



**Armelle Sandrin-Deforge**

Avocat à la Cour  
Droit de l'environnement  
Jones Day Paris



**Fabien Hecquet**

Avocat à la Cour  
Droit de l'énergie  
Jones Day Paris<sup>(1)</sup>

→ BDEI 2125

## Réglementations applicables aux projets éoliens : la nouvelle donne

Alors que le développement des éoliennes commence à atteindre en France une certaine phase de maturité (quoique les premiers projets en mer restent encore à construire et à mettre en service), la réglementation applicable à ces projets évolue pour accompagner et orienter le marché. Toutefois, avec 10 460 MW<sup>(2)</sup> installés en France à mars 2016, l'objectif des 19 000 MW installés à terre en 2020 risque de ne pas être atteint. En effet, le Commissariat général aux énergies renouvelables fait état d'environ 7 800 MW de projets éoliens à terre « dans le pipeline », dont à l'état de dossiers plus ou moins avancés, d'autant plus qu'il est vraisemblable qu'une partie de ces projets ne verra pas le jour dans les 4 prochaines années, du fait de la lenteur de la mise en œuvre, de l'abandon de financement ou encore de recours contentieux. Les efforts de politiques publiques en faveur du développement des énergies renouvelables, y compris des éoliennes à terre comme en mer, ne se relâchent donc pas tout en évoluant.

La modification du dispositif de soutien aux énergies renouvelables avec l'introduction d'un mécanisme de compensation est la principale illustration de cette évolution de la réglementation. Sous l'instigation de la Commission européenne, il s'agit en effet de remplacer, en partie et pour certaines énergies renouvelables, le bénéfice d'un tarif d'achat obligatoire fixé par arrêté ministériel par un supplément de rémunération accordé aux producteurs en sus du prix d'achat qu'ils obtiennent sur le marché. C'est ce nouveau mécanisme que mettent en place les décrets de mai 2016, pris en application de la loi de transition énergétique (II).

De plus, de nouvelles dispositions législatives et réglementaires applicables aux projets éoliens, à terre ou en mer, visent globalement à simplifier et à accélérer la mise en œuvre de ces projets. La complexité de la constitution des dossiers administratifs, les lenteurs d'instruction et les risques de recours sont notamment les domaines dans lesquels une tentative de rationalisation a été entreprise par le biais de textes nouveaux (I).

### I.- DES EFFORTS DE SIMPLIFICATION RÉGLEMENTAIRE AU SOUTIEN DU DÉVELOPPEMENT ÉOLIEN

#### A.- Des efforts pour simplifier la constitution et l'instruction des dossiers

Les difficultés du montage d'un projet éolien en France sont multiples. La dispersion de la population sur le territoire et l'attachement à la préservation des paysages sont sources de contentieux. Le coût des projets, qui croît avec l'augmentation de la puissance des machines toujours plus coûteuses et avec l'éloignement aux points de raccordement possibles, ce qui engendre des frais de raccordement de plus en plus importants, complexifie la recherche d'un financement. Les opérateurs mettent aussi l'accent sur le temps nécessaire à la constitution et à l'instruction des dossiers de demandes d'autorisation nécessaires pour un projet éolien.

C'est pour répondre à ce problème qu'un système d'autorisation unique a été mis en place pour les projets éoliens à terre soumis à autorisation au titre de la réglementation relative aux installations classées (ICPE), tout d'abord par l'ordonnance n° 2014-355 du 30 mars 2015 pour certaines régions et à titre expérimental. Elle a été étendue, à compter du 1<sup>er</sup> novembre 2015 à l'ensemble des régions, toujours à titre expérimental pour une durée de trois ans, par la loi n° 2015-992 du 17 août 2015. On rappelle que cette

(1) Les vues exprimées dans cet article sont celles des auteurs et ne reflètent pas nécessairement le point de vue ou la position du cabinet auquel ils appartiennent.

(2) Commissariat général aux énergies renouvelables, Chiffres et Statistiques n°724, mai 2016.



procédure s'applique aux installations éoliennes<sup>(3)</sup> soumises à autorisation ICPE, c'est-à-dire, selon les définitions prévues à la date où cet article est rédigé par la rubrique n° 2980 de la nomenclature des ICPE, pour les projets (i) comprenant au moins une éolienne avec un mat d'au moins 50 mètres de haut (sans seuil de puissance) ou (ii) des éoliennes avec un mat entre 12 et 50 mètres de haut et dont la puissance installée est d'au moins 12 MW. L'autorisation unique, délivrée par arrêté préfectoral remplace jusqu'à six titres susceptibles d'être nécessaires pour un projet éolien. Il s'agit de (i) l'autorisation au titre des installations classées (C. env., art. L. 512-1) (ii) le permis de construire (C. urb., art. L. 421-1), (iii) l'autorisation de défrichement (C. for., art. L. 214-13 et L. 341-3), (iv) l'autorisation d'exploiter une installation produisant de l'électricité (C. énergie, art. L. 311-1, applicable toutefois désormais aux installations d'au moins 50 MW, voire plus bas, puissance encore difficile à atteindre en France pour un projet éolien à terre), (v) l'approbation du projet de raccordement (C. énergie, art. L. 323-11) et (vi) la dérogation relative aux espèces protégées (C. env., art. L. 411-2). A ce dernier titre, on rappellera que les projets éoliens sont susceptibles d'avoir un impact sur de nombreuses espèces protégées, aussi bien au stade de la construction (coléoptères, reptiles, petits mammifères, oiseaux nicheurs...) qu'en phase de fonctionnement (chauves-souris notamment).

Le dossier de demande d'autorisation unique est à géométrie variable puisque son contenu dépend des autorisations qu'elle remplace, ainsi que le prévoit le décret n° 2014-450 du 2 mai 2014, tel que modifié par les décrets n° 2015-1614 du 9 décembre 2015 et plus récemment n° 2016-1110 du 11 août 2016. Les services instructeurs peuvent d'ailleurs trouver quelques difficultés à coordonner les différentes procédures auxquelles ils étaient habitués. Toutefois, il ressort des premiers retours d'expérience que les autorisations uniques sont délivrées dans des délais moindres par rapport à l'ensemble des titres qu'elles remplacent.

Une autorisation unique ne peut pas être obtenue par décision tacite, du fait du silence des autorités compétentes pendant une quelconque période de temps. Par ailleurs, les décisions de délivrance ou de rejet de demande d'autorisations uniques peuvent faire l'objet de recours dans un délai de 2 mois. De manière classique, ce délai court à compter de la notification de la décision en ce qui concerne le bénéficiaire et à compter de la publication ou de l'affichage en ce qui concerne les tiers.

Pour les projets éoliens *offshore*, le système d'autorisation unique est envisagé par la loi n° 2014-1545 du 20 décembre 2014 en ce qui concerne les projets situés sur le domaine public maritime. On rappellera (*pour le plaisir de l'auteur*) que celui-ci comprend les eaux intérieures ainsi que la mer territoriale, laquelle s'étend sur une largeur de 12 milles nautiques<sup>(4)</sup> à partir de la laisse de basse mer ou des lignes de base. Ces dernières sont définies, depuis le 6 août 2015 par le décret n° 2015-958 du 31 juillet 2015 qui a abrogé et remplacé les dispositions du précédent décret de 1967.

(3) Entre autres énergies renouvelables mentionnées par l'ordonnance du 30 mars 2014, sachant que la procédure d'autorisation unique n'est pas possible pour certaines installations, notamment celles relevant du ministère de la Défense ou celles soumises à un permis de construire devant être délivré par le maire.

(4) Soit plus de 22 kilomètres.

L'ensemble des projets *offshore* des trois premiers appels d'offres sont ainsi situés sur le domaine public maritime, y compris le projet « Iles d'Yeu et Noirmoutier » dont les éoliennes les plus proches se situent à plus de 20 kilomètres du continent mais environ 11 kilomètres de l'île d'Yeu à partir de laquelle partent les lignes de base<sup>(5)</sup>.

La loi n° 2016-1087 du 8 août 2016 pour la reconquête de la biodiversité, de la nature et des paysages a, quant à elle, subordonné à une autorisation unique « toute activité exercée sur le plateau continental ou dans la zone économique exclusive, en vue de l'exploration ou de l'exploitation des ressources naturelles ou de l'utilisation des milieux marins »<sup>(6)</sup>. Parmi les projets visés, se trouvent notamment les futurs projets d'éoliennes flottantes en eaux profondes, qui n'auront pas de fondation mais qui nécessiteront une forme d'ancrage dans le sol sous-marin. La loi du 8 août 2016 soumet notamment de tels projets à étude d'impact, à la constitution de garanties financières et à une redevance annuelle au profit de l'Agence française pour la biodiversité. Il rappelle que les projets situés sur le plateau continental ou dans la ZEE ne seront en effet pas soumis aux redevances d'occupation du domaine public, ce dernier se terminant à la limite extérieure de la mer territoriale.

Autre élément de simplification administrative, plus direct cette fois : le seuil au-dessus duquel il est nécessaire de solliciter une autorisation d'exploiter une installation de production d'électricité auprès du ministre en charge de l'énergie a été relevé. On se souviendra que ce seuil était, à l'origine, fixé à 4,5 MW par le décret n° 2000-877 du 7 septembre 2000. La puissance des équipements augmentant, notamment pour les éoliennes de plus en plus grandes et de plus en plus efficaces, ce seuil avait été relevé à 30 MW pour les éoliennes à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2012. Aux termes de l'article R. 311-2 du Code de l'énergie, il est désormais de 50 MW depuis le 30 mai 2016. Les installations éoliennes d'une puissance inférieure ou égale à 50 MW sont réputées autorisées au titre de l'exploitation d'installation de production d'électricité.

Il convient de noter que le décret n° 2016-687 du 27 mai 2016, qui a relevé ce seuil impose également une obligation de publicité concernant les installations de très grande puissance : le ministre chargé de l'énergie doit publier au Journal officiel des extraits des principales caractéristiques des demandes d'autorisation d'exploiter des installations de production d'électricité dont sa puissance dépasse 500 MW (C. énergie, art. R. 311-6). En pratique, pour les éoliennes, cette obligation ne s'appliquera qu'aux plus grands des projets d'éoliennes *offshore* (le seul projet issu des deux premiers appels d'offres *offshore* à atteindre une telle puissance – sans toutefois la dépasser – est celui d'Eole-RES au large de Saint Brieuc). A terre, il semble peu probable qu'une telle puissance soit atteinte par une unique installation sur le sol français, si on calcule qu'avec une puissance unitaire de 2,5 MW, il faudrait plus de 200 éoliennes... installation gigantesque sans doute impossible à réaliser ne serait-ce qu'en termes d'impacts paysagers, ou de d'exigences pour le réseau sur lequel l'électricité produite serait injectée.

(5) Depuis la Pointe du Château Maugarni et la Pointe du Chatelet.

(6) Ces nouvelles dispositions ont été insérées dans la loi n° 76-655 du 16 juillet 1976 relative au plateau continental, à la zone économique exclusive et à la zone de protection écologique au large des côtes du territoire de la République.

## B.-- Des efforts concernant les problématiques de délais

Le gain de temps obtenu par les porteurs de projets éoliens, du fait de l'instruction d'une autorisation unique, a déjà été évoqué plus haut.

On peut aussi considérer comme un gain de temps le fait de ne pas devoir solliciter à nouveau les autorisations nécessaires, du fait de la caducité d'une autorisation précédemment accordée. C'est ainsi que le décret n° 2016-287 du 27 mai 2016 prévoit la possibilité d'une prolongation du délai de caducité d'une autorisation d'exploiter une installation de production d'électricité. Si une telle autorisation cesse de produire effet si l'installation n'a pas été mise en service dans un délai de trois ans à compter de la délivrance de cette autorisation ou si elle n'a pas été exploitée durant trois années consécutives, l'exploitant peut solliciter du ministre chargé de l'énergie des délais supplémentaires dans la limite d'un délai total de dix années, incluant le délai initial de trois ans. Il est également précisé que pour les installations de production d'électricité renouvelable en mer et à la demande du pétitionnaire, des délais supplémentaires peuvent être accordés au-delà du délai total de dix années mentionné à l'alinéa précédent, pour une durée de trois ans renouvelable deux fois. Ces délais ont pour vocation de pallier les retards pris par les projets du fait, par exemple de problème d'approvisionnement en équipement ou de recours contentieux.

En ce qui concerne les projets éoliens soumis à autorisation unique (tenant lieu de l'autorisation d'exploiter une installation de production d'électricité visée au paragraphe précédent), c'est la logique instituée par l'article R. 512-74 du Code de l'environnement. L'autorisation unique, comme toute autorisation ICPE, devient caduque si l'installation n'a pas été mise en service dans le délai de trois ans ou si l'exploitation a été interrompue pendant plus de deux années consécutives. Mais cette fois, les possibilités de prolongation ne sont pas enfermées dans des délais précis. En effet, le délai de caducité est suspendu en cas de recours contentieux jusqu'à la notification au préfet ou à l'exploitant d'une décision de justice devenue définitive, ce qui, compte tenu des délais devant les juridictions administratives, peut être très long. Evidemment, la question de l'opportunité de poursuivre un projet au bout de 10 ans, malgré la survie des autorisations nécessaires, pourra se poser.

A ce titre, certains exploitants n'ont pas hésité à passer outre un recours contentieux non suspensif de l'autorisation et à mettre en service des installations éoliennes malgré l'épée de Damoclès suspendue au-dessus d'elle. On citera l'exemple édifiant des éoliennes de Néo Plouvien. Mises en service en 2007, malgré un recours à l'encontre de leur permis de construire, dans une commune qui s'est avérée être soumise à la loi littorale (CE, 14 nov. 2012, n° 347778,) interdisant par conséquent les éoliennes qui ne peuvent être construites en continuité de l'urbanisation existantes, elles semblaient vouer à un démantèlement prématuré. Le 26 mars 2014, la cour d'appel de Rennes a néanmoins refusé d'ordonner leur démolition, indemnisant toutefois des riverains des troubles du voisinage subis. La commune de Plouvien ayant cédé son territoire littoral à une commune voisine le 1<sup>er</sup> avril 2015, les éoliennes de Néo Plouvien ont pu bénéficier d'un nouveau permis de construire délivré le 27 avril 2015. Il s'agit naturellement d'un cas isolé, mais il illustre bien à quel point le temps peut jouer en faveur (tout comme à l'encontre) d'un projet éolien.

Les délais de recours étant reconnus comme un frein à la mise en place de projets éoliens (tous les exploitants n'ayant pas l'audace des développeurs bretons cités plus haut), le décret n° 2016-9 du 6 janvier 2016 a entendu rationaliser les contentieux relatifs aux projets *offshore*. A compter du 1<sup>er</sup> février 2016, la cour administrative d'appel de Nantes est devenue compétente pour connaître en premier et dernier ressort des recours dirigés contre certaines décisions relatives aux installations de production d'énergie renouvelable en mer et leurs ouvrages connexes. Comme le prévoit le nouvel article R. 311-4 du Code de justice administrative, créé par ce décret, il s'agit notamment de l'autorisation d'exploiter une installation de production d'électricité, l'autorisation unique, la concession d'occupation du domaine public ou encore autorisations d'îles artificielles, installations, ouvrages et leurs installations connexes sur le plateau continental et dans la zone économique et la zone de protection écologique mentionnées plus haut. Cet article impose même à la cour administrative d'appel de Nantes de statuer dans un délai de douze mois à compter du dépôt du recours. C'est un délai à comparer avec celui, potentiel, de 7 à 9 ans susceptible de courir entre le dépôt d'un recours devant un tribunal administratif jusqu'à la décision du Conseil d'Etat si le contentieux se prolonge devant la juridiction suprême. L'objectif est manifestement de ne pas brider les projets *offshore*, nés d'une volonté politique et des résultats d'un appel d'offres. On notera toutefois, sur ce dernier point, que le décret n° 2016-1129 du 17 août 2016 a créé une procédure de dialogue concurrentiel, susceptible de remplacer les appels d'offres notamment en ce qui concerne les projets éoliens en mer et qui sera appliqué au projet de parc éolien au large de Dunkerque.

Au-delà des outils assez classiques de simplification administrative ou de modulation du temps accordé pour la mise en place des projets, la principale modification récente relative du soutien des énergies renouvelables est celle relative au complément de rémunération.

## II.- LA MODIFICATION DU DISPOSITIF DE SOUTIEN AU DÉVELOPPEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES

Le mécanisme de l'obligation d'achat qui a bénéficié aux éoliennes terrestres à la suite de la mise en œuvre de politiques visant à développer les énergies renouvelables<sup>(7)</sup>, s'est vu reprocher de créer une distorsion des prix de marché de l'électricité et de contribuer à l'apparition de prix négatifs de l'électricité rendant moins rentables les moyens de production non subventionnés<sup>(8)</sup>.

Ce dispositif de garantie d'achat à un tarif réglementé permet aux producteurs de vendre l'énergie produite par leurs installations à un tarif supérieur à celui du marché avec la garantie que cette énergie soit enlevée. Il a fait l'objet d'un contentieux nourri de la

(7) Le mécanisme de l'obligation d'achat a été créé par la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité.

(8) Voir notamment le rapport de la DGEC – Evolution des mécanismes de soutien aux installations sous obligation d'achat – Restitution de la consultation nationale, décembre 2014 ou la Fiche 30 de l'Union française de l'Électricité « L'apparition des prix négatifs de l'électricité ».



part des associations opposées au développement de cette énergie sur la base, essentiellement, de sa qualification d'aide d'Etat par la Commission européenne<sup>(9)</sup>.

Afin de parer aux écueils d'une telle qualification, la Commission européenne a souhaité à travers de nouvelles lignes directrices concernant les aides d'Etat à la protection de l'environnement et à l'énergie, qu'un nouveau mécanisme de soutien soit mis en place pour « limiter l'aide au minimum nécessaire et d'éviter les effets négatifs potentiels des aides sur la concurrence et les échanges » et inciter les producteurs à tenir compte des besoins réels du marché<sup>(10)</sup>.

A rebours d'un mécanisme de subvention passant par la vente hors marché à un tarif réglementé, la Commission européenne a imposé qu'à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2016, les producteurs vendent directement l'électricité sur le marché. Le mécanisme de soutien prend désormais la forme d'une prime versée aux producteurs en complément de leur rémunération sur le marché. Par exception, ces lignes directrices prévoient que les installations de faible capacité de production (inférieure à 500 kW) et les éoliennes dont la capacité d'électricité installée est de 3 MW ou de 3 unités de production, peuvent encore bénéficier de l'ancien mécanisme de subvention « hors marché ».

### A.- Un « complément de rémunération » au service de l'intégration sur le marché de l'électricité produite à partir d'énergie renouvelable

En application de ces nouvelles lignes directrices, la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, complétée par un ensemble de décrets d'application adoptés en mai 2016 (D. n° 2016-682, 27 mai 2016, relatif à l'obligation d'achat et au complément de rémunération prévus aux articles L. 314-1 et L. 314-18 du code de l'énergie et complétant les dispositions du même code relatives aux appels d'offres et à la compensation des charges de service public de l'électricité ; D. n° 2016-691, 28 mai 2016, définissant les listes et les caractéristiques des installations mentionnées aux articles L. 314-1, L. 314-2, L. 314-18, L. 314-19 et L.314-21 du code de l'énergie), instaure un nouveau dispositif de soutien aux énergies renouvelables fondé sur la vente directe de l'électricité sur le marché,

assortie du bénéfice d'une prime appelée « complément de rémunération »<sup>(11)</sup>.

Ce nouveau mécanisme, qui constitue la transcription française des exigences de la Commission européenne visant à intégrer davantage les énergies renouvelables électriques sur le marché<sup>(12)</sup>, a vocation à se substituer progressivement au dispositif de l'obligation d'achat<sup>(13)</sup> pour certaines filières et au-delà de certaines capacités de production.

Il ressort de ce nouveau dispositif que les installations éoliennes terrestres implantées sur le territoire métropolitain continental sont éligibles à ce complément de rémunération (C. énergie, art. D. 314-23, 7°) et au bénéfice de l'obligation d'achat à l'éolien terrestre (à l'exception de celles implantées en Corse)<sup>(14)</sup> sans limitation de puissance.

Dans le cadre de ce nouveau dispositif, les revenus du producteur sont composés de la vente de son électricité sur le marché et du complément de rémunération dont le versement est assuré par EDF au titre d'un contrat de complément de rémunération. Le complément de rémunération est quant à lui composé d'une prime de l'énergie dont il est fait déduction des revenus issus de la vente des garanties de capacité et d'une prime de gestion.

Plus précisément, le producteur éligible touche une prime mensuelle correspondant à la différence financière entre un tarif « de référence » fixée chaque année<sup>(15)</sup> et le tarif obtenu par la moyenne des prix sur les marchés de l'électricité et de capaci-

(9) Le Conseil d'Etat a d'ailleurs annulé l'arrêté tarifaire du 17 novembre 2008 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite à partir de l'énergie éolienne sur le fondement duquel ce tarif aurait dû être préalablement notifié par l'Etat français à la Commission européenne car il constituait une aide d'Etat (CE 28 mai 2014, Association Vent de Colère I, n° 324852). Par la suite, la Commission européenne avait toutefois considéré dans une décision du 27 mars 2014 que ces aides étaient compatibles avec les règles de l'Union européenne en matière d'aide d'Etat : Aide d'Etat S.A.36511 (2014/C) (ex 2013/NN) – France. Mécanisme de soutien aux énergies renouvelables et plafonnement de la CSPE.

(10) Communication n° 2014/C 200/01 du 28 juin 2014 relative aux lignes directrices concernant les aides d'Etat à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020 : Journal officiel de l'Union européenne du 28 juin 2014.

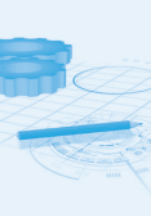
(11) Le régime applicable au complément de rémunération a été codifié aux articles L. 314-18 et suivants du Code de l'énergie. Le contrat de complément de rémunération pourra être conclu dans le cadre d'une procédure en "guichet ouvert" ou d'une procédure de mise en concurrence (C. énergie, art. L. 311-10 et s.).

(12) Dans sa délibération du 9 décembre 2015 portant sur le projet de décret relatif au complément de rémunération mentionnée à l'article L. 314-18 du Code de l'énergie, la CRE mentionne à ce sujet concernant les éoliennes que « dans la perspective d'une arrivée à échéance de nombreux contrats d'achat dans les prochaines années, il est nécessaire de confronter dès aujourd'hui les producteurs éoliens au fonctionnement des marchés de l'électricité afin de leur permettre d'acquérir les compétences nécessaires à la poursuite de l'exploitation de leurs parcs dans un cadre non subventionné ».

(13) Dans sa délibération du 9 décembre 2015 portant sur le projet de décret relatif au complément de rémunération mentionnée à l'article L. 314-18 du code de l'énergie, la CRE indique que « [l]a principale vertu du mécanisme réside dans le fait qu'il organise la confrontation des producteurs d'ENR aux marchés de l'électricité et de la capacité, étape indispensable à la préparation de l'arrivée à échéance des contrats d'achats, voire de la suppression à termes des mécanismes de soutien ».

(14) L'article D. 314-15 2° et 11° du Code de l'énergie visent les éoliennes terrestres à l'exception de celles implantées en Corse ainsi que celles situées « dans des zones particulièrement exposées au risque cyclonique et disposant d'un dispositif de prévision et de lissage de la production ».

(15) Ce tarif est basé sur les coûts d'investissement et d'exploitation moyens d'une installation performante et représentative de la filière. Il est déterminé de façon à prendre en compte l'ensemble des coûts



té<sup>(16)</sup>. Cette prime qui est proportionnelle à un volume d'électricité vendue vise à assurer au producteur un niveau de rentabilité « raisonnable »<sup>(17)</sup>.

Versée mensuellement, une régularisation de la prime de l'énergie devra nécessairement intervenir à l'issue de chaque année civile pour les installations éoliennes selon l'évolution des prix du marché afin de tenir compte de l'évolution des coûts de ces installations (C. énergie, art. L. 314-20 et R. 314-47 et s.).

Ce nouveau dispositif entendrait ainsi attribuer une prime à la performance aux installations éoliennes produisant pendant les périodes où les prix sur les marchés sont les plus hauts. A l'inverse, une vente de la production à un prix inférieur à la moyenne des prix sur les marchés, résulterait pour le producteur à ce que ses revenus soient inférieurs au tarif d'obligation d'achat actuel.

Le producteur bénéficiera enfin d'une prime de gestion proportionnelle à l'énergie produite qui tiendra compte des coûts supportés par le producteur pour valoriser sa production sur les marchés de l'énergie et sur les marchés de capacité (C. énergie, art. R. 314-41)<sup>(18)</sup>.

Afin d'inciter les producteurs à ne pas produire de l'électricité à des prix négatifs (et ainsi de diminuer leur risque de percevoir une rémunération inférieure au tarif d'achat), un système de prime est mis en place pour les producteurs ayant arrêté leur installation pendant un certain nombre d'heures de prix strictement négatifs. Le niveau, le seuil et les modalités d'attribution de cette prime seront définis dans les arrêtés tarifaires prévus pour chacune des filières (C. énergie, art. R. 314-39).

Ce nouveau dispositif vise ainsi à accompagner les producteurs vers une vente de l'électricité sur un marché où la prise de risque est plus importante. Les producteurs pourront toutefois recourir à des agrégateurs qui assureront pour leur compte la vente de l'électricité sur le marché dans la mesure où cette vente implique une attention permanente des acteurs dans le cadre des opérations de trading pour valoriser au mieux la production.

L'agrégateur pourra offrir aux producteurs d'optimiser leurs revenus issus du complément de rémunération par la valorisation des portefeuilles d'installations que l'agrégateur aura réussi à constituer. Ainsi, la mutualisation des outils de production permettra aux

agrégateurs de vendre des volumes de production sur le marché à des prix plus compétitifs.

Le complément de rémunération constitue ainsi pour le producteur l'opportunité de valoriser sa production sur le marché et ainsi de se protéger contre une baisse de prix de l'électricité. Cette prime qui pourra être plafonnée<sup>(19)</sup> lui permettra de disposer tout de même d'une prévisibilité de revenus, ce qui est primordial pour financer tout projet de ce type.

Dans ce schéma, les nouvelles problématiques et enjeux de chacun des intervenants devront être pensés et traduits contractuellement notamment pour ce qui concerne les relations entre le producteur et l'agrégateur. Les risques en matière de prix et de volumes portés par le producteur seront transférés aux agrégateurs qui devront garantir au producteur de vendre l'équivalent de la moyenne des prix à la bourse afin que le producteur touche l'équivalent de son tarif d'achat. De la même façon, les modalités de paiement par l'agrégateur des revenus tirés de la vente sur les marchés devront être revues pour sécuriser les flux de revenus vers le producteur.

En outre, ce nouveau mécanisme de soutien aux énergies renouvelables offre aux bénéficiaires du complément de rémunération « un mécanisme de type assurantiel »<sup>(20)</sup> leur permettant de vendre leur production à un acheteur en dernier recours, désigné après mise en concurrence, pour une durée maximum de cinq années.

Cet achat de dernier recours ne pourra intervenir que si le producteur se trouve dans l'impossibilité de vendre son électricité (directement ou indirectement par l'intermédiaire de l'agrégateur) ou si l'agrégateur se trouve défaillant. Lorsqu'un producteur demande à bénéficier d'un tel contrat d'achat, son contrat de complément de rémunération est suspendu. Dans une telle hypothèse, le producteur ne pourra vendre son électricité à un prix ne pouvant être supérieur à 80% du niveau du tarif de référence (C. énergie, art. R. 314-51 et R. 314-52).

## B.- L'évolution du cadre applicable aux dispositifs de soutien aux éoliennes terrestres

Les conditions d'octroi et de renouvellement du soutien financier accordé aux producteurs sont strictement encadrées par les textes. On assiste par ailleurs à un rapprochement entre le régime de l'obligation d'achat et celui du complément de rémunération.

Dans les deux cas, le producteur doit adresser directement une demande complète de contrat à EDF qui dispose d'un délai de trois mois pour proposer ce contrat<sup>(21)</sup> au producteur présentant un dos-

et recettes de l'installation de référence ainsi que les aides financières ou fiscales auxquelles elle est éligible (C. énergie, art. R. 314-37).

(16) La formule de calcul du complément de rémunération est inscrite à l'article R. 314-33 du code de l'énergie.

(17) L'article L. 314-20 du Code de l'énergie dispose que « [l]e niveau de ce complément de rémunération ne peut 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, excède une rémunération raisonnable des capitaux, compte tenu des risques inhérents à ces activités ».

(18) Dans sa délibération du 9 décembre 2015 portant sur le projet de décret relatif au complément de rémunération mentionnée à l'article L. 314-18 du code de l'énergie, la CRE préconisait une prime de gestion dégressive pour refléter les effets d'apprentissage et de l'amortissement des investissements nécessaires au développement de l'activité d'agrégation.

(19) La production prise en compte pour le calcul du complément de rémunération peut être plafonnée dans les conditions fixées dans les arrêtés tarifaires. Ce plafonnement peut tenir compte de la performance technologique des installations (C. énergie, art. R. 314-36).

(20) Voir la délibération de la CRE du 9 décembre 2015 portant sur le projet de décret relatif au complément de rémunération mentionnée à l'article L. 314-18 du code de l'énergie.

(21) La durée maximale du contrat offrant un complément de rémunération est fixée par arrêté et ne peut, en tout état de cause, dépasser vingt ans (C. énergie, art. L. 314-22).



sier complet et dont l'installation est éligible au complément de rémunération ou à l'obligation d'achat. Le producteur souhaitant bénéficier d'un contrat d'achat se voit ainsi libéré de l'obligation d'obtenir un certificat ouvrant droit à l'obligation d'achat.

Si le producteur bénéficiant de l'obligation d'achat pourra conclure un contrat d'achat avec EDF ou les entreprises locales de distribution, la charge du versement du complément de rémunération sera dévolue à EDF même si ce dernier n'est pas l'acheteur de l'électricité dans le cadre de ce nouveau schéma.

Pour faire face à l'absence de contrôle des installations, notamment s'agissant du respect des caractéristiques de l'installation, des mesures de contrôle et d'exécution du contrat ont été prévues tout au long de la vie de l'installation. La prise d'effet du contrat de complément de rémunération et du contrat d'achat est conditionnée à la remise d'une attestation de conformité aux prescriptions réglementaires et au contrat, étant précisé que cette attestation doit être établie par un organisme agréé et cela aux frais du producteur<sup>(22)</sup>.

En cours de contrat, les installations seront désormais soumises au contrôle du préfet lors de leur mise en service ou à des contrôles périodiques pour permettre de s'assurer que les installations ont été construites ou fonctionnent dans les conditions requises par la réglementation. Le détail des coûts et des recettes de l'installation devra être transmis à la CRE ainsi que les documents contractuels et comptables justifiant ces données (C. énergie, art. R. 314-14). S'agissant du complément de rémunération, les gestionnaires de réseau de distribution et les gestionnaires de réseau de transport pourront transmettre à EDF les données de comptage de la production (C. énergie, art. R. 314-32).

Si en principe les installations ayant bénéficié de l'obligation d'achat ne peuvent bénéficier du complément de rémunération (C. énergie, art. L. 314-19), celles pour lesquelles le contrat d'achat est arrivé à échéance pourront toutefois en bénéficier à la condition que le producteur s'engage à réaliser un programme d'investissement sur l'installation. Les installations amorties pourront également bénéficier de ce nouveau dispositif tant que le niveau des coûts d'exploitation d'une installation performante et représentative de la filière reste supérieur à l'ensemble des recettes y compris les aides financières et fiscales auxquelles l'installation est éligible<sup>(23)</sup>.

En principe interdit (C. énergie, art. L. 314-21), les installations amorties ayant bénéficié d'un contrat de complément de rémunération qui est arrivé à échéance pourront bénéficier d'un renouvellement<sup>(24)</sup> selon des conditions strictement encadrées qui devront,

tout état de cause, être adaptées aux conditions économiques de fonctionnement de la filière.

Dans le cadre de la transition vers le complément de rémunération, la résiliation anticipée du contrat d'achat pourra être demandée par le producteur pendant une période d'exécution donnée afin de basculer vers ce nouveau mécanisme (C. énergie, art. L. 314-19, 3° et R. 314-29). Dans cette dernière hypothèse, un contrat de complément de rémunération sera conclu avec EDF pour la durée du contrat d'achat initial restant à courir à la date de sa prise d'effet. Le contrat d'achat sera alors suspendu pendant une période qui ne pourra dépasser trois ans. Au cours de cette période, le producteur pourra décider, s'il le souhaite, résilier son contrat de complément de rémunération et reprendre son contrat d'achat initial.

Enfin, le gouvernement a souhaité fixer dans la réglementation les causes de suspension et de résiliation encourus par le producteur (déterminées auparavant uniquement dans les contrats d'achat avec EDF) ainsi que le montant des indemnités que ce dernier peut encourir en cas de résiliation de son contrat (C. énergie, art. R. 314-8 et R. 314-9).

### C.- Mesures transitoires

De façon transitoire, les producteurs ayant présenté une demande de contrat d'achat avant le 30 mai 2016<sup>(25)</sup> pourront conserver le bénéfice des conditions d'achat sous réserve que l'installation soit achevée avant la plus tardive des deux dates suivantes : dans un délai de trois ans à compter de la date de demande complète de contrat par le producteur, ou avant le 30 novembre 2017<sup>(26)</sup>.

Il conviendra de s'assurer en pratique que le fournisseur dispose d'une marge suffisante pour pallier tout retard susceptible d'intervenir dans le cadre de la réalisation de l'installation, comme par exemple une dégradation des conditions météorologiques ou un retard pris dans le raccordement de l'installation.

Dans l'hypothèse où l'installation éolienne n'était pas mise en service avant l'une de ces deux dates, l'exploitant ne pourrait alors plus se prévaloir du bénéfice des conditions d'achat. S'il est prévu que ce délai peut être « *prolongé par arrêté du ministre chargé de l'énergie lorsque les conditions de réalisation des installations le justifient* » (L. 17 août 2015, relative à la transition énergétique pour la croissance verte, art. 104), aucun élément ne permet à ce stade de déterminer les conditions de réalisation qui pourraient conduire le ministre en charge de l'énergie à proroger ce délai.

(22) Jusqu'au 1<sup>er</sup> janvier 2018, l'attestation de conformité est remplacée par une attestation sur l'honneur du producteur.

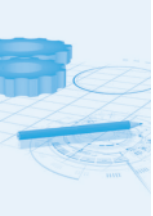
(23) Les caractéristiques de l'installation, les conditions du complément de rémunération et les modalités de mise en œuvre du programme d'investissement sont définis par arrêté et doivent, en tout état de cause, tenir compte des conditions économiques de la filière.

(24) Dans sa délibération du 9 décembre 2015 portant sur le projet de décret relatif au complément de rémunération mentionnée à l'article L. 314-18 du Code de l'énergie, la CRE estime qu'il peut « *s'avérer économiquement pertinent de maintenir un soutien aux installations même amorties pour lesquelles la vente de leur production sur les*

*marchés ne seraient pas rentable en raison de coûts d'exploitation supérieurs à leurs recettes, plutôt que de soutenir le développement de nouvelles* ».

(25) A savoir la date d'entrée en vigueur du décret n° 2016-691 du 28 mai 2016 définissant et les caractéristiques des installations mentionnées aux articles L. 314-1, L. 314-2, L. 314-18, L. 314-19 et L. 314-21 du Code de l'énergie.

(26) L'article 6 du décret n° 2016-691 du 28 mai 2016 laisse au producteur un délai de dix-huit mois à compter de la date d'entrée en vigueur du décret pour achever son installation.



## CONCLUSION

Le dispositif du complément de rémunération doit encore être complété par les arrêtés fixant les conditions d'achat et les conditions spécifiques du complément de rémunération pour l'électricité produite par les éoliennes terrestres. Un certain nombre de clarifications est attendu tant en ce qui concerne les niveaux du tarif de référence ou des conditions pour bénéficier du renouvellement du dispositif de soutien.

Les textes applicables entretiennent à ce jour une coexistence des dispositifs de soutien pour les éoliennes terrestres sans mention-

ner de limite de puissance contrairement à la plupart des autres filières, et ce malgré les réserves exprimées par la CRE<sup>(27)</sup>. Une attention particulière devra donc être portée sur les éventuelles limites de puissance que les arrêtés pourraient contenir pour ce qui concerne l'éolien terrestre<sup>(28)</sup>.

En tout état de cause, les producteurs doivent se préparer dès à présent à la fin des mécanismes de soutien financier. La fin programmée des tarifs d'achat réglementés et la généralisation des appels d'offres<sup>(29)</sup> devraient conduire également les acteurs du secteur à procéder à un examen et à une consolidation des législations applicables à leurs installations. ■

(27) Dans sa délibération du 9 décembre 2015 portant sur le projet de décret relatif au complément de rémunération mentionnée à l'article L. 314-18 du Code de l'énergie, la CRE remet en cause « la possibilité laissée aux producteurs de choisir entre plusieurs dispositifs pour une même installation [qui] les conduira à opter pour celui qui permet la plus forte rémunération, occasionnant ainsi une augmentation des charges de service public de l'électricité sans contrepartie ».

(28) Depuis l'adoption de l'ordonnance n° 2016-1059 du 3 août 2016 relative à la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables, le seuil de puissance en dessous duquel les installations de production d'énergie renouvelable peuvent bénéficier d'un tel contrat, sera fixé par voie réglementaire, pour chaque catégorie d'installations (pour rappel, l'article L. 314-1 du Code de l'énergie fixait une limite générale de 12 MW). La prise en compte des nouvelles lignes directrices de la Commission européenne et la mention à la limite de 1 MW pour les installations bénéficiant des procédures en « guichet ouvert » dans le rapport au Président de la République relatif à cette ordonnance permettent de penser que le seuil de puissance fixé dans les arrêtés tarifaires pour l'éolien terrestre sera réduit.

(29) A compter du 1<sup>er</sup> janvier 2017, les aides ne pourront être accordées que sur appel d'offres, sauf pour les installations d'une puissance inférieure à 1 MW ou, s'agissant des parcs éoliens, inférieure à 6 MW ou 6 unités de production.