



N° 1990

ASSEMBLÉE NATIONALE

CONSTITUTION DU 4 OCTOBRE 1958

QUINZIÈME LÉGISLATURE

Enregistré à la Présidence de l'Assemblée nationale le 5 juin 2019

RAPPORT

FAIT

AU NOM DE LA COMMISSION DES FINANCES, DE L'ÉCONOMIE GÉNÉRALE ET DU CONTRÔLE BUDGÉTAIRE SUR LE PROJET DE LOI, APRÈS ENGAGEMENT DE LA PROCÉDURE ACCÉLÉRÉE, *de règlement du budget et d'approbation des comptes de l'année 2018* (n° 1947),

PAR M. JOËL GIRAUD,
Rapporteur général
Député

ANNEXE N° 18

ÉCOLOGIE, DÉVELOPPEMENT ET MOBILITÉ DURABLES :

ÉNERGIE, CLIMAT ET APRÈS MINES

SERVICE PUBLIC DE L'ÉNERGIE

**FINANCEMENT DES AIDES AUX COLLECTIVITÉS POUR
L'ÉLECTRIFICATION RURALE**

TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

Rapporteur spécial : M. JULIEN AUBERT
Député

SOMMAIRE

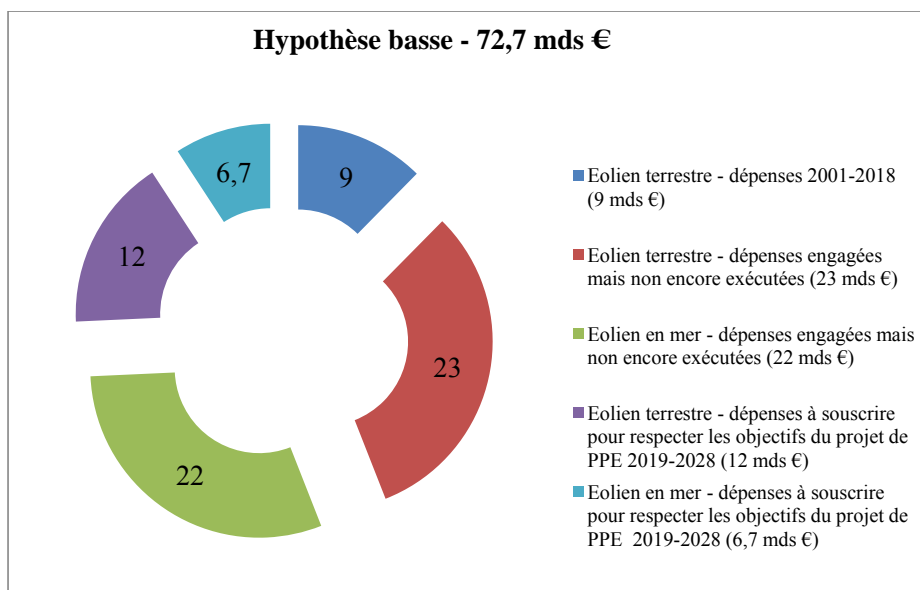
	Pages
SYNTHÈSE	5
INTRODUCTION	9
PREMIÈRE PARTIE : L'EXAMEN DU PROJET DE LOI DE RÈGLEMENT	13
I. LE COMPTE D'AFFECTATION SPÉCIALE <i>TRANSITION ÉNERGÉTIQUE</i>	13
II. LE PROGRAMME 345 <i>SERVICE PUBLIC DE L'ÉNERGIE</i>	15
III. LE PROGRAMME 174 <i>ÉNERGIE, CLIMAT ET APRÈS MINES</i>	17
IV. LE COMPTE D'AFFECTATION SPÉCIALE <i>FINANCEMENT DES AIDES AUX COLLECTIVITÉS POUR L'ÉLECTRIFICATION RURALE</i>	19
SECONDE PARTIE : LE SOUTIEN FINANCIER APPORTÉ PAR L'ÉTAT AUX ÉOLIENNES	21
I. OBJECTIFS, ORGANISATION, RÉSULTATS ET PERSPECTIVES	21
A. LES OBJECTIFS ET LES MÉCANISMES DE SOUTIEN	21
1. Les objectifs	21
2. Les mécanismes de soutien financier direct	23
3. Les mécanismes de soutien indirect	26
B. LES RÉSULTATS ET LES PERSPECTIVES	29
1. Les résultats	29
2. Les perspectives : les objectifs de la PPE	33
II. ANALYSE CRITIQUE ET PROPOSITIONS	37
A. ANALYSE CRITIQUE	37
1. Un soutien public onéreux et déséquilibré.....	37
2. Un soutien public alimentant des sur-rentabilités indues et faisant l'objet d'une insuffisante association du Parlement	42
3. Un soutien public peu efficace.....	48

B. LES PROPOSITIONS	52
1. Interrompre tout soutien à l'éolien terrestre ou, à défaut, réviser fortement les conditions de ce soutien	52
2. Confirmer le soutien apporté à l'éolien en mer posé et flottant tout en imposant l'éloignement de ces installations des côtes afin d'en favoriser l'acceptation sociale.....	55
3. Renforcer les pouvoirs du Parlement.....	58
CONCLUSION.....	59
LISTE DES RECOMMANDATIONS DU RAPPORTEUR SPÉCIAL.....	61
SUIVI DE LA RÉOLUTION N° 136 CONCERNANT LES CERTIFICATS D'ÉCONOMIE D'ÉNERGIE ADOPTÉE PAR L'ASSEMBLÉE NATIONALE LE 20 JUIN 2018	62
TRAVAUX DE LA COMMISSION.....	64
LISTE DES PERSONNES AUDITIONNÉES PAR LE RAPPORTEUR SPÉCIAL ET DES CONTRIBUTIONS ÉCRITES REÇUES	65
SOURCES UTILISÉES PAR LE RAPPORTEUR SPÉCIAL.....	67
ANNEXE I : LE SOUTIEN À L'ÉOLIEN EN FRANCE (RAPPORT DE LA COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉNERGIE RÉALISÉ À LA DEMANDE DE LA COMMISSION DES FINANCES DE L'ASSEMBLÉE NATIONALE)	69
ANNEXE II : ARTICLES L. 100-1, L. 100-2 ET L. 100-4 DU CODE DE L'ÉNERGIE (DANS LEUR RÉDACTION AU 6 JUIN 2019).....	90
ANNEXE III : ARTICLES L. 314-1, L. 314-18, L. 311-13 ET L. 311-13-2 DU CODE DE L'ÉNERGIE (DANS LEUR RÉDACTION AU 6 JUIN 2019).....	93
ANNEXE IV : EXTRAIT DU RAPPORT DE LA COUR DES COMPTES SUR LES COÛTS DE LA FILIÈRE ÉLECTRO NUCLÉAIRE	95
ANNEXE V : CARTE SUR L'INTENSITÉ CARBONE DE L'ÉLECTRICITÉ CONSOMMÉE (AU 30 MAI 2019).....	96
ANNEXE VI : DÉCOMPOSITION DE LA CHAÎNE DE VALEUR DE L'ÉOLIEN TERRESTRE (COUR DES COMPTES)	97

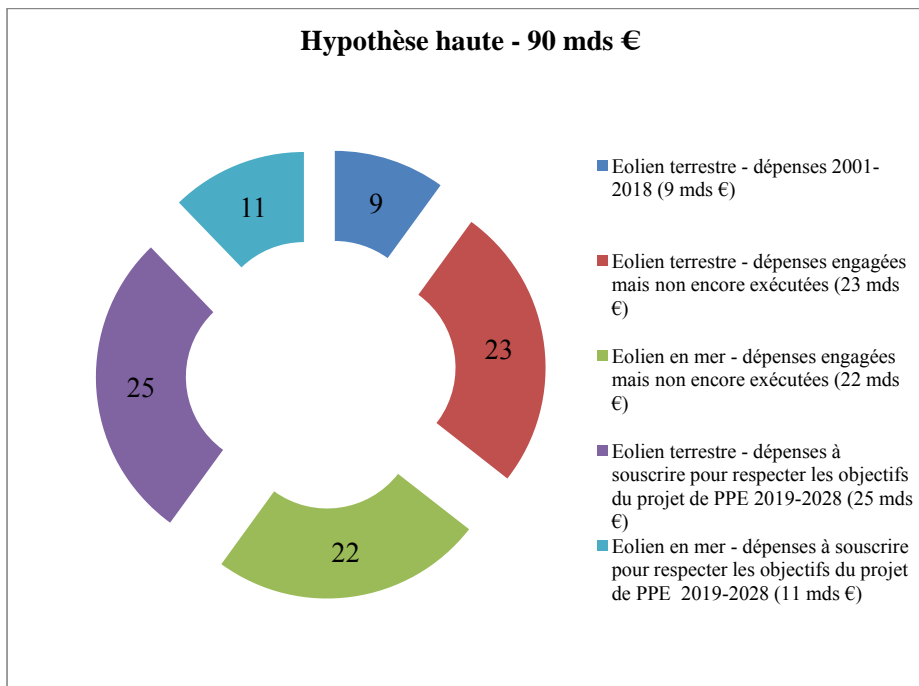
SYNTHÈSE

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) a transmis à la commission des finances un rapport sur Le soutien à l'éolien en France permettant d'estimer le coût du concours apporté par l'État aux éoliennes depuis le début des années 2000, le coût des engagements pris et devant être honorés ainsi que le coût tenant au respect des objectifs fixés à ce secteur par le projet de programmation pluriannuelle de l'énergie 2019-2028. Le coût total s'établit, hors coûts induits, entre 72,7 et 90 milliards d'euros.

LE COÛT DU SOUTIEN APPORTÉ PAR L'ÉTAT AUX ÉOLIENNES



Source : données de la Commission de régulation de l'énergie.



Source : données de la Commission de régulation de l'énergie.

À titre de comparaison, le rapporteur rappelle que la Cour des comptes a estimé en 2012 le coût de construction initial de l'ensemble du parc nucléaire français à 72 milliards d'euros (valeur 2010), soit environ 80 milliards d'euros (valeur 2019).

Le rapporteur considère que la politique de soutien financier apporté par l'État aux éoliennes est onéreuse, déséquilibrée, alimente des sur-rentabilités indues, présente un bilan économique et industriel peu satisfaisant et échappe partiellement au contrôle budgétaire du Parlement.

Il recommande :

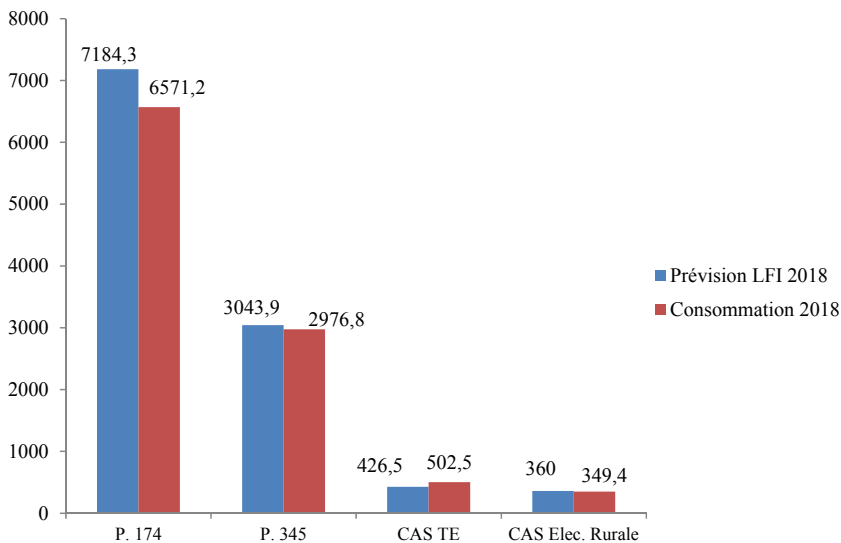
– d'interrompre tout soutien à l'éolien terrestre ou, à défaut, d'en réviser fortement les conditions ;

– de confirmer le soutien apporté à l'éolien en mer posé et flottant tout en imposant l'éloignement des parcs éoliens marins des côtes ;

– de renforcer les pouvoirs du Parlement pour lui conférer la possibilité de fixer chaque année en loi de finances le plafond financier des soutiens publics devant être apportés à chaque filière d'énergie renouvelable.

L'EXÉCUTION BUDGÉTAIRE 2018

(en millions d'euros)



Source : commission des finances

P. 174 : programme *Énergie, climat et après mines*

P. 345 : programme *Service public de l'énergie*

CAS TE : compte d'affectation spéciale (CAS)

CAS Elec. Rurale : CAS *Financement des aides aux collectivités pour l'électrification rurale*

Transition énergétique

« *C'est un grand art que de vendre du vent* »
Baltasar Gracian y Morales (1601-1658) ⁽¹⁾

INTRODUCTION

Le printemps de l'évaluation associe une démarche d'examen de l'exécution financière d'une mission du budget de l'État en année $n-1$ et l'analyse d'une politique publique reposant, en totalité ou en partie, sur les crédits de cette mission.

Dans ce cadre, **le rapporteur procédera à l'analyse des crédits** relevant du programme 174 *Énergie, climat et après mines*, du programme 345 *Service public de l'énergie*, du compte d'affectation spéciale *Transition énergétique* et du compte d'affectation spéciale *Financement des aides aux collectivités pour l'électrification rurale* dont le montant cumulé s'établissait, en loi de finances initiale pour 2018, à 11 014,74 millions d'euros (en autorisations d'engagement et crédits de paiement).

Le rapporteur évaluera dans un second temps **la politique de soutien financier apporté par l'État aux éoliennes terrestres et aux éoliennes en mer** ⁽²⁾.

Le choix de ce thème d'évaluation s'inscrit en premier lieu dans un **contexte marqué par la proportion croissante représentée par les éoliennes dans la production électrique française**. Au 31 mars 2019, la France compte environ 8 000 mâts éoliens représentant une puissance électrique raccordée de 15 352 mégawatts (MW) ⁽³⁾. En 2018, l'éolien a représenté 5,1 % de l'électricité produite en France ⁽⁴⁾.

Ce choix s'inscrit surtout dans un contexte marqué par **le renouvellement du soutien public aux éoliennes et par les controverses entourant cette orientation**.

(1) Cité par Ferenc Fodor, « *Les représentations socio-discursives de l'éolien terrestre et maritime dans les médias français* », in *L'énergie éolienne en Europe, Conflits, démocratie, acceptabilité sociale, sous la direction de François Bafoif, presses de Sciences-po, 2016, p. 189.*

(2) *L'éolien en mer réunit les éoliennes posées et flottantes. La différence entre ces deux installations repose notamment sur leurs modalités d'installation. Si la fondation d'une éolienne posée repose sur le fond marin, celle d'une éolienne flottante repose sur un flotteur relié au sous-sol maritime par des lignes d'ancrage.*

(3) *Source : Panorama de l'électricité renouvelable au 31 mars 2019, RTE, Syndicat des énergies renouvelables, Enedis, ADEef et agence ORE. Cette production provient uniquement des éoliennes terrestres. Les éoliennes en mer (éolien posé et éolien flottant) ne produisent pas à ce jour d'électricité raccordée au réseau à l'exception de deux installations expérimentales flottantes de petite dimension situées au large du Croisic (Floatgen) et en rade de Brest (Eolink).*

(4) *Source : RTE, Bilan électrique 2018, p. 29.*

Le renouvellement de ce soutien public a d'abord été le fait du **Président de la République** qui, dans un **discours du 27 novembre 2018** relatif à la stratégie et à la méthode pour la transition écologique, a déclaré qu'« à l'horizon 2030, la **production du parc éolien terrestre sera [...] triplée** » et que « nous développerons également l'éolien en mer »⁽¹⁾. L'objectif est de porter la part des éoliennes dans la production nationale d'électricité aux environs de 15 % en 2028. L'avant-projet de programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), dévoilé début 2019, a repris ces engagements avant leur possible inscription définitive dans ce texte à la faveur de sa prochaine approbation (prévue d'ici la fin de l'année 2019).

Le soutien aux éoliennes et les choix opérés ne font cependant pas l'unanimité et sont de plus en plus contestés.

Cette politique, suivie avec constance depuis 2001, se heurte tout d'abord à une **opposition ancienne dans nos territoires**. Plus de 70 % des projets éoliens terrestres font l'objet de recours contentieux. Huit ans après le lancement des premiers marchés publics relatifs aux parcs éoliens posés en mer, aucun site n'est en service. Dans son rapport sur le débat public organisé du 19 mars au 30 juin 2018 sur la PPE, la Commission nationale du débat public note que « *les oppositions locales [aux éoliennes] sont loin d'être négligeables. Le débat public a montré que si des préoccupations nimbystes pouvaient être avérées ici ou là, elles ne sauraient épuiser les explications quant à la force, à la diversité et la puissance des oppositions constatées sur un certain nombre de territoires.* »⁽²⁾.

Ces interrogations se sont également exprimées du 15 décembre 2018 au 4 janvier 2019 sur la plate-forme électronique ouverte par le Conseil économique, social et environnemental sur le thème « *Avec ou sans gilet jaune, citoyennes et citoyens, exprimez-vous* ». Les contributions déposées sur l'éolien (337) ont été bien plus nombreuses que celles portant sur d'autres énergies renouvelables et la teneur des messages était très critique⁽³⁾.

Des collectivités territoriales ont également manifesté leur opposition au développement, jugé excessif, des éoliennes. En juin 2018, M. Xavier Bertrand, président de la région Hauts-de-France, s'est publiquement opposé à la poursuite du développement des éoliennes dans sa région et a favorisé la création d'un Observatoire de l'éolien cartographiant les installations et organisant des réunions d'information dans les communes concernées⁽⁴⁾.

(1) *Discours du Président de la République du 27 novembre 2018 relatif à la stratégie et à la méthode pour la transition écologique*, p. 6.

(2) *Commission nationale du débat public*, Débat public sur la programmation pluriannuelle de l'énergie, p. 133.

(3) Cf. *Avec ou sans gilet jaune, citoyennes et citoyens, exprimez-vous*, Synthèse cartographique, *Conseil économique et social environnemental – Cap collectif*, p. 87. Nombre de contributions déposées sur le photovoltaïque : 147. Sur la méthanisation : 27. Sur l'hydroélectricité : 5.

(4) <http://www.hautsdefrance.fr/eolien>.

En mars 2019, le conseil départemental de la Charente-Maritime a adopté à l'initiative de son président, M. Dominique Bussereau, un moratoire symbolique de deux ans sur toute nouvelle implantation sur le territoire ⁽¹⁾.

Les interrogations relatives aux éoliennes sont également de plus en plus relayées par des parlementaires. Depuis le début de la quinzième législature, **trois propositions de loi** relatives aux éoliennes ont été déposées ⁽²⁾ et des députés de tous bords **ont posé plus de soixante-dix questions écrites**. Une **commission d'enquête** sur l'impact économique, industriel et environnemental des énergies renouvelables, sur la transparence des financements et sur l'acceptabilité sociale des politiques de transition énergétique a été constituée en mars 2019 et traitera de certains aspects de ce sujet ⁽³⁾. Par ailleurs, à l'initiative de la Conférence des présidents, l'Assemblée nationale a également créé en juillet 2018 **une mission d'information commune** sur les freins à la transition énergétique. Cette mission d'information a engagé une consultation électronique citoyenne dont la proposition la plus soutenue s'intitule « *Fin des éoliennes en France !* » ⁽⁴⁾.

Dans le même temps, **les premières orientations de la PPE ont été remises en cause** au regard des objectifs de développement limité de l'éolien en mer posé et flottant. Les demandes d'un soutien accru à ces formes d'éoliennes se sont renforcées à la suite de la récente remise des offres (en mars 2019) au dialogue concurrentiel n° 1/2016 portant sur des installations éoliennes de production d'électricité en mer dans une zone au large de Dunkerque. Comme le soutiendra le rapporteur dans son étude, **le montant, a priori avantageux, des offres déposées remet en question le résultat de la renégociation des offres des six premiers parcs éoliens en mer réalisée en 2018. À bien des égards, le résultat de cette renégociation ressemble à une fausse « bonne affaire »**.

L'expression de ces différentes préoccupations a conduit le Gouvernement à annoncer, en mai 2019, le lancement d'une « grande concertation sur l'éolien ». Lors de cette annonce, Mme Emmanuelle Wargon, secrétaire d'État auprès du ministre d'État, ministre de la transition écologique et solidaire, a observé que si « *l'éolien représente un bon moyen pour produire de l'électricité (...) on ne peut pas le faire contre les gens* » ⁽⁵⁾.

(1) Ce moratoire est symbolique puisque le conseil départemental ne possède pas, en droit, le pouvoir de s'opposer à l'installation d'éoliennes.

(2) Propositions de loi n° 129 de M. Marc Le Fur visant à exiger une distance minimale de 1 000 mètres entre les éoliennes et les habitations, les immeubles habités et les zones destinées à l'habitation, n° 957 de M. Jean-Luc Warsmann pour un meilleur encadrement de l'installation des éoliennes en France et n° 1 005 de M. Nicolas Forissier visant à renforcer la sécurité et l'information des populations riveraines de parcs éoliens.

(3) Le rapporteur préside cette commission d'enquête dont le champ d'étude est plus large que celui du présent rapport.

(4) À la date du 1^{er} juin 2019, cette contribution a reçu 479 votes « pour » et 196 votes « contre ».

(5) Cf. Green univers, « Emmanuelle Wargon annonce un nouveau débat sur l'éolien », 21 mai 2019.

Le présent rapport s’inscrit dans ce contexte général et vise à évaluer le coût et le résultat de la politique de soutien financier apporté par l’État aux éoliennes terrestres et marines. Cette étude ne traitera donc pas de certaines questions relatives à l’éolien (comme l’utilisation de terres rares pour la fabrication de certains composants éoliens, l’acceptabilité sociale des éoliennes, ou les obligations en matière de démantèlement) et renvoie sur ces sujets au prochain rapport de la commission d’enquête précitée.

Dans le cadre de la préparation de cette étude, **le rapporteur précise qu’il a fait usage des pouvoirs spécifiques lui étant reconnus par l’article 57⁽¹⁾ de la loi organique n° 2001-692 du 1^{er} août 2001 relative aux lois de finances.** Le 19 février 2019, le rapporteur a ainsi effectué un **contrôle sur pièces et sur place dans les locaux de la direction générale de l’énergie et du climat du ministère de la transition écologique et solidaire** en vue de se voir remettre différents documents dont il avait demandé en vain la communication dans un courrier du 11 décembre 2018. Ce contrôle a notamment permis de prendre connaissance d’une note du 14 juin 2018 au cabinet du Premier ministre rendant compte de la renégociation des six premiers contrats éoliens en mer.

En complément, **la Commission de régulation de l’énergie (CRE) a remis, à la demande de la commission des finances, une étude portant sur le soutien à l’éolien en France. Le concours apporté par une autorité administrative indépendante à la commission des finances de l’Assemblée nationale pour évaluer une politique publique dans le cadre du printemps de l’évaluation constitue une première** et le rapporteur remercie M. Jean-François Carencio, président de la CRE, d’avoir apporté son assistance au Parlement⁽²⁾.

*

(1) *Article 57* : « Les commissions de l’Assemblée nationale et du Sénat chargées des finances suivent et contrôlent l’exécution des lois de finances et procèdent à l’évaluation de toute question relative aux finances publiques. Cette mission est confiée à leur président, à leur rapporteur général ainsi que, dans leurs domaines d’attributions, à leurs rapporteurs spéciaux. À cet effet, ils procèdent à toutes investigations sur pièces et sur place, et à toutes auditions qu’ils jugent utiles.

« Tous les renseignements et documents d’ordre financier et administratif qu’ils demandent, y compris tout rapport établi par les organismes et services chargés du contrôle de l’administration, réserve faite des sujets à caractère secret concernant la défense nationale et la sécurité intérieure ou extérieure de l’État et du respect du secret de l’instruction et du secret médical, doivent leur être fournis. ».

(2) *L’étude de la CRE figure en annexe I. Une partie de son contenu (relative au dialogue concurrentiel du parc éolien de Dunkerque) n’est pas rendue publique dans la mesure où cette procédure est toujours en cours d’instruction à la date de publication du présent rapport.*

PREMIÈRE PARTIE : L'EXAMEN DU PROJET DE LOI DE RÈGLEMENT

Les crédits dont l'exécution est commentée sont rattachés au programme 174 *Énergie, climat et après mines*, au programme 345 *Service public de l'énergie*, au compte d'affectation spéciale (CAS) *Transition énergétique* et au CAS *Financement des aides aux collectivités pour l'électrification rurale*. Dans la loi de finances initiale (LFI) pour 2018, le montant cumulé de ces crédits représente **11 014,74 millions d'euros** en autorisations d'engagement (AE) et crédits de paiement (CP).

En 2018, **l'exécution budgétaire s'est établie à 10 497,61 millions d'euros en AE et 10 400,07 millions d'euros en CP.**

Ces crédits sont rattachés à la mission *Écologie, développement et mobilité durables* qui comprend six autres programmes, deux CAS et un budget annexe dont l'exécution est commentée dans des rapports présentés par nos collègues Éric Coquerel (programmes 113, 159, 180 et 217⁽¹⁾), Saïd Ahamada (programme 205⁽²⁾), Anne-Laure Cattelot et Benoît Simian (programme 203⁽³⁾, CAS *Services nationaux de transport conventionnés de voyageurs*, CAS *Aides à l'acquisition de véhicules propres* et budget annexe *Contrôle et exploitation aériens*).

L'analyse de l'exécution budgétaire des crédits relevant du rapporteur est proposée selon leur ordre d'importance financière.

I. LE COMPTE D'AFFECTATION SPÉCIALE *TRANSITION ÉNERGÉTIQUE*

Doté en LFI 2018 de **7 184,3 millions d'euros en CP et en AE**, le CAS *Transition énergétique* constitue le **premier poste budgétaire de la mission**.

L'objet de ce CAS est de **prendre en charge une partie de la compensation par l'État des obligations de service public assignées aux entreprises du secteur de l'électricité et du gaz par le code de l'énergie**⁽⁴⁾ ainsi que le remboursement progressif à Électricité de France (EDF) d'une dette née d'un déficit antérieur de compensation. Le solde des charges de service public de l'énergie relève du programme 345.

(1) *Programme 113* : Paysage, eau et biodiversité ; *programme 181* : Prévention des risques ; *programme 159* : Expertise, information géographique et météorologie ; *programme 217* : Conduite et pilotage des politiques.

(2) *Programme 205* : Affaires maritimes.

(3) *Programme 203* : Infrastructures et services de transports.

(4) *Les principales charges supportées par le CAS concernent le soutien aux énergies renouvelables électriques et le soutien à l'injection de biométhane. La liste complète des charges compensées figure dans le rapport annuel de performances Transition énergétique associé au projet de loi de règlement du budget et d'approbation des comptes de l'année 2018 (p. 8).*

Si les ressources du CAS reposent, pour l'essentiel, sur une fraction du produit de la taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques, les dépenses sont articulées autour des programmes 764 *Soutien à la transition énergétique* et 765 *Engagements financiers liés à la transition énergétique*.

La consommation des crédits du CAS observée en 2018 est la suivante :

EXÉCUTION DES CRÉDITS EN 2018

(en millions d'euros)

	LFI 2018		Exécution 2018		Taux d'exécution	
	AE	CP	AE	CP	AE	CP
Programme 764	5 542,3	5 542,3	4 943,4	4 943,2	89,19 %	89,19 %
Programme 765	1 642	1 642	1 628	1 628	99,15 %	99,15 %
Ensemble du CAS	7 184,3	7 184,3	6 571,4	6 571,2	91,5 %	91,4 %

Source : documents budgétaires pour 2018 et Cour des comptes.

L'exercice 2018 a été marqué par une **sous-exécution des crédits d'environ 613 millions d'euros** tenant principalement à l'actualisation du montant des compensations devant être versées au titre des charges de service public de l'énergie. Cet ajustement s'explique par **l'évolution des prix du marché de l'électricité** qui a été supérieure à celle envisagée au moment de l'adoption de la loi de finances pour 2018. La détermination des charges de service public est effectivement corrélée à l'évolution des prix de marché dans la mesure où elle correspond, pour partie, à la différence entre ce prix de marché et un prix préalablement déterminé. **Toute évolution à la hausse du prix de marché conduit à réduire le montant compensé par l'État.** Ce phénomène s'est produit en 2018 et a conduit à un ajustement des crédits du CAS.

D'un point de vue procédural, l'exercice 2018 s'est caractérisé par la **permanence de certaines pratiques peu satisfaisantes**. Dans sa note d'analyse de l'exécution budgétaire, la Cour des comptes dénonce en premier lieu un « *dispositif critiquable de gestion des charges de service public* ⁽¹⁾ » reposant sur une détermination peu lisible des restes à payer conduisant à des reports substantiels de crédits ⁽²⁾. La Cour regrette également l'**insuffisante information du Parlement** et « *juge nécessaire la mise en place de mécanismes d'autorisation des engagements afin que le Parlement puisse se prononcer en amont sur l'ensemble des charges liées aux contrats passés avec les producteurs* ⁽³⁾ ». **Cette appréciation rejoint celle formulée par le rapporteur spécial lors de l'examen du projet de loi de finances pour 2019.**

(1) Cour des comptes, *Compte d'affectation spéciale Transition énergétique, note d'analyse de l'exécution budgétaire 2018*, p. 6.

(2) La Cour considère que cette mauvaise pratique résulte pour partie « de la mise en œuvre des dispositions de l'article R. 121-33 du code de l'énergie sur les modalités de remboursement de la dette à l'égard d'EDF [...]. Ces dispositions précisent que les montants versés à l'opérateur portent prioritairement sur le remboursement de la dette accumulée (principal et intérêts), justifiant, pour la DGEC et la DB le report de versement d'une partie des compensations ». Ibid, p. 6.

(3) Ibid, pp. 7 et 34.

À cette occasion, il avait été rappelé que les énergies renouvelables bénéficient de contrats d'achat de longue durée (15 à 20 ans) sur lesquels l'Assemblée nationale et le Sénat se prononcent très imparfaitement. **Chaque année, le Parlement est invité à approuver la tranche annuelle de ces contrats mais, à aucun moment, il n'est appelé à se prononcer sur la durée totale de ces engagements.** Le rapporteur soutient donc pleinement la recommandation de la Cour et en rappellera l'intérêt dans son analyse du soutien apporté à l'éolien.

À la suite d'un rapport (non publié) du Conseil général de l'environnement et du développement durable⁽¹⁾, **le rapporteur observe également que le risque financier attaché aux contrats de soutien aux énergies renouvelables ne figure pas dans les engagements hors bilan du compte général de l'État annexé au projet de loi de règlement**, ce qui est regrettable. Le rapporteur plaide pour que ce risque financier soit inscrit dans la comptabilité générale de l'État en vue de prendre en compte les flux financiers prévisionnels résultant de l'exécution des contrats conclus.

II. LE PROGRAMME 345 SERVICE PUBLIC DE L'ÉNERGIE

Doté en LFI 2018 de **3 043,92 millions d'euros en CP et en AE**, le programme 345 *Service public de l'énergie* comprend six actions relatives à la solidarité avec les zones non interconnectées au réseau métropolitain⁽²⁾ (action n° 1), à la protection des consommateurs en situation de précarité énergétique (action n° 2), au soutien à la cogénération⁽³⁾ (action n° 3), aux frais de support⁽⁴⁾ (action n° 4), au médiateur de l'énergie⁽⁵⁾ (action n° 5) et à la fermeture de la centrale de Fessenheim (action n° 6).

(1) *Conseil général de l'environnement et du développement durable*, Pilotage des crédits portés par les programmes « soutien à la transition énergétique » et « service public de l'énergie pour l'atteinte des objectifs de la transition énergétique », décembre 2018, pp. 6 et 39 (non publié). Le rapporteur a eu accès à ce document à la suite du contrôle sur pièces et sur place effectué en février 2019.

(2) Les zones non interconnectées au réseau métropolitain sont constituées des territoires suivants : la Corse, la Martinique, la Guadeloupe, La Réunion, la Guyane, Mayotte, les îles Wallis et Futuna, Saint-Pierre-et-Miquelon, Saint-Martin, Saint-Barthélemy, les îles bretonnes de Molène, d'Ouessant, de Sein et l'île anglo-normande de Chausey. Ces collectivités ne disposent pas d'une connexion complète au réseau électrique métropolitain continental et s'appuient sur des moyens de production énergétique autonomes, relativement carbonés et se caractérisant par un coût de production local très supérieur au coût national moyen. Un mécanisme de solidarité inscrit en loi de finances permet à ces territoires de disposer d'un prix de l'électricité comparable à celui appliqué en métropole.

(3) La cogénération se définit comme la production combinée de chaleur et d'électricité à partir de gaz naturel ou d'autres ressources (biomasse, etc.).

(4) Cette action concerne le paiement à EDF des intérêts d'une dette née d'un déficit antérieur de compensation ainsi que les frais associés de gestion de cette dette par la Caisse des dépôts et consignations.

(5) Le médiateur national de l'énergie est une autorité administrative indépendante chargée, en application de l'article L. 122-1 du code de l'énergie, de « recommander des solutions aux litiges entre les personnes physiques ou morales et les entreprises du secteur de l'énergie et de participer à l'information des consommateurs d'énergie sur leurs droits ».

Trois de ces actions (les n^{os} 1, 3 et 4) correspondent aux charges de service public de l'énergie ne figurant pas dans le CAS *Transition énergétique* et concentrent l'essentiel des crédits du programme 345. L'action n° 2 relative à la fermeture de la centrale de Fessenheim n'a pas été dotée de crédits en 2018 faute de conclusion d'un protocole d'indemnisation entre EDF et l'État ⁽¹⁾.

La consommation des crédits observée en 2018 est la suivante :

EXÉCUTION DES CRÉDITS EN 2018

(en millions d'euros)

	LFI 2018		Exécution 2018		Taux d'exécution	
	AE	CP	AE	CP	AE	CP
01 - Solidarité avec les zones non interconnectées au réseau métropolitain	1 506,78	1 506,78	1 516,24	1 516,24	100,63 %	100,63 %
02 - Protection des consommateurs en situation de précarité énergétique	753,64	753,64	788,93	669,48	104,68 %	88,83 %
03 - Soutien à la cogénération	691,47	691,47	698,95	698,95	101,08 %	101,08 %
05 - Frais de support	87,24	87,24	87,22	87,22	100,00 %	100,00 %
06 - Médiateur de l'énergie	4,79	4,79	4,79	4,79	100,00 %	100,00 %
07- Fermeture de la centrale de Fessenheim	0	0	0	0	-	-
Total	3 043,92	3 043,92	3 096,13	2 976,68	101,72 %	97,79 %

Source : documents budgétaires pour 2018 et Cour des comptes.

L'exercice 2018 a été marqué par une **exécution proche des prévisions initiales**. Le **principal écart** observé concerne l'action n° 2 *Protection des consommateurs en situation de précarité énergétique* dont l'exécution se distingue par une différence de 119,45 millions d'euros entre les CP et les AE consommés. Cette situation s'explique par les conditions de mise en œuvre du **chèque énergie** ⁽²⁾. Si 3,6 millions de chèques énergie ont été émis en 2018 pour un montant de 539,73 millions d'euros, seuls 2,5 millions ont été utilisés. De ce fait, 424,04 millions d'euros ont été dépensés au titre des chèques diffusés en 2018, 2017 et 2016.

Si l'exécution 2018 appelle peu d'observations, le rapporteur souligne en revanche la **forte progression tendancielle des dépenses du programme 345**. Le montant des crédits consommés en 2018 (2 976,68 millions d'euros) est supérieur de plus de 400 millions d'euros à celui observé en 2017 (2 545 millions d'euros, + 19,6 %) en raison du coût croissant du chèque énergie, de l'augmentation des dépenses dédiées à la solidarité avec les zones non interconnectées au réseau métropolitain et des crédits soutenant la cogénération.

(1) La loi de finances pour 2019 a en revanche inscrit 91 millions d'euros de crédits de paiement à cet effet. Ce montant correspond à la première partie de cette indemnisation.

(2) Le chèque énergie est un titre spécial de paiement destiné à soutenir les ménages en situation de précarité. Ce dispositif, qui s'est substitué aux anciens tarifs sociaux, a été généralisé sur tout le territoire en 2018.

La **Cour des comptes** considère que « *l'évolution du programme 345 appelle à la vigilance* » et que ses « *perspectives d'évolution sont préoccupantes* »⁽¹⁾ au regard de l'augmentation attendue des dépenses relatives au chèque énergie (susceptibles de représenter 875,5 millions d'euros en 2022) et du maintien à un niveau élevé des charges de service public de l'énergie.

Le rapporteur déplore également la **persistance d'une situation insatisfaisante**. À la suite de la Cour des comptes, et comme il l'avait déjà rappelé lors de l'examen du projet de loi de finances pour 2019, il regrette l'**absence de modification de l'arrêté du 23 mars 2006 relatif au taux de rémunération du capital immobilisé pour les installations de production électrique dans les zones non interconnectées**.

Depuis 2006, ce texte prévoit un taux de rémunération uniforme de 11 % ne prenant pas en compte les différences entre les technologies mises en œuvre et les spécificités de chaque territoire et conduisant à des rémunérations excessives. La CRE et l'Inspection générale des finances ont également attiré l'attention du Gouvernement sur ce sujet. Si, en réponse aux interrogations du rapporteur, le ministère de la transition écologique et solidaire a indiqué que « *le projet d'arrêté modificatif est en phase de rédaction et devrait prochainement faire l'objet de concertations avec les acteurs du secteur* », une vigilance particulière sera apportée à ce sujet.

III. LE PROGRAMME 174 ÉNERGIE, CLIMAT ET APRÈS MINES

Doté en LFI 2018 de **426,52 millions d'euros en AE et en CP**, le programme *Énergie, climat et après-mines* comprend quatre actions intéressant la politique de l'énergie (action n° 1), la gestion économique et sociale de l'après-mines (action n° 4), la lutte contre le changement climatique et pour la qualité de l'air (action n° 5) et des actions de soutien⁽²⁾ (action n° 6). Ces crédits sont majoritairement affectés sur l'action n° 4 *Gestion économique et sociale de l'après-mines* (390,64 millions d'euros) dont l'objet premier est de servir au financement de prestations sociales aux retraités des mines et ardoisières.

(1) *Cour des comptes, Mission Écologie, développement et mobilité durables, note d'analyse de l'exécution budgétaire 2018, p. 56.*

(2) *Cette action sert à la prise en charge de dépenses de fonctionnement de la direction générale de l'énergie et du climat du ministère de la transition écologique et solidaire dans le cadre de la gestion du programme 174.*

La consommation des crédits observée en 2018 est la suivante :

EXÉCUTION DES CRÉDITS EN 2018

(en millions d'euros)

	LFI 2018		Exécution 2018		Taux d'exécution	
	AE	CP	AE	CP	AE	CP
01 – Politique de l'énergie	4,36	4,31	5,44	5,78	5,44	134,11 %
04 – Gestion économique et sociale de l'après-mines	390,64	390,64	406,31	406,47	406,31	104,05 %
05 – Lutte contre le changement climatique	30,32	30,37	25,84	85,29	25,84	280,84 %
06 - Soutien	1,2	1,2	5,19	5,05	5,19	420,83 %
Total	426,52	426,52	442,78	502,59	103,81 %	117,84 %

Source : documents budgétaires pour 2018 et Cour des comptes.

L'exercice 2018 a été marqué par une **surexécution des crédits** ouverts en LFI en raison du **recours au programme 174 pour répondre aux besoins de financement de l'enveloppe spéciale transition énergétique (ESTE)**.

Créé par le II de l'article 20 de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique et pour la croissance verte, l'**ESTE** est un fonds sans personnalité juridique propre géré par la Caisse des dépôts et consignations et visant à soutenir des initiatives prises par les collectivités territoriales en matière de transition énergétique. Conformément à une recommandation antérieure de la Cour des comptes, l'**ESTE** ne reçoit plus de nouvelle demande depuis la fin de l'année 2017 mais doit encore honorer le paiement des engagements souscrits.

L'action *Lutte contre le changement climatique* du **programme 174** a ainsi été abondée de **60 millions d'euros en ce sens** par la loi de finances rectificative pour 2018. Le rapporteur spécial prend acte de ce mouvement budgétaire et note qu'une évaluation des crédits de paiement nécessaires à la clôture définitive de l'**ESTE** est susceptible d'intervenir à l'occasion de la loi de finances rectificative pour 2019 ou de la loi de finances initiale pour 2020 en vue de clore définitivement ce dispositif.

Le programme 174 a également été sollicité en 2018 au titre du **financement de la prime à la conversion Véhicules propres**. Prise en charge par le CAS *Aides à l'acquisition de véhicules propres*, cette prime a nécessité des **crédits complémentaires** pour répondre au nombre plus important que prévu de demandes reçues. À cet effet, 38 millions d'euros en AE-CP supplémentaires ont été imputés sur l'action 04 du programme 174 **avant d'être transférés** sur le programme 792 associé au CAS *Aide à l'acquisition des véhicules propres*. **La loi de finances pour 2019 a tiré les conséquences de cette mesure ponctuelle de régulation budgétaire en supprimant le programme 792 et en rattachant le financement de cette action au programme 174.**

Le rapporteur prend acte de cette décision mais partage l'avis de la Cour des comptes selon lequel ce choix « *reporte sur le programme 174 l'incertitude née des difficultés d'évaluation des demandes de prime à la conversion* ⁽¹⁾ ».

Le **programme 174** se caractérise également par le rattachement de **vingt-et-une dépenses fiscales** dont le montant a représenté **3 077 millions d'euros en 2018**. Ces dépenses fiscales se concentrent essentiellement sur la taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques et sur l'impôt sur le revenu. Les dépenses fiscales les plus importantes concernent le **crédit d'impôt pour la transition énergétique (CITE) (1 953 millions d'euros)**, le taux réduit accordé aux installations intensives en énergie et soumises aux quotas Gaz à effet de serre (487 millions d'euros), et la réduction sur gaz naturel utilisé comme carburant (165 millions d'euros). La charge représentée par le CITE a crû de 271 millions d'euros par rapport à 2017 et est plus de deux fois supérieure à ce qu'elle était en 2015 (874 millions d'euros).

Cette évolution a conduit le Gouvernement à restreindre les conditions d'accès au CITE. Comme il l'avait déjà constaté lors de l'examen des crédits du projet de loi de finances pour 2019 ⁽²⁾, **le rapporteur spécial déplore que le Gouvernement n'ait pas remis au Parlement un rapport sur la mise en œuvre de ce crédit d'impôt, comme le III de l'article 23 de la loi de finances pour 2017 l'y contraignait pourtant.**

IV. LE COMPTE D'AFFECTATION SPÉCIALE FINANCEMENT DES AIDES AUX COLLECTIVITÉS POUR L'ÉLECTRIFICATION RURALE

Doté en LFI 2018 de **360 millions d'euros en AE et en CP**, le CAS *Financement des aides aux collectivités pour l'électrification rurale* (FACÉ) soutient des collectivités rurales dans leurs travaux d'électrification. Ce CAS comporte deux programmes relatifs à l'*Électrification rurale* (programme 793) et aux *Opérations de maîtrise de la demande d'électricité, de production d'électricité par des énergies renouvelables ou de production de proximité dans les zones non interconnectées, déclarations d'utilité publique et intempéries* (programme 794).

Si les ressources du CAS proviennent d'une contribution des gestionnaires des réseaux publics de distribution (essentiellement Enedis), ses crédits sont très majoritairement affectés au programme 793 (352,8 millions d'euros).

(1) *Cour des comptes, Mission Écologie, développement et mobilité durables, note d'analyse de l'exécution budgétaire 2018, p. 70.*

(2) *Assemblée nationale, commission des finances, rapport spécial n° 1302, annexe 18, projet de loi de finances pour 2019, Écologie, développement et mobilité durables ; Énergie, M. Julien Aubert, p. 24.*

La consommation des crédits observée en 2018 est la suivante :

EXÉCUTION DES CRÉDITS EN 2018

(en millions d'euros)

	LFI 2018		Exécution 2018		Taux d'exécution	
	AE	CP	AE	CP	AE	CP
Programme 793	352,8	352,8	387,5	348,4	109,83 %	98,75 %
Programme 794	7,2	7,2	0,2	1	2,8 %	13,89 %
Ensemble du CAS	360	360	387,3	349,4	107,58 %	97,05 %

Source : documents budgétaires pour 2018 et Cour des comptes.

Le rapporteur observe que la **consommation des crédits sur le programme 793 est très satisfaisante** (98,75 % en CP) en raison notamment de la bonne coopération – relevée par la Cour des comptes – entre la mission *FACÉ* et les autorités organisatrices de la distribution d'électricité (AODE) constituées de communes, d'établissements publics de coopération intercommunale et de syndicats d'électricité. En 2018, cette mission a par exemple pris le soin d'adresser en milieu d'exercice un courrier personnalisé à chaque AODE faisant un point exhaustif sur l'état de consommation des crédits de paiement, ce qui a permis à ces structures d'ajuster les dépenses engagées.

Le rapporteur s'interroge cependant sur les **volumes importants de crédits reportés chaque année sur le programme 793**. Certes, ces reports s'expliquent en partie par la faculté ouverte aux AODE de communiquer leurs demandes de subventions jusqu'au 31 décembre de l'année en cours et par la possibilité de solder les programmes de travaux sur des durées de quatre ans. Cependant, la Cour des comptes observe que ces reports trouvent aussi leur origine dans des engagements pris par EDF avant la création du CAS en 2012 et dont la prise en charge n'a pas encore été soldée. Le rapporteur partage le souhait de la Cour de procéder à une analyse de fond de ces engagements afin de limiter ces reports successifs de crédits.

S'agissant du **programme 794**, le rapporteur ne peut qu'observer la **très faible consommation des crédits** consécutive au petit nombre de projets présentés outre-mer au titre du financement d'unités de production décentralisées d'électricité. Comme en 2018, il forme le vœu d'une meilleure information des acteurs ultramarins en ce domaine.

SECONDE PARTIE : LE SOUTIEN FINANCIER APPORTÉ PAR L'ÉTAT AUX ÉOLIENNES

L'évaluation de la politique de soutien financier apporté par l'État aux éoliennes suppose de déterminer les objectifs de cette politique, son organisation, ses résultats et ses perspectives. Au terme de cet examen, le rapporteur proposera une analyse critique de ce dispositif et formulera des propositions d'adaptation.

I. OBJECTIFS, ORGANISATION, RÉSULTATS ET PERSPECTIVES

Le soutien financier apporté par l'État aux éoliennes répond aux objectifs de la politique énergétique et emprunte des formes directes et indirectes.

A. LES OBJECTIFS ET LES MÉCANISMES DE SOUTIEN

1. Les objectifs

Invité par le rapporteur à énoncer les objectifs de la politique de soutien aux éoliennes, le ministère de la transition écologique et solidaire a précisé que celle-ci « *répond aux objectifs nationaux de la politique énergétique définis aux articles L. 100-1 et L. 100-2 du code de l'énergie* » et « *concourt également à l'atteinte des objectifs de politique énergétique définis à l'article L. 100-4 du code de l'énergie* ⁽¹⁾ ». Autrement dit, la **politique de soutien aux éoliennes répond à des objectifs à la fois environnementaux, économiques, sociaux et politiques**.

D'un point de vue environnemental, et selon l'article L. 100-4 du code de l'énergie, le développement des éoliennes doit notamment :

- contribuer à réduire les émissions nationales de gaz à effet de serre de 40 % entre 1990 et 2030 ;
- contribuer à porter la part des énergies renouvelables à 32 % de la consommation finale brute d'énergie en 2030 ;
- représenter 40 % de la production d'électricité en 2030 ;
- contribuer à réduire la part du nucléaire dans la production d'électricité à 50 % à l'horizon 2025.

D'un point de vue économique et social, et selon l'article L. 100-1 du code de l'énergie, cette politique vise notamment à favoriser l'émergence d'une économie compétitive et riche en emplois, à réduire la dépendance aux importations, à maintenir un prix de l'énergie attractif et à lutter contre la précarité énergétique.

(1) Le contenu des articles L. 100-1, L. 100-2 et L. 100-4 est reproduit en annexe II.

D'un point de vue politique, et selon l'article L. 100-1 du code de l'énergie, le développement des éoliennes doit notamment participer à la sécurité d'approvisionnement et contribuer à la mise en place d'une Union européenne de l'énergie.

Le rapporteur observe que **certains de ces objectifs devraient être prochainement ajustés à l'issue de l'examen** (débutant à l'été 2019) **du projet de loi relatif à l'énergie et au climat** dont l'article premier modifie l'article L. 100-4 du code de l'énergie pour reporter notamment à l'horizon 2035 la réduction à 50 % de la part du nucléaire dans la production d'électricité.

Lors de son audition du 16 mai 2019 devant la commission d'enquête sur l'impact économique, industriel et environnemental des énergies renouvelables, sur la transparence des financements et sur l'acceptabilité sociale des politiques de transition énergétique, l'association professionnelle **France énergie éolienne** a résumé les objectifs de la politique mise en œuvre en indiquant que **le développement des éoliennes participe à la transition énergétique et constitue « une partie de la solution »**⁽¹⁾. L'intérêt des éoliennes résiderait dans l'exploitation d'une ressource naturelle renouvelable (le vent) ne produisant pas de déchets, consommant peu de foncier, ne nécessitant pas de combustible fossile et tirant parti du potentiel naturel national⁽²⁾ pour un coût présenté comme étant de plus en plus compétitif.

Les objectifs assignés à la politique de développement des éoliennes doivent être conciliés avec le respect d'autres impératifs ne permettant pas l'installation d'éoliennes sur l'ensemble du territoire. Différentes **servitudes spatiales** s'appliquent ainsi à ce secteur d'activité. Les éoliennes doivent notamment respecter une **distance d'éloignement** de 500 mètres avec les habitations⁽³⁾ et une distance d'éloignement de 30 kilomètres avec les radars militaires. Des éoliennes ne peuvent également pas être installées dans des secteurs d'entraînement aériens militaires à basse altitude, à proximité d'équipements de surveillance météorologique⁽⁴⁾, d'aérodromes et de centrales nucléaires.

(1) Source : audition de France énergie éolienne, 16 mai 2019.

(2) La France possède la deuxième façade maritime européenne et le deuxième gisement de vent en Europe.

(3) En application de l'article L. 515-44 du code de l'environnement, les éoliennes dont la hauteur des mâts dépasse 50 mètres doivent respecter « une distance d'éloignement entre les installations et les constructions à usage d'habitation, les immeubles habités et les zones destinées à l'habitation [...] au minimum fixée à 500 mètres ».

(4) Dans le cadre d'une procédure d'instruction de permis de construire, les éoliennes peuvent être exclues d'un périmètre nécessaire au bon fonctionnement des installations militaires et des équipements de surveillance météorologique et de navigation aérienne. L'article L. 553-2 du code de l'environnement dispose qu'« un décret en Conseil d'État précise les règles d'implantation [des éoliennes] [...] vis-à-vis des installations militaires et des équipements de surveillance météorologique et de navigation aérienne ». Ce décret n'a cependant pas encore été publié. En l'absence de ce texte, et comme le Conseil d'État l'a rappelé dans sa décision n° 414419 du 9 juillet 2018, « l'autorité administrative compétente pour délivrer le permis de construire doit, lorsque la construction envisagée en dehors d'une agglomération peut constituer un obstacle à la navigation aérienne en raison d'une hauteur supérieure à 50 mètres, saisir de la demande le ministre chargé de l'aviation civile et le ministre de la Défense afin de recueillir son accord, de sorte que le permis tienne lieu de l'autorisation prévue aux articles L. 6352-1 du code des transports et R. 244-1 du code de l'aviation civile, et qu'à défaut d'accord de l'un de ces ministres, l'autorité compétente est tenue de refuser le permis de construire ».

L'aménagement d'éoliennes doit également, en principe, respecter des contraintes tenant à la préservation de l'environnement et du patrimoine ⁽¹⁾.

En réponse au questionnaire adressé par le rapporteur, **France énergie éolienne** a indiqué que **le respect de ces différentes contraintes proscrivait l'implantation d'éoliennes sur une surface représentant environ 47 % du territoire national. Le rapporteur ne dispose pas d'éléments permettant de confirmer ou d'infirmer cette estimation mais observe que ces différentes contraintes sont relatives dans la mesure où leur mise en œuvre relève, sous le contrôle du juge administratif, de l'appréciation de l'autorité administrative.** De nombreuses éoliennes ont ainsi été implantées dans des zones à haute valeur paysagère ou patrimoniale, comme cela fut par exemple le cas dans le périmètre de l'abbaye royale Saint-Jean-Baptiste de Saint-Jean-d'Angély (Charente-Maritime) pourtant inscrite sur la liste du patrimoine mondial de l'humanité.

2. Les mécanismes de soutien financier direct

Depuis 2001, la mise en œuvre de la politique de soutien financier aux éoliennes repose sur des mécanismes directs faisant **obligation à EDF ⁽²⁾ et, dans leurs zones de desserte, aux entreprises locales de distribution (ELD) de conclure un contrat pour l'achat de l'électricité produite par les éoliennes raccordées au réseau.**

Cette obligation, actuellement codifiée aux articles L. 314-1, L. 314-18, L. 311-13 et L. 311-13-2 du code de l'énergie ⁽³⁾, fait l'objet de compensations versées par l'État aux acheteurs obligés (EDF et les ELD) au moyen des charges de service public de l'énergie dans les conditions fixées aux articles L. 121-6 et suivants du code de l'énergie. Antérieurement financées par la contribution au service public de l'électricité (CSPE), ces charges de service public relèvent, depuis la loi de finances rectificative pour 2015, du compte d'affectation spéciale *Transition énergétique* dont l'exécution budgétaire pour 2018 a été commentée dans la première partie du présent rapport.

Les dispositifs mis en œuvre soutiennent les différentes formes d'éolien de manière variée et pour des résultats inégaux.

(1) *L'installation d'éoliennes peut être refusée par l'autorité administrative afin de prévenir des « incidences notables sur l'environnement » (article L. 122-1 du code de l'environnement) ou après avoir tenu compte de l'avis défavorable rendu par la commission départementale de la nature, des paysages et des sites ou par le ministre chargé des sites (article R. 181-25 du même code). Pour ce motif, des éoliennes n'ont pu, par exemple, être installées dans des zones proches du Mont-Saint-Michel ou de la cathédrale de Chartres.*

(2) *EDF assure cette mission par le biais d'un service dédié, EDF-OA (Obligation d'achat), assurant la confidentialité des informations détenues dans le cadre de cette mission vis-à-vis du reste de l'entreprise.*

(3) *Le contenu de ces articles est reproduit en annexe III.*

La filière de l'**éolien posé en mer** bénéficie de **marchés publics relatifs à l'installation de parcs éoliens dans des zones identifiées par l'État**. Après un premier appel d'offres inabouti en 2005 (dû à l'abandon du lauréat), de nouveaux **appels d'offres** ont été engagés et conclus entre 2011 et 2013 pour la construction et l'exploitation de **six parcs** (d'une capacité de 450-500 MW chacun) situés au large de Courseulles-sur-Mer (Calvados, 64 éoliennes), Fécamp (Seine-Maritime, 71 éoliennes), Yeu-Noirmoutier (Vendée, 62 éoliennes), Dieppe-Le Tréport (Seine-Maritime, 62 éoliennes), Saint-Nazaire (Loire-Atlantique, 80 éoliennes) et Saint-Brieuc (Côtes-d'Armor, 62 éoliennes) sur la base d'un tarif moyen d'achat de l'électricité produite s'établissant initialement à 203 €/MWh⁽¹⁾.

Aucun de ces parcs n'est encore entré en service et, comme le rapporteur le précisera *infra* dans son analyse critique, ces **contrats** ont été **renégociés en 2018 dans des conditions opaques en vue d'en diminuer le coût**. Une **autre procédure** de marché public (dite de dialogue concurrentiel⁽²⁾) a été engagée récemment pour la création d'un septième parc éolien en mer posé au large de **Dunkerque** (Nord) pour une capacité de 400 à 600 MW. Les offres correspondantes ont été remises en mars 2019 et sont en cours d'instruction.

La filière de l'**éolien en mer flottant** a bénéficié d'un **appel à projets** « fermes pilotes éoliennes flottantes » lancé en **2015** par l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (Ademe) et reposant sur une aide à l'investissement et un tarif d'achat envisagé aux environs de 240 euros/MWh. **Quatre fermes pilotes d'une puissance de 24 MW chacune** (soit trois ou quatre éoliennes par projet), ont été désignées en Méditerranée (Gruissan [Aude], Port-la-nouvelle [Aude], Fos-sur-Mer [Bouches-du-Rhône]) et dans le golfe de Gascogne (Groix-Belle-Île, Morbihan) mais **aucun site n'est encore en fonction**.

En 2019, aucune éolienne en mer (posée ou flottante) de grande dimension n'est donc en service.

(1) Les nombres d'éoliennes mentionnés ont été précisés au rapporteur par France énergie éolienne sur la base d'annonces récentes faites par des porteurs de projets. Certains nombres doivent cependant encore être confirmés.

(2) Le dialogue concurrentiel se définit comme une procédure consistant à adapter certaines dispositions du cahier des charges d'un marché public en concertation avec les candidats présélectionnés.

Les mécanismes de soutien financier direct ont en revanche concouru très fortement au développement significatif de la filière éolienne terrestre. Depuis 2001, **six arrêtés successifs** ont encadré les modalités d'achat de l'électricité produite **en métropole**⁽¹⁾ et **un arrêté spécifique** a déterminé les modalités applicables **outre-mer**⁽²⁾.

De 2001 à 2015, ce soutien financier s'est organisé autour de **contrats d'obligation d'achat** dans lesquels l'électricité renouvelable produite était acquise à un **tarif garanti** dont le montant était **fixé par arrêté**. L'arrêté du 17 juin 2014 déterminait ainsi un prix garanti de 8,2 c€/kWh (soit 82 €/MWh) pendant une durée de quinze ans dans la limite de 2 400 heures de fonctionnement⁽³⁾ par éolienne et par année. **Depuis le 1^{er} janvier 2016**, ce dispositif de soutien a évolué vers un **dispositif de complément de rémunération** dont l'accès varie selon la taille du parc éolien.

Le **complément de rémunération** impose aux producteurs d'électricité de **commercialiser l'énergie produite sur le marché** et de la vendre au prix de marché. Puis, **dans un second temps**, le producteur sollicite EDF-OA pour **percevoir la différence** entre le prix de vente sur le marché et un prix fixé antérieurement. En revanche, dans l'hypothèse où le prix de marché est supérieur au prix contractuel, le producteur est tenu de verser la différence à l'État. Ce **mode de rémunération**, qualifié de « marché + prime », est **accessible en « guichet ouvert » ou après mise en concurrence**. Les contrats conclus sont d'une durée de 20 ans et, à la différence des parcs éoliens en mer posés, le choix des sites relève des entreprises et non de l'État.

(1) – Arrêté du 8 juin 2001 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent telles que visées à l'article 2 (2^o) du décret n° 2000-1196 du 6 décembre 2000 ;

– Arrêté du 10 juillet 2006 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent telles que visées au 2^o de l'article 2 du décret n° 2000-1196 du 6 décembre 2000 ;

– Arrêté du 17 novembre 2008 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent ;

– Arrêté du 17 juin 2014 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent implantées à terre ;

– Arrêté du 13 décembre 2016 fixant les conditions du complément de rémunération de l'électricité produite par les installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent ;

– Arrêté du 6 mai 2017 fixant les conditions du complément de rémunération de l'électricité produite par les installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent, de 6 aérogénérateurs au maximum.

(2) Arrêté du 8 mars 2013 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent situées dans des zones particulièrement exposées au risque cyclonique et disposant d'un dispositif de prévision et de lissage de la production. Cet arrêté s'applique en Guadeloupe, Martinique, à Mayotte et à La Réunion. Dans les autres zones non interconnectées au réseau métropolitain (Corse, Guyane, etc.) les installations éoliennes font l'objet de contrats de gré à gré conclus entre les producteurs et EDF SEI (Systèmes énergétiques insulaires) ou EDM (Electricité de Mayotte). Ces différentes dépenses constituent une des composantes des charges de service public de l'énergie « dans la limite des surcoûts de production qu'ils contribuent à éviter » (article L. 121-7 du code de l'énergie).

(3) Au-delà de 2 400 heures, un prix différent pouvait être appliqué à partir de la onzième année.

Le « guichet ouvert » concerne les « petits » parcs comportant au maximum six éoliennes d'une puissance unitaire inférieure ou égale à 3 MW, soit une puissance maximale de 18 MW. **Tous les parcs répondant à ces conditions peuvent, de droit, accéder à ce dispositif de complément de rémunération** dont la rémunération principale oscille entre 72 et 74 euros/MWh ⁽¹⁾.

La **mise en concurrence** concerne **les parcs d'une dimension et d'une capacité de production supérieures** et est plus sélective puisque seuls les lauréats d'un appel d'offres peuvent bénéficier du complément de rémunération sur la base du prix figurant dans leur offre.

L'accès au complément de rémunération est ouvert à toutes les entreprises, y compris à celles ayant déjà bénéficié par le passé d'un premier contrat d'achat ayant pourtant permis d'amortir leur parc. Ainsi, un producteur ayant bénéficié de 2002 à 2017 d'un premier contrat d'achat peut se présenter en 2018 à un appel d'offres dans les mêmes conditions qu'un autre candidat présentant un projet de construction sur un site n'ayant jamais été équipé.

Ces mécanismes de soutien financier direct sont complétés par des mécanismes de soutien indirect.

3. Les mécanismes de soutien indirect

Deux mécanismes de **soutien indirect** doivent être relevés : une **fiscalité plus favorable** que celle appliquée au photovoltaïque et l'institution d'un **cadre juridique favorisant le développement des projets**.

Comme toutes les entreprises, les sociétés exploitant des éoliennes sont soumises à la fiscalité de droit commun (impôt sur les sociétés, cotisation foncière des entreprises, cotisation sur la valeur ajoutée des entreprises, taxe foncière). Cependant, les différentes énergies renouvelables, et d'autres secteurs d'activité, sont également soumises à **l'imposition forfaitaire sur les entreprises de réseaux (IFER)** dans les conditions précisées notamment aux articles 1635-0 *quinquies* et 1519 D du code général des impôts.

Dans un rapport récent, consacré aux *Coûts et rentabilités du grand photovoltaïque en métropole continentale*, la CRE a observé que le « *montant de l'IFER est fixé annuellement proportionnellement à la puissance installée et est identique pour les filières photovoltaïque et éolienne [i.e : 7,57 euros par kilowatt de puissance électrique installée ⁽²⁾]. Cependant, pour cette dernière, le productible d'une installation moyenne est environ deux fois plus important que celui d'une*

(1) L'arrêté du 6 mai 2017 prévoit un complément assurant une rémunération comprise entre 72 et 74 €/MWh dans la limite d'un certain volume horaire dépendant de la puissance des génératrices et du diamètre du rotor. Au-delà de ce volume horaire, la rémunération s'établit à 40 euros/MWh. Une prime unitaire de gestion égale à 2,8 euros/MWh est également versée au producteur pendant la durée du contrat.

(2) Note du rapporteur : l'IFER s'élève à 3,155 euros par kilowatt de puissance électrique installée pour les installations hydrauliques et 3 155 euros par mégawatt de puissance électrique installée pour les installations de production d'électricité d'origine nucléaire ou thermique à flamme.

installation photovoltaïque. » Autrement dit, **les modalités de calcul de l'IFER reposent sur la puissance installée, et non sur la puissance produite, ce qui a pour effet de conférer un avantage aux producteurs éoliens** dont les sites produisent en moyenne deux fois plus d'électricité que les sites photovoltaïques. La CRE considère que **« cette imposition est beaucoup plus importante pour la filière photovoltaïque (environ 6 €/MWh) que pour d'autres filières renouvelables comme l'éolien (3 €/MWh)⁽¹⁾ »**.

Le second soutien indirect prend la forme de l'aménagement d'un cadre juridique favorable au développement des projets éoliens.

Dans l'absolu, il n'est pas choquant qu'un gouvernement institue des règles juridiques permettant le développement d'un secteur économique particulier. À ce titre, le rapporteur ne voit par exemple pas d'objection à ce que la loi n° 2018-727 du 10 août 2018 pour un État au service d'une société de confiance ait créé un « permis enveloppe » réunissant la concession d'utilisation du domaine public maritime, l'autorisation environnementale et l'autorisation d'exploiter en vue de faciliter l'instruction des dossiers des parcs éoliens en mer.

De la même façon, le rapporteur peut entendre que le Gouvernement soit intervenu pour minorer la portée de certaines servitudes spatiales imposées aux producteurs éoliens. Ainsi, il admet que le pouvoir exécutif ait récemment favorisé la réduction de l'étendue des zones militaires d'entraînement en vol à basse altitude afin de libérer 9 000 km² de territoires à fort potentiel éolien⁽²⁾. **Même si le rapporteur ne soutient pas cette politique, il comprend que le Gouvernement opère de tels choix dès lors que les besoins des armées sont préservés.**

En revanche, **le rapporteur dénonce deux décisions récentes ayant conduit à aménager un cadre juridique favorable au développement éolien en portant atteinte aux droits des tiers.** Deux décrets publiés en 2018 sont en cause.

Le **décret n° 2018-1054 du 29 novembre 2018** relatif aux éoliennes terrestres, à l'autorisation environnementale et portant diverses dispositions de simplification et de clarification du droit de l'environnement a ainsi indûment porté atteinte au droit au recours.

(1) *Commission de régulation de l'énergie*, Coûts et rentabilités du grand photovoltaïque en métropole continentale, février 2019, pp. 2 et 31.

(2) Cf. *communiqué de presse du 30 janvier 2019 du ministère de la transition écologique et solidaire indiquant qu'« après la libération en 2014 de 14 % de certaines zones d'entraînement au vol en basse altitude, le ministère des armées vient de conduire un nouvel examen du périmètre de ces zones. Ajustée au strict besoin opérationnel, cette réévaluation a permis une libération supplémentaire de plus de 9 000 km² de territoires à fort potentiel éolien (soit 13 % des zones), jusqu'ici contraints pour le développement de parcs éoliens, sans préjudice des contraintes d'autres natures »*.

En application de ce texte, le **contentieux des décisions relatives aux parcs éoliens et aux ouvrages connexes pour leur raccordement ne sera plus jugé par les tribunaux administratifs mais, en premier et dernier ressort, par les cours administratives d'appel** avec une possible cassation devant le Conseil d'État⁽¹⁾. **Un degré de juridiction a été supprimé pour accélérer le développement éolien terrestre**, comme cela est déjà le cas, depuis 2007, en matière d'éolien en mer⁽²⁾.

Ce décret a également introduit une **modification procédurale substantielle** en matière de contentieux administratif en imposant aux parties de cristalliser les moyens dans les deux mois suivant la communication du premier mémoire en défense. Autrement dit, les requérants ne pourront plus soulever de nouveaux arguments devant le juge administratif dans un délai de deux mois suivant la communication du premier mémoire en défense. Cette nouvelle règle porte également atteinte au droit au recours quand on sait qu'un dossier d'installation d'éoliennes excède régulièrement 1 500 pages. Imposer à des associations composées de bénévoles de cristalliser les moyens dans un délai aussi court complexifie leur tâche.

Les aménagements décidés par le décret du 29 novembre 2018 concernent le seul secteur éolien. Aucune autre énergie renouvelable n'en bénéficie.

Le **décret n° 2018-1217 du 24 décembre 2018** pris en application des articles 56 et 57 de la loi n° 2018-727 du 10 août 2018 pour un État au service d'une société de confiance a pour sa part **modifié à titre expérimental, pendant une durée de trois ans, la procédure d'enquête publique en permettant une participation du public par voie électronique. Si le champ d'application de cette mesure n'est pas propre aux projets éoliens, elle les concerne au premier chef** puisque cette expérience se déroulera en Bretagne et dans les Hauts-de-France où le nombre de projets éoliens est important.

Ces différents aménagements juridiques et fiscaux visent à favoriser indirectement le développement de la filière éolienne et s'ajoutent au soutien financier direct. Dans la seconde partie de cette étude, le rapporteur soulignera par ailleurs l'existence de coûts induits⁽³⁾ liés au développement de l'éolien qui, s'ils ne s'apparentent pas à un soutien indirect, contribuent à renchérir le coût de cette énergie pour la collectivité.

(1) *Les décisions d'élaboration, de modification et de révision des documents d'urbanisme continueront cependant de relever des tribunaux administratifs.*

(2) *Le décret n° 2016-9 du 8 janvier 2016 concernant les ouvrages de production et de transport d'énergie renouvelable en mer a confié à la cour administrative d'appel de Nantes la compétence pour connaître en premier et dernier ressort des recours dirigés contre les décisions mentionnées par ce même décret.*

(3) *Frais d'adaptation des réseaux de transport et de distribution d'électricité.*

B. LES RÉSULTATS ET LES PERSPECTIVES

Les moyens mis en œuvre pour soutenir le développement éolien ont donné des résultats importants mais nuancés tandis que les perspectives de développement de ce secteur sont à la fois ambitieuses et incertaines.

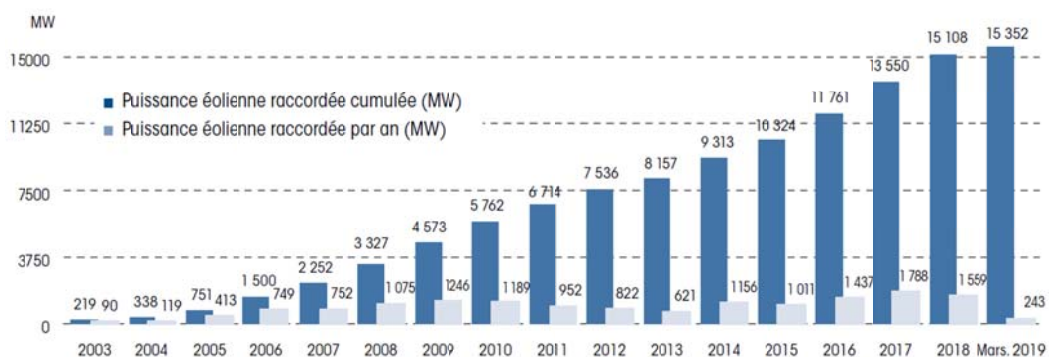
1. Les résultats

En 2018, la **production électrique française** a représenté 548,6 TWh et a reposé sur l'énergie nucléaire (71,7 %), sur les énergies renouvelables (21,1 %) et sur les moyens thermiques à combustible fossile (gaz, charbon et fioul, 7,2 %).

La production électrique d'origine renouvelable provient des installations hydroélectriques (12,3 %), éoliennes (5,1 %), solaires (1,9 %) et des bioénergies (1,8 %) ⁽¹⁾. En 2018, les **éoliennes** ont donc représenté **5,1 %** (27,8 TWh) de la production électrique nationale. Au 31 mars 2019, la **capacité éolienne installée** s'établit à **15,3 GW**. Un an plus tôt, en 2017, les éoliennes avaient produit 4,5 % de l'électricité nationale depuis un parc de 14,2 GW, ce qui plaçait la France au quatrième rang européen derrière l'Allemagne (55,6 GW), l'Espagne (23,170 GW) et le Royaume-Uni (19 GW) ⁽²⁾.

Sur le moyen terme, la croissance du parc éolien français est significative. En une quinzaine d'années, la puissance éolienne installée en France a été multipliée par soixante-dix et est passée de 219 MW en 2003 à 15 352 MW au 31 mars 2019.

Evolution de la puissance éolienne raccordée (MW)



Source : Panorama de l'électricité renouvelable au 31 mars 2019, RTE, Syndicat des énergies renouvelables, Enedis, ADEef et agence ORE, p. 11.

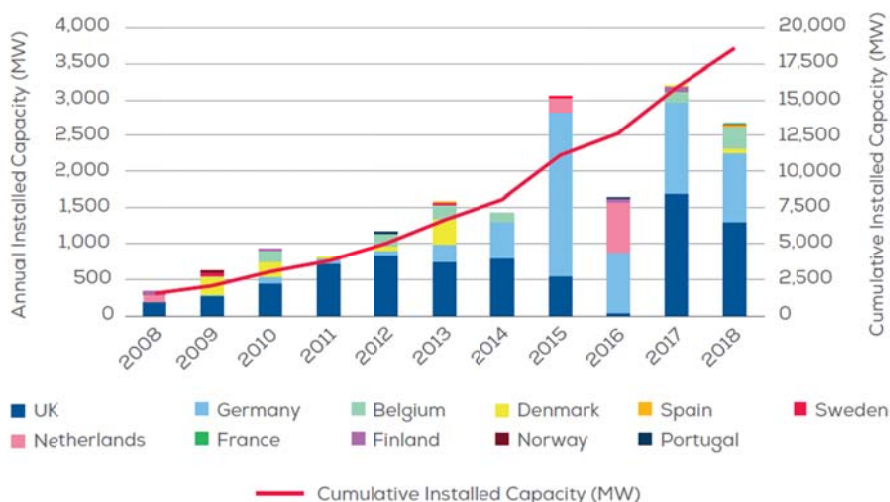
(1) Bilan électrique 2018, RTE, p. 29.

(2) Source : projet de PPE, 25 janvier 2019, p. 102.

La production électrique d'origine éolienne provient uniquement des installations éoliennes terrestres puisqu'aucun parc éolien posé en mer n'est en fonction et, à l'exception de deux installations expérimentales flottantes de petite dimension situées au Croisic et en rade de Brest⁽¹⁾, aucune éolienne marine n'est raccordée au réseau. Le premier parc éolien en mer posé de grande capacité (450-500 MW) devrait entrer en service en 2021-2022 tandis que le premier site pilote expérimental éolien flottant (24 MW) devrait être mis en fonctionnement en 2020-2021.

Le développement décalé de l'éolien en mer posé français constitue une singularité. Dans l'Union européenne, 105 parcs éoliens en mer posés étaient en fonction en 2018 pour une capacité de production égale à 18,5 GW au total, soit 2 % de la consommation électrique européenne⁽²⁾.

ÉVOLUTION DES CAPACITÉS DE PRODUCTION DE L'ÉOLIEN EN MER POSÉ DANS L'UNION EUROPÉENNE



Source : Wind Europe, Offshore Wind in Europe - Key trends and statistics 2018 – p. 12

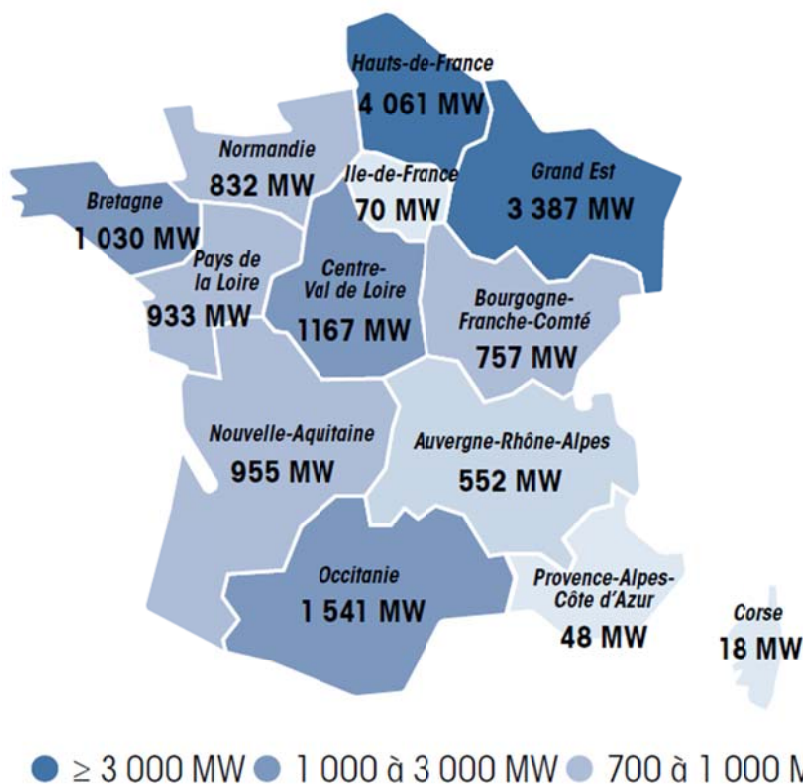
En France, la production éolienne repose donc uniquement sur un parc terrestre dont la répartition géographique est disparate et la production intermittente.

(1) L'installation au Croisic (Floatgen) réunit l'École centrale de Nantes et des entreprises et est soutenue par l'Union européenne, l'Ademe et la région Pays de la Loire. L'installation en rade de Brest (Eolink) est notamment soutenue par l'Ifremer et la région Bretagne. Ces deux sites ont été raccordés au réseau en 2018.

(2) Wind Europe, Offshore Wind in Europe - Key trends and statistics 2018, pp. 8 et 12.

Au 31 décembre 2018, le **parc éolien terrestre français** comptait environ **8 000 mâts répartis entre 1 794 sites** ⁽¹⁾ d'une capacité moyenne de 10 MW. Ces installations se répartissent de manière inégale entre les régions, en fonction des contraintes réglementaires, des capacités venteuses et de l'accueil des populations. **La répartition géographique des éoliennes est ainsi très disparate.** Si les Hauts-de-France, le Grand Est et l'Occitanie disposent d'une capacité de production installée élevée, la Corse, l'Île-de-France et la région Sud (ex Provence-Alpes-Côte d'Azur) sont très en retrait. **La Corse dispose ainsi d'une capacité de production éolienne 225 fois inférieure à celle des Hauts-de-France** (18 MW contre 4 061 MW) :

RÉPARTITION GÉOGRAPHIQUE DE L'ÉOLIEN TERRESTRE EN FRANCE MÉTROPOLITAINE



Source : Panorama de l'électricité renouvelable au 31 mars 2019, RTE, Syndicat des énergies renouvelables, Enedis, ADEef et agence ORE, p. 11.

(1) Source : ministère de la transition écologique et solidaire, direction générale de l'énergie et du climat.

Le point commun des installations éoliennes est d'assurer une **production électrique intermittente** en raison de l'absence de vent continu. Le facteur de charge moyen ⁽¹⁾ des éoliennes terrestres s'établit aux environs de 20-23 % (contre plus de 40 % pour une éolienne en mer ⁽²⁾). Du fait de cette intermittence, en 2018, **la couverture mensuelle de la consommation électrique nationale par la production éolienne a oscillé selon les mois de moins de 4 % à plus de 10 %** :

ÉVOLUTION DE LA COUVERTURE MENSUELLE DE LA CONSOMMATION PAR LA PRODUCTION ÉOLIENNE – 2016-2019



Source : Panorama de l'électricité renouvelable au 31 mars 2019, RTE, Syndicat des énergies renouvelables, Enedis, ADEef et agence ORE, p. 14.

La montée en puissance du parc éolien français s'est faite en rencontrant de **fortes oppositions sociales et juridiques dans les territoires**. Le 16 mai 2019, lors de son audition devant la commission d'enquête précitée, la Fédération environnement durable (FED) a indiqué avoir recensé plus de 1 500 associations locales opposées aux éoliennes. Le 17 janvier 2019, lors de la table ronde sur l'éolien terrestre organisée par la mission d'information de l'Assemblée nationale sur les freins à la transition énergétique, Mme Bernadette Kaars, administratrice de la FED, a indiqué que « sept permis de construire sur dix [d'installations d'éoliennes] font l'objet d'une saisine du tribunal administratif par les associations locales. C'est le taux de recours le plus élevé de toute l'industrie ! Par comparaison, il n'est que de 5 % pour les porcheries industrielles ⁽³⁾ ». Ces fortes réticences expliquent les retards importants pris par le développement des projets éoliens, notamment en mer.

(1) Le facteur de charge se définit comme le ratio entre l'énergie produite sur une période donnée et l'énergie qui aurait pu être produite durant cette même période si le moyen de production concerné avait fonctionné en permanence à sa puissance maximale.

(2) Le projet de PPE indique que « bénéficiant de vents plus soutenus et plus réguliers que l'éolien terrestre, une éolienne en mer peut produire en moyenne deux fois plus d'énergie qu'à terre. Le facteur de charge est ainsi de l'ordre de 40 % (soit environ 3 500 h/an) » p. 117.

(3) Source : <http://www.assemblee-nationale.fr/15/cr-transener/18-19/c1819012.asp>.

Les résultats de la politique de soutien de l'éolien sont donc contrastés. Le développement important de cette énergie est réel mais les réticences auxquelles elle fait face expliquent une progression heurtée et contestée. Pour autant, en dépit de la persistance de ces oppositions, le Gouvernement entend assigner des perspectives de développement ambitieuses à ce secteur d'activité.

2. Les perspectives : les objectifs de la PPE

Les perspectives de développement du secteur éolien figurant dans l'avant-projet de PPE sont ambitieuses mais incertaines.

Ce document publié en janvier 2019 et le projet de décret diffusé en mars 2019 ont déterminé, à l'horizon 2028, les objectifs suivants pour la filière éolienne ⁽¹⁾ :

– Pour l'**éolien terrestre**, il est envisagé de **porter la capacité de production de 15 GW à 24,6 GW en 2023 et entre 34,1 et 35,6 GW en 2028. Le nombre d'éoliennes passerait d'environ 8 000 à 14 200-15 500**. Deux appels d'offres seraient organisés à cet effet chaque année à compter du second semestre 2020 (à hauteur de 1 GW par période).

La satisfaction de cette ambition reposerait sur l'extension du parc mais également sur les conditions de son renouvellement. Comme M. Stanislas Reizine, sous-directeur du système électrique et des énergies renouvelables à la direction générale de l'énergie et du climat (DGEC), l'a indiqué le 17 janvier 2019 dans le cadre d'une table ronde organisée par la mission d'information de l'Assemblée nationale sur les freins à la transition énergétique, « ***cet objectif sur dix ans sera atteint pour partie par la création de nouveaux parcs et pour partie par le renouvellement de parcs existants, grâce à l'installation de machines neuves et plus puissantes qui permettront de doubler la production sans nécessairement doubler le parc éolien français*** ⁽²⁾ ». Autrement dit, **des éoliennes plus puissantes et plus hautes doivent contribuer au respect des objectifs assignés**. Le renouvellement des parcs actuels, appelé *repowering*, jouerait un rôle prépondérant dans l'évolution des capacités installées.

– Pour l'**éolien en mer**, l'avant-projet de PPE et le projet de décret précités prévoient de **porter la capacité de production à 2,4 GW en 2023 et entre 4,7 et 5,2 GW en 2028**. Cette évolution repose tout d'abord sur la mise en service des six parcs déjà attribués et du septième parc en cours d'attribution. Elle suppose également l'installation de nouvelles capacités de production de 2,5 à 3 GW pour l'éolien posé (en Manche Est et en mer du Nord, soit au moins quatre parcs supplémentaires) et de 750 MW pour l'éolien flottant (en Bretagne et en Méditerranée). Un à deux appels d'offres spécifiques seraient engagés à cet effet dès 2020.

(1) Source : *stratégie française pour l'énergie et le climat, programmation pluriannuelle de l'énergie, 2019-2023 / 2024-2028*, pp. 106 et 119.

(2) Source : <http://www.assemblee-nationale.fr/15/cr-transener/18-19/c1819012.asp>.

En additionnant les différentes formes d'éolien, l'objectif est de porter la part de la production éolienne dans la production électrique française aux environs de 15 % en 2028 ⁽¹⁾. L'éolien contribuerait ainsi au respect de l'objectif de 40 % de production électrique d'origine renouvelable en 2030.

Les orientations ainsi décrites ne sont cependant pas définitives dans **la mesure où la version finale de la PPE ne devrait être arrêtée qu'au second semestre 2019**. Les **débats en cours** portent notamment **sur la part accordée à l'éolien en mer posé et flottant**. À plusieurs reprises, le Premier ministre et le ministre d'État, ministre de la transition écologique et solidaire ont laissé entendre que des aménagements pourraient être décidés au regard notamment des résultats de la procédure de dialogue concurrentiel engagée pour le parc éolien en mer posé de Dunkerque. Les offres financièrement favorables reçues sur cette consultation laissent augurer un **possible réajustement à la hausse des objectifs de développement assignés à l'éolien en mer posé**.

Le respect des objectifs déterminés à la filière éolienne soulève néanmoins certaines interrogations.

En premier lieu, **leur satisfaction suppose que la filière éolienne connaisse un rythme de développement supérieur à celui observé ces dernières années**. Les capacités de production installées devraient croître chaque année de 1,9 GW, soit un niveau plus important que celui observé en 2018 (1,6 GW), 2017 (1,8 GW), 2016 (1,4 GW) et 2015 (1,4 GW). En dépit des progrès techniques attendus ⁽²⁾, il semble peu probable que ce rythme puisse être soutenu dans la mesure notamment où les sites les plus venteux (dits de « premier vent ») sont déjà largement couverts. Le renouvellement des installations et leur remplacement par des matériels plus hauts et plus performants ne suffira probablement pas. Un doute subsiste donc sur la capacité de la filière à répondre aux objectifs assignés.

En second lieu, la filière éolienne est confrontée à une **forte contestation juridique et sociale dont la persistance est susceptible de compromettre le respect de la trajectoire souhaitée par le Gouvernement**. Certes, des mesures – contestables – ont été récemment prises pour réduire la portée de ces contentieux. Cependant, **le passage de 8 000 à 14 200/15 000 éoliennes suscitera de nouveaux flux contentieux** tout comme le remplacement d'éoliennes de première génération par des éoliennes (plus hautes) de seconde génération.

(1) *Le 17 janvier 2019, lors de la table ronde précitée, M. Stanislas Reizine a indiqué qu'il s'agit* « de multiplier par 2,5 la capacité installée en dix ans de sorte que l'éolien produise 15 % de l'électricité française ».

(2) *L'avant-projet de PPE observe ainsi que* « les progrès technologiques récents permettent d'anticiper une croissance significative [des] facteurs de charge qui, aux horizons 2023 et 2028, pourraient respectivement atteindre des chiffres de l'ordre de 28 % (2 500 h/an) et 30 % (2 600 h/an). Ces progrès sont possibles grâce à l'utilisation de machines plus hautes capables d'aller chercher des vents plus puissants et plus constants. L'utilisation de rotors plus larges permettra également le captage de vents plus faibles et donc le développement éolien dans des zones qui étaient jugées jusqu'alors difficilement exploitables » (p. 104).

Ces oppositions juridiques se manifestent également au niveau national. Des associations ont déjà obtenu (en 2008 et 2014) l'annulation de deux arrêtés tarifaires pour vice de forme⁽¹⁾ ou méconnaissance de l'obligation de notification préalable à la Commission européenne d'un arrêté tarifaire fixant un tarif d'achat d'électricité assimilable à une aide d'État⁽²⁾. Plus récemment, les requêtes de ces associations ont conduit, en décembre 2017, le Conseil d'État à annuler certaines dispositions du décret n° 2016-519 du 28 avril 2016 portant réforme de l'**autorité environnementale** et du décret n° 2016-1110 du 11 août 2016 relatif à la modification des règles applicables à l'évaluation environnementale des projets, plans et programmes⁽³⁾.

Ces dernières décisions ont créé une situation d'**instabilité juridique** freinant le développement de certains projets au point que, dans un communiqué du 23 janvier 2019, France énergie éolienne a fait savoir que « **plusieurs centaines de projets sont à l'arrêt** ou dans l'insécurité juridique et [que] cette situation aura inmanquablement des conséquences sur les volumes installés à horizon 2020-2021⁽⁴⁾ ». Dans l'étude remise à la commission des finances, la CRE semble partager cette appréciation⁽⁵⁾.

Les contestations observées pèsent sur le développement éolien. Le volume des nouvelles installations éoliennes raccordées au réseau durant le premier trimestre 2019 (243 MW) est ainsi très inférieur à la moyenne trimestrielle 2017-2018 (418,25 MW).

(1) Conseil d'État, 6 août 2008 (n° 297723) : annulation de l'arrêté du 10 juillet 2006 pour absence de consultation du Conseil supérieur de l'énergie.

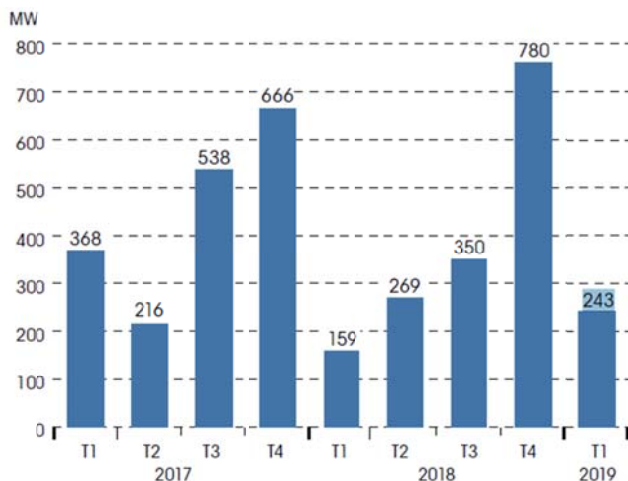
(2) Conseil d'État, 28 mai 2014 (n° 324852) : annulation de l'arrêté du 17 novembre 2008.

(3) Conseil d'État, décisions n° 400559 et n° 407601. Dans ces décisions, le Conseil d'État a annulé la capacité, jusqu'ici reconnue au préfet de région, de cumuler les fonctions d'autorité environnementale (se prononçant sur l'évaluation environnementale d'un projet éolien) et d'autorité décisionnaire (sur la demande présentée à l'administration).

(4) France énergie éolienne, communiqué de presse du 23 janvier 2019 : <https://fee.asso.fr/cdp/raccordement-energie-eolienne-au-reseau-electrique-la-filiere-atteint-ses-objectifs-ppe-pour-2018-et-se-tourne-vers-lavenir/>.

(5) Commission de régulation de l'énergie, Le soutien à l'éolien en France (mai 2019), pp. 8-9. La CRE rappelle le faible nombre de candidatures observées à la deuxième période du dernier appel d'offres et fait part de ses doutes sur la capacité de la filière à suivre le rythme de développement des deux appels d'offres prévus en 2019 pour des capacités de 500 et 630 MW.

PARC ÉOLIEN RACCORDÉ PAR TRIMESTRE EN FRANCE MÉTROPOLITAINE



Source : Panorama de l'électricité renouvelable au 31 mars 2019, RTE, Syndicat des énergies renouvelables, Enedis, ADEef et agence ORE, p. 11.

Les tensions observées en France sont également observées dans d'autres pays où l'éolien fait face à des interrogations croissantes. Comme la presse professionnelle l'a relevé, en 2018, le volume éolien raccordé dans l'Union européenne « est au plus bas depuis 2011 [...] ». Seuls 11,7 GW ont été mis en service, soit une baisse de 32 % par rapport à 2017. La faute à la diminution des installations en Allemagne (2,4 GW, - 55 %) et à son effondrement en Grande-Bretagne (600 MW, - 80 %) ⁽¹⁾. » Cette tendance s'est amplifiée en Allemagne (premier marché éolien européen) au premier trimestre 2019 au point que l'association professionnelle Wind Europe a fait savoir le 10 mai 2019 que ce pays n'avait installé que 134 MW de nouvelles capacités éoliennes terrestres au premier trimestre 2019, soit le taux d'installation le plus faible depuis 2000 ⁽²⁾.

Le respect des ambitions élevées assignées en France à l'éolien sur la période 2030-2028 est donc incertain en raison notamment de la permanence de fortes oppositions juridiques et sociales.

La politique de soutien aux éoliennes engagée par l'État rencontre donc certaines limites. Le bilan financier de cette politique s'avère par ailleurs préoccupant.

(1) Green univers, « L'éolien européen ralentit en 2018 », 21 février 2019.

(2) Wind Europe, communiqué de presse, « Collapse in wind energy growth jeopardises German and EU renewables targets », 10 mai 2009.

II. ANALYSE CRITIQUE ET PROPOSITIONS

Le bilan de la politique mise en œuvre est préoccupant dans la mesure où la priorité a été donnée au développement de la filière éolienne au détriment d'une bonne gestion des finances publiques, ce qui est contestable dans une période où le budget de l'État est particulièrement contraint.

Le rapporteur présentera des propositions d'adaptation de la réglementation visant à assurer un meilleur emploi des fonds publics tout en limitant et recentrant le développement éolien.

A. ANALYSE CRITIQUE

Le soutien financier apporté par l'État aux éoliennes est onéreux, déséquilibré, alimente des sur-rentabilités indues, échappe partiellement au contrôle budgétaire du Parlement et présente un bilan économique et industriel peu satisfaisant.

1. Un soutien public onéreux et déséquilibré

Mesurer le soutien public apporté par l'État aux éoliennes nécessite de raisonner en coûts complets, c'est-à-dire en prenant en compte les coûts directs et induits mis en œuvre en faveur de cette filière. **Le coût de l'éolien ne se résume pas au seul soutien à la production.**

a. Les coûts de soutien direct

Les **coûts** liés au **soutien direct** de la filière éolienne sont la conséquence des **mécanismes d'achat de l'électricité produite** exposés dans la première partie du rapport. Ces dépenses sont importantes, durables et témoignent du poids des engagements passés. L'étude réalisée par la CRE à la demande de la commission des finances permet de mesurer précisément ces coûts.

La CRE indique ainsi que ⁽¹⁾ « le coût total des engagements passés ⁽²⁾ pour la filière éolien terrestre [représente] environ 32 milliards d'euros sur la durée de vie des contrats, dont 23 milliards d'euros restent à payer ⁽³⁾. À cela s'ajoutent les engagements liés aux parcs offshore lauréats des appels d'offres de 2011 et de 2013 dont les mises en service sont attendues entre 2021 et 2024 qui devraient

(1) Commission de régulation de l'énergie, Le soutien à l'éolien en France (mai 2019), p. 4.

(2) Note de la CRE : Pris avant le 31/12/2018.

(3) Note de la CRE : Cette filière représente ainsi 22 % du coût total des dispositifs de soutien mis en œuvre entre 2000 et fin 2018, pour 43 % de la production renouvelable soutenue.

représenter environ 22 milliards d'euros⁽¹⁾⁽²⁾. [...] À ces montants s'ajoute l'impact budgétaire du développement de la capacité éolienne supplémentaire nécessaire à l'atteinte des objectifs 2028 tels qu'envisagés par le projet de programmation pluriannuelle de l'énergie [...] et que le Gouvernement a évalué comme suit :

Filière	Impact budgétaire sur 20 ans des engagements pris dans les années à venir pour atteindre les objectifs 2028 du projet de PPE
Éolien terrestre	12 – 25 Md€ ⁽³⁾
Éolien en mer	De 6,7 à 11 Md€

».

« Autrement dit, et sur la base de ces données, il est possible de conclure que :

- ⇒ **9 milliards d'euros ont été dépensés par le budget de l'État depuis le début des années 2000 au titre du soutien direct à l'éolien** (sous la forme des charges de service public de l'énergie) ;
- ⇒ **45 milliards d'euros supplémentaires correspondent à des dépenses relatives à des contrats en cours d'exécution (éolien terrestre, 23 milliards d'euros) ou conclus mais non encore honorés (éoliens en mer posé, 22 milliards d'euros) ;**
- ⇒ **de 18,7 à 36 milliards d'euros supplémentaires correspondent à l'impact budgétaire des engagements à souscrire pour atteindre les objectifs du projet de PPE.**

L'addition de ces différents soutiens directs représente de 72,7 à 90 milliards d'euros⁽⁴⁾. À titre de comparaison, le rapporteur rappelle que la Cour des comptes a estimé, en 2012, le coût de construction initial de l'ensemble du parc nucléaire français à 72 milliards d'euros (valeur 2010), soit environ 80 milliards d'euros (valeur 2019)⁽⁵⁾.

La comparaison est saisissante : d'un côté de 72 à 80 milliards d'euros ont été investis dans la construction initiale d'un parc nucléaire ayant assuré 71,7 % de la production électrique en 2018. De l'autre, de 72,7 à 90 milliards d'euros vont être investis pour une filière appelée à représenter 15 % au maximum de la production électrique en 2028.

(1) Note de la CRE : Après renégociation, hors coût du raccordement supporté par le TURPE - Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité. Précision du rapporteur : le Turpe est principalement supporté par les consommateurs.

(2) Note de la CRE : Les chiffres précédents correspondent à la moyenne des évaluations faites en fonction de deux hypothèses de prix représentatives des évolutions de celui-ci à long terme.

(3) La fourchette est liée à l'utilisation de deux hypothèses de prix représentatives des évolutions possibles de celui-ci à long terme.

(4) Montant de 72,7 Md€ = 9 + 45 + 18,7. Montant de 90 Md€ = 9 + 45 + 36.

(5) Cour des comptes, Les coûts de la filière électronucléaire, 2012, pp. 22-23. Cf. annexe IV.

Le rapporteur précise que **ces dépenses concernent les seuls soutiens dont le coût est supporté par le budget de l'État et n'incluent pas les crédits dégagés par les collectivités territoriales** pour favoriser l'accueil des projets éoliens sur leur territoire.

Le coût du soutien direct à l'éolien est donc particulièrement élevé.

Le rapporteur observe également que **la structuration de ce coût est défavorable à l'État**. À ce titre, il rappelle que la **Cour des comptes**, dans sa récente étude consacrée au soutien aux énergies renouvelables, a souligné que le montant des charges de service public de l'énergie est étroitement corrélé au prix du marché de l'électricité. **L'État s'engage effectivement à garantir un niveau de rémunération reposant sur un critère** (le prix de marché de l'électricité) **qu'il ne maîtrise pas**. La Cour en conclut que « *c'est l'État qui prend le risque de prix* » et non le producteur d'énergie renouvelable⁽¹⁾.

Le rapporteur partage cette analyse et déplore que les contrats signés ne prévoient aucune clause de revoyure permettant d'ajuster le niveau de soutien de l'État à l'évolution des cours du marché de l'électricité. **Depuis 2001, l'État s'engage à l'aveugle sur des montants aussi volatils qu'élevés**. Cette situation ne saurait perdurer au regard du niveau des dépenses en cause.

b. Les coûts de soutien induits

Le déploiement des différentes énergies renouvelables (et pas seulement de l'éolien) modifie en profondeur l'architecture du **système électrique français**. Précédemment organisé autour de sites de production peu nombreux et pilotables, (les centrales nucléaires), celui-ci **évolue vers une conception plus souple dans laquelle les sources de production décentralisées et intermittentes se multiplient** (les énergies renouvelables). Ce changement est à l'œuvre et nécessite des aménagements importants liés, pour l'essentiel, à **l'adaptation du réseau de transport et de distribution d'électricité**.

S'agissant du **réseau de transport**, le président du directoire de RTE a indiqué récemment⁽²⁾ qu'« *au total, les coûts d'adaptation du réseau de RTE au nouveau mix énergétique seront de 2,1 milliards d'euros sur la période 2019-2022, dont 1,2 milliard pour l'éolien en mer. Les producteurs rembourseront 300 millions d'euros ; le reste sera répercuté sur les tarifs, donc sur les consommateurs, via le TURPE.* »

(1) *Cour des comptes*, Le soutien aux énergies renouvelables, mars 2018, p. 74.

(2) *Audition du 9 avril 2019 de M. François Brottes, président du directoire de RTE, devant la commission d'enquête sur l'impact économique, industriel et environnemental des énergies renouvelables, sur la transparence des financements et sur l'acceptabilité sociale des politiques de transition énergétique.*

Dans cet ensemble, la somme imputable à l'éolien en mer posé s'établit à 1,2 milliard d'euros⁽¹⁾ et celle à l'éolien terrestre représente une **part non déterminée des 300 millions d'euros**⁽²⁾. Le rapporteur précise que ces sommes couvrent uniquement la période 2019-2022 et ne permettent pas d'établir le coût supporté avant 2019 ni celui supporté après 2022. Ces sommes sont donc appelées à croître à la faveur du développement éolien. Le coût du raccordement d'un parc éolien en mer s'établit ainsi à au moins 300/400 millions d'euros par parc⁽³⁾ et le projet de PPE prévoit au moins quatre parcs supplémentaires.

S'agissant du **réseau de distribution**, des coûts sont à la charge d'Enedis. Récemment, M. Antoine Jourdain, directeur technique de cette entreprise, a indiqué que « nous avons fait 4 milliards d'euros d'investissements l'année dernière. La part du renouvelable était de **239 millions d'euros** et nous pensons doubler cette somme pour passer à plus de 500 millions d'euros par an »⁽⁴⁾.

Le **réseau électrique français doit également être de plus en plus interconnecté au réseau électrique européen pour gérer** notamment **l'intermittence croissante de la production imputable aux énergies renouvelables**⁽⁵⁾ : sept pays limitrophes sont aujourd'hui connectés au réseau national au moyen de 50 interconnexions⁽⁶⁾. Les travaux correspondants représentent une **charge annuelle estimée à 230 millions d'euros**⁽⁷⁾ pour RTE dont une part non déterminée est imputable au secteur éolien.

(1) La loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017 mettant fin à la recherche ainsi qu'à l'exploitation des hydrocarbures et portant diverses dispositions relatives à l'énergie et à l'environnement a complété l'article L. 342-7 du code de l'énergie pour mettre à la charge de RTE le coût du raccordement des installations de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable implantées en mer faisant l'objet d'une procédure de mise en concurrence pour lesquelles le producteur ne choisit pas l'emplacement de la zone d'implantation du parc. La loi n° 2018-727 du 10 août 2018 pour un État au service d'une société de confiance a étendu le bénéfice de ces dispositions aux lauréats des consultations engagées en 2011-2013 sur les six premiers parcs éoliens en mer posé.

(2) Il est précisé que les producteurs éoliens terrestres supportent l'essentiel des coûts en matière de raccordement au réseau. Jusqu'en 2017, les intéressés prenaient en charge la totalité de cette dépense mais un arrêté du 30 novembre 2017 relatif à la prise en charge des coûts de raccordement aux réseaux publics d'électricité pris en application de l'article L. 341-2 du code de l'énergie a introduit une répartition des coûts variant selon le niveau de puissance du parc éolien à raccorder. En deçà d'une puissance de 5 MW, le producteur bénéficie d'une réfaction de 40 % sur ce coût. Lors de son audition précitée, M. Brottes a indiqué que 95 % des raccordements se font sans réfaction.

(3) Lors de son audition précitée, M. Brottes a indiqué que « c'est le TURPE qui financera les coûts de raccordement et de transport de l'éolien en mer, qui s'élèvent à 300 millions d'euros en moyenne pour un parc de 500 MW, auxquels il convient d'ajouter le coût d'un poste en mer, de l'ordre de 100 millions d'euros ».

(4) Audition du 19 mars 2019 de M. Antoine Jourdain, directeur technique d'Enedis, de M. Éric Peltier, membre de la direction financière, et de M. Pierre Guelman, directeur des affaires publiques, devant la commission d'enquête sur l'impact économique, industriel et environnemental des énergies renouvelables, sur la transparence des financements et sur l'acceptabilité sociale des politiques de transition énergétique.

(5) Selon RTE, « les interconnexions permettent une mutualisation des énergies renouvelables qui facilite l'intégration de ces énergies dans le système électrique » (RTE, Rapport financier 2018, p. 23).

(6) Source : RTE – Le mag : <https://lemag.rte-et-vous.com/actualites/interconnexions-ou-en-est>.

(7) Source : RTE, Rapport financier 2018, p. 23.

D'autres coûts indirects, plus ou moins importants **doivent être mentionnés, sans pouvoir être chiffrés.**

À court terme, plusieurs types de coûts sont identifiables :

- Le **ministère des armées a par exemple développé un outil spécifique de modélisation** (DEMPERE, DEMonstrateur de Perturbations des Éoliennes sur les Radars Électromagnétiques) pour mesurer la contrainte exercée par l'implantation d'éoliennes sur la performance des radars de la défense⁽¹⁾.

- L'implantation d'éoliennes peut avoir un effet négatif sur l'activité économique de certains secteurs, notamment – pour l'éolien en mer – sur l'industrie de la pêche côtière⁽²⁾.

- L'implantation d'éoliennes est susceptible d'avoir un effet dépréciatif sur le marché immobilier local. Si des controverses existent sur le sujet, plusieurs arrêts rendus par des juridictions judiciaires ont reconnu la perte de valeur d'un bien immobilier à la suite d'implantations d'éoliennes, ce qui conduit, par incidence, à minorer le montant des droits de mutation perçus par les pouvoirs publics⁽³⁾.

À moyen terme :

- La croissance des énergies renouvelables suscitera des besoins complémentaires en termes de flexibilité, de stockage d'énergie ou en termes d'effacement de consommation afin de gérer au mieux les périodes d'intermittence de ces énergies ainsi que les pics de consommation⁽⁴⁾.

(1) Cf. question écrite du rapporteur, en attente de réponse, n° 17 237 du 26 février 2019.

(2) Le projet Dieppe- Le Tréport est par exemple implanté dans la zone halieutique la plus riche de la Manche-Est. La chute d'activité attendue est susceptible de déstabiliser un secteur fragile et de diminuer les recettes tirées par l'État de cette activité.

(3) Cf. par exemple CA Rennes, 4^e ch., 18 mars 2010, n° 07/07420 (annulation d'une vente au motif que le vendeur avait omis de préciser aux acheteurs que leur terrain était situé à proximité d'un prochain parc éolien), TGI Montpellier, 4 févr. 2010, n° 06/05229 (reconnaissance d'un trouble anormal de voisinage imputable à l'implantation d'éoliennes et causant une dépréciation de la valeur d'un bien) ou Cour de cassation, Cass. Civile. 3, 29 juin 2017, n° 16-19.337 (annulation d'une vente pour vice du consentement).

(4) La date de réalisation de ces investissements est incertaine. Le projet de PPE indique que « les analyses réalisées par RTE dans le cadre du bilan prévisionnel concluent que l'intégration d'importantes capacités d'énergies renouvelables (plus de 100 GW installées à l'horizon 2035 dans Ampère) ne nécessitera pas de développer de nouvelles flexibilités pour assurer l'équilibre entre l'offre et la demande. Néanmoins, ce développement des énergies renouvelables électriques non pilotables, soulève de nouveaux défis qui pourront être traités en utilisant tous les leviers de flexibilités existants, notamment la flexibilité de la demande, le stockage et les interconnexions » (p. 166).

De la même façon, une étude récente de l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques sur le stockage de l'électricité considère que « les besoins de stockage stationnaire resteront limités dans le cas de la France du fait de la flexibilité de notre système électrique et de son interconnexion au système européen. C'est seulement après 2035, si devait se mettre en place un mix électrique composé quasi exclusivement de moyens de production renouvelables, que des besoins de stockage significatifs, notamment inter-saisonniers, pourraient apparaître » (OPESCT, février 2019, Note n° 11, Le stockage de l'électricité, Mme Angèle Prévile, sénatrice).

• L'arrêt anticipé de certaines centrales nucléaires nécessitera également d'indemniser EDF.

Le rapporteur observe que **si les coûts indirects imputables à l'éolien ne peuvent pas être tous précisément chiffrés, ces derniers sont nombreux.**

2. Un soutien public alimentant des sur-rentabilités indues et faisant l'objet d'une insuffisante association du Parlement

Le coût du soutien financier direct et indirect apporté par l'État à la filière éolienne est particulièrement onéreux. Son niveau élevé interpelle d'autant plus que cette politique se caractérise également par l'alimentation de sur-rentabilités indues et par une insuffisante association du Parlement.

a. Des sur-rentabilités indues

La question des **sur-rentabilités indues** doit être appréciée au regard de l'**article L. 314-4 du code de l'énergie** disposant que « *les conditions d'achat [de l'électricité produite] ne peuvent conduire à ce que la rémunération totale des capitaux immobilisés, résultant du cumul de toutes les recettes de l'installation et des aides financières ou fiscales octroyées au titre de celle-ci, excède une rémunération raisonnable des capitaux, compte tenu des risques inhérents à son exploitation* ». Autrement dit, les mécanismes de soutien doivent autoriser une rentabilité satisfaisante mais non excessive. Depuis 2001, des sur-rentabilités substantielles ont pourtant été observées et certaines faiblesses persistantes de la réglementation favorisent leur permanence.

En avril 2014, la CRE a analysé la situation de 39 parcs éoliens sur la base d'un critère de rentabilité évalué en référence à un coût moyen pondéré du capital (CMPC) nominal après impôts de référence estimé à environ 5 %. Sur ces 39 parcs, 16 bénéficiaient d'un « TRI [taux de rentabilité interne] projet après impôts supérieur ou très supérieur à 6 % » soit « une rentabilité supérieure au CMPC de référence voire excessive ». « **La moitié des parcs éoliens à terre du panel permettent d'atteindre des rentabilités significatives, voire très significatives, pour leurs actionnaires** ». Pour six installations, le « TRI projet après impôts excède 10 % »⁽¹⁾. Dans l'étude remise à la commission des finances, la CRE renouvelle cette appréciation en évoquant notamment des « **rentabilités excessives** »⁽²⁾. **La Cour des comptes a également constaté et déploré ce phénomène** dans son rapport précité consacré au soutien aux énergies renouvelables⁽³⁾.

(1) CRE, rapport Analyse – Coûts et rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine, éolien terrestre, biomasse, solaire photovoltaïque (avril 2014), pp. 26 et 29.

(2) Commission de régulation de l'énergie, Le soutien à l'éolien en France, mai 2019, p. 5.

(3) Cour des comptes, Le soutien aux énergies renouvelables, mars 2018, pp. 49 et 63.

Les **mécanismes de soutien direct** mis en œuvre depuis 2001 ont été **insuffisamment précautionneux** et n'ont pas permis de prévenir l'apparition de ces rentabilités indues. Plusieurs **faiblesses persistantes de la réglementation** laissent par ailleurs **craindre leur permanence**.

La première faiblesse concerne les **pouvoirs insuffisants accordés à la CRE** pour analyser les offres aux marchés dont elle assure l'instruction. À l'heure actuelle, les cahiers des charges de ces consultations n'imposent pas aux candidats de remettre un plan d'affaires, ce qui, selon la CRE « *prive la puissance publique d'une source d'information fiable sur les coûts de production de la filière* »⁽¹⁾. En amont, la CRE est mal armée pour identifier d'éventuelles sur-rentabilités.

Le rapporteur déplore en deuxième lieu les **conditions de structuration des mécanismes actuels de soutien**. Comme cela a été indiqué dans la première partie du rapport, ces mécanismes organisent deux formes de soutien direct : un soutien en « **guichet ouvert** » et un soutien sur appel d'offres. Le rapporteur observe que les **conditions d'accès au guichet ouvert** appliquées en France sont **plus souples** que celles figurant dans les lignes directrices de la **Commission européenne** concernant les aides d'État à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020.

La Commission recommande ainsi de réserver le bénéfice du « guichet ouvert » aux seules installations « *dont la capacité de production d'électricité installée est de maximum 6 MW ou 6 unités de production* »⁽²⁾. **La France a retenu un seuil trois fois plus important** puisque l'accès au guichet ouvert est ouvert aux parcs comportant au maximum six éoliennes d'une puissance unitaire inférieure ou égale à 3 MW, soit **18 MW** au total⁽³⁾.

En retenant une conception très large de l'accès au « guichet ouvert », **la France a réduit le nombre de projets devant être sélectionnés après une procédure d'appel d'offres**. Cette **limitation du jeu de la concurrence** est très regrettable au regard des différences de prix existant entre le guichet ouvert (72-74 €/MWh puis 40 €/MWh au-delà d'un certain volume horaire) et les prix résultant des mises en concurrence (proches de 65 €/MWh).

(1) *Commission de régulation de l'énergie*, Le soutien à l'éolien en France, mai 2019, p. 7.

(2) *Lignes directrices de la Commission européenne concernant les aides d'État à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020*, point 127.

(3) *Saisi sur ce point, le Conseil d'État a considéré que* « les requérants ne peuvent utilement invoquer à l'encontre du décret attaqué les lignes directrices du 27 juin 2014 concernant les aides d'État à la protection de l'environnement et à l'énergie issues d'une communication de la Commission du 28 juin 2014 sans remettre en cause l'appréciation que la Commission est susceptible de porter sur la compatibilité des régimes d'aides institués par les arrêtés pris pour l'application de l'article R. 314-12 du code de l'énergie. Or il ressortit à la compétence exclusive de la Commission de décider, sous le contrôle de la Cour de justice de l'Union européenne, si une aide de la nature de celles que mentionne l'article 107 TFUE est ou non, compte tenu des dérogations qui sont prévues compatible avec le marché intérieur. Les moyens tirés de ce que le décret du 27 mai 2016 méconnaîtrait, sur plusieurs points, ces lignes directrices ne peuvent donc qu'être écartés. » (*Conseil d'État*, 13 avril 2018, n° 401755).

La CRE déplore cette situation depuis plusieurs années et a renouvelé son souhait d'un élargissement du jeu concurrentiel dans son étude transmise à la commission des finances ⁽¹⁾.

Le rapporteur s'inquiète enfin des **risques de sur-rentabilité liés au repowering**, c'est-à-dire au renouvellement des installations en sortie de contrat d'achat. Comme le note la CRE dans son étude, le *repowering* « constitue une problématique majeure pour les années à venir » et concernera « d'ici fin 2022, 2 GW de puissance puis 1 GW en rythme annuel à compter de 2023 » ⁽²⁾. **À l'échéance de son contrat d'achat, un producteur éolien peut aujourd'hui de nouveau prétendre au bénéfice d'un nouveau mécanisme de soutien** en procédant au démantèlement des installations anciennes puis à leur remplacement par des matériels plus récents et plus performants.

Dans cette hypothèse, l'intéressé dispose d'un avantage comparatif significatif sur ses concurrents ⁽³⁾, ce qui pose question au regard du principe d'égalité entre les candidats. Cette situation interpelle plus encore d'un point de vue financier dans la mesure où elle favorise l'apparition de nouvelles sur-rentabilités en permettant à un producteur dont les installations ont été amorties par un premier soutien public de candidater librement à un second soutien public. Au regard de ces différents éléments, la CRE plaide pour qu'un régime spécifique soit accordé aux installations en *repowering* afin de n'autoriser le « soutien à une installation neuve sur un site déjà équipé qu'une fois le 20^e anniversaire du contrat initial révolu » ⁽⁴⁾.

Le rapporteur souligne la nécessité de traiter rapidement ce sujet au regard du volume d'installations en *repowering*. D'ores et déjà, il note et regrette qu'en 2018, lors de la deuxième période de l'appel d'offres éolien, une installation en *repowering* a bénéficié, sans obstacle particulier, d'un nouveau contrat de complément de rémunération d'une durée de 20 ans.

(1) Commission de régulation de l'énergie, Le soutien à l'éolien en France, p. 6.

(2) Commission de régulation de l'énergie, Le soutien à l'éolien en France, pp. 9-10.

(3) Le producteur concerné pourra réutiliser, par exemple, certaines des installations déjà amorties (la voirie pour accéder au site, des équipements électriques, etc.). Par ailleurs, à la différence d'un candidat proposant d'exploiter un site vierge, ce candidat disposera d'un historique de quinze années d'exploitation, ce qui réduit les incertitudes liées à l'exploitation du parc.

(4) Commission de régulation de l'énergie, Le soutien à l'éolien en France (mai 2019), pp. 9 et suivantes.

b. Une insuffisante association du Parlement

Le Parlement est insuffisamment associé à la détermination de la politique de soutien aux éoliennes. En premier lieu, le rapporteur rappelle que **la PPE est un acte relevant du pouvoir réglementaire et non du pouvoir législatif.**

Si le Parlement détermine les grandes orientations (l'objectif de 40 % de la production d'électricité d'origine renouvelable en 2030 a été déterminé par la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte), il n'est pas conduit à se prononcer sur les objectifs assignés aux différentes filières d'énergie renouvelable (déterminés par la PPE).

Le rapporteur considère par ailleurs que **l'autorisation budgétaire parlementaire est lacunaire** et que le Parlement a été insuffisamment informé de la renégociation des contrats éoliens en mer intervenue en 2018.

Chaque année, au moment de l'examen du projet de loi de finances, **l'Assemblée nationale et le Sénat approuvent la tranche annuelle du soutien aux différentes énergies renouvelables mais ne sont jamais conduits à se prononcer sur le montant total des engagements souscrits.** Cette situation a été regrettée par la Cour des comptes dans son rapport sur le soutien aux énergies renouvelables⁽¹⁾. La CRE s'en est également émue dans sa délibération n° 2018-156 12 juillet 2018⁽²⁾ et considère, dans son étude sur l'éolien transmise à la commission des finances, qu'il importe de « *mettre en place un pilotage budgétaire du Parlement sur les engagements pluriannuels sur lesquels il n'a aujourd'hui aucun contrôle* »⁽³⁾.

Le rapporteur, qui avait déjà attiré l'attention du Gouvernement sur ce point dans son rapport spécial sur le projet de loi de finances pour 2019⁽⁴⁾, **fait de nouveau part de sa préoccupation sur ce sujet.**

Le rapporteur déplore également le **manque d'association du Parlement observé lors de la renégociation des contrats de l'éolien** en mer posé intervenue en 2018. Dans l'absolu, il reconnaît la nécessité qu'il y avait à renégocier ces contrats attribués (mais non encore notifiés) à l'issue de procédures engagées en 2011 et 2013. Les montants initiaux moyens s'établissaient à 203 €/MWh, soit un niveau manifestement excessif.

(1) *Cour des comptes*, Le soutien aux énergies renouvelables, mars 2018, p. 76 : « le Parlement ne dispose pas aujourd'hui d'une information budgétaire et comptable suffisante sur le fonctionnement du dispositif et ses perspectives d'évolution ».

(2) *Commission de régulation de l'énergie, délibération n° 2018-56 du 12 juillet 2018*, p. 2 : « Une refonte des mécanismes d'autorisation d'engagement pourrait être envisagée afin de donner toute la légitimité requise aux choix faits en la matière ».

(3) *Commission de régulation de l'énergie*, Le soutien à l'éolien en France, p. 5.

(4) *Assemblée nationale, commission des finances, rapport spécial n° 1302, annexe 18, projet de loi de finances pour 2019, Écologie, développement et mobilité durables ; Énergie*, M. Julien Aubert, pp. 52 et suivantes.

De la même façon, il approuve le principe de la constitution d'un groupe de travail piloté par M. Gérard Rameix, ancien président de l'Autorité des marchés financiers, pour conduire ces discussions. En revanche, **le rapporteur considère que cette négociation a été précipitée, opaque et, en fin de compte, financièrement peu satisfaisante.**

Pour mémoire, le cadre juridique de cette négociation a été déterminé par un amendement du Gouvernement déposé au Sénat durant l'examen du projet de loi pour un État au service d'une société de confiance. Les rapporteurs de la commission spéciale chargée d'examiner ce texte ont dénoncé un dépôt « *tardif et sans concertation* » éloigné de l'objet initial du texte et de l'article concerné ⁽¹⁾.

La conduite de ces négociations s'est ensuite distinguée par son opacité. À aucun moment, le Parlement n'a été associé ni informé du déroulement des discussions. Aucun document exhaustif n'a rendu compte de leur résultat. L'Assemblée nationale et le Sénat ont dû se contenter d'une communication officielle faisant part d'une économie substantielle obtenue à l'issue de la renégociation. À l'occasion d'un déplacement au cap Fréhel effectué le 20 juin 2018, **le Président de la République** a annoncé que « *la négociation a permis de diminuer de 40 % la subvention publique et d'avoir un ajustement des tarifs [de rachat de l'électricité produite sur ces parcs] de 30 %. Ce qui veut dire que l'on va économiser sur la période 15 milliards d'euros d'argent public pour les mêmes projets et la même ambition* » ⁽²⁾.

Dans son avis sur le projet de loi de finances pour 2019, le sénateur Daniel Gremillet a décomposé une partie de l'économie attendue et noté que celle-ci s'établissait plutôt à 13 milliards d'euros compte tenu de la décision du Gouvernement de basculer les frais de raccordement au réseau des parcs éoliens sur le TURPE (1,2 milliard d'euros) et de renoncer à la perception d'une redevance d'utilisation et d'occupation du domaine public (360 millions d'euros) ⁽³⁾. **Le rapporteur a souhaité approfondir ce sujet et a fait usage des pouvoirs spéciaux lui étant reconnus par l'article 57 de la loi organique modifiée n° 2001-692 du 1^{er} août 2001 relative aux lois de finances pour obtenir la communication d'une note au cabinet du Premier ministre** établie par le groupe de travail à l'issue des discussions avec les entreprises concernées.

À la lecture de ce document, il considère que le résultat de la renégociation est peu satisfaisant et que le Gouvernement a fait le choix de privilégier le développement de la filière au détriment de l'intérêt des finances publiques.

(1) Sénat, Rapport n° 658 (2017-2018) de Mme Pascale Gruny et M. Jean-Claude Luche, fait au nom de la commission spéciale, déposé le 11 juillet 2018, p. 93.

(2) Source : <https://france3-regions.francetvinfo.fr/bretagne/cotes-d-armor/eolien-mer-macron-annonce-qu-accord-ete-trouve-industriels-1498089.html>.

(3) Sénat, avis n° 148 (2018-2019) de M. Daniel Gremillet, fait au nom de la commission des affaires économiques, déposé le 22 novembre 2018, pp. 16-17.

Certes, la renégociation a permis de réviser sensiblement à la baisse les tarifs appliqués. Les **prix renégociés s'établissent en moyenne à 144 €/MWh** contre 203 €/MWh initialement. **En concluant ces contrats à l'automne 2018, le Gouvernement s'est donc engagé à garantir une rémunération de 144 €/MWh aux producteurs durant les 17 à 18 années d'exploitation des parcs.**

Ce montant élevé doit être mis en comparaison avec le montant des offres déposées en mars 2019 au dialogue concurrentiel relatif au parc de Dunkerque. Si le résultat de cette consultation n'est pas encore connu, le président de la CRE a indiqué récemment que « *le coût du kilowatt sera raisonnable, ce qui en surprendra plus d'un* ⁽¹⁾ » et la presse évoque de manière persistante un prix moyen des offres d'environ 50 €/MWh ⁽²⁾.

Au regard de ces éléments, le **contraste est saisissant entre la conclusion, à l'automne 2018, de contrats prévoyant une rémunération d'un montant moyen de 144 €/MWh et la probable conclusion, en 2019, d'un contrat dont le prix au MWh devrait être deux à trois fois inférieur.**

Le rapporteur dénonce l'empressement du Gouvernement à signer à l'automne 2018 les contrats renégociés alors même qu'il aurait été plus pertinent de dénoncer ces contrats pour une somme estimée, par le groupe de travail, entre 200 millions d'euros et 1 milliard d'euros par parc. Le coût de la résiliation des contrats aurait été bien inférieur à celui des gains obtenus à la suite de la relance des procédures. ⁽³⁾

Le rapporteur observe que **la décision du Gouvernement a reposé sur une anticipation erronée des prix attendus en cas de relance des six parcs éoliens en mer. La note au Premier ministre, dont il a obtenu la communication, précise ainsi que le prix moyen attendu en cas de relance des consultations aurait été de 112 €/MWh** ⁽⁴⁾. Quelques mois plus tard, le montant des offres déposées au dialogue concurrentiel de Dunkerque dément cette évaluation puisque le prix moyen des offres reçues se situe aux environs de 50 €/MWh. Certes, les caractéristiques des parcs diffèrent de celles du parc de Dunkerque mais ces différences ne suffisent pas à expliquer l'écart de prix.

(1) *Audition du 4 avril 2019 de M. Jean-François Carencio, président de la CRE, devant la commission d'enquête sur l'impact économique, industriel et environnemental des énergies renouvelables, sur la transparence des financements et sur l'acceptabilité sociale des politiques de transition énergétique.*

(2) *Les Échos, 21 mai 2019 (Éolien en mer : la filière retient son souffle à Dunkerque), Green univers, 17 mai 2019 (« AO de Dunkerque : des prix incroyablement bas ! »).*

(3) *Le rapporteur s'interroge sur l'évaluation de 112 €/MWh retenue par le groupe de travail alors même qu'au moment de la renégociation, des montants très inférieurs à ce seuil étaient observés dans d'autres consultations européennes. En avril 2018, trois parcs éoliens en mer allemands (Owp West, Borkum Riffgrund West 2 et He Dreiht) ont été, pour la première fois, attribués sans subvention. En avril 2017, toujours en Allemagne, une première attribution de parcs sans subvention était déjà intervenue à l'initiative des entreprises Ørsted (ex-DONG Energy) et EnBW. Certes, les caractéristiques techniques des parcs allemands ne sont pas tout à fait comparables à celles des six parcs éoliens en mer français en cours de renégociation mais l'erreur d'anticipation de prix étonne.*

(4) *Note au cabinet du Premier ministre, p. 7.*

Au-delà de cette mauvaise appréciation, le rapporteur dénonce le choix du Gouvernement de privilégier le développement de la filière à l'équilibre des finances publiques. Dans sa note au cabinet du Premier ministre, le président du groupe de travail a ainsi écrit que « le Gouvernement, s'il conserve pour priorité de faire évoluer le mix énergétique, décidera logiquement de confirmer les six projets [...]. S'il privilégie sa politique de redressement des finances publiques et de stabilisation de la dette publique, le Gouvernement assumera la responsabilité politique d'annuler les appels d'offres et de relancer la procédure en escomptant de meilleurs prix. »

Le Gouvernement a donc fait son choix : oui aux éoliennes, non à la politique de redressement des finances publiques.

Le rapporteur déplore cette orientation et ce, d'autant plus, que la politique de soutien menée depuis 2001 aux éoliennes est, en bien des points, peu efficace.

3. Un soutien public peu efficace

La politique de soutien public aux éoliennes se caractérise par des résultats peu satisfaisants d'un point de vue économique et industriel.

D'un point de vue économique, **l'électricité d'origine éolienne est une électricité chère**. Dans leur communication, le ministère de la transition écologique et solidaire et France énergie éolienne soulignent régulièrement, que les **résultats des derniers appels d'offres éoliens terrestres** ont abouti à des prix d'environ **65 €/MWh**, soit des prix relativement proches des prix de marché et des prix voisins du coût complet de l'énergie nucléaire (62 €/MWh sur la période 2011-2025) chiffré en 2014 par la Cour des comptes⁽¹⁾.

Cette affirmation est à la fois exacte et erronée. Elle est correcte dans la mesure où les résultats des appels d'offres sont bien ceux mentionnés. En revanche, elle est inexacte dans la mesure où **les coûts issus des derniers appels d'offres ne sont pas représentatifs des coûts d'achat actuels de l'électricité d'origine éolienne terrestre**. Sur ce sujet, le rapporteur a interrogé **EDF-OA** pour connaître le **prix moyen versé par mégawattheure en 2018 aux producteurs éoliens terrestres bénéficiant de l'obligation d'achat**. En réponse, EDF-OA a indiqué que, tous contrats confondus, ce prix moyen garanti s'établissait, en 2018, à **89 €/MWh**.

(1) Cour des comptes, Le coût de production de l'électricité nucléaire (actualisation 2014), p. 23. Le montant de 62 € inclut les dépenses d'exploitation, la provision pour gestion des déchets du combustible usé, les investissements de maintenance, le loyer économique et la provision pour démantèlement.

La différence entre ce prix moyen (89 €/MWh) et le prix issu des derniers appels d’offres (environ 65 €/MWh) s’explique par le fait que les contrats anciens prévoyant des tarifs d’achat élevés demeurent dominants dans la masse des contrats en cours d’exécution. Ainsi, 751 contrats relevant de l’arrêté du 17 novembre 2008, prévoyant un tarif d’achat garanti égal à 82 €/MWh, sont encore en vigueur.

La liste des contrats actuellement exécutés par EDF-OA est la suivante :

Arrêté tarifaire	Nombre de contrats
E01 (arrêté du 8 juin 2001)	114
E06 (arrêté du 10 juillet 2006)	154
E08 (arrêté du 17 novembre 2008)	751
E14 (arrêté du 17 juin 2014)	344
E16CR ^{(1)*} (arrêté du 13 décembre 2006)	29
E17CR* (arrêté du 6 mai 2017)	1 ⁽²⁾
Total général :	1 393

Source : EDF-OA.

Dans les années à venir, le prix moyen actuel (89 €/MWh) a vocation à se réduire avec l’extinction des anciens contrats et la montée en puissance des nouveaux contrats issus des appels d’offres. Cependant, cette évolution sera très progressive et le prix moyen versé demeurera durablement supérieur aux prix de marché.

Le rapporteur souligne en outre que **la compétitivité actuelle de l’énergie éolienne est moins favorable que celle d’autres énergies renouvelables** bénéficiant également d’un soutien public. Ainsi, **en 2018**, le ministère de la transition écologique et solidaire a organisé, pour la première fois, un **appel d’offres bi-technologique** reposant sur le seul critère du prix. Cette consultation a mis en **concurrence** (pour une puissance de 200 MW) de grandes **centrales solaires au sol** et des **projets éoliens terrestres**. Le résultat de cet appel d’offres est sans appel puisque **les seize projets lauréats** (d’un prix moyen de 54,94 €/MW) **sont tous des projets photovoltaïques** ⁽³⁾. En raison de leur coût plus élevé, aucun projet éolien n’a été retenu. En Allemagne, un résultat similaire a été observé sur un autre appel d’offres bi-technologique.

(1) * Note EDF-OA : Les contrats de soutien au titre de ces deux arrêtés sont des contrats de « complément de rémunération ». Pour ces arrêtés, les revenus des producteurs se composent des revenus tirés des ventes faites par les producteurs de leur production (énergie et garanties de capacité) sur les marchés (ces revenus sont donc fluctuants) auxquels s’ajoute le complément de rémunération versé par EDF OA (dont le montant est également fluctuant de telle sorte que la somme des deux aboutisse à un prix de référence fixe). Pour les autres arrêtés qui s’inscrivent dans le cadre de l’« obligation d’achat », les revenus des producteurs pour leur production sont exclusivement ceux versés par EDF OA.

(2) Le rapporteur précise que le nombre (1) de contrats de la ligne E17CR (arrêté du 6 mai 2017) pris en compte par EDF-OA correspond au nombre de contrats en cours d’exécution. D’autres contrats (19) ont été signés sur la base de cet arrêté mais les installations concernées ne sont pas encore entrées en production et ne bénéficient donc pas du complément de rémunération.

(3) Cf. communiqué de presse du 6 novembre 2018 du ministère de la transition écologique et solidaire.

La « compétitivité prix » d'une filière ne peut cependant constituer le seul élément d'appréciation du résultat d'une politique de soutien. L'impact industriel et commercial de cette politique doit également être mesuré mais, en ce domaine également, le bilan de la filière éolienne est insatisfaisant.

En matière industrielle, la part de la valeur ajoutée française dans la chaîne de valeur de l'éolien terrestre est limitée. Dans son rapport précité sur le soutien aux EnR, la Cour des comptes indiquait que « *pour l'éolien terrestre, la part de la valeur ajoutée française dans les nouveaux parcs se situe, d'après l'ADEME et la DGE, entre 37 % et 41 %⁽¹⁾* ». Autrement dit, pour 100 euros investis dans l'éolien, seuls 37 à 41 euros sont produits en France.

D'un point de vue industriel, **le soutien apporté par l'État aux éoliennes terrestres bénéficie donc avant tout à des industries étrangères**, ce qui interpelle et contraste avec les effets essentiellement nationaux du développement antérieur de l'industrie nucléaire française⁽²⁾. L'objectif, fixé par l'article L. 100-1 du code de l'énergie, de « *favoriser l'émergence d'une économie compétitive et riche en emplois* » ne sera pas atteint si le budget de l'État subventionne des industriels étrangers. Les pouvoirs publics sont conscients de cette faiblesse puisque, en réponse à une question écrite du rapporteur, ils ont récemment rappelé leur volonté de travailler à « *l'amélioration du contenu local des projets développés en France* »⁽³⁾.

Le bilan industriel décevant de l'éolien terrestre pèse logiquement sur la balance commerciale française et contribue à son déficit. Dans son rapport précité, la Cour des comptes a souligné la contribution négative importante représentée par les achats d'équipements d'énergies renouvelables depuis 2009 :

ÉVOLUTION DE LA BALANCE COMMERCIALE DES ÉQUIPEMENTS ENR DEPUIS 2009

(en millions d'euros)

Commerce extérieur	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016 (provisoire)
Exportation d'équipements*	796	1 016	1 166	1 221	1 181	1 161	1 206	1 187
Importation d'équipements*	- 1 685	- 3 937	- 2 884	- 1 738	- 1 673	- 2 225	- 1 799	- 1 899
Balance commerciale des équipements*	- 889	- 2 921	- 1 718	- 517	- 492	- 1 232	- 593	- 712

*EnR hors biocarburant

Source : Cour des comptes, Le soutien aux énergies renouvelables, mars 2018, p. 36.

(1) Cour des comptes, Le soutien aux énergies renouvelables, mars 2018, p. 34. Cf. annexe VI pour la décomposition de cette chaîne de valeur.

(2) Le bilan industriel de l'éolien en mer devrait être moins défavorable puisqu'un écosystème plus dense est en train de se constituer.

(3) Cf. réponse du 12 mars 2019 à la question écrite n° 15 647 du rapporteur.

Le rapporteur précise que ces données concernent toutes les énergies renouvelables et pas seulement l'éolien. Interrogés sur ce sujet, France énergie éolienne et le ministère de l'économie et des finances ont présenté des données nettement plus nuancées⁽¹⁾. Si un débat peut avoir lieu sur l'incidence exacte des échanges éoliens sur la balance commerciale française, il est probable que celle-ci demeure peu satisfaisante.

Ce bilan économique et industriel décevant s'explique en partie par un défaut de pilotage. Le rapporteur se réfère de nouveau sur ce point au rapport précité de la Cour des comptes soulignant le **rôle secondaire reconnu au ministère de l'économie et des finances dans la détermination des politiques de soutien aux éoliennes**. En dépit des montants significatifs engagés, ce ministère pèse peu dans la définition des moyens mis en œuvre et dans la façon dont leurs retombées sont susceptibles de profiter à l'économie française⁽²⁾.

Dans l'étude remise à la commission des finances, la CRE partage ce sentiment et considère qu'il est nécessaire d'« *associer systématiquement les ministères chargés du budget et de l'industrie à la définition des mécanismes de soutien* ». Selon cette autorité, « *la loi devrait prévoir une co-élaboration des cahiers des charges des procédures concurrentielles et des arrêtés tarifaires avec les ministres compétents* »⁽³⁾. Le rapporteur souscrit pleinement à cette proposition et envisage de soutenir lors de la prochaine discussion du projet de loi relatif à l'énergie au climat la proposition d'amendement formulée par la CRE dans son étude. La CRE soumet également d'autres préconisations censées favoriser des retombées économiques nationales plus significatives.

*

En conclusion de cette analyse critique, le rapporteur considère que **la politique de soutien aux éoliennes s'est attachée à soutenir coûte que coûte le développement de cette filière sans que les paramètres financiers, économiques et industriels aient été pris en considération à leur juste mesure**. Les propositions qu'il formule visent à modifier en profondeur les orientations actuelles.

(1) *FEE a indiqué* : « en 2015, le chiffre d'affaires de la filière éolienne française atteignait 1,835 milliard d'euros (ADEME, étude BIPS septembre 2017). En moyenne, 1/3 du chiffre d'affaire annuel de la filière éolienne française est généré par des exportations vers des marchés européens ou étrangers. En effet, les acteurs de la filière éolienne française réalisent annuellement 663 M€ de chiffre d'affaires à l'exportation, principalement dans la fabrication de composants. La valeur ajoutée dégagée par la filière, qu'il s'agisse du marché domestique (éolien en mer inclus) ou des exportations, était estimée à 730 M€ par an. »

La direction générale des entreprises du ministère de l'économie et des finances estime quant à elle que la part française de la valeur ajoutée de l'énergie éolienne, sur le territoire, est d'environ 65 %, sur l'ensemble du cycle de vie d'un parc éolien.

Pour le ministre de l'économie et des finances, cf. la réponse à la question écrite n° 15 647 (12 mars 2019) du rapporteur.

(2) *Cour des comptes*, Le soutien aux énergies renouvelables, mars 2018, pp. 85 et 86.

(3) *Commission de régulation de l'énergie*, Le soutien à l'éolien en France (mai 2019), p. 5.

B. LES PROPOSITIONS

Le rapporteur considère que **les objectifs de développement assignés au secteur éolien sont déraisonnables au regard du coût du soutien apporté à cette filière, de son accueil difficile dans territoires et de son bilan économique et industriel décevant.** Le quasi-triplement, d'ici 2028, de la capacité de production éolienne – en vue d'en porter la part dans la production nationale d'électricité de 5,1 % à 15 % – fait fi de ces préoccupations et de l'intérêt de conserver une production électrique d'origine nucléaire économiquement performante et utile dans la lutte contre les émissions de CO₂. Le rapporteur croit plus raisonnable de **renoncer à cet objectif de 15 % et d'assigner une cible de développement plus limitée au secteur éolien afin de libérer des marges de manœuvre financières pour lutter efficacement contre les émissions de CO₂ en soutenant d'autres secteurs d'activité.**

À ce titre, **il recommande de / d' :**

– **Interrompre tout soutien à l'éolien terrestre ou, à défaut, de réviser fortement les conditions de ce soutien ;**

– **Confirmer le soutien apporté à l'éolien en mer posé et flottant tout en imposant l'éloignement des parcs éoliens des côtes afin d'en favoriser l'acceptation sociale ;**

– **Renforcer les pouvoirs du Parlement.**

1. Interrompre tout soutien à l'éolien terrestre ou, à défaut, réviser fortement les conditions de ce soutien

a. Un nécessaire moratoire

Le rapporteur est favorable à l'interruption de tout soutien à l'éolien terrestre et plaide pour qu'un moratoire soit décidé en ce sens.

Si les contrats signés doivent être honorés, aucun nouveau contrat ne devrait être conclu. **Si, comme le prétend la profession, l'éolien est une énergie compétitive, alors celle-ci doit pouvoir vivre sans perfusion budgétaire. L'addiction de l'éolien aux subventions publiques doit cesser.**

Le rapporteur rappelle que l'éolien terrestre a bénéficié de 9 milliards d'euros de soutien public depuis 2001 et que les engagements déjà souscrits représentent 23 milliards d'euros supplémentaires. Il souligne que **les contrats conclus en 2019 seront effectifs jusqu'en 2029. Peu de secteurs peuvent se prévaloir d'un soutien public ininterrompu sur une période de 28 ans (2001-2029).**

Décider un moratoire sur l'éolien terrestre ne constituerait pas une première dans le domaine des énergies renouvelables. Le décret n° 2010-1510 du 9 décembre 2010 a effectivement suspendu l'obligation d'achat de l'électricité produite par le secteur photovoltaïque après que le rapport Charpin-Trink a conclu au caractère non soutenable de la croissance des projets engagés et au bilan décevant de cette énergie sur le plan de l'environnement et de l'emploi.

b. Les propositions de repli

Si le moratoire souhaité ne devait pas être retenu, le rapporteur suggère d'encadrer de manière stricte le soutien à l'éolien terrestre en renforçant la concurrence, en prévenant la survenance de sur-rentabilités et en supprimant l'avantage fiscal dont bénéficie l'éolien.

– Le **renforcement du jeu de la concurrence** est une nécessité déjà soulignée par la Cour des comptes dans son rapport précité de 2018 et, de manière répétée, par la CRE. La Cour a ainsi proposé d'étendre « *les appels d'offres pour l'attribution d'aides à la production d'électricité d'origine éolienne aux installations de plus de 6 MW*⁽¹⁾ ». Dans l'étude remise à la commission des finances, la CRE a rappelé ses prises de position antérieures et a – de nouveau – appelé de ses vœux un « *élargissement du périmètre de l'appel d'offres*⁽²⁾ ». Notre pays ne doit plus autoriser un libre accès au « **guichet ouvert** » aux parcs d'une puissance maximale de 18 MW et devrait, **conformément aux lignes directrices de l'Union européenne 2014-2020, limiter cet accès aux parcs d'une puissance maximale de 6 MW.**

Il semblerait que le Gouvernement ait décidé, avec retard, d'évoluer en ce sens. Le 14 mai 2019, un projet d'arrêté réformant le « guichet ouvert » a été présenté au Conseil de l'énergie en vue de se conformer aux recommandations communautaires à compter du 1^{er} juin 2020. Avec six ans de retard, une évolution favorable est susceptible d'intervenir même si le projet d'arrêté paraît également envisager – ce qui serait problématique – des dispositions spécifiques pour les projets en *repowering* ou sous contraintes (militaires ou de stations météo).

– Le renforcement de la concurrence doit s'accompagner d'une démarche de **prévention des sur-rentabilités.**

(1) *Cour des comptes*, Le soutien aux énergies renouvelables, mars 2018, p. 11.

(2) *Commission de régulation de l'énergie*, Le soutien à l'éolien en France (mai 2019), p. 6.

• En premier lieu, **le rapporteur préconise de limiter à une seule fois le bénéfice d'un contrat d'achat garanti**. Une installation aidée pendant une durée de 15 à 20 ans doit pouvoir être autonome à la fin de ce contrat. Dans le même esprit, les installations en *repowering* devraient être exclues du bénéfice du dispositif de complément de rémunération. Le rapporteur ne retient donc pas la proposition de la CRE de prévoir – après une transition de cinq ans sans accès au tarif d'achat – des appels d'offres spécifiques ⁽¹⁾.

• En deuxième lieu, le rapporteur soutient en premier lieu la demande de la **CRE de disposer des plans d'affaires** des candidats aux marchés publics dont elle assure l'instruction. La communication de ces documents à cette autorité administrative indépendante est nécessaire pour lui permettre de disposer d'informations utiles.

• En troisième lieu, le rapporteur souhaite que les contrats d'obligation d'achat incluent systématiquement une clause de revoyure permettant d'adapter les soutiens apportés aux réalités des prix de marché et aux innovations technologiques. Il n'est pas acceptable que l'État supporte seul le risque de prix et continue de soutenir des dispositifs dont le montant repose sur un prix de marché sur lequel il n'a pas de visibilité. Le soutien à l'aveugle doit cesser. De la même façon, l'État doit pouvoir bénéficier des évolutions technologiques conduisant à améliorer la performance des éoliennes déjà installées ⁽²⁾.

Le rapporteur observe que cette opinion est partagée par un éminent **conseiller d'État** ayant remis, le 8 février 2018, une **note à Mme la directrice de cabinet du ministre de la transition écologique et solidaire relative à l'évolution des projets de parcs d'éoliennes en mer**. Le rapporteur spécial a eu communication de cette étude au moyen des pouvoirs spéciaux lui étant reconnus par l'article 57 de la loi organique modifiée n° 2001-0692 du 1^{er} août 2001 relative aux lois de finances. Cette étude précise que « *l'article L. 311-2 [du code de l'énergie] peut sans doute être modifié, pour l'avenir, afin de prévoir que postérieurement la désignation du candidat, les conditions tarifaires soient révisables à la baisse afin de tenir compte de l'évolution des paramètres techniques et économiques* » ⁽³⁾.

(1) *Commission de régulation de l'énergie*, Le soutien à l'éolien en France, mai 2019, pp. 9-10.

(2) *Le 26 février 2019, la société Google a annoncé que son programme d'intelligence artificielle, DeepMind, est parvenu à anticiper la production d'un parc éolien une journée à l'avance, ce qui permet à l'exploitant de s'engager à l'avance sur une livraison horaire et un volume précis et donc de valoriser de 20 % supplémentaire la valeur de l'énergie produite*. Cf. *Machine learning can boost the value of wind energy* : <https://www.blog.google/technology/ai/machine-learning-can-boost-value-wind-energy/>.

(3) *Note à Mme la directrice de cabinet du ministre de la transition écologique et solidaire relative à l'évolution des projets de parcs d'éoliennes en mer*, p. 12.

• La prévention des sur-rentabilités pourrait se faire en introduisant dans le code de l'énergie un article inspiré du cinquième alinéa de l'article L. 122-4 du code de la voirie routière relatif aux concessions d'autoroutes et disposant que « *le cahier des charges prévoit un dispositif de modération des tarifs de péages, de réduction de la durée de la concession ou d'une combinaison des deux, applicable lorsque les revenus des péages ou les résultats financiers excèdent les prévisions initiales* ». La transposition et l'adaptation de ce dispositif dans le code de l'énergie pourraient être envisagées en conservant à l'esprit que le régime juridique des concessions diffère de celui des contrats d'obligation d'achat.

– Le rapporteur est également partisan de **supprimer l'avantage fiscal** indu dont bénéficie l'éolien par rapport au photovoltaïque en matière d'**IFER**. Pour mémoire, la CRE a récemment souligné que l'éolien paie deux fois moins d'IFER que le photovoltaïque en raison d'une **taxation** (prévue par le code général des impôts) **sur la puissance installée et non sur la puissance produite**. Le rapporteur propose, pour ces seules énergies, de **modifier les modalités** de calcul et de faire porter l'IFER sur la puissance produite et non plus sur la puissance installée. L'avantage compétitif dont bénéficie l'éolien serait supprimé et le surcroît de recettes perçu pourrait être affecté à un fonds d'indemnisation destiné à compenser certaines externalités négatives de l'éolien.

– Enfin, **le rapporteur soutient la proposition de la CRE de mieux associer les ministres chargés du budget et de l'industrie à la définition des mécanismes de soutien**.

Si le soutien à l'éolien terrestre mérite d'être interrompu ou, à défaut, fortement modifié, le soutien à l'éolien en mer doit être confirmé tout en imposant l'éloignement des côtes de ces installations.

2. Confirmer le soutien apporté à l'éolien en mer posé et flottant tout en imposant l'éloignement de ces installations des côtes afin d'en favoriser l'acceptation sociale

L'éolien en mer posé présente certains avantages par rapport à l'éolien terrestre : son facteur de charge est plus élevé (40 % contre 20-25 %), les prix attendus du dialogue concurrentiel du parc de Dunkerque sont bien orientés (aux environs de 50 €/MWh contre environ 65 €/MW/h pour les derniers appels d'offres de l'éolien terrestre), les externalités négatives sont plus limitées (même si les effets de l'activité piscicole doivent être mieux pris en compte), la production est moins disséminée que celle de l'éolien terrestre (le nombre de sites à raccorder est plus restreint) et une filière industrielle française est en voie de structuration.

L'éolien en mer flottant présente des avantages similaires à l'exception de son coût puisque celui-ci est évalué aux environs de 240 €/MWh sur les quatre premières fermes pilotes. En revanche, les industriels français sont en pointe sur cette technologie en phase de développement.

Le rapporteur est favorable au développement de l'éolien en mer mais distingue cependant la situation des six premiers parcs éoliens en mer de celles des autres parcs et subordonne la poursuite des soutiens publics à l'éloignement des parcs des côtes.

– S'agissant des **six premiers parcs éoliens en mer**, le rapporteur a souligné le **résultat insuffisant de la renégociation** réalisée en 2018. Les offres renégociées reposent sur un tarif moyen de 144 €/MWh, très éloigné du tarif attendu du dialogue concurrentiel du parc de Dunkerque. Le rapporteur observe que **si les contrats entre l'État et les titulaires de ces six parcs ont été signés, aucune décision finale d'investissement n'est encore intervenue** en raison notamment des recours en attente de jugement et des incertitudes sur la fourniture de certains matériels. Il note également que les anticipations de prix retenues par le groupe de travail en cas de relance des consultations (112 €/MWh) sont erronées.

Le rapporteur invite le Gouvernement à **se rapprocher des entreprises titulaires des contrats pour envisager l'abandon de leur projet en contrepartie d'une indemnisation** dont le rapport du groupe de travail précité évaluait le coût entre 200 millions et 1 milliard d'euros par parc. La relance d'une nouvelle procédure est susceptible d'enregistrer des économies supérieures au montant de l'indemnisation versée. **Si tous les lauréats des six premiers parcs éoliens ne seraient pas intéressés par cette perspective, un ou deux le seraient peut-être, ce qui, au vu des montants en jeu, justifie cette démarche.**

Concernant les autres futurs parcs éoliens en mer posés, le rapporteur note avec satisfaction l'efficacité de la procédure de dialogue concurrentiel retenue pour le parc de Dunkerque et appelle à utiliser de nouveau cette modalité d'achat pour les consultations à venir. L'étude fournie par la CRE à la commission des finances propose différents ajustements susceptibles d'améliorer l'efficacité de cette procédure.

– **Le rapporteur appelle à accroître les volumes dédiés à l'éolien en mer prévus par l'avant-projet de PPE tout en subordonnant ces prochains marchés à l'éloignement des parcs éoliens des côtes.** Les six premiers parcs éoliens en mer posés sont, comme l'atteste le tableau suivant, situés à proximité du rivage :

ÉLOIGNEMENT DES SIX PREMIERS PARCS ÉOLIENS EN MER POSÉS

Saint-Nazaire	Entre 12 et 20 km au large
Courseulles	À plus de 10 km au large
Fécamp	Entre 13 et 22 km au large
Saint-Brieuc	L'éolienne la plus proche sera installée à 16,3 km du cap Fréhel.
Yeu-Noirmoutier	11,7 km de l'île d'Yeu et 16,5 km de Noirmoutier
Dieppe-Le Tréport	15,5 km du Tréport et à 17 km de Dieppe

Source : France énergie éolienne.

L'éolien en mer posé constitue actuellement un éolien côtier dont la proximité avec le rivage suscite des conflits d'usage avec les pêcheurs et, parfois, avec les professionnels du tourisme. **Un éloignement des côtes, d'au moins 50 kilomètres, permettrait de limiter ces conflits d'usage, de favoriser l'acceptation sociale des parcs et de disposer de facteurs de charge plus élevés.** Cet éloignement des côtes concernerait aussi bien l'éolien en mer posé que l'éolien flottant. Cette mesure aurait un coût puisque les frais de raccordement (à la charge de la puissance publique) seraient plus élevés mais ce coût pourrait être, en totalité ou en partie, compensé par les économies liées à la plus grande productivité des sites retenus.

Le rapporteur observe que des projets de parcs éoliens en mer posés et des parcs existants se situent d'ores et déjà au-delà de 20 kilomètres des côtes. Les projets des parcs EnBW Hohe See (Allemagne) et Hornsea One (Royaume-Uni) se situent ainsi tous deux à 103 kilomètres des côtes ⁽¹⁾.

Les contrats à conclure en matière d'éolien en mer posé devraient inclure certains des garde-fous dont le rapporteur souhaite l'introduction dans les contrats de l'éolien terrestre : les candidats devraient remettre à la CRE leur plan d'affaires lors de la remise de leur offre, une clause de revoyure devrait être introduite ⁽²⁾, et les sur-rentabilités pourraient être prévenues en introduisant dans le code de l'énergie un article inspiré du cinquième alinéa de l'article L. 122-4 du code de la voirie routière.

Ces contrats devraient également pouvoir **autoriser les producteurs à mettre sur le marché des garanties d'origine de l'électricité produite à partir de sources renouvelables** qui, à l'heure actuelle, en application de l'article L. 314-14 du code de l'énergie, ne peuvent être accordées aux sociétés disposant d'un tarif d'achat garanti. France énergie éolienne recommande d'adapter la réglementation en ce sens pour tous les producteurs éoliens. Le rapporteur est favorable à cette proposition mais recommande de réserver le bénéfice de cet aménagement aux seuls producteurs éoliens en mer posé et flottant. Le rapporteur suggère d'autoriser une expérience en ce sens sur la base d'un mécanisme incitatif permettant, à la fois, aux producteurs et la puissance publique d'y trouver leur intérêt.

Cette réorientation de la politique de soutien public doit s'accompagner d'un renforcement significatif des pouvoirs du Parlement.

(1) Source : *Wind Europe*, Offshore Wind in Europe, Key trends and statistics 2018, p. 22.

(2) Dans l'étude remise à la commission des finances, la CRE propose un amendement visant à créer un dispositif de soutien adapté aux filières innovantes (dont l'éolien flottant) supposant l'introduction d'une clause de revoyure. Le rapporteur est favorable à l'application de cette clause à toute la filière et non seulement aux filières innovantes.

3. Renforcer les pouvoirs du Parlement

Le renforcement des pouvoirs du Parlement en matière d'éolien et, plus largement, en matière énergétique, est un **sujet à la fois normatif et non normatif**.

D'ores et déjà, le Parlement peut et doit utiliser au mieux certains de ses pouvoirs en vue notamment de **solliciter le concours d'autorités administratives indépendantes, lorsque cela est possible, pour procéder à l'évaluation des politiques publiques**. À ce titre, le rapporteur se félicite de la réponse favorable apportée par la CRE à la demande d'étude formulée par la commission des finances.

Cependant, le renforcement des pouvoirs du Parlement nécessite également des modifications normatives. La plus importante viserait à **conférer au Parlement la possibilité de fixer chaque année en loi de finances le plafond financier des soutiens publics devant être apportés à chaque filière d'énergie renouvelable**. Le rapporteur avait présenté cette idée lors de l'examen du projet de loi de finances pour 2019 ⁽¹⁾.

Il renouvelle cette proposition et souligne que dans un rapport confidentiel récent, le Conseil général de l'environnement et du développement durable a étudié deux exemples étrangers de mécanisme de plafonnement : le *Levy control framework* (Royaume-Uni) et la *Stimulering Duurzame Energieproductie* (SDE+) aux Pays-Bas. « *Le premier consiste en un plafonnement budgétaire des dépenses annuelles de soutien tandis que le second prévoit un plafonnement de la compensation versée par contrat, égal à la différence entre le prix de revient de l'énergie renouvelable considérée et le prix national de marché de l'énergie* ». La mission du CGEDD « *suggère d'étudier une évolution du cadre des contrats futurs en introduisant un plafonnement de la compensation maximale versée* » ⁽²⁾.

Le rapporteur croit également utile, comme le suggère l'étude remise par la CRE à la commission des finances, d'**imposer au ministre chargé de l'énergie de communiquer à la CRE les appréciations et les suites données aux observations de la CRE dans ses avis**. Le rapporteur reprend cette proposition à son compte mais la complète en demandant que ces **observations soient également communiquées, à la Cour des comptes, et aux commissions des finances, des affaires économiques du développement durable de l'Assemblée nationale et du Sénat**.*

(1) *Assemblée nationale, commission des finances, rapport spécial n° 1302, annexe 18, projet de loi de finances pour 2019, Écologie, développement et mobilité durables ; Énergie, M. Julien Aubert, p. 64.*

(2) *Conseil général de l'environnement et du développement durable, Rapport sur le pilotage des crédits portés par les programmes « Soutien à la transition énergétique » et « Service public de l'énergie pour l'atteinte des objectifs de la transition énergétique », (non publié) décembre 2018, pp. 5, 6, 36 et 37. Le rapporteur a obtenu la communication de ce document confidentiel dans le cadre des pouvoirs reconnus aux rapporteurs spéciaux.*

CONCLUSION

L'évaluation de la politique de soutien financier apporté par l'État aux éoliennes aboutit à un constat d'échec. Le soutien mis en œuvre depuis 2001 est onéreux, déséquilibré, peu efficace et échappe pour partie au contrôle budgétaire du Parlement. Certes, la production électrique d'origine éolienne représente désormais 5,1 % de la production nationale mais les montants engagés pour parvenir à ce résultat sont déraisonnables et ceux devant être mobilisés pour satisfaire les objectifs élevés du projet de programmation pluriannuelle de l'énergie sont excessifs.

Comme les données fournies par la CRE le confirment, **si la politique actuelle est maintenue, le montant du soutien financier apporté par l'État aux éoliennes sur la période 2001-2028 (de 72,7 à 90 milliards d'euros) sera supérieur au coût de construction initial de l'ensemble du parc nucléaire français établi en 2012 par la Cour des comptes (70 milliards d'euros valeur 2010 soit environ 80 milliards d'euros valeur 2019).**

Pourtant, le bénéfice climatique de la politique de soutien aux éoliennes est quasiment nul en termes d'émissions de CO₂ puisque l'électricité décarbonée éolienne est appelée à se substituer à l'électricité décarbonée d'origine nucléaire.

Les fortes tensions actuelles sur les finances publiques françaises nécessitent de faire des choix et de concentrer le soutien budgétaire de l'État sur les actions ayant une véritable plus-value climatique et sociale.

Les propositions du rapporteur visent à **réorienter fortement la politique de soutien aux éoliennes afin de réduire son coût et de dégager de nouvelles marges de manœuvre financières appelées à soutenir les politiques climatiques et socialement utiles.** Nul ne conteste aujourd'hui la nécessité de **soutenir massivement la rénovation thermique des logements ou d'investir dans des transports propres.** Les dépenses excessives consacrées au soutien de l'énergie éolienne interdisent de porter l'effort sur les véritables priorités. **Si le soutien à l'éolien en mer, posé et flottant, doit être confirmé mais redéfini, il est temps d'interrompre tout soutien à l'éolien terrestre.**

LISTE DES RECOMMANDATIONS DU RAPPORTEUR SPÉCIAL

1- Interrompre tout soutien à l'éolien terrestre
⇒ Décider un moratoire sur l'éolien terrestre. Si les contrats signés doivent être honorés, aucun nouveau contrat ne devrait être conclu.
À défaut, réviser fortement les conditions de ce soutien en renforçant la concurrence et en prévenant la survenance de sur-rentabilités :
Renforcer la concurrence :
⇒ limiter l'accès au « guichet ouvert » aux parcs d'une puissance maximale de 6 MW,
Prévenir la survenance de sur-rentabilités :
⇒ limiter à une fois le bénéfice d'un contrat d'achat garanti,
⇒ imposer aux candidats aux marchés publics de communiquer leurs plans d'affaires à la CRE,
⇒ introduire dans les contrats d'obligation d'achat une clause de revoyure permettant d'adapter les soutiens apportés aux réalités des prix de marché et aux innovations technologiques,
⇒ introduire dans le code de l'énergie un article inspiré du cinquième alinéa de l'article L. 122-4 du code de la voirie routière relatif aux concessions d'autoroutes et disposant que « <i>le cahier des charges prévoit un dispositif de modération des tarifs de péages, de réduction de la durée de la concession ou d'une combinaison des deux, applicable lorsque les revenus des péages ou les résultats financiers excèdent les prévisions initiales</i> »,
⇒ supprimer l'avantage fiscal indu dont bénéficie l'éolien en matière d'IFER par rapport au photovoltaïque,
⇒ mieux associer les ministres chargés du budget et de l'industrie à la définition des mécanismes de soutien.
2- Confirmer le soutien apporté à l'éolien en mer posé et flottant tout en imposant l'éloignement des parcs éoliens des côtes afin d'en favoriser l'acceptation sociale
⇒ se rapprocher des entreprises titulaires des six premiers parcs éoliens en mer pour envisager l'abandon de leur projet en contrepartie d'une indemnisation,
⇒ accroître les volumes dédiés à l'éolien en mer prévus par l'avant-projet de PPE tout en subordonnant ces prochains marchés à l'éloignement des parcs éoliens des côtes à une distance d'au moins 50 km.
3- Renforcer les pouvoirs du Parlement
⇒ conférer au Parlement la possibilité de fixer chaque année en loi de finances le plafond financier des soutiens publics devant être apportés à chaque filière d'énergie renouvelable,
⇒ imposer au ministre chargé de l'énergie de communiquer à la CRE, à la Cour des comptes, et aux commissions des finances, des affaires économiques, du développement durable de l'Assemblée nationale et du Sénat les appréciations et les suites données aux observations de la CRE dans ses avis.

SUIVI DE LA RÉOLUTION N° 136 CONCERNANT LES CERTIFICATS D'ÉCONOMIE D'ÉNERGIE ADOPTÉE PAR L'ASSEMBLÉE NATIONALE LE 20 JUIN 2018

L'Assemblée nationale a adopté la résolution suivante le 20 juin 2018 :

Article unique

L'Assemblée nationale,

Vu l'article 34-1 de la Constitution,

Vu l'article 136 du Règlement de l'Assemblée nationale,

Vu les articles 46, 54, 57 et 58 de la loi organique n° 2001-692 du 1^{er} août 2001 relative aux lois de finances,

Vu les rapports annuels de performance et les notes d'analyse de l'exécution budgétaire pour 2017,

Vu les travaux de la commission des finances, de l'économie générale et du contrôle budgétaire de l'Assemblée nationale, réunie en commission d'évaluation des politiques publiques le 7 juin 2018,

Considérant en premier lieu que les certificats d'économie d'énergie représentent une charge conséquente pour les fournisseurs d'énergie ;

Considérant en deuxième lieu que le certificat d'économie d'énergie reste un objet insuffisamment déterminé au point de vue comptable et fiscal ;

Considérant en dernier lieu que tant les risques de fraude que de spéculation sur le prix des certificats d'économie d'énergie sont importants ;

1. Souhaite que le Gouvernement prévoie des modalités d'association et d'information du Parlement pour la fixation des objectifs de volume du dispositif des CEE et à ses modalités de fonctionnement ;

2. Invite le Gouvernement à produire un rapport sur la déclinaison géographique des CEE afin de mieux apprécier comment ils se déploient territorialement ;

3. Plaide pour une clarification du statut comptable et fiscal du CEE afin de donner plus de prévisibilité aux obligés du dispositif ;

4. Encourage le Gouvernement à renforcer les dispositifs de lutte contre la fraude au CEE et les comportements spéculatifs.

Le suivi de cette résolution est le suivant :

<p>Point 1 – Prévoir des modalités d’association et d’information du Parlement pour la fixation des objectifs de volume du dispositif des CEE et à ses modalités de fonctionnement</p>	<p>Recommandation non satisfaite. Recommandation renouvelée.</p>
<p>Point 2 – Produire un rapport sur la déclinaison géographique des CEE afin de mieux apprécier comment ils se déploient territorialement</p>	<p>Recommandation non satisfaite.</p> <p>Le 5 novembre 2018, durant l’examen du projet de loi de finances pour 2019, le rapporteur a présenté un sous-amendement n° II-1249 à l’amendement n° II-851 de la commission des affaires économiques.</p> <p>L’amendement n° II-851 prévoyait que le Gouvernement remette au Parlement « <i>avant le 1^{er} septembre 2019, un rapport portant sur les dépenses budgétaires liées aux certificats d’économie d’énergie [...]</i> ». Le sous-amendement II-1249 visait à compléter le contenu de l’amendement n° II-851 en demandant que ce rapport « <i>présente également la déclinaison géographique des certificats d’économie d’énergie</i> ».</p> <p>L’amendement II-851 et le sous-amendement II-1249 ont été rejetés.</p>
<p>Point 3 – Clarifier le statut comptable et fiscal du CEE afin de donner plus de prévisibilité aux obligés du dispositif</p>	<p>Recommandation non satisfaite.</p>
<p>Point 4 – Renforcer le dispositif de lutte contre la fraude au CEE et les comportements spéculatifs</p>	<p>Recommandation non satisfaite.</p> <p>L’article 5 du projet de loi relatif à l’énergie et au climat (enregistré à la Présidence de l’Assemblée nationale le 30 avril 2019) propose cependant de mettre en place de nouveaux outils pour lutter contre la fraude aux certificats d’économie d’énergie, en accélérant les procédures et en facilitant le cadre juridique de l’échange d’informations entre les différents services de l’État.</p>

TRAVAUX DE LA COMMISSION

Lors de sa réunion de 16 heures, le jeudi 6 juin 2019, la commission des finances, réunie en commission d'évaluation des politiques publiques, a entendu M. François de Rugy, ministre d'État, ministre de la transition écologique et solidaire.

Le compte rendu et la vidéo de cette réunion sont disponibles sur le site de l'Assemblée nationale.

*

* *

LISTE DES PERSONNES AUDITIONNÉES PAR LE RAPPORTEUR SPÉCIAL ET DES CONTRIBUTIONS ÉCRITES REÇUES

Cour des comptes

– M. Gérard Rameix, conseiller maître (entendu en tant que Président du groupe de travail chargé de la renégociation des six premiers contrats éoliens en mer posé).

Ministère de l'économie et des finances, direction générale du Trésor

- M. Thibault Guyon, sous-directeur des politiques sectorielles
- M. Emmanuel Bétry, chef du bureau de l'économie des réseaux

Contributions écrites reçues après avoir été sollicitées

- Commission de régulation de l'énergie
- EDF - obligation d'achat
- France énergie éolienne (organisation inscrite sur le répertoire des représentants d'intérêts de la Haute autorité pour la transparence de la vie publique)
- Ministère de la transition écologique et solidaire, direction générale de l'énergie et du climat

SOURCES UTILISÉES PAR LE RAPPORTEUR SPÉCIAL

- Commission de régulation de l'énergie :
 - ⇒ *Coûts et rentabilités du grand photovoltaïque en métropole continentale*, février 2019 ;
 - ⇒ *Le soutien à l'éolien en France*, mai 2019 ;
- Conseil général de l'environnement et du développement durable, *Pilotage des crédits portés par les programmes « soutien à la transition énergétique » et « service public de l'énergie pour l'atteinte des objectifs de la transition énergétique »*, décembre 2018, (non publié).
- Cour des comptes :
 - ⇒ *Les coûts de la filière électronucléaire*, 2012 ;
 - ⇒ *Le soutien aux énergies renouvelables*, mars 2018 ;
 - ⇒ *Note d'analyse de l'exécution budgétaire 2018 de la mission, Écologie, développement et mobilité durables*, mai 2019 ;
 - ⇒ *Note d'analyse de l'exécution budgétaire 2018 du Compte d'affectation spéciale Transition énergétique*, mai 2019 ;
 - ⇒ *Note d'analyse de l'exécution budgétaire 2018 du Compte d'affectation spéciale Financement des aides aux collectivités pour l'électrification rurale*, mai 2019.
- Ministère de la transition écologique et solidaire, *Stratégie française pour l'énergie et le climat, programmation pluriannuelle de l'énergie, 2019-2023/2024-2028*, janvier 2019 ;
- RTE, *Bilan électrique 2018 et rapport financier 2018* ;
- RTE, Syndicat des énergies renouvelables, Enedis, ADEef et agence ORE : *Panorama de l'électricité renouvelable au 31 mars 2019* ;
- Wind Europe, *Offshore Wind in Europe - Key trends and statistics 2018*.

**ANNEXE I :
LE SOUTIEN À L'ÉOLIEN EN FRANCE
(RAPPORT DE LA COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉNERGIE RÉALISÉ
À LA DEMANDE DE LA COMMISSION DES FINANCES
DE L'ASSEMBLÉE NATIONALE)**

RÉPUBLIQUE FRANÇAISE



RAPPORT
MAI 2019

LE SOUTIEN A L'ÉOLIEN EN FRANCE

SOMMAIRE

SOMMAIRE	2
1. CONTEXTE DU PRÉSENT RAPPORT	3
2. MISE EN PERSPECTIVE DE L'IMPACT BUDGÉTAIRE DE LA FILIÈRE : UNE GOUVERNANCE QUI DOIT ÊTRE AMÉLIORÉE POUR ÊTRE À LA HAUTEUR DES ENJEUX.....	4
3. LE SOUTIEN AUX NOUVELLES INSTALLATIONS ÉOLIEN TERRESTRE : POURSUIVRE LES AMÉLIORATIONS DU CADRE DE SOUTIEN ET LEVER LES FREINS	5
3.1 LE TARIF APPLICABLE AVANT LA REFORME DE 2017 N'A PAS PERMIS D'OPTIMISER LA DEPENSE PUBLIQUE OCCASIONNÉE PAR LE SOUTIEN A LA FILIÈRE EOLIEN TERRESTRE	5
3.2 LE SYSTEME DE SOUTIEN ACTUEL EST ENCORE PERFECTIBLE ; L'ELARGISSEMENT DU PERIMETRE DE L'APPEL D'OFFRES CONSTITUE LA PRINCIPALE MESURE D'AMELIORATION	6
3.2.1 Le périmètre de l'appel d'offres doit être étendu.....	6
3.2.2 Le cahier des charges de l'appel d'offres doit être revu pour intégrer des critères environnementaux et permettre à la puissance publique de disposer d'une connaissance précise des coûts de la filière	7
3.2.3 Les freins au développement de la filière doivent être levés ou les volumes des appels d'offres adaptés pour assurer une pression concurrentielle satisfaisante.....	8
3.2.4 Le tarif de soutien éolien cyclonique applicable dans les Outre-mer doit être abrogé	9
4. LES INSTALLATIONS EN REPOWERING DOIVENT FAIRE L'OBJET D'UN DISPOSITIF DE SOUTIEN DÉDIÉ . 9	
4.1 D'ICI 2023, LES EXPLOITANTS DE PLUS DE 2 GW D'INSTALLATIONS EOLIENNES DEVRONT CHOISIR ENTRE POURSUIVRE L'EXPLOITATION OU RECONSTRUIRE DES L'ECHEANCE DE LEUR CONTRAT	10
4.2 LA CRE CONSIDERE QU'IL EST PERTINENT DE POURSUIVRE L'EXPLOITATION DES INSTALLATIONS AU-DELA DE L'ECHEANCE DU CONTRAT D'ACHAT ET, POUR CE FAIRE, DE N'OCTROYER UN SOUTIEN A UNE INSTALLATION NEUVE SUR UN SITE DEJA EQUIPE QU'UNE FOIS LE 20 ^{ÈME} ANNIVERSAIRE DU CONTRAT INITIAL REVOLU	10
4.3 LA NECESSITE D'UN SOUTIEN TRANSITOIRE A L'ISSUE DU CONTRAT D'ACHAT N'EST PAS DEMONTREE.....	11
4.4 LE CADRE DE SOUTIEN AUX INSTALLATIONS NEUVES EN REPOWERING DOIT ETRE CONSTRUIT EN PRENANT EN COMPTE LES ATOUTS DONT DISPOSENT DE TELLES INSTALLATIONS	12
5. LA FILIÈRE ÉOLIEN EN MER : UNE NÉCESSAIRE PRISE EN COMPTE DU NIVEAU DE RISQUE DES PROJETS ET UNE ADAPTATION SELON LE NIVEAU DE MATURITÉ DES TECHNOLOGIES MOBILISÉES	12
5.1 UNE RENEGOCIATION NÉCESSAIRE DES CONDITIONS DE REMUNERATION DES PROJETS LAUREATS DES APPELS D'OFFRES DE 2011 ET DE 2013 QUI S'EST ACCOMPAGNÉE D'UNE REVISION DU PARTAGE DE RISQUE EN FAVEUR DES PORTEURS DE PROJETS.....	12
5.1.1 2011, 2013 : un faible niveau de concurrence qui a justifié la renégociation	12
5.1.2 Un niveau de concurrence satisfaisant pour le développement d'un parc au large de Dunkerque	13
5.2 UNE EVOLUTION DU PARTAGE DE RISQUE POUR LES NOUVEAUX PROJETS QUI POURRAIT ALLER ENCORE PLUS LOIN.....	13
5.3 L'ÉOLIEN FLOTTANT MERITE UN DISPOSITIF DE SOUTIEN ADAPTE AUX FILIERES INNOVANTES	14
6. UN DÉVELOPPEMENT DE LA FILIÈRE SANS SOUTIEN ?	15
SYNTHÈSE DES RECOMMANDATIONS DE LA CRE CONCERNANT L'ÉOLIEN	16
ANNEXE 1 : AMENDEMENT POUR ASSOCIER LES MINISTRES CHARGÉS DU BUDGET ET DE L'INDUSTRIE A LA DÉFINITION DES MÉCANISMES DE SOUTIEN	19
ANNEXE 2 : AMENDEMENT POUR INTRODUIRE UN DISPOSITIF DE SOUTIEN ADAPTÉ AUX FILIÈRES INNOVANTES (DONT L'ÉOLIEN FLOTTANT).....	20

LE SOUTIEN À L'ÉOLIEN EN FRANCE

Mai 2019

1. CONTEXTE DU PRÉSENT RAPPORT

Par un courrier reçu le 15 avril, le président de la Commission des finances, de l'économie générale et du contrôle budgétaire de l'Assemblée nationale a demandé à la CRE de lui transmettre un rapport sur le soutien à la filière éolienne. La demande s'articule autour de questions précises touchant au nouvel éolien terrestre, à la question du *repowering* ou encore à la filière éolien en mer. Cette demande s'inscrit dans le cycle plus large du « printemps de l'évaluation » lancé par l'Assemblée pour conduire une revue de performance de la dépense publique.

La CRE a produit depuis de nombreuses années des publications et formulé des recommandations sur la maîtrise des charges de service public de l'énergie en général et l'efficacité du soutien à la filière éolienne en particulier. Peuvent notamment être cités le rapport d'avril 2014 sur l'audit des coûts de la filière¹, celui d'octobre 2014 sur les charges de service public², complété par ses récents travaux prospectifs sur l'évolution des charges et ses avis sur les nouveaux mécanismes de soutien à l'éolien mis en place en 2017³.

Dans un contexte où le soutien à la filière a été en partie modifié et où les ambitions portées par la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) pour cette filière sont élevées – les nouveaux engagements budgétaires pris par l'État pour atteindre les objectifs de la PPE représenteront les deux tiers des nouveaux engagements pour les énergies renouvelables électriques – la CRE souscrit à l'initiative de l'Assemblée de lancer une revue détaillée de l'efficacité du soutien à cette filière.

Dans le présent document, la CRE a fait le choix de répondre aux questions posées par la Commission parlementaire au travers d'une présentation de l'ensemble des problématiques attachées à la filière.

Après avoir rappelé les enjeux budgétaires attachés au développement de cette filière qui la conduisent à formuler des recommandations en matière de gouvernance (partie 2), la CRE formule successivement des recommandations pour le nouvel éolien terrestre (partie 3), le traitement de la problématique du *repowering* (partie 4) et l'éolien en mer (partie 5) avant d'envisager la question des alternatives au soutien public (partie 6).

Le présent rapport a été adopté par le collège de la CRE le 23 mai 2019. Participaient à la séance : Jean-François CARENCO, président, Catherine EDWIGE, Jean-Laurent LASTELLE, commissaires.

Délibéré à Paris, le 23 mai 2019.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le Président,



Jean-François CARENCO

¹ Coûts et rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine : éolien terrestre, biomasse, photovoltaïque

² La contribution au service public de l'électricité (CSPE) : mécanisme, historique et perspective, octobre 2014

³ Délibération du 23 mars 2017 portant avis sur le projet d'arrêté fixant les conditions du complément de rémunération de l'électricité produite par les installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent de six aérogénérateurs au maximum et délibération du 23 mars 2017 portant avis sur le projet de cahier des charges de l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'énergie mécanique du vent, implantées à terre



LE SOUTIEN À L'ÉOLIEN EN FRANCE

Mai 2019

2. MISE EN PERSPECTIVE DE L'IMPACT BUDGÉTAIRE DE LA FILIÈRE : UNE GOUVERNANCE QUI DOIT ÊTRE AMÉLIORÉE POUR ÊTRE À LA HAUTEUR DES ENJEUX

Le coût annuel du soutien à la filière éolien terrestre est croissant. Il est passé de 0,3 Md€ en 2010 à 1,4 Md€ prévisionnels pour l'année 2018 sur l'ensemble du territoire métropolitain continental, en lien avec le développement de la capacité installée.

À l'aune de la démarche initiée par la CRE dans sa délibération du 13 juillet 2017 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2018, le Comité de gestion des charges de service public de l'électricité (CGCSPE) s'est attaché à évaluer dans son premier rapport le reste à charge et le coût total – incluant en plus du reste à charge les sommes déjà payées – de l'ensemble des dispositifs de soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération au gaz naturel mis en place depuis le début des années 2000 en France métropolitaine continentale.

Celui-ci met en évidence un coût total des engagements passés⁴ pour la filière éolien terrestre d'environ 32 Md€ sur la durée de vie des contrats, dont 23 Md€ restent à payer⁵. À cela s'ajoutent les engagements liés aux parcs offshore lauréats des appels d'offres de 2011 et de 2013 dont les mises en service sont attendues entre 2021 et 2024 qui devraient représenter environ 22 Md€^{6,7}. Les deux filières éoliennes totalisent ainsi plus de 40 % du reste à charge de l'ensemble des engagements passés liés au soutien aux énergies renouvelables électriques et à la cogénération en métropole continentale.

À ces montants s'ajoute l'impact budgétaire du développement de la capacité éolienne supplémentaire nécessaire à l'atteinte des objectifs 2028 tels qu'envisagés par le projet de programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) publié le 25 janvier 2019 et que le gouvernement a évalué comme suit.

Filière	Impact budgétaire sur 20 ans des engagements pris dans les années à venir pour atteindre les objectifs 2028 du projet de PPE
Éolien terrestre	12-25 Md€ ⁸
Éolien en mer	De 6,7 à 11 Md€

Les nouveaux engagements pour ces deux filières représenteraient ainsi près des deux tiers des nouveaux engagements pris par l'État en matière de soutien aux énergies renouvelables électriques pour atteindre les objectifs 2028⁹. L'importance de ces montants justifie la mise en place d'une gouvernance robuste pour en décider et assurer l'efficacité des dispositifs de soutien dont elles bénéficient.

La Commission parlementaire interroge la CFE sur l'appréciation qu'elle porte sur son rôle dans le processus de passation des marchés publics liés à l'éolien (Question 6).

S'agissant des appels d'offres et des dialogues concurrentiels, le rôle de la CRE consiste (i) à donner un avis sur les projets de cahiers des charges élaborés par le ministre chargé de l'énergie, (ii) à instruire les offres et à proposer la liste des offres à retenir au ministre et (iii) à analyser les résultats de l'appel d'offres et à formuler, si besoin, des recommandations d'évolution du cahier des charges pour les périodes ultérieures.

S'agissant du soutien en guichet ouvert, le rôle de la CRE consiste (i) à analyser la pertinence du projet d'arrêté tarifaire en particulier sous l'angle de la rémunération que les niveaux envisagés induisent pour les porteurs de projet et (ii) à organiser des audits des producteurs pour disposer des données de coûts nécessaires à cette analyse.

S'agissant du calcul des charges de service public de l'énergie, le rôle de la CRE consiste à (i) évaluer chaque année pour l'année suivante le montant à financer pour compenser les opérateurs qui supportent ces charges et (ii) à établir un chiffrage des charges pluriannuelles induites par les engagements pris par l'État en matière de soutien à cette filière.

La répartition et l'exercice de ces compétences permettent de garantir l'efficacité des dispositions mises en œuvre. Toutefois la gouvernance devrait être améliorée sur trois plans :

⁴ Pris avant le 31/12/2018

⁵ Cette filière représente ainsi 22 % du coût total des dispositifs de soutien mis en œuvre entre 2000 et fin 2018, pour 43 % de la production renouvelable soutenue.

⁶ Après renégociation, hors coût du raccordement supporté par le TURPE, Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité.

⁷ Les chiffres précédents correspondent à la moyenne des évaluations faites en fonction de deux hypothèses de prix représentatives des évolutions de celui-ci à long terme.

⁸ La fourchette est liée à l'utilisation de deux hypothèses de prix représentatives des évolutions possibles de celui-ci à long terme.

⁹ Il convient de noter que l'éolien terrestre est soumis à l'IFER (imposition forfaitaire sur les entreprises de réseaux), de 7,57 €/kW de puissance installée. La puissance à installer – environ 20 GW – pour atteindre les objectifs 2028 de la PPE représenteront un transfert de l'ordre de 3 Md€ sur 20 ans vers les collectivités locales.

LE SOUTIEN À L'ÉOLIEN EN FRANCE

Mai 2019

- associer systématiquement les ministères chargés du budget et de l'industrie à la définition des mécanismes de soutien ;
- mieux prendre en compte les observations formulées par la CRE ;
- mettre en place un pilotage budgétaire du Parlement sur les engagements pluriannuels sur lesquels il n'a aujourd'hui aucun contrôle.

S'agissant du premier point, la CRE considère que la loi devrait prévoir une co-élaboration des cahiers des charges des procédures concurrentielles et des arrêtés tarifaires avec les ministres compétents. Cette évolution rejoint les recommandations formulées par la Cour des comptes¹⁰ en faveur d'un renforcement du pilotage budgétaire de la politique énergétique et d'une meilleure coordination entre les ministères concernés. La CRE propose en annexe 1 un amendement poursuivant cet objectif.

Par ailleurs, les observations que la CRE formule dans ses avis sont trop peu fréquemment prises en compte par le ministre chargé de l'énergie. La CRE propose que le ministre rende publiques l'appréciation et les suites qu'il entend donner à ces observations.

Enfin, la CRE souligne que la mise en œuvre des politiques de soutien aux énergies renouvelables en général et à l'éolien en particulier occasionne des dépenses budgétaires à un horizon pluriannuel – avec des contrats historiquement de 15 ans pour l'éolien et désormais de 20 ans dans le cadre des nouveaux dispositifs de soutien mis en place en 2017. Ainsi, si le reste à payer des engagements en matière d'éolien (terrestre et en mer) pris avant le 31 décembre 2018 représente 45 Md€, celui relatif à l'ensemble des énergies renouvelables et à la cogénération est compris entre 103 et 114 Md€¹¹.

Eu égard à l'importance des sommes engagées, la CRE a proposé une refonte des mécanismes d'autorisation d'engagement par le Parlement et a recommandé que soit définie, à l'occasion de l'établissement de la PPE et au moins tous les cinq ans, une enveloppe pluriannuelle de dépense prenant en compte les engagements sur toute la durée des contrats de soutien, dont il appartiendrait au gouvernement d'optimiser l'emploi pour atteindre les objectifs de développement des filières. Cette enveloppe pourrait être proposée par le CGCSP.

3. LE SOUTIEN AUX NOUVELLES INSTALLATIONS ÉOLIEN TERRESTRE : POURSUIVRE LES AMÉLIORATIONS DU CADRE DE SOUTIEN ET LEVER LES FREINS

Les mécanismes de soutien à l'éolien en métropole continentale ont été réformés en 2017. Si la CRE s'est félicitée de cette évolution en ce qu'elle mettait fin à un système de soutien dont elle avait pointé les faiblesses (3.1), elle considère que le nouveau système est encore perfectible (3.2).

3.1 Le tarif applicable avant la réforme de 2017 n'a pas permis d'optimiser la dépense publique occasionnée par le soutien à la filière éolien terrestre

La CRE a mis en évidence à plusieurs reprises les faiblesses du mécanisme de soutien qui était en vigueur pour l'éolien de 2006 à 2017, en particulier dans son rapport d'avril 2014, *coûts et rentabilité des énergies renouvelables en France continentale*. Elle a notamment souligné (i) que la faible différenciation du tarif en fonction du productible conduisait les sites disposant des meilleurs gisements à obtenir des rentabilités excessives – 40 % des installations du panel présentaient ainsi des rémunérations supérieures de plus de un point au niveau de référence – et (ii) que la durée du contrat – 15 ans – n'était pas en adéquation avec la durée de vie des installations, ce qui permet aux producteurs, alors que l'investissement aura été totalement amorti à l'issue du contrat, de continuer à valoriser leur production et d'améliorer leur rentabilité.

Dans ce contexte, la Commission parlementaire interroge la CRE sur l'opportunité d'une renégociation des contrats (Question 9).

Une renégociation des contrats n'est pas souhaitable pour les raisons suivantes :

- Le développement de l'éolien entre 2006 et 2017 représente plus de 1 100 contrats. L'analyse contradictoire de la rentabilité de chacune de ces installations soulèverait des difficultés opérationnelles importantes.
- Contrairement aux projets éolien en mer lauréats des appels d'offres de 2011 et 2013, il s'agit ici d'installations construites bénéficiant d'un contrat de soutien signé et pour lesquelles une décision d'investissement a déjà été prise. Une renégociation de leurs modalités contractuelles serait difficilement compatible avec le principe de sécurité d'investissement et poserait d'importantes contraintes juridiques¹².

¹⁰ Dans ses rapports de 2013 et 2018 sur le soutien aux énergies renouvelables

¹¹ Rapport annuel du Comité de gestion des charges de service public de l'électricité, exercice 2018

¹² Le code de l'énergie ne prévoit pas de cas de modification du contrat d'obligation d'achat ou de complément de rémunération à l'initiative de la puissance publique. Si la jurisprudence administrative admet qu'« en vertu des règles générales applicables aux contrats administratifs, la personne publique peut apporter unilatéralement dans l'intérêt général des modifications à ses contrats », le juge administratif précise que « le cocontractant [...] a] droit au maintien de l'équilibre financier de son contrat ».

LE SOUTIEN À L'ÉOLIEN EN FRANCE

Mai 2019

Afin de limiter l'impact budgétaire de l'éolien terrestre existant pour la collectivité, la CRE a proposé d'inciter les exploitants à optimiser la durée de vie des parcs au-delà de la durée du soutien. Elle a ainsi recommandé de ne pas octroyer de nouveau soutien à un site avant que 20 ans ne se soient écoulés depuis la conclusion du premier contrat de soutien (voir partie 4).

3.2 Le système de soutien actuel est encore perfectible ; l'élargissement du périmètre de l'appel d'offres constitue la principale mesure d'amélioration

Le système de soutien actuel, mis en place en 2017, repose sur un guichet ouvert donnant droit à un complément de rémunération pour les installations comprenant jusqu'à six aérogénérateurs présentant chacune une puissance unitaire inférieure à 3 MW et, pour toutes les autres installations, sur un appel d'offres pluri-périodiques.

3.2.1 Le périmètre de l'appel d'offres doit être étendu

La Commission parlementaire interroge la CRE sur l'opportunité d'étendre le périmètre des appels d'offres pour le développement de l'éolien terrestre (Question 2).

La CRE a signalé à plusieurs reprises les imperfections d'un dispositif de soutien en guichet ouvert dont le niveau du soutien est fixé par la puissance publique, du fait de la diversité des conditions de vent, des choix technologiques, de l'évolution constante des conditions de financement et, plus généralement, des coûts associés, qui, ne pouvant être parfaitement captés, donnent lieu à des effets d'aubaine pour une partie des installations et, en conséquence, à des dépenses publiques plus élevées qu'elles n'auraient pu l'être.

Elle a ainsi mis en évidence, dans son avis sur l'arrêté tarifaire de 2017¹³, que près de deux tiers des projets ayant vocation à accueillir de nouveaux parcs, caractérisés par des vitesses de vent supérieures à 6,5 m/s, bénéficieraient d'une rentabilité supérieure au niveau de référence. Sur la base de ce constat et au regard des niveaux de maturité industrielle et de pression concurrentielle qui caractérisent la filière, la CRE estime que les appels d'offres constituent la voie de développement à privilégier pour assurer l'efficacité économique du soutien public.

Dans le système de soutien mis en place en 2017, des installations allant jusqu'à 18 MW de puissance peuvent échapper à l'appel d'offres, ce qui conduit à ce que l'effet d'aubaine potentiel – et la dépense budgétaire superflue associée – concernent des volumes importants. Si un guichet ouvert doit être maintenu, la CRE recommande de n'en réserver le bénéfice qu'aux petites installations, d'une puissance inférieure à 6 MW, en refusant le bénéfice à tout parc installé sur un site déjà équipé, ceux-ci disposant généralement de meilleures conditions de vent. En tout état de cause, le niveau du soutien doit être revu eu égard à la proportion de projets susceptibles de bénéficier d'un effet d'aubaine, essentiellement sur les nouveaux sites les mieux ventés.

La Commission parlementaire interroge la CRE sur la pertinence d'un recours à la technique du dialogue concurrentiel tel qu'il a été organisé pour le développement d'un parc éolien en mer au large de Dunkerque pour développer l'éolien terrestre (Question 3).

La CRE considère que les difficultés de mises en œuvre de la procédure de dialogue concurrentiel ne peuvent se justifier qu'au regard des réponses qu'elle apporte aux problématiques spécifiques liées au développement de projets complexes tels que les projets éoliens en mer posés.

Le dialogue concurrentiel a été conçu pour sélectionner un lauréat pour un site choisi par l'État dont les spécificités, ainsi que celles du projet à y implanter, nécessitent un échange entre l'État et des porteurs de projets présélectionnés sur la base de leur robustesse technique et financière. En matière d'éolien terrestre, l'objectif de l'appel d'offres est, à l'inverse, d'inciter les développeurs à trouver eux-mêmes les sites les plus opportuns en termes d'acceptabilité locale, de contraintes environnementales et de coûts.

S'agissant du développement d'un site sélectionné par l'État, le dialogue concurrentiel a également pour objet de mettre à disposition des candidats présélectionnés le résultat d'études que l'État aura menées en amont. Ceci est essentiel pour diminuer le risque des candidats et les prix qu'ils proposent. Pour l'éolien terrestre, le choix du site appartenant au développeur, il dispose de toute latitude pour diligenter les études selon son calendrier et choisir la période de candidature à l'appel d'offres qui lui permet de mettre en adéquation son niveau de connaissance du site avec son aversion au risque. Le niveau de concurrence et la garantie financière d'exécution constituent des garde-fous respectivement à l'inclusion dans l'offre d'une prime de risque importante et au dépôt d'offres spéculatives.

¹³ Délibération du 23 mars 2017 portant avis sur le projet d'arrêté fixant les conditions du complément de rémunération de l'électricité produite par les installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent de six aérogénérateurs au maximum

LE SOUTIEN À L'ÉOLIEN EN FRANCE

Mai 2019

3.2.2 Le cahier des charges de l'appel d'offres doit être revu pour intégrer des critères environnementaux et permettre à la puissance publique de disposer d'une connaissance précise des coûts de la filière

Intégrer des critères environnementaux

Dans ses propositions relatives au soutien aux énergies renouvelables d'octobre 2017¹⁴, la CRE a recommandé l'introduction ou le renforcement des critères environnementaux dans le cadre des dispositifs de soutien à la production d'électricité à partir de sources renouvelables. Ces critères permettent le déploiement de technologies plus respectueuses de l'environnement et peuvent indirectement favoriser les industries françaises et européennes. Or la CRE note que, contrairement au photovoltaïque, les dispositifs de soutien à l'éolien en sont dépourvus.

Les critères ci-après pourraient être étudiés :

- un critère relatif au bilan carbone, afin de prendre en compte la part du transport des équipements ;
- un critère relatif à la recyclabilité des pales¹⁵ ;
- des critères relatifs à l'utilisation de matériaux présentant une bonne analyse de cycle de vie en vue de limiter l'impact environnemental et de réduire la dépendance de l'Europe, notamment en terres rares.

De tels critères peuvent également être un facteur de protection de l'industrie française et européenne. C'est en particulier le cas dans l'éolien, dans un contexte où les acteurs chinois de l'éolien sont désormais matures et commencent à exporter bien que les projets recourent aujourd'hui essentiellement à des technologies européennes.

Afin de maintenir l'efficacité économique des dispositifs de soutien, la CRE recommande que ces critères environnementaux s'appliquent à l'éligibilité des projets plutôt qu'à leur classement. Les possibilités d'arbitrages entre les différents critères de notation, prix et qualité environnementale, pourraient en effet réduire la pression concurrentielle.

Elle recommande en outre d'écartier les critères trop spécifiques qui tendent à segmenter le marché et à décourager le coût des projets de celui de la filière européenne, ce qui serait contreproductif à plusieurs titres :

- aucune filière industrielle d'envergure internationale ne saurait émerger durablement sur la base d'une performance inférieure à celle de ses homologues européennes ;
- la France ne bénéficierait pas des gains de productivité de l'industrie à l'échelle européenne.

Permettre à la puissance publique de disposer d'une visibilité totale sur les coûts de la filière en exigeant un plan d'affaires à la remise de l'offre

La CRE regrette l'absence d'exigence du plan d'affaires parmi les pièces à fournir par les candidats, qui prive la puissance publique d'une source d'information fiable sur les coûts de production de la filière. Celle-ci est pourtant nécessaire pour vérifier la pertinence du niveau de soutien des guichets ouverts et pour prévoir l'impact budgétaire du développement de la filière sur la base des dynamiques d'évolution des coûts.

La réalisation d'audits des coûts par la CRE sur des installations existantes pallie imparfaitement cette carence, car ces analyses ne sont disponibles que de nombreuses années après la désignation des lauréats et la construction des parcs éoliens.

En conséquence, la CRE demande qu'il soit porté remède à cette situation dans les meilleurs délais.

La Commission parlementaire interroge la CRE sur son pouvoir de sanction (Question 7).

Le code de l'énergie prévoit aujourd'hui une compétence étendue du Comité de règlement des sanctions et des différends (CoRDIS) de la CRE pour sanctionner les éventuels manquements des exploitants éoliens.

Le CoRDIS de la CRE dispose en effet du pouvoir de sanctionner tout utilisateur de réseaux pour les manquements mentionnés notamment au livre III du code de l'énergie¹⁶, dont ceux concernant les règles relatives à l'activité de production.

La CRE a en outre contribué à la définition d'une obligation¹⁷ pour les producteurs de lui transmettre annuellement les données de coûts et recettes de leurs installations afin que la puissance publique dispose d'une bonne visibilité pour pouvoir dimensionner les mécanismes de soutien. Cette obligation s'impose à eux depuis que les modalités de transmission proposées par la CRE¹⁸ ont été approuvées par le ministre le 13 décembre 2017. Depuis lors, il

¹⁴ <https://www.cre.fr/Documents/Publications/Rapports-hematiques/Propositions-de-la-CRE-relatives-au-soutien-aux-EnR>

¹⁵ Celui-ci fait l'objet d'une mission confiée par le ministre chargé de l'énergie au CGEDD et au CGE.

¹⁶ En application de l'article L. 134-25 du code de l'énergie

¹⁷ Les dispositions afférentes, issues du décret n° 2016-682 du 27 mai 2016 ont été codifiées respectivement aux articles R. 314-14 et R. 311-27-6 du code de l'énergie pour les installations bénéficiant d'un contrat de soutien dans le cadre d'un arrêté tarifaire ou à l'issue d'une procédure de mise en concurrence.

¹⁸ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 9 novembre 2017 portant proposition des conditions et format de déclaration des coûts et recettes des installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables et de cogénération en application des articles R. 314-14 et R. 311-27-6 du code de l'énergie

LE SOUTIEN À L'ÉOLIEN EN FRANCE

Mai 2019

est possible de poursuivre les producteurs pour tout manquement aux obligations de communication de documents et d'information¹⁹.

Le Président de la CRE peut ainsi saisir le CoRDIS d'une demande de sanction pour inciter les producteurs à répondre aux demandes de transmission d'information. Cette procédure n'a toutefois pas encore été mise en œuvre eu égard au calendrier des récents audits de coûts que la CRE a lancés au premier trimestre 2018.

3.2.3 Les freins au développement de la filière doivent être levés ou les volumes des appels d'offres adaptés pour assurer une pression concurrentielle satisfaisante

L'atteinte des objectifs de développement est conditionnée par la levée de barrières non économiques. Les difficultés identifiées portent sur des domaines d'intervention variés tels que les problématiques d'urbanisme ou d'acceptabilité, les contraintes imposées par l'aviation civile et militaire en lien avec la taille des machines et la reconstitution d'un cadre législatif et réglementaire permettant de délivrer des autorisations environnementales robustes. Ce dernier point est aujourd'hui le plus impactant pour le développement de la filière. En effet, à la suite de l'annulation partielle par le Conseil d'État de deux décrets relatif à l'autorité environnementale, la désignation de celle-ci fait l'objet d'incertitudes susceptibles de ralentir la délivrance des autorisations environnementales ou, lorsqu'elles sont délivrées, de les fragiliser.

Une fois ce sujet traité, restera entière la question du déploiement de machines plus hautes, aujourd'hui soumis à plusieurs des contraintes mentionnées supra, et qui pourrait néanmoins permettre d'atteindre des coûts de production plus faibles – comme observé ailleurs en Europe et dans le monde – et de diminuer le recours à de nouveaux sites pour atteindre les objectifs de développement de la filière.

La Commission parlementaire interroge la CRE sur le niveau de concurrence (Question 1).

La CRE considère que la filière éolien terrestre présente toutes les caractéristiques en termes de maturité et de nombre d'acteurs pour que les appels d'offres soient concurrentiels. Elle note toutefois que, après une première période présentant une pression concurrentielle satisfaisante ayant permis de révéler un prix moyen de 65,4 €/MWh, la deuxième période n'avait pas réuni les conditions permettant d'assurer une sélection par les prix – avec seulement 10 dossiers déposés, contre 43 à la première période, ne représentant que 231 MW pour une puissance recherchée de 500 MW. Cette situation était vraisemblablement en partie due à la nécessité, pour les candidats, de fournir une autorisation environnementale en cours de validité dans le contexte évoqué précédemment.

Face aux difficultés relatives aux autorisations environnementales, l'exception applicable pour la première période a été réintroduite pour la troisième période, permettant de susciter un nombre de candidature suffisant pour garantir des conditions concurrentielles satisfaisantes (voir tableau ci-dessous).

Période	Nombre de dossiers		Prix moyen pondéré (€/MWh)		Puissance totale des dossiers (MW)		Puissance cible (MW)
	Déposés	Dossiers que la CRE propose de retenir	Déposés	Dossiers que la CRE propose de retenir	Déposés	Dossiers que la CRE propose de retenir	
1	38	22	63,6	65,4	904	508	500
2	10	4	71,1	66,9	231	83	500
3	43	21	63,1	63,0	945	516	500

Synthèse du volume et du prix des dossiers déposés et de ceux que la CRE a proposé de retenir aux trois premières périodes de l'appel d'offres éolien terrestre

Il convient néanmoins de relever qu'une autorisation environnementale n'a été fournie que pour 10 % des dossiers que la CRE a proposé de retenir pour la troisième période, la plupart des candidats s'étant inscrits dans le régime dérogatoire en fournissant une copie de l'arrêt d'ouverture d'enquête publique.

En l'absence de solution définitive s'agissant de l'autorité environnementale, la CRE recommande :

- Soit de maintenir, pour la quatrième période, le régime dérogatoire actuellement prévu par le cahier des charges, avec des conséquences probables sur le taux de réalisation des projets lauréats²⁰ ;
- Soit de diminuer la puissance recherchée pour prendre en compte le rythme d'attribution des autorisations environnementales.

Par ailleurs, les dates de clôture des deux prochaines périodes sont prévues le 1^{er} août et le 1^{er} décembre 2019 pour respectivement 500 et 630 MW ; la capacité de la filière à suivre un tel rythme de développement – significativement plus intense que celui recherché lors du lancement de cet appel d'offres – n'est pas démontrée. En

¹⁹ En application de l'article L. 134-29 du code de l'énergie

²⁰ À la troisième période, seuls 10 % des dossiers que la CRE a proposé de retenir disposaient d'une autorisation environnementale

LE SOUTIEN À L'ÉOLIEN EN FRANCE

Mai 2019

conséquence, la CRE recommande de reporter la date limite de dépôt des offres pour la quatrième période, et de revoir le calendrier des périodes suivantes.

En tout état de cause, pour pallier les difficultés qui pourraient résulter d'une pression concurrentielle amoindrie, la CRE recommande de modifier le cahier des charges afin d'inciter les producteurs à déposer des offres reflétant leurs coûts. Elle propose de prévoir dans le cahier des charges que les 20 % des projets (en puissance cumulée) les moins bien notés ne seront pas retenus lorsque le volume des projets conformes est inférieur à 125 % de la puissance recherchée. Ainsi, les producteurs seraient incités à proposer un prix représentatif de leurs coûts ; les producteurs anticipant un défaut de concurrence et voulant augmenter leur prix courraient le risque d'être éliminés.

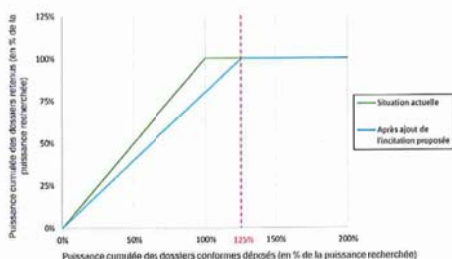


Illustration de la proposition incitant à candidater au plus près de ses coûts

3.2.4 Le tarif de soutien éolien cyclonique applicable dans les Outre-mer doit être abrogé

L'éolien dans les zones non interconnectées (ZNI) est soutenu à travers deux mécanismes : l'arrêté tarifaire éolien cyclonique de 2013²¹ en Guadeloupe, Martinique, à Mayotte et à La Réunion et, dans les autres territoires, par le mécanisme de contrats de gré à gré où les coûts font l'objet d'une expertise au cas par cas par la CRE.

Ce second dispositif est le plus efficace pour définir un niveau de soutien adapté à des projets présentant des coûts hétérogènes. En outre, l'arrêté de 2013 prévoit le déploiement combiné d'aérogénérateurs et de systèmes de stockage ce qui n'est pas optimal étant donné que le stockage est plus cher – car plus petit – et moins utile – car fournissant un service prédéfini et, en l'occurrence, limité – que le stockage déployé au travers des guichets mis en œuvre par la CRE²² en application du b) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie. De plus, la rentabilité excessive mise en évidence par la CRE pour certains territoires dans son avis défavorable de 2013 a été accentuée en raison de la baisse des coûts de l'éolien et surtout des coûts des dispositifs de stockage.

En conséquence, la CRE considère que le tarif cyclonique doit être abrogé dans les meilleurs délais dès lors notamment que de nombreux projets sont en cours de développement dans les territoires concernés, notamment des projets en *repowering* et risque d'entraîner une dépense publique excessive et inefficace.

À titre subsidiaire, la CRE recommande *a minima* de revoir le tarif afin (i) qu'il ne soutienne plus que le développement d'installations éoliennes non couplées à du stockage, (ii) qu'il prenne en compte la baisse des coûts de l'éolien et (iii) soit différencié par territoire, ce qui, sans permettre de capter l'ensemble des différences de productibles et de coûts d'un site à l'autre, permettrait d'éviter une partie des effets d'aubaine.

4. LES INSTALLATIONS EN REPOWERING DOIVENT FAIRE L'OBJET D'UN DISPOSITIF DE SOUTIEN DÉDIÉ

La Commission parlementaire s'interroge sur les procédures de marché public recommandées par la CRE en matière de repowering (question 4).

L'arrivée à échéance des contrats d'achat de la filière éolienne terrestre constitue une problématique majeure pour les années à venir en matière de soutien aux énergies renouvelables. Afin d'en apprécier les enjeux, le présent paragraphe établit tout d'abord un état des lieux de la puissance concernée et de l'alternative qui s'offre à l'exploitant, entre le maintien en exploitation de son parc ou son renouvellement (4.1). Il examine ensuite la pertinence

²¹ Arrêté du 8 mars 2013 fixant les conditions d'achat de l'éolien cyclonique

²² La CRE a ainsi retenu 11 projets de stockage centralisés dans les ZNI par sa délibération du 4 octobre 2018 portant décision sur la compensation des projets de stockage centralisé dans les zones non interconnectées dans le cadre du guichet d'octobre 2017

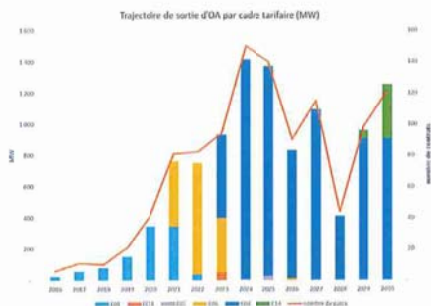
LE SOUTIEN À L'ÉOLIEN EN FRANCE

Mai 2019

relative de ces deux options du point de vue de la collectivité et conclut sur l'importance de rechercher le maintien en exploitation des installations jusqu'à leur 20^{ème} année avant d'envisager leur renouvellement (4.2). Il aborde ensuite la question d'un éventuel soutien transitoire garantissant ce maintien en exploitation (4.3) avant de proposer les caractéristiques du soutien dont pourraient disposer les installations renouvelées (4.4).

4.1 D'ici 2023, les exploitants de plus de 2 GW d'installations éoliennes devront choisir entre poursuivre l'exploitation ou reconstruire dès l'échéance de leur contrat

Depuis sa mise en place en 2001 jusqu'à sa refonte en 2017, le dispositif de soutien à l'éolien terrestre reposait sur des contrats d'achat d'une durée de 15 ans²³, dont l'arrivée à échéance progressive concernera, d'ici fin 2022, 2 GW de puissance puis 1 GW en rythme annuel à compter de 2023, comme l'illustre le graphique ci-dessous :



Puissance (échelle de gauche) et nombre de contrats d'achat (échelle de droite) arrivant à échéance chaque année

À l'échéance du contrat d'achat, l'exploitant du parc dispose de la faculté d'arbitrer entre deux options :

- (i) poursuivre l'exploitation du parc existant, en procédant, le cas échéant à des Investissements, sous réserve que la vente de la production sur les marchés de l'électricité permette d'assurer la rentabilité ;
- (ii) démanteler le parc existant pour en construire un neuf²⁴, sous réserve d'obtenir les autorisations requises²⁵.

Cela revient à choisir entre tirer le meilleur parti d'un outil industriel existant et sécuriser au plus tôt, avec un nouveau parc²⁶, une rémunération pour les 20 années à venir. Si cette décision est optimale du point de vue de l'exploitant, elle ne l'est pas nécessairement du point de vue de la collectivité.

À ce titre, les éléments attestant que, sauf cas particuliers, la durée de vie des installations concernées peut excéder 15 ans, au premier rang desquels les déclarations des représentants de la filière, rendent nécessaire un examen plus précis de la pertinence de ces deux options du point de vue de l'intérêt général.

4.2 La CRE considère qu'il est pertinent de poursuivre l'exploitation des installations au-delà de l'échéance du contrat d'achat et, pour ce faire, de n'octroyer un soutien à une installation neuve sur un site déjà équipé qu'une fois le 20^{ème} anniversaire du contrat initial révolu

Une subvention publique a été consentie pour construire les parcs éoliens concernés par la problématique du *re-powering*, sous la forme d'un contrat d'achat de 15 ans qui a permis d'amortir et de rentabiliser l'investissement du point de vue de l'exploitant. Sous l'angle de la rationalité de la dépense publique, il est opportun que ces parcs produisent jusqu'à leur limite technique.

Cette démarche permet de maximiser le ratio production / soutien public, la production se poursuivant au-delà de 15 ans alors que le soutien s'arrête à cette date. Elle permet également d'exploiter au mieux un outil industriel dont la réalisation a représenté une certaine empreinte environnementale, liée aux matériaux nécessaires à la construction des différents composants, à leur transport et au chantier.

Toutefois, les évolutions technologiques de l'offre industrielle depuis les années 2000 - augmentation de la taille du rotor et de la puissance unitaire de la turbine - sont susceptibles de permettre une augmentation de l'énergie

²³ L'arrêté du 6 mai 2017 et un appel d'offres lancé la même année ont porté cette durée à 20 ans.

²⁴ Certains exploitants ont d'ores et déjà choisi cette option immédiatement après l'échéance de leur contrat.

²⁵ Le cadre réglementaire dans lequel s'inscrit la reconstruction a été explicité par une instruction du gouvernement en date du 11 juillet 2018.

²⁶ Les textes en vigueur prévoient en effet que seules les installations nouvelles (i.e. dont chacun des composants structurels du parc sont neufs) peuvent bénéficier de ces soutiens.

LE SOUTIEN À L'ÉOLIEN EN FRANCE

Mai 2019

produite sur le site s'il devait être entièrement équipé à neuf. Il est néanmoins à noter qu'une telle optimisation ne sera possible que sous réserve que les permis nécessaires à l'installation et l'exploitation de tels aérogénérateurs puissent être obtenus et ne sera effective par rapport à la situation actuelle qu'à condition que les installations en place présentent des performances réellement dégradées par rapport à l'offre technologique actuellement compatible avec les contraintes du site, ce qui ne représente qu'une partie des cas qu'il convient de quantifier²⁷.

Même dans les cas où le remplacement des machines permettrait une production significativement supérieure à ce que permet l'installation actuelle, la question de la destruction d'un actif amorti au travers d'un financement public, capable d'en produire de l'électricité renouvelable sans dépense budgétaire supplémentaire pose question.

Dès lors, et sauf dans les cas où un avantage substantiel pour la collectivité pourrait être mis en évidence au travers d'un gain significatif de productible – qui peut permettre d'éviter le développement de nouveaux sites éoliens pour atteindre les objectifs de la politique énergétique, la CRE considère qu'il n'est pas souhaitable que les installations dont les contrats d'achat échoient dans les années à venir soient démantelées avant d'avoir optimisé leur durée de vie.

En conséquence, la CRE propose d'interdire à tout site qui a bénéficié d'un soutien dont la date de prise d'effet remonte à moins de 20 ans de bénéficier d'un nouveau soutien. Une telle interdiction pourrait passer par l'ajout d'une condition d'admissibilité pour prétendre à l'obtention d'un soutien.

S'il était démontré que (i) la durée de vie de certaines générations d'aérogénérateurs plafonne effectivement à 15 ans ou que (ii) leur prolongement ne pourrait se faire dans des conditions économiques et industrielles satisfaisantes – si la production des pièces d'une gamme d'éolienne a été arrêtée ou que les coûts de maintenance en exploitation sont prohibitifs – ou que (iii) de nouveaux équipements permettraient d'augmenter de manière substantielle la production du site considéré en prenant en compte ses contraintes, alors un cadre dérogatoire pourrait être pertinent pour remplacer de tels parcs avant que les 20 années d'exploitation soient révolues.

4.3 La nécessité d'un soutien transitoire à l'issue du contrat d'achat n'est pas démontrée

Une fois son contrat d'achat échu, un exploitant peut valoriser sa production (i) directement sur les marchés de gros de l'électricité ou (ii) auprès d'un fournisseur ou d'un consommateur industriel sous la forme d'un contrat d'approvisionnement direct (« *Power Purchase Agreement* », PPA, voir partie 6).

Si le producteur choisit la vente directe sur les marchés, ses revenus correspondent :

- à titre principal, aux niveaux du prix de gros de l'électricité auxquels s'applique une décote liée à une production éolienne statistiquement plus importante pendant les heures les moins chères ;
- plus marginalement, à la valorisation des garanties d'origine et des certificats de capacité de l'installation.

Sur la base des données de coûts transmises à la CRE dans le cadre de son exercice d'audit de la filière éolienne terrestre, il ressort qu'un niveau de prix de l'ordre de 30 €/MWh permet d'en couvrir les coûts d'exploitation.

Si le producteur négocie un contrat d'approvisionnement avec un fournisseur ou un consommateur industriel, il est possible qu'il obtienne un niveau de rémunération suffisamment stable et élevé pour couvrir ses coûts d'exploitation et des opérations de gros entretien renouvellement qui peuvent être rentabilisées sur la durée du PPA. L'avantage de cette option – déjà mise en œuvre au travers d'appels d'offres lancés par des producteurs dont le contrat arrivait à échéance ou par des fournisseurs – réside dans le caractère prévisible des revenus, le niveau de la rémunération étant quant à lui peu susceptible d'excéder significativement le prix de marché²⁸.

L'appétence des acheteurs à conclure des PPA pourrait être réelle – notamment pour des industriels électro-intensifs à qui ils permettraient de garantir une stabilité du prix de l'électricité sur plusieurs années et un niveau *a priori* intéressant par rapport à celui du marché.

Dès lors, la CRE considère que les parcs en fin de contrat disposent de possibilités réelles de valorisation sur le marché. Celles-ci vont se structurer en réponse à la prolongation de la vie des installations sans soutien public.

²⁷ Le MTES a commandité une étude à l'ADEME sur le sujet.

²⁸ Si un éventuel écart peut être couvert par le surcoût d'une offre verte, celui-ci est nécessairement limité pour en maintenir l'attractivité et il doit en outre couvrir les coûts de gestion de l'intermittence. Le niveau du PPA doit prendre en compte ces différents paramètres.

LE SOUTIEN À L'ÉOLIEN EN FRANCE

Mai 2019

4.4 Le cadre de soutien aux installations neuves en *repowering* doit être construit en prenant en compte les atouts dont disposent de telles installations

Une fois le 20^{ème} anniversaire du premier contrat révolu, puis l'ancienne installation démantelée et la nouvelle construite, un nouveau dispositif de soutien public peut prendre effet.

Ces sites étant les premiers en France à avoir été équipés d'éoliennes, ils sont généralement mieux ventés que les sites vierges faisant l'objet d'un premier développement – à ce titre la CRE note que si sur les sites vierges susceptible d'un futur développement²⁹, 65 % présentent des vitesses de vent supérieures à 6,5 m/s à 90 m du sol, 100 % des installations anciennes sur lesquelles elle a mené un audit ont une vitesse qui dépasse ce seuil à une moindre hauteur de moyeu.

En outre, le développement ne comporte pas les mêmes risques (les régimes de vent sont connus avec un historique de 20 années, l'acceptabilité locale et les autorisations environnementales sont *a priori* moins complexes à obtenir, la géologie du terrain est connue, etc.). De plus, si la puissance installée du nouveau site est compatible avec le raccordement initial – dont l'investissement a été amorti et rémunéré par le premier contrat, le producteur ne supportera pas les coûts correspondant à un nouveau raccordement. Enfin, dans certaines situations, d'autres éléments tels que les routes d'accès peuvent être réutilisés.

Pour ces raisons, la CRE considère que les futurs projets de parcs en *repowering* ne doivent en aucun cas pouvoir bénéficier du soutien proposé dans le cadre du guichet ouvert qui visait explicitement à rémunérer le développement d'installations sur des sites vierges en prenant en compte les coûts d'investissement, les niveaux de risque et les régimes de vent associés.

Eu égard à l'hétérogénéité des coûts de ces installations, encore supérieure à celle des installations neuves dans la mesure où certains postes de coûts peuvent être évités, la CRE recommande que leur développement soit soutenu exclusivement au travers d'un appel d'offres.

Dans la mesure où ces projets supporteront de manière générale des coûts inférieurs à leurs concurrents sur des sites vierges, il convient toutefois de prévoir un appel d'offres dédié dont le rythme et le volume seraient adaptés à la chronique selon laquelle les contrats initiaux atteignent leur 20^{ème} anniversaire et dont le prix plafond serait inférieur à celui de l'appel d'offres dédié aux installations sur site vierge.

5. LA FILIÈRE ÉOLIEN EN MER : UNE NÉCESSAIRE PRISE EN COMPTE DU NIVEAU DE RISQUE DES PROJETS ET UNE ADAPTATION SELON LE NIVEAU DE MATURITÉ DES TECHNOLOGIES MOBILISÉES

La filière éolien en mer a connu une actualité intense ces deux dernières années marquées par les aménagements du niveau de soutien et des risques pour les lauréats des appels d'offres de 2011 et de 2013 et la mise en place d'un nouveau cadre législatif en termes de raccordement et d'autorisation environnementale visant à limiter les risques pesant sur les porteurs de projet. En parallèle, un cadre de soutien perfectible a été mis en place pour l'éolien flottant.

5.1 Une renégociation nécessaire des conditions de rémunération des projets lauréats des appels d'offres de 2011 et de 2013 qui s'est accompagnée d'une révision du partage de risque en faveur des porteurs de projets

La Commission parlementaire s'interroge sur le niveau de concurrence dans cette filière en France (Question 1, réponse pour l'éolien en mer posé).

Après un rapide retour sur le contexte concurrentiel des appels d'offres de 2011 et 2013 et la renégociation récente avec les lauréats (5.1.1), le présent rapport analyse le niveau de concurrence actuel de la filière (5.1.2).

5.1.1 2011, 2013 : un faible niveau de concurrence qui a justifié la renégociation

Les appels d'offres lancés en 2011 et 2013 ont permis d'attribuer le développement respectivement de quatre et deux parcs³⁰, représentant chacun une puissance installée d'environ 500 MW et qui devaient bénéficier à l'issue de la procédure d'un prix d'achat de plus de 200 €/MWh³¹, significativement supérieur aux trajectoires de prix constatées ces dernières années à l'échelle européenne. Sur la durée de vie des projets lauréats de ces deux appels

²⁹ Voir l'analyse conduite par la CRE dans son avis du 23 mars 2017 sur le projet d'arrêté fixant les conditions du complément de rémunération de l'électricité produite par les installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent de six aérogénérateurs au maximum

³⁰ Parcs de Fécamp, Courseulles-sur-Mer, St-Nazaire, St-Eriec, Dieppe-Le Tréport et Yeu-Noirmoutier.

³¹ Coût du raccordement au réseau public de transport inclus.



LE SOUTIEN À L'ÉOLIEN EN FRANCE

Mai 2019

d'offres, la CRE avait chiffré dès 2011 et 2013 que le soutien public associé à ces six parcs était – avant renégociation – de l'ordre de 40 Md€³².

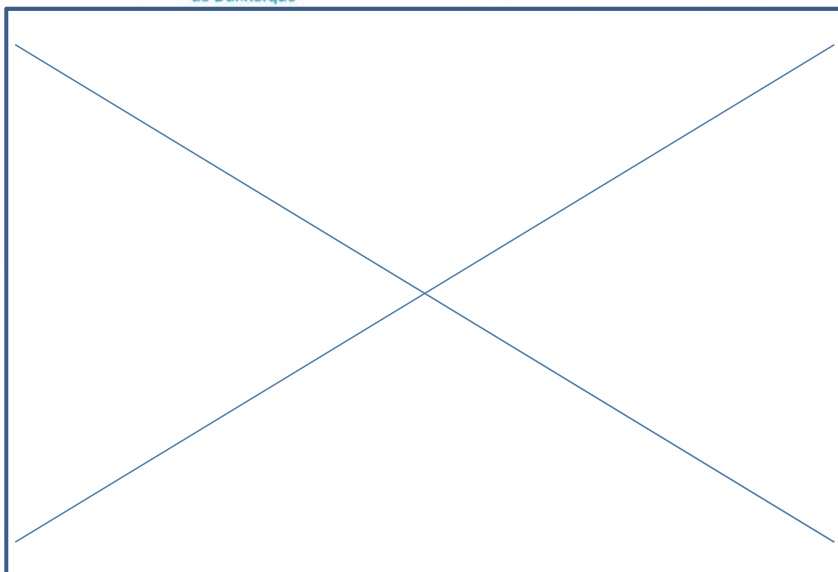
Les prix élevés avant renégociation s'expliquent notamment – outre la situation de la filière à l'époque des appels d'offres et les caractéristiques des sites relatives à la ressource en vent ou à la qualité des sols – par les spécificités suivantes de la procédure qui ont toutes eu pour effet de limiter le niveau de concurrence et donc la pression sur le niveau des prix proposés – il n'y a eu que 2 candidats par lot sauf pour l'un d'entre eux où il y en avait 3 – et qui avaient, pour les deux premières, un effet intrinsèque haussier sur le niveau de prix :

- Les candidats supportaient des incertitudes au moment de l'élaboration de leur offre compte-tenu (i) du caractère partiel des études techniques qu'ils avaient pu mener en amont et (ii) du risque de retard lié à l'obtention des autorisations administratives de nature à les conduire à intégrer dans leur offre des primes de risques visant à s'en prémunir.
- Les critères de notation ont contraint les lauréats à prendre des engagements industriels locaux – aujourd'hui en partie remis en cause – susceptibles de décorrélérer le coût de ces projets de celui constaté au niveau européen.
- Le court délai laissé aux candidats pour constituer leurs offres au regard de la complexité des projets a limité la concurrence.

Dans ce contexte faiblement concurrentiel, la renégociation du niveau de soutien, procédure exceptionnelle permise par la loi ESSOC³³ a constitué une avancée nécessaire pour le développement de la filière à un coût maîtrisé. Il convient toutefois de noter que ces renégociations se sont accompagnées d'une révision du niveau de risque supporté par les candidats en particulier en matière de raccordement – qui est désormais à la charge de RTE – et de disponibilité de l'évacuation sur le réseau.

Le coût pour les finances publiques a ainsi pu passer à 22 Md€, auxquels doivent être ajoutés environ 3 Md€ de coûts de raccordements financés, à travers le TURPE³⁴, par l'ensemble des consommateurs.

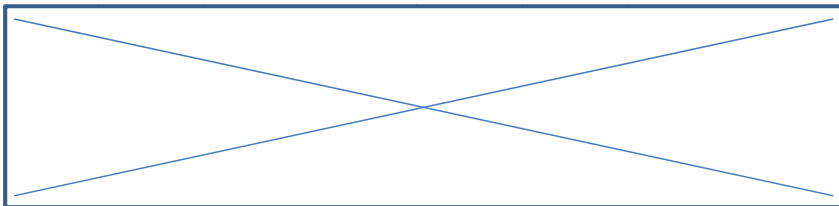
5.1.2 Un niveau de concurrence satisfaisant pour le développement d'un parc au large de Dunkerque



³² Estimation à 40 Md€ réalisée dans la délibération de la CRE du 13 juillet 2017 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2018

³³ Loi n° 2018-727 du 10 août 2018 pour un État au service d'une société de confiance

³⁴ Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité



5.3 L'éolien flottant mérite un dispositif de soutien adapté aux filières innovantes

Cette filière innovante est actuellement en phase de test en France après la sélection de quatre parcs pilotes, actuellement en développement, dans le cadre de l'appel à projet « Fermes pilotes éoliennes flottantes »³⁶ lancé par l'ADEME en août 2015. Les installations doivent bénéficier d'une part d'une aide à l'investissement et d'autre part d'un tarif d'achat, envisagé à 240 €/MWh, sur lequel la CRE a rendu un avis réservé en juin 2017³⁷ dans la mesure où l'engagement financier conséquent induit par ces deux mécanismes d'aide – compris entre 1,7 et 1,9 Md€ sur 20 ans serait pris en l'absence de retour d'expérience sur les coûts, s'agissant d'une filière en démarrage.

La CRE a recommandé de soutenir le développement de cette filière au travers de contrats de gré à gré dans lesquels le niveau de soutien serait fixé définitivement par l'administration sur la base des coûts réels de l'installation et d'une cible de rentabilité conclue avant la construction. En l'absence de connaissance des coûts et dans un contexte de pression concurrentielle incertaine, les appels d'offres et les tarifs fixés par arrêté se révèlent en effet inefficaces et sources de surcoûts pour la collectivité. La possibilité d'opérer une diminution *ex post* du soutien si les coûts d'investissement et d'exploitation réellement supportés sont inférieurs aux coûts provisionnels constitue un atout inspiré des modalités réglementaires robustes appliquées au contrat de production dans les ZNI.

La CRE propose en annexe 2 un amendement législatif permettant de mettre en œuvre une telle approche. Quand la filière présentera un niveau de maturité satisfaisant, une procédure concurrentielle éventuellement assortie de modalités de révision *ex post* constituera le dispositif de soutien le plus adapté.

La Commission parlementaire s'interroge sur la pertinence d'une clause de revoyure dans les consultations afin de limiter le « risque prix » supporté par l'Etat (Question 5).

Cette question rejoint la proposition ci-dessus de la CRE d'introduire un nouveau dispositif permettant de soutenir des projets innovants pour lesquels le faible niveau de concurrence d'une part et le faible niveau de connaissance des coûts ainsi que leur forte hétérogénéité d'un projet à l'autre d'autre part ne permettent pas d'organiser un appel d'offres efficace ou de définir un tarif. La CRE prévoit donc un mécanisme de soutien où le niveau est revu après la mise en service sur la base des coûts réels et d'une cible de rémunération définie *ex ante* (voir supra).

Pour les technologies éoliennes d'ores et déjà matures, la principale incertitude en termes de coûts réside dans le coût d'investissement. Pour l'éolien terrestre, les lauréats devant mettre le projet en service dans un délai de 36 mois, ils ne disposent pas d'une importante marge de manœuvre pour optimiser leurs coûts en sélectionnant une nouvelle technologie à un coût inférieur à celle sur la base de laquelle ils ont construit leur plan d'affaires. Une clause de révision des prix n'apparaît dès lors pas pertinente, étant à souligner qu'elle serait en outre difficile à mettre en œuvre eu égard au nombre de projets mis en service chaque année.

Pour l'éolien en mer posé, où les porteurs de projets candidident à un stade de développement du projet moins avancé que dans les appels d'offres éolien terrestre dans la mesure notamment où ils ne choisissent pas le site et où ils ne disposent pas des autorisations administratives nécessaires, trois dispositifs ont été mis en œuvre dans le cahier des charges du dialogue concurrentiel pour un parc au large de Dunkerque.

Le niveau du tarif est indexé entre la désignation des lauréats et le bouclage financier afin de prendre en compte les évolutions de certains matériaux (acier, béton, etc.) qui influent sur le coût d'investissement, même sans évolution technologique. Le niveau du tarif est également recalé en fonction de l'évolution du taux sans risque. La CRE est favorable au principe de ces dispositions par lesquelles l'État prend le risque à la hausse comme à la baisse

³⁶ Délibération du 29 mars 2018 portant avis sur le cahier des charges de la procédure de dialogue concurrentiel n°1/2016 portant sur des installations éoliennes de production d'électricité en mer dans une zone au large de Dunkerque.

³⁷ Cet appel à projet s'est inscrit dans l'action « démonstrateurs de la transition écologique et énergétique » du programme d'investissements d'avenir.

³⁸ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 22 juin 2017 portant avis sur le projet d'arrêté fixant les conditions du tarif d'achat de l'électricité produite par les installations flottantes utilisant l'énergie mécanique du vent en mer telles que visées au 7° de l'article D. 314-15 du code de l'énergie, de 4 aérogénérateurs au maximum

LE SOUTIEN À L'ÉOLIEN EN FRANCE

Mai 2019

sur l'évolution de ces paramètres puisqu'elles permettent d'éviter que le candidat inclue dans son tarif des primes liées au risque d'augmentation du coût des matériaux ou de financement, augmentation qui pourrait *in fine* ne pas se matérialiser.

En outre, le cahier des charges prévoit un dispositif de partage en cas d'atteinte d'une rentabilité supérieure à la cible envisagée par le lauréat dans son offre. L'intégration d'un tel mécanisme est pertinente car il peut permettre de diminuer le coût du soutien tout en maintenant l'incitation pour le producteur à être performant en termes d'exploitation et de maîtrise des coûts et se justifie particulièrement pour cette filière dans la mesure où des incertitudes techniques et économiques (dimensionnement technique du projet et offre technologique disponible au moment du bouclage financier) demeurent lors de la constitution des candidatures.

6. UN DÉVELOPPEMENT DE LA FILIÈRE SANS SOUTIEN ?

La proximité des prix actuellement observés sur le marché de gros (50-60 €/MWh) avec les niveaux de soutien accordés par l'État pour le développement de parcs éoliens – globalement compris entre 63 €/MWh, prix moyen attribué lors de la troisième période de l'appel d'offres, et 75 €/MWh, prix³⁸ garanti par l'arrêté tarifaire en vigueur – permet d'envisager que le coût du soutien au travers des charges de service public de l'énergie soit de plus en plus modeste.

Il convient néanmoins de noter que (i) le niveau du prix de marché ne fait que déterminer la part du coût de production des installations supportée par les consommateurs et celle supportée par les contribuables mais ne change pas le coût direct et l'ensemble des impacts positifs et négatifs sur les coûts du système électrique induits par la mise en œuvre d'un nouveau parc éolien, (ii) que le niveau actuel du prix de marché ne permet pas de présumer de son niveau sur l'ensemble de la durée des contrats de soutien conclus aujourd'hui, dans un contexte où la pénétration d'énergies renouvelables à coût variable nul pourrait avoir à terme, parmi d'autres facteurs, un impact baissier sur le prix de marché et (iii) que si les évolutions technologiques et la levée des freins au développement d'installations les mobilisant constituent des facteurs de baisse des coûts de l'éolien, l'évolution des coûts des matériaux nécessaires à leur construction – parmi lesquels l'acier, le béton ou encore les métaux rares présents en d'importantes quantités dans la turbine pour certaines technologies – peuvent conjoncturellement être un facteur haussier.

Toutefois, si le prix de marché devait durablement être supérieur ou du même ordre de grandeur que le coût de production de l'éolien, le dispositif de soutien se limiterait à une valeur assurantielle qui pourrait, à certaines conditions (voir infra), être apportée par d'autres acteurs que l'État : en y trouvant un avantage, en termes d'image mais aussi en termes de sécurisation d'un coût d'approvisionnement en électricité via un contrat d'approvisionnement long terme (ou *power purchase agreement*, PPA).

La Commission parlementaire interroge la CRE sur l'intérêt des PPA pour les finances publiques et des éventuelles adaptations du cadre juridique s'il était pertinent d'en favoriser le déploiement (question 8).

Certains grands consommateurs européens ont annoncé récemment avoir souscrit leur approvisionnement à long terme auprès de sources renouvelables, permettant ainsi au consommateur de bénéficier d'une énergie à prix garanti sur un horizon de temps excédant vraisemblablement celui des marchés à terme de l'électricité.

La CRE comprend de ses échanges avec les représentants de la filière éolienne que le PPA ne se substitue pas toujours au soutien public et que, dans certaines situations, l'énergie est vendue au travers de ce contrat long terme en direct à un consommateur identifié au lieu d'être vendue sur le marché organisé éventuellement au travers d'un agrégateur, et fait en tout état de cause l'objet d'un complément de rémunération versé par la puissance publique.

Les cas dans lesquels un consommateur est prêt à s'engager sur un niveau de prix et pour une durée sur laquelle l'investissement éolien peut être amorti – 20 ans comme dans les dispositifs de soutien – ne sont en effet peut-être pas si fréquents. La CRE demande à la filière davantage de transparence sur la nature des PPA et leur adossement éventuel à un contrat de soutien.

Ce type de contrat trouvera sûrement un développement rapide s'ils sont adossés à des parcs existants dont le contrat de soutien a pris fin. En effet, ils porteraient alors vraisemblablement sur une durée de 5 à 10 ans et sur des niveaux inférieurs aux prix de marché actuels. Un tel système permettrait, en complément de la vente directe sur les marchés organisés, d'accompagner les parcs dont le contrat d'achat arrive à échéance et qui n'ont pas vocation à être démantelés immédiatement (voir partie 4 sur le *repowering*).

³⁸ Les niveaux de référence du tarif sont compris, prime de gestion incluse, et hors indexation, entre 74,8 et 76,8 €/MWh.

LE SOUTIEN À L'ÉOLIEN EN FRANCE

Mai 2019

SYNTHÈSE DES RECOMMANDATIONS DE LA CRE CONCERNANT L'ÉOLIEN

Gouvernance et recommandations transverses	Associer systématiquement les ministères chargés du budget et de l'industrie à la définition des mécanismes de soutien
	Mieux prendre en compte les observations formulées par la CRE : proposition que le ministre rende publiques l'appréciation et les suites qu'il entend donner à ces observations
	Mettre en place un pilotage budgétaire du Parlement sur les engagements pluriannuels sur lesquels il n'a aujourd'hui aucun contrôle
	Permettre au Comité de règlement des sanctions et des différends (CORDIS) de la CRE de sanctionner le non-respect de l'obligation de transmission des données de coûts à la CRE
Éolien terrestre	Étendre le périmètre de l'appel d'offres à l'ensemble des installations de plus de 6 MW
	Si un guichet ouvert est maintenu, revoir le niveau de soutien
	Inclure des critères environnementaux dans les appels d'offres
	Exiger la fourniture d'un plan d'affaires pour candidater à l'appel d'offres afin de permettre à la puissance publique de disposer d'informations de coûts
	Poursuivre la levée des freins au développement de la filière en : <ul style="list-style-type: none"> - Résolvant rapidement la question de l'autorité environnementale ; - Accélération des procédures administratives et le traitement des recours.
	Adapter les volumes recherchés et la fréquence des appels d'offres à la capacité de développement de la filière
	Inciter les producteurs à déposer des offres reflétant leurs coûts en prévoyant que les 20 % des projets les moins bien notés ne seront pas retenus lorsque le volume des projets conformes est inférieur à 125 % de la puissance recherchée
Supprimer le tarif éolien cyclonique applicable dans plusieurs départements d'Outre-mer	
Éolien terrestre – repowering	Interdire à tout site qui a bénéficié d'un soutien dont la date de prise d'effet remonte à moins de 20 ans de bénéficier d'un nouveau soutien
	Soutenir le développement de nouvelles installations sur des sites précédemment déjà équipés uniquement par le biais d'un appel d'offres spécifique
Éolien en mer	Aller plus loin dans le désisquage des projets : l'État devrait mener les études et obtenir les autorisations administratives – purgées de recours – pour le compte du futur lauréat en amont du lancement de la procédure
	Mettre en place un mécanisme de soutien adapté à l'éolien flottant en adaptant le niveau de soutien au cas par cas sur la base des coûts réels

LE SOUTIEN À L'ÉOLIEN EN FRANCE

Mai 2019

Courrier de saisine de la Commission des finances, de l'économie générale et du contrôle budgétaire de l'Assemblée nationale

ASSEMBLÉE NATIONALE

COMMISSION DES FINANCES
DE L'ÉCONOMIE GÉNÉRALE
ET DU CONTRÔLE BUDGÉTAIRE

Le Président

n° 311

RÉPUBLIQUE FRANÇAISE

LIBERTÉ - ÉGALITÉ - FRATERNITÉ

PARIS, le 15 avril 2019

Monsieur le Président,

La commission des finances, de l'économie générale et du contrôle budgétaire de l'Assemblée nationale organisera à compter de la fin du mois de mai 2019, la deuxième édition du « printemps de l'évaluation » dédié à l'évaluation des politiques publiques.


M. Julien Aubert, rapporteur spécial chargé de l'examen des crédits du budget de l'État consacrés aux questions « Énergie, climat et après-mines ; Service public de l'énergie ; Financement des aides aux collectivités pour l'électrification rurale ; Transition énergétique » procédera à l'évaluation du soutien financier apporté par l'État aux éoliennes.

Dans le cadre de ses travaux, M. Julien Aubert souhaiterait confier une étude ponctuelle à la Commission de régulation de l'énergie visant, pour l'essentiel, à recueillir votre point de vue sur le niveau de concurrence dans l'éolien et les pouvoirs de la CRE en ce domaine. Une décomposition des sujets concernés par cet examen est jointe à cette correspondance. Cette étude devrait être remise aux environs du 10 mai et aurait vocation à être rendue publique au moment du « printemps de l'évaluation ».

D'un point de vue juridique, cette sollicitation repose sur l'article 57 de la loi organique n° 2001-692 du 1^{er} août 2001 relative aux lois de finances et s'inspire de l'article R. 134-6 du code de l'énergie. Je précise que cette demande s'inscrit dans le cadre des fonctions de rapporteur spécial exercées par M. Julien Aubert au sein de la commission des finances, de l'économie générale et du contrôle budgétaire et ne relève donc pas de la commission d'enquête sur l'impact économique, industriel et environnemental des énergies renouvelables, sur la transparence des financements et sur l'acceptabilité sociale des politiques de transition énergétique dont il assure la présidence.

Je vous remercie de bien vouloir m'indiquer la suite que vous entendez donner à cette proposition et vous prie de croire, Monsieur le Président, en l'expression de ma considération distinguée.

Bien à vous,


Eric WOERTH

Monsieur Jean-François CARENCO
Président de la Commission de régulation de l'énergie
15, rue Pasquier
75379 Paris Cedex 08

**Annexe – Périmètre de l'étude demandée
à la Commission de régulation de l'énergie**

1- Le niveau de concurrence dans l'éolien terrestre et en mer

- Le niveau de concurrence actuel dans l'éolien terrestre et dans l'éolien en mer est-il satisfaisant ?
- Le périmètre des appels d'offres dans l'éolien terrestre devrait-il être étendu ?
- La formule de dialogue concurrentiel (utilisée pour le parc éolien offshore de Dunkerque) pourrait-elle être utilisée pour des consultations sur l'éolien terrestre ?
- Quelle procédure de marché public est recommandée par la CRE en matière de *repowering* ?
- Une clause de revoyure pourrait-elle être introduite dans les consultations afin de limiter le « risque prix » supporté par l'État ?

2- Les pouvoirs de la CRE concernant l'éolien

- La CRE est-elle satisfaite de son rôle dans le processus de passation des marchés publics liés à l'éolien ?
- La CRE est-elle satisfaite de ses pouvoirs de contrôle et de sanction sur les exploitants éoliens ? De quelle façon utilise-t-elle ces pouvoirs ? Ces derniers lui paraissent-ils devoir être modifiés ou complétés ?

3- Divers

- Lors de son audition devant la commission d'enquête sur l'impact économique, industriel et environnemental des énergies renouvelables, sur la transparence des financements et sur l'acceptabilité sociale des politiques de transition énergétique, M. Carencro, président de la CRE, a déclaré que les « *Power purchase agreement (PPA) (contrats d'achat à long terme entre un producteur et un utilisateur) demeurent encore embryonnaires en France. Ils doivent être développés* ». Quel est l'intérêt éventuel de ces PPA pour les finances publiques ? Leur cadre juridique devrait-il être adapté ?
- Indiquer si des voies existent pour renégocier le contenu de certains contrats éoliens (notamment ceux conclus avec des tarifs d'achat élevés) en réduisant par exemple la rémunération de l'exploitant en contrepartie d'un allongement de la durée du contrat respectant les contraintes posées par la jurisprudence.

LE SOUTIEN À L'ÉOLIEN EN FRANCE

Mai 2019

ANNEXE 1 : AMENDEMENT POUR ASSOCIER LES MINISTRES CHARGÉS DU BUDGET ET DE L'INDUSTRIE A LA DÉFINITION DES MÉCANISMES DE SOUTIEN

L'article L. 314-4 du code de l'énergie est ainsi modifié :

1° Au premier alinéa, les mots : « *les ministres chargés de l'économie et de l'énergie* » sont remplacés par les mots : « *les ministres chargés de l'énergie, du budget et de l'industrie* » ;

2° Au dernier alinéa, les mots : « *les ministres chargés de l'économie, de l'énergie et de l'outre-mer* » sont remplacés par les mots : « *les ministres chargés de l'énergie, du budget, de l'industrie et de l'outre-mer* ».

L'article L. 314-20 du code de l'énergie est ainsi modifié :

1° Au quatrième alinéa, les mots : « *des ministres chargés de l'énergie et de l'économie* » sont remplacés par les mots : « *des ministres chargés de l'énergie, du budget et de l'industrie* » ;

2° Au dernier alinéa, les mots : « *les ministres chargés de l'énergie et de l'économie* » sont remplacés par les mots : « *les ministres chargés de l'énergie, du budget et de l'industrie* ».

Le premier alinéa de l'article L. 311-10 du code de l'énergie est ainsi modifié :

Les mots : « *l'autorité administrative peut* » sont remplacés par les mots : « *les ministres chargés de l'énergie, du budget et de l'industrie peuvent* ».

Le deuxième alinéa de l'article L. 311-10-1 du code de l'énergie est ainsi modifié :

Les mots : « *l'autorité administrative se fonde* » sont remplacés par les mots : « *les ministres chargés de l'énergie, du budget et de l'industrie se fondent* ».

L'article L. 311-11 du code de l'énergie est ainsi modifié :

1° Au premier alinéa, les mots : « *L'autorité administrative désigne le ou les candidats retenus et délivre* » sont remplacés par les mots : « *Les ministres chargés de l'énergie, du budget et de l'industrie désignent le ou les candidats retenus et délivrent* ».

2° Au dernier alinéa, les mots : « *Elle a* » sont remplacés par les mots : « *Ils ont* ».

Le premier alinéa de l'article L. 311-11-1 du code de l'énergie est ainsi modifié :

1° Les mots : « *l'autorité administrative associe* » sont remplacés par les mots : « *les ministres chargés de l'énergie, du budget, de l'industrie et de l'outre-mer associent* » ;

2° Les mots « *à l'autorité administrative* » sont remplacés par les mots : « *aux ministres chargés de l'énergie, du budget, de l'industrie et de l'outre-mer* » ;

3° Les mots : « *des ministres chargés de l'énergie, de l'économie et des outre-mer* » sont remplacés par les mots : « *des ministres chargés de l'énergie, du budget, de l'industrie et de l'outre-mer* ».

L'article L. 311-12 du code de l'énergie est ainsi modifié :

Les mots : « *l'autorité administrative* » sont remplacés par les mots : « *les ministres chargés de l'énergie, du budget et de l'industrie* ».

LE SOUTIEN À L'ÉOLIEN EN FRANCE

Mai 2019

ANNEXE 2 : AMENDEMENT POUR INTRODUIRE UN DISPOSITIF DE SOUTIEN ADAPTÉ AUX FILIÈRES INNOVANTES (DONT L'ÉOLIEN FLOTTANT)

Après la section 4 du chapitre IV du titre Ier du livre III du code de l'énergie, il est inséré une section 5 intitulée « *Le contrat expérimental* ».

Après l'article L. 314-28 du code de l'énergie, il est inséré les articles L. 314-29, L. 314-30 et L. 314-31 ainsi rédigés :

« Article L. 314-29 « *L'autorité administrative peut recourir à un appel à projets pour désigner les producteurs d'installations de production d'électricité qui utilisent des énergies renouvelables innovantes. La procédure d'appel à projets est conduite dans le respect des principes de transparence et d'égalité de traitement des candidats.*

Les modalités de de l'appel à projets sont définies par décret en Conseil d'État, pris après avis de la Commission de régulation de l'énergie. »

Article L. 314-30 « *L'autorité administrative désigne le ou les candidats retenus et délivre les autorisations prévues à l'article L. 311-5 dans des conditions fixées par voie réglementaire.*

Elle a la faculté de ne pas donner suite à l'appel à projets. »

Article L. 314-31 « *Les candidats désignés peuvent bénéficier d'un contrat d'achat pour l'électricité produite, conclu avec Électricité de France, dont les modalités de rémunération sont fixées au cas par cas et peuvent être modifiées au cours de la vie du contrat par la Commission de régulation de l'énergie afin de respecter l'exigence prévue au 5^{ème} alinéa de l'article L. 314-4.*

Les modalités selon lesquelles la Commission fixe et peut modifier la rémunération sont précisées par décret en Conseil d'État pris après avis de la Commission. »

Le 1° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie est ainsi modifié :

Les mots « *L. 314-13 et de l'article L. 314-26* » sont remplacés par les mots « *L. 314-13, de l'article L. 314-26 et de l'article L. 314-31* »

ANNEXE II :
ARTICLES L. 100-1, L. 100-2 ET L. 100-4 DU CODE DE L'ÉNERGIE
(DANS LEUR RÉDACTION AU 6 JUIN 2019)

Article L. 100-1 :

La politique énergétique :

1° Favorise l'émergence d'une économie compétitive et riche en emplois grâce à la mobilisation de toutes les filières industrielles, notamment celles de la croissance verte qui se définit comme un mode de développement économique respectueux de l'environnement, à la fois sobre et efficace en énergie et en consommation de ressources et de carbone, socialement inclusif, soutenant le potentiel d'innovation et garant de la compétitivité des entreprises ;

2° Assure la sécurité d'approvisionnement et réduit la dépendance aux importations ;

3° Maintient un prix de l'énergie compétitif et attractif au plan international et permet de maîtriser les dépenses en énergie des consommateurs ;

4° Préserve la santé humaine et l'environnement, en particulier en luttant contre l'aggravation de l'effet de serre et contre les risques industriels majeurs, en réduisant l'exposition des citoyens à la pollution de l'air et en garantissant la sûreté nucléaire ;

5° Garantit la cohésion sociale et territoriale en assurant un droit d'accès de tous les ménages à l'énergie sans coût excessif au regard de leurs ressources ;

6° Lutte contre la précarité énergétique ;

7° Contribue à la mise en place d'une Union européenne de l'énergie, qui vise à garantir la sécurité d'approvisionnement et à construire une économie décarbonée et compétitive, au moyen du développement des énergies renouvelables, des interconnexions physiques, du soutien à l'amélioration de l'efficacité énergétique et de la mise en place d'instruments de coordination des politiques nationales.

Article L. 100-2 :

Pour atteindre les objectifs définis à l'article L. 100-1, l'État, en cohérence avec les collectivités territoriales et leurs groupements et en mobilisant les entreprises, les associations et les citoyens, veille, en particulier, à :

1° Maîtriser la demande d'énergie et favoriser l'efficacité et la sobriété énergétiques ;

2° Garantir aux personnes les plus démunies l'accès à l'énergie, bien de première nécessité, ainsi qu'aux services énergétiques ;

3° Diversifier les sources d'approvisionnement énergétique, réduire le recours aux énergies fossiles, diversifier de manière équilibrée les sources de

production d'énergie et augmenter la part des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie finale ;

4° Procéder à un élargissement progressif de la part carbone, assise sur le contenu en carbone fossile, dans les taxes intérieures de consommation sur les énergies, dans la perspective d'une division par quatre des émissions de gaz à effet de serre, cette augmentation étant compensée, à due concurrence, par un allègement de la fiscalité pesant sur d'autres produits, travaux ou revenus ;

5° Participer à la structuration des filières industrielles de la croissance verte ;

6° Assurer l'information de tous et la transparence, notamment sur les coûts et les prix des énergies ainsi que sur l'ensemble de leurs impacts sanitaires, sociaux et environnementaux ;

7° Développer la recherche et favoriser l'innovation dans les domaines de l'énergie et du bâtiment ;

8° Renforcer la formation initiale et continue aux problématiques et aux technologies de l'énergie, notamment par l'apprentissage, en liaison avec les professionnels impliqués dans les actions d'économies d'énergie ;

9° Assurer des moyens de transport et de stockage de l'énergie adaptés aux besoins.

Pour concourir à la réalisation de ces objectifs, l'État, les collectivités territoriales et leurs groupements, les entreprises, les associations et les citoyens associent leurs efforts pour développer des territoires à énergie positive. Est dénommé "territoire à énergie positive" un territoire qui s'engage dans une démarche permettant d'atteindre l'équilibre entre la consommation et la production d'énergie à l'échelle locale en réduisant autant que possible les besoins énergétiques et dans le respect des équilibres des systèmes énergétiques nationaux. Un territoire à énergie positive doit favoriser l'efficacité énergétique, la réduction des émissions de gaz à effet de serre et la diminution de la consommation des énergies fossiles et viser le déploiement d'énergies renouvelables dans son approvisionnement.

Article L. 100-4

I. - La politique énergétique nationale a pour objectifs :

1° De réduire les émissions de gaz à effet de serre de 40 % entre 1990 et 2030 et de diviser par quatre les émissions de gaz à effet de serre entre 1990 et 2050. La trajectoire est précisée dans les budgets carbone mentionnés à l'article L. 222-1 A du code de l'environnement ;

2° De réduire la consommation énergétique finale de 50 % en 2050 par rapport à la référence 2012, en visant un objectif intermédiaire de 20 % en 2030. Cette dynamique soutient le développement d'une économie efficace en énergie, notamment dans les secteurs du bâtiment, des transports et de l'économie circulaire, et préserve la compétitivité et le développement du secteur industriel ;

3° De réduire la consommation énergétique primaire des énergies fossiles de 30 % en 2030 par rapport à l'année de référence 2012, en modulant cet objectif par énergie fossile en fonction du facteur d'émissions de gaz à effet de serre de chacune ;

4° De porter la part des énergies renouvelables à 23 % de la consommation finale brute d'énergie en 2020 et à 32 % de cette consommation en 2030 ; à cette date, pour parvenir à cet objectif, les énergies renouvelables doivent représenter 40 % de la production d'électricité, 38 % de la consommation finale de chaleur, 15 % de la consommation finale de carburant et 10 % de la consommation de gaz ;

5° De réduire la part du nucléaire dans la production d'électricité à 50 % à l'horizon 2025 ;

6° De contribuer à l'atteinte des objectifs de réduction de la pollution atmosphérique prévus par le plan national de réduction des émissions de polluants atmosphériques défini à l'article L. 222-9 du code de l'environnement ;

7° De disposer d'un parc immobilier dont l'ensemble des bâtiments sont rénovés en fonction des normes " bâtiment basse consommation " ou assimilées, à l'horizon 2050, en menant une politique de rénovation thermique des logements concernant majoritairement les ménages aux revenus modestes ;

8° De parvenir à l'autonomie énergétique dans les départements d'outre-mer à l'horizon 2030, avec, comme objectif intermédiaire, 50 % d'énergies renouvelables à l'horizon 2020 ;

9° De multiplier par cinq la quantité de chaleur et de froid renouvelables et de récupération livrée par les réseaux de chaleur et de froid à l'horizon 2030.

II. - L'atteinte des objectifs définis au I du présent article fait l'objet d'un rapport au Parlement déposé dans les six mois précédant l'échéance d'une période de la programmation pluriannuelle de l'énergie mentionnée à l'article L. 141-3. Le rapport et l'évaluation des politiques publiques engagées en application du présent titre peuvent conduire à la révision des objectifs de long terme définis au I du présent article.

ANNEXE III :
ARTICLES L. 314-1, L. 314-18, L. 311-13 ET L. 311-13-2
DU CODE DE L'ÉNERGIE (DANS LEUR RÉDACTION AU 6 JUIN 2019)

Article L. 314-1

Sous réserve de la nécessité de préserver le fonctionnement des réseaux, Électricité de France et, si les installations de production sont raccordées aux réseaux publics de distribution dans leur zone de desserte, les entreprises locales de distribution chargées de la fourniture sont tenues de conclure, lorsque les producteurs intéressés en font la demande, un contrat pour l'achat de l'électricité produite sur le territoire national par les installations dont la liste et les caractéristiques sont précisées par décret parmi les installations suivantes : [...]

3° Les installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent qui sont implantées à terre ou qui sont implantées sur le domaine public maritime ou dans la zone économique exclusive et les installations qui utilisent l'énergie marine, l'énergie solaire thermique ou l'énergie géothermique ou hydrothermique.

Article L. 314-18

Sous réserve de la nécessité de préserver le fonctionnement des réseaux, Électricité de France est tenue de conclure, lorsque les producteurs intéressés en font la demande, un contrat offrant un complément de rémunération pour les installations implantées sur le territoire métropolitain continental, dont la liste et les caractéristiques sont précisées par décret, parmi les installations mentionnées aux 1° à 7° de l'article L. 314-1.

Article L. 311-13

Lorsque les modalités de la procédure de mise en concurrence prévoient un contrat conclu en application du 1° de l'article L. 311-12 et lorsqu'elles ne sont pas retenues à l'issue de la procédure de mise en concurrence, Électricité de France et, si les installations de production sont raccordées aux réseaux de distribution dans leur zone de desserte, les entreprises locales de distribution chargées de la fourniture sont tenues de conclure, dans les conditions fixées par la procédure de mise en concurrence, un contrat d'achat de l'électricité avec le candidat retenu, en tenant compte du résultat de la procédure de mise en concurrence.

Électricité de France ou, le cas échéant, les entreprises locales de distribution mentionnées au premier alinéa du présent article préservent la confidentialité des informations d'ordre économique, commercial, industriel, financier ou technique dont le service qui négocie et conclut le contrat d'achat d'électricité a connaissance dans l'accomplissement de ses missions et dont la communication serait de nature à porter atteinte aux règles de concurrence libre et loyale et de non-discrimination. Toutefois, à la demande de l'autorité administrative, elles lui transmettent les informations nécessaires à l'exercice de ses missions. L'autorité administrative préserve, dans les mêmes conditions, la confidentialité de ces informations.

Article L. 311-13-2

Lorsque les modalités de la procédure de mise en concurrence prévoient un contrat conclu en application du 2° de l'article L. 311-12 et lorsqu'elle n'est pas retenue à l'issue de la procédure de mise en concurrence, Électricité de France est tenue de conclure, dans les conditions fixées par la procédure de mise en concurrence, un contrat offrant un complément de rémunération à l'électricité produite avec le candidat retenu, en tenant compte du résultat de la procédure de mise en concurrence.

Électricité de France préserve la confidentialité des informations d'ordre économique, commercial, industriel, financier ou technique dont le service qui négocie et conclut le contrat a connaissance dans l'accomplissement de ses missions et dont la communication serait de nature à porter atteinte aux règles de concurrence libre et loyale et de non-discrimination. Toutefois, à la demande de l'autorité administrative, elle lui transmet les informations nécessaires à l'exercice de ses missions. L'autorité administrative préserve, dans les mêmes conditions, la confidentialité de ces informations.

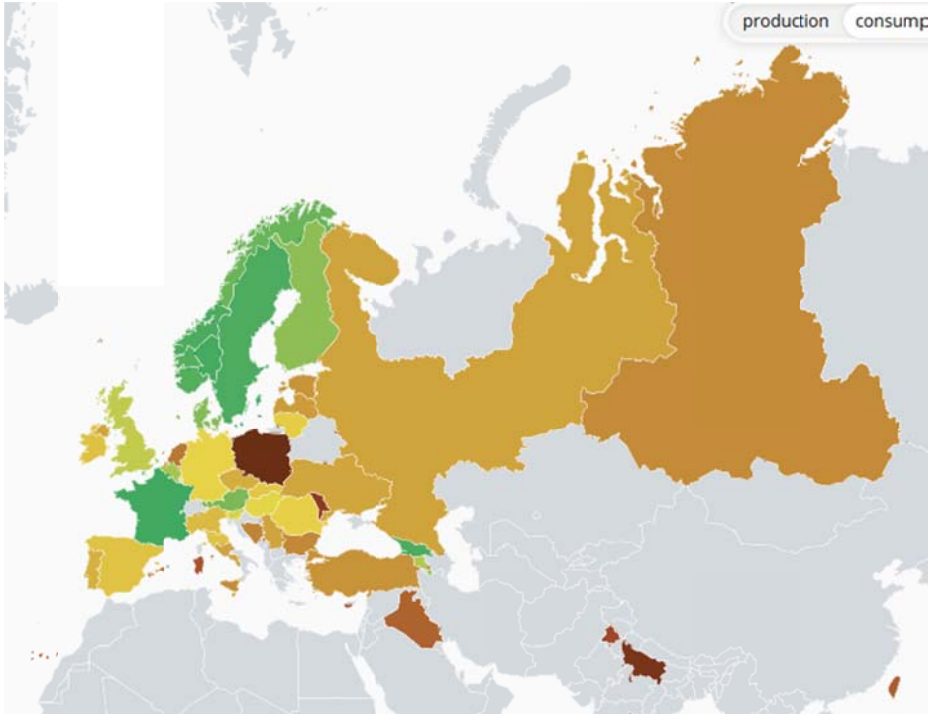
**ANNEXE IV :
EXTRAIT DU RAPPORT DE LA COUR DES COMPTES
SUR LES COÛTS DE LA FILIÈRE ÉLECTRO NUCLÉAIRE**

COÛT DE CONSTRUCTION DU PARC NUCLÉAIRE ACTUEL

Paire de tranches	Puissance continue nette	Mise en service industrielle moyenne	Coût de construction (en M€ courants)	Coût de construction (en M€2010)	Coût par MW (en €2010)
Palier 900 MW					
Fessenheim 1.2	1 780 MW	Février 1978	348	1 488	835 955
Bugey 2.3	1 840 MW	Mars 1979	423	1 630	885 869
Bugey 4.5	1 800 MW	Octobre 1979	474	1 619	899 444
Tricastin 1.2	1 840 MW	Décembre 1980	754	2 191	1 190 760
Tricastin 3.4	1 840 MW	Août 1981	523	1 512	821 739
Blayais 1.2	1 830 MW	Juillet 1982	824	2 185	1 194 535
Blayais 3.4	1 820 MW	Octobre 1983	845	2 032	1 116 483
Dampierre 1.2	1 800 MW	Novembre 1980	702	2 109	1 171 667
Dampierre 3.4	1 800 MW	Août 1981	560	1 575	875 000
Gravelines 1.2	1 840 MW	Décembre 1980	759	2 294	1 246 739
Gravelines 3.4	1 840 MW	Août 1981	572	1 620	880 435
Gravelines 5.6	1 820 MW	Juin 1985	1 017	1 989	1 092 857
St Laurent 1.2	1 760 MW	Août 1983	723	1 972	1 120 455
Chinon 1.2	1 740 MW	Mai 1984	787	1 997	1 147 701
Chinon 3.4	1 760 MW	Septembre 1987	1 115	1 969	1 118 750
Cruas 1.2	1 760 MW	Octobre 1984	994	2 206	1 253 409
Cruas 3.4	1 760 MW	Novembre 1984	837	1 722	978 409
Palier 1 300 MW					
Paluel 1.2	2 580 MW	Décembre 1985	1 743	3 950	1 531 008
Paluel 3.4	2 580 MW	Avril 1986	1 555	2 985	1 156 977
St Alban 1.2	2 600 MW	Septembre 1986	1 519	2 935	1 128 846
Flamanville 1.2	2 580 MW	Janvier 1987	1 727	3 320	1 286 822
Cattenom 1.2	2 565 MW	Septembre 1987	1 933	3 484	1 358 285
Cattenom 3.4	2 600 MW	Juillet 1991	1 836	2 837	1 091 154
Belleville 1.2	2 620 MW	Septembre 1988	1 735	2 987	1 140 076
Nogent 1.2	2 620 MW	Septembre 1988	1 881	3 128	1 193 893
Penly 1.2	2 660 MW	Novembre 1991	2 223	3 420	1 285 714
Golfech 1.2	2 620 MW	Août 1992	2 193	3 265	1 246 183
Palier 1 450 MW					
Chooz 1.2	2 910 MW	Juillet 2000	3 450	4 758	1 635 052
Civaux 1.2	2 945 MW	Mai 2002	2 895	3 683	1 250 594
TOTAL	62 510 MW		36 948	72 862	1 165 605

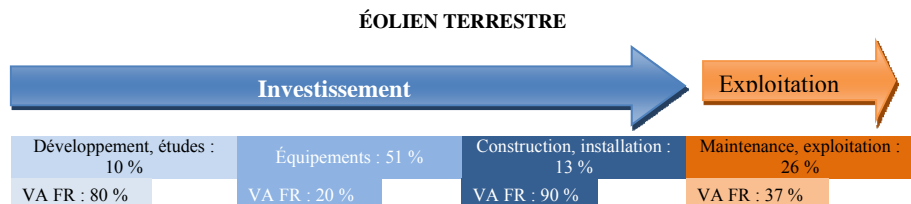
Source : Cour des comptes, rapport sur les coûts de la filière électro nucléaire, 2012 (pp. 22-23).

ANNEXE V :
CARTE SUR L'INTENSITÉ CARBONE DE L'ÉLECTRICITÉ CONSOMMÉE
(AU 30 MAI 2019)



Source : <https://www.electricitymap.org/?page=map&solar=false&remote=true&wind=false>

ANNEXE VI : DÉCOMPOSITION DE LA CHAÎNE DE VALEUR DE L'ÉOLIEN TERRESTRE (COUR DES COMPTES)



Source : Cour des comptes, le soutien aux énergies renouvelables, mars 2018, p. 33 (Cour des comptes d'après des rapports ADEME, SER, FEE, CRE)

La répartition de la valeur ajoutée par segment est donnée comme ordre de grandeur.

Le tableau suivant représente ces mêmes éléments :

Investissement			Exploitation
Développement études : 10 %	Équipements : 51 %	Construction installation : 13 %	Maintenance, exploitation : 26 %
Valeur ajoutée française : 80 %	Valeur ajoutée française : 20 %	Valeur ajoutée française : 90 %	Valeur ajoutée française : 37 %