifs applicables sont ceux présentés dans le tableau ci-dessus, indexés par application du coefficient $(0.98)^n \cdot K$, où K est défini ci-dessous et n est le nombre d'années entre l'année de demande de contrat et 2007 ($n = 1$ pour un contrat passé en 2008).



$$K = 0.5 \frac{ICHTrev - TS}{ICHTrev - TS_0} + 0.5 \frac{FMOABE0000}{FMOABE0000_0}$$

Où :

- *ICHTrev-TS* est la dernière valeur définitive au 1^{er} janvier de l'année de la demande, de l'indice du coût horaire du travail révisé (tous salariés) dans les industries mécaniques et électriques. Cet indice existe depuis 2008, l'indice équivalent précédent était le ICHTTTS1.
- *FMOABE000* est la dernière valeur définitive au 1^{er} janvier de l'année de la demande, de l'indice de prix de production de l'industrie française pour

le marché français pour l'ensemble de l'industrie. L'indice équivalent précédent était le PPEI.

- *ICHTrev-TS₀* est la valeur de l'indice ICHTTTS1 au 26 juillet 2006.
- *FMOABE000₀* est la valeur de l'indice PPEI au 26 juillet 2006.

A partir de 2006, les tarifs sont également indexés annuellement au 1^{er} novembre par l'application du coefficient L défini ci-dessous.

$$L = 0.4 + 0.4 \frac{ICHTrev - TS}{ICHTrev - TS_0} + 0.2 \frac{FMOABE0000}{FMOABE0000_0}$$

Où :

- *ICHTrev-TS* est la dernière valeur définitive au 1^{er} novembre de chaque année, de l'indice du coût horaire du travail révisé (tous salariés) dans les industries mécaniques et électriques. Cet indice existe depuis 2008, l'indice équivalent précédent était le ICHTTTS1.
- *FMOABE000* est la dernière valeur définitive au 1^{er} novembre de chaque année, de l'indice de prix de production de l'industrie française pour le marché français pour l'ensemble de l'industrie. L'indice équivalent précédent était le PPEI.

• *ICHTrev-TS₀* est la valeur de l'indice ICHTTTS1 à la date de prise d'effet du contrat d'achat.

• *FMOABE000₀* est la valeur de l'indice FMOABE0000 ou de l'indice PPEI à la date de prise d'effet du contrat d'achat.

Les valeurs de ces indices sont fournies annuellement et mensuellement par l'INSEE⁴² et sont présentées dans la *FIGURE 82*.

	ICHTTS1 / ICHTrev-TS			FMOABE0000 / PPEI		
	Janvier	Juillet	Novembre	Janvier	Juillet	Novembre
2006	92,2	134,0	94,3	93,3	95,5	95,2
2007	94,6	-	96,8	95,2	-	98,9
2008	97,2	-	100,0	100,0	-	101,1
2009	99,9	-	99,6	98,3	-	97,9
2010	99,9	-	104,1	98,4	-	101,6
2011	105,1	-	108,8	103,0	-	107,0
2012	109,4	-	111,2	107,4	-	109,3
2013	111,6	-	112,4	110,0	-	109,4
2014	112,6	-	114,1	109,1	-	107,5
2015	114,3	-	116,0	105,9	-	105,6
2016	116,3	-	118,3	104,0	-	106,1
2017	118,5	-	119,9	108,0	-	-
2018	120,2	-	123,0	-	-	-
2019	123,7	-	-	-	-	-

FIGURE 82 :
INDICES DU COÛT HORAIRE DU TRAVAIL DANS LES INDUSTRIES MÉCANIQUES ET ÉLECTRIQUES (ICHTS1 ET ICHTREV-TS)
ET INDICES DE PRIX DE PRODUCTION DE L'INDUSTRIE FRANÇAISE POUR LE MARCHÉ FRANÇAIS
POUR L'ENSEMBLE DE L'INDUSTRIE (PPEI ET FMOABE0000) DE 2006 A 2019
Source : INSEE

Les valeurs de ces indices ne sont pas disponibles après début 2017 pour l'indice FM0ABE0000 et après début 2019 pour l'indice ICHTrev-TS. D'après les évolutions de ces indices ces dernières années, l'hypothèse a été prise d'estimer l'indice FM0ABE0000 comme constant à partir de la valeur

de janvier 2017, et d'extrapoler linéairement les valeurs de l'indice ICHTrev-TS à partir des valeurs prises en janvier. Les valeurs initiales et celles obtenues sont présentées dans la FIGURE 83 et la FIGURE 84.

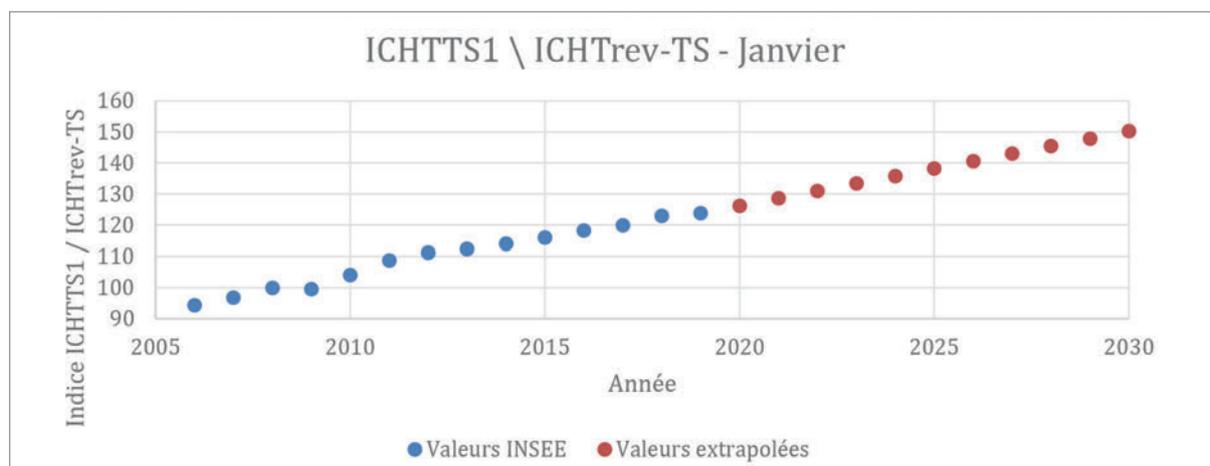


FIGURE 83 :
VALEURS INSEE DE L'INDICE ICHTTTS1 / ICHTREV-TS DE 2006 À 2019 ET EXTRAPOLATION LINÉAIRE AU-DELÀ

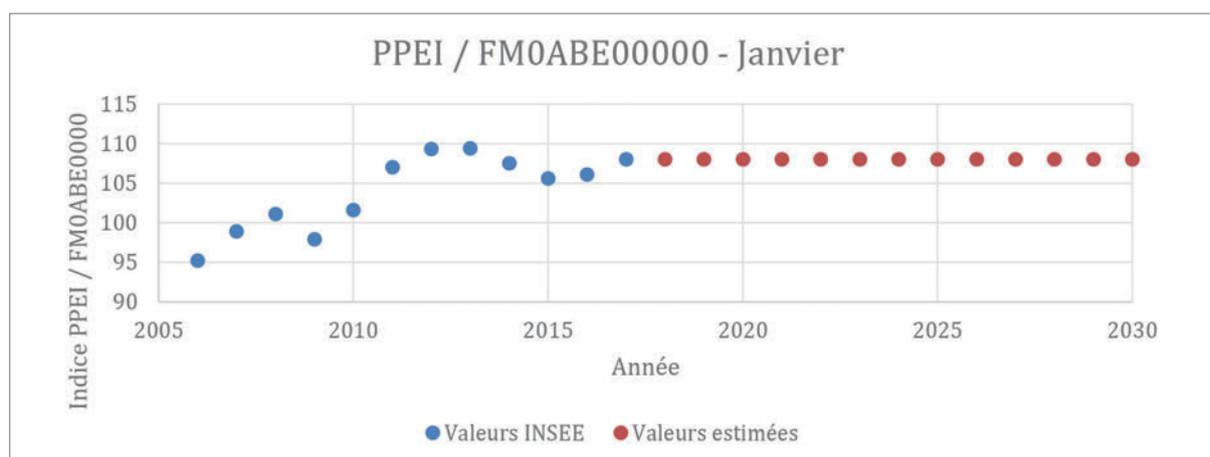


FIGURE 84 :
VALEURS INSEE DE L'INDICE PPEI / FM0ABE0000 DE 2006 À 2017 ET ESTIMATION CONSTANTE AU-DELÀ

9.4.3. COMPLÉMENT DE RÉMUNÉRATION

Les arrêtés tarifaires du 28 mai et du 14 décembre 2016 introduisent le complément de rémunération versé par l'Etat aux exploitants d'installations électriques à la place de l'achat direct de

l'électricité au tarif d'achat défini précédemment. Ce complément de rémunération est défini comme ci-dessous.

$$CR = \sum_{i=1}^n E_i \cdot (\alpha T_e - M_{0i} + P_{gestion}) - (Nb_{capa} \cdot P_{ref\ capa})$$

Où :

- n est un nombre entier compris entre 1 et 12 et représentant le nombre de périodes de calcul dans l'année, avec l'indice i parcourant ces périodes de calcul. Le calcul sera fait ici avec un pas de temps annuel, soit donc pour $n = i = 1$ et avec des valeurs annualisées.
- E_i représente la production nette d'électricité de l'installation. Cette valeur sera prise comme étant égale au productible réalisé chaque année, présenté dans le TABLEAU 17 et le TABLEAU 18, en considérant ce productible comme constant sur l'ensemble de la durée de vie des éoliennes.



- Le coefficient α est égal à 1 d'après l'arrêté du 14 décembre 2018.
- Le tarif de référence T_e est supposé égal au LCOE défini dans le TABLEAU 18. L'arrêté du 10 mai 2017

définit l'indexation de ce tarif par l'application du coefficient L défini ci-dessous. Les indices utilisés sont les mêmes que ceux définis dans la section 4.10.4.

$$L = 0.7 + 0.15 \frac{ICHTrev - TS}{ICHTrev - TS_0} + 0.15 \frac{FMOABE0000}{FMOABE0000_0}$$

- M_{oi} représente le prix de marché de référence représentatif de la valorisation de l'électricité produite sur les marchés de l'électricité.
- $P_{gestion}$ est une prime de gestion égale à 2,8 €/MWh d'après l'arrêté du 14 décembre 2018.
- Nb_{capa} correspond au nombre de garanties de capacités de l'installation pour une année de livraison et pref capa à un prix de référence représentatif du prix de la garantie de capacité échangée pour l'année de livraison considérée. Ce terme a été pris en compte en considérant qu'un parc éolien terrestre avec un facteur de charge de 20-25 % touchera comme garanties de capacités 3400 €/an/MW d'éolien installé. Cela revient environ à enlever 1 €/MWh.

Le prix de l'électricité utilisé dans cette estimation est basé sur les hypothèses PPE présentées dans le rapport annuel du CGCSPE de l'exercice 2018. Deux scénarios sont envisagés dans ce rapport, un premier, le scénario A, dans lequel le prix moyen de l'électricité est de 56 €/MWh en 2028 et un deuxième, le scénario B, où le prix moyen est de 42 €/MWh en 2028. Dans les deux cas, le prix de marché est considéré constant au-delà de 2030. Les deux scénarios sont présentés dans la FIGURE 85. Le prix de l'électricité est donc considéré comme fixe, et ne prend pas en compte les fluctuations et notamment les baisses de prix lors de la production d'énergie éolienne.

Année		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Prix électricité [€/MWh]	Scénario A	41.3	42.5	43.2	43.8	44.0	45.2	45.8	48.7	52.1	55.6	58.9	62.4	62.4	62.4	62.4
	Scénario B	40.0	40.0	39.9	39.9	39.9	39.8	39.7	40.8	41.7	42.4	43.5	44.2	44.2	44.2	44.2

FIGURE 85 :
HYPOTHÈSES PPE SUR LE PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ
Source : RAPPORT ANNUEL CGCSPE 2048

Le plafond annuel du complément de rémunération est également défini mais n'a pas été pris en compte dans cette estimation.

9.4.4. RAPPEL DES PRINCIPALES HYPOTHÈSES DE L'APPROCHE

La méthodologie a été définie à partir des arrêtés tarifaires définissant les tarifs d'achat en place jusqu'en 2015 et le complément de rémunération applicable depuis 2016. Les hypothèses suivantes ont été prises afin de réaliser l'estimation :

- Parc initial composé des mises en service de 1999 à 2014 uniquement ;
- Calcul sur le parc initial pour une durée de vie de 16 ans ;
- Parc renouvelé basé sur le scénario de base ;
- Les derniers parcs renouvelés le sont en 2031, et en gardant la même durée de vie de 16 ans, le calcul sur le parc renouvelé se fait donc jusqu'en 2047. Les hypothèses sur le prix de l'électricité sont les mêmes au-delà de 2030.
- Productible annuel considéré comme constant sur l'ensemble de la durée de vie des éoliennes ;
- Durées annuelles de fonctionnement de référence calculées à partir de la puissance et du productible mis en service chaque année ;
- Hypothèses sur les indices d'indexation telles que définies dans la section 7.4.2 ;
- Les années de mise en service sont considérées comme les années de demande et de début de contrat ;
- Hypothèses sur le prix de l'électricité telles que définies dans la section 7.4.3 ;
- Primes pour les prix négatifs non considérées ;
- Plafond annuel du complément de rémunération non pris en compte.

9.4.5. RÉSULTATS DE L'ESTIMATION DU CAS TE

■ RÉSULTATS POUR LE PARC INITIAL

FIGURE 86 : CHARGES ANNUELLES POUR LES FINANCES PUBLIQUES PAR ANNÉE DE MISE EN SERVICE [M€] POUR LE PARC INITIAL

Année de mise en service	MW	GW/h / an	Nb heures fonctionnement / an	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
1999	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2000	38	91	2395	0	6	6	6	5	5	1	1	2	-1	2	1	1	1	1	2
2001	35	85	2429	0	0	5	5	5	5	3	1	2	-1	1	1	1	1	1	2
2002	67	169	2522	0	0	0	10	10	9	6	6	2	-2	2	1	1	1	2	4
2003	89	211	2371	0	0	0	0	12	11	7	7	8	-2	3	2	2	3	3	5
2004	132	291	2205	0	0	0	0	0	15	9	8	11	3	6	5	4	5	6	9
2005	349	657	1883	0	0	0	0	0	0	19	17	23	4	22	19	18	19	21	27
2006	669	1561	2333	0	0	0	0	0	0	0	51	67	25	64	61	62	68	74	88
2007	792	1606	2028	0	0	0	0	0	0	0	0	47	3	44	40	41	46	52	66
2008	1122	2370	2112	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	65	59	60	68	77	98
2009	1217	2514	2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	67	61	62	70	80	102
2010	1395	2835	2032	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	59	60	69	80	105
2011	820	1843	2248	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	33	39	46	62
2012	759	1669	2199	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	31	38	53
2013	670	1468	2191	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	31	44
2014	1104	2577	2334	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	73
Total [M€]				0	6	11	21	32	45	46	91	161	34	277	309	346	421	513	741
Total cumulé [M€]				0	6	17	38	71	118	166	260	426	466	756	1066	1428	1880	2430	3193

Année de mise en service	MW	GW/h / an	Nb heures fonctionnement / an	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1999	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2000	38	91	2395	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2001	35	85	2429	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2002	67	169	2522	3	3	0	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2003	89	211	2371	4	5	3	-2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2004	132	291	2205	8	8	6	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2005	349	657	1883	25	26	20	17	23	-2	-2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2006	669	1561	2333	82	87	75	69	83	82	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2007	792	1606	2028	61	65	53	46	60	60	60	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2008	1122	2370	2112	90	96	78	68	89	88	88	88	0	0	0	0	0	0	0	0
2009	1217	2514	2066	93	99	80	70	92	91	91	91	92	0	0	0	0	0	0	0
2010	1395	2835	2032	95	102	81	68	94	92	92	92	93	92	0	0	0	0	0	0
2011	820	1843	2248	56	60	46	38	54	53	53	53	54	53	53	0	0	0	0	0
2012	759	1669	2199	47	51	38	30	45	44	44	44	45	44	44	40	0	0	0	0
2013	670	1468	2191	39	42	31	24	37	36	36	36	37	36	36	32	28	0	0	0
2014	1104	2577	2334	64	70	50	39	62	60	60	59	60	59	58	52	45	37	0	0
Total [M€]				668	715	559	470	641	605	522	464	381	283	190	124	73	37	0	0
Total cumulé [M€]				3877	4592	5160	5682	6425	7159	7824	8445	8995	9458	9837	10158	10435	10681	10894	11112

L'ADEME EN BREF

À l'ADEME - l'Agence de la transition écologique -, nous sommes résolument engagés dans la lutte contre le réchauffement climatique et la dégradation des ressources.

Sur tous les fronts, nous mobilisons les citoyens, les acteurs économiques et les territoires, leur donnons les moyens de progresser vers une société économe en ressources, plus sobre en carbone, plus juste et harmonieuse.

Dans tous les domaines - énergie, air, économie circulaire, gaspillage alimentaire, déchets, sols... - nous conseillons, facilitons et aidons au financement de nombreux projets, de la recherche jusqu'au partage des solutions. À tous les niveaux, nous mettons nos capacités d'expertise et de prospective au service des politiques publiques.

L'ADEME est un établissement public sous la tutelle du ministère de la Transition écologique et solidaire et du ministère de l'Enseignement supérieur, de la Recherche et de l'Innovation.

www.ademe.fr ou suivez-nous sur [@ademe](https://twitter.com/ademe)

Les collections de l'ADEME



ILS L'ONT FAIT

L'ADEME catalyseur :

Les acteurs témoignent de leurs expériences et partagent leur savoir-faire.



EXPERTISES

L'ADEME expert :

Elle rend compte des résultats de recherches, études et réalisations collectives menées sous son regard.



FAITS ET CHIFFRES

L'ADEME référent :

Elle fournit des analyses objectives à partir d'indicateurs chiffrés régulièrement mis à jour.



CLÉS POUR AGIR

L'ADEME facilitateur : Elle élabore des guides pratiques pour aider les acteurs à mettre en oeuvre leurs projets de façon méthodique et/ou en conformité avec la réglementation.



HORIZONS

L'ADEME tournée vers l'avenir :

Elle propose une vision prospective et réaliste des enjeux de la transition énergétique et écologique, pour un futur désirable à construire ensemble.



Renouvellement de l'éolien : quelles stratégies possibles et envisageables en fin d'exploitation pour les parcs éoliens terrestres ?

« La programmation pluriannuelle de l'énergie publiée en avril 2020 par le gouvernement français prévoit de plus que doubler la puissance éolienne installée pour atteindre environ 34 GW en 2028, faisant passer le parc éolien d'environ 8 000 mâts à fin 2018 à environ 14 000 mâts. Au cours de la même période, des parcs représentant une capacité cumulée de 7 GW arriveront au terme de leur contrat d'obligation d'achat. Se pose ainsi la question de la place du renouvellement des parcs éoliens dans l'atteinte des objectifs de la PPE et du gisement associé à leur renouvellement, au regard des différentes options possibles qui s'offrent aux exploitants et de leurs conséquences en termes techniques, économiques et environnementaux.

L'objectif de la présente étude est d'analyser, dans le cadre de l'application de la réglementation en vigueur, le potentiel associé au renouvellement des parcs éoliens français et les enjeux que cela soulève, des points de vue technico-économique, environnemental et réglementaire. »

011119

