



DELIBERATION N° 2020-252

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 1^{er} octobre 2020 portant avis sur le projet d'arrêté modifiant l'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

Participaient à la séance : Jean-François CARENCO, président, Christine CHAUVET, Catherine EDWIGE, Ivan FAUCHEUX et Jean-Laurent LASTELLE, commissaires.

1. SAISINE ET COMPÉTENCE DE LA CRE

En application des dispositions des articles L.314-4 et R. 314-12 du code de l'énergie, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a été saisie le 2 septembre 2020, par la ministre de la transition écologique, d'un projet d'arrêté modifiant 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.

Ce projet d'arrêté est pris pour application des articles L. 314-1 et L. 314-4 du code de l'énergie relatif à l'obligation d'achat. Il révisé les conditions du contrat d'achat dont peuvent bénéficier les producteurs exploitant des parcs éoliens à terre dans les zones dites cycloniques, à savoir la Guadeloupe, la Réunion, la Martinique et Mayotte.

2. CONTEXTE ET CONTENU DU PROJET D'ARRÊTÉ

L'arrêté éolien cyclonique du 8 mars 2013 concerne les projets éoliens couplés à des unités de stockage décentralisées, sans limite de taille. Peuvent ainsi bénéficier d'un contrat d'obligation d'achat d'une durée de 15 ans en application de cet arrêté, les installations mises en service pour la première fois après la date de publication de ce texte et dont les éléments principaux n'ont jamais produit d'électricité à des fins d'autoconsommation ou dans le cadre d'un contrat commercial. Le tarif d'achat applicable a été fixé à 230 €/MWh sur les dix premières années du contrat. Durant les cinq années suivantes, il peut faire l'objet d'un ajustement (entre 50 et 230 €/MWh) en fonction de la durée annuelle de fonctionnement de référence, exprimée en heures équivalent pleine puissance. Le tarif étant indexé sur différents indices macroéconomiques, son niveau s'établit en 2020 à 219 €/MWh.

Le projet de texte objet du présent avis vise à modifier l'arrêté du 8 mars 2013 précité pour réserver l'octroi du soutien public aux projets comprenant uniquement des éoliennes, sans dispositif de stockage. Les dispositions relatives au stockage de l'électricité sont donc supprimées des prérequis pour l'éligibilité au tarif d'achat et, plus généralement, toutes les mentions au stockage sont supprimées.

Ce projet d'arrêté prévoit également un allongement de la durée du soutien accordé tout en révisant ses conditions économiques. Ainsi, la durée du contrat d'achat est étendue de 5 ans, les contrats d'obligation d'achat pour ces installations seront désormais conclus pour 20 ans au lieu de 15 ans.

Concernant les conditions tarifaires, le tableau ci-après présente le niveau de tarif applicable. Le tarif est fixé à 120 €/MWh pour les dix premières années du contrat et peut être ajusté (entre 70 et 120 €/MWh) durant les dix années suivantes en fonction du productible du parc soutenu.

Durée annuelle de fonctionnement de référence	Tarif pour les 10 premières années (c€/kWh)	Tarif pour les 10 années suivantes (c€/kWh)
2600 heures et moins	12	12
Entre 2600 et 3200 heures	12	Interpolation linéaire entre les valeurs prévues pour 2600 heures et pour 3200 heures
3200 heures et plus	12	7

Ce tarif ne fait plus l'objet d'une indexation (par le coefficient K et un coefficient de dégressivité) entre l'entrée en vigueur de l'arrêté et la date de demande complète de raccordement déposée par le porteur de projet. Par conséquent, à compter de l'entrée en vigueur de l'arrêté dans sa version modifiée, le tarif de 120 €/MWh accordé pour les dix premières années de fonctionnement sera proposé à la prise d'effet de chaque contrat.

Au cours de l'exploitation, le niveau de tarif est indexé (par le coefficient L) en fonction de l'évolution annuelle du coût du travail et des prix à la production. Le projet d'arrêté réduit de 60 % à 30 % la part variable du coefficient d'indexation qui vise à refléter l'évolution de ces coûts. La nouvelle formule est la suivante :

$$L = 0,7 + 0,15 \frac{ICHTrev - TS}{ICHTrev - TS1_0} + 0,15 \frac{FMOABE0000}{FMOABE0000_0}$$

Où :

- *ICHTrev - TS* est la dernière valeur définitive connue au premier novembre de chaque année de l'indice du coût horaire du travail révisé (tous salariés) dans les industries mécaniques et électriques ;
- *FMOABE0000* est la dernière valeur définitive connue au premier novembre de chaque année de l'indice des prix à la production de l'industrie française pour le marché français, ensemble de l'industrie, A10BE, prix départ usine ;
- *ICHTrev - TS1₀* et *FMOABE0000₀* sont les dernières valeurs définitives connues à la date de prise d'effet du contrat d'achat.

L'annexe de l'arrêté intitulée « *Dispositif de prévision et de lissage de la production* » a été supprimée. Une nouvelle annexe « *Prévision de la production et autres dispositions techniques* » a été insérée, qui prévoit les modalités de compensation des déconnexions et limitations de puissance décidées par le gestionnaire de réseau. L'arrêté modificatif propose de fonder le niveau de cette compensation sur la prévision de production effectuée quotidiennement par le producteur, pondérée d'un facteur correctif permettant d'apprécier la justesse de cette prévision. Si l'écart entre la prévision du producteur et la production constatée est inférieur à X % pendant 95 % du temps, un facteur correctif de (X - 5) % est appliqué.

3. ANALYSE DES MODIFICATIONS ENVISAGÉES

Dans son avis¹ défavorable sur l'arrêté éolien cyclonique du 8 mars 2013, la CRE a estimé que le tarif envisagé induit des rentabilités excessives dans la plupart des territoires concernés. Avant la mise en place d'un tarif fixé à 230 €/MWh par arrêté, l'appel d'offres Eole lancé en 2011 portant sur des installations présentant les mêmes caractéristiques (à savoir, des parcs éoliens terrestres avec un dispositif de stockage) avait fait apparaître des tarifs bien inférieurs : le prix moyen pondéré des offres retenues était de 167 €/MWh.

En conséquence, la CRE a alerté à plusieurs reprises le ministre chargé de l'énergie sur le fait que le niveau de tarif fixé par voie réglementaire pour les installations éoliennes dans les zones cycloniques ne reflète pas les coûts de la filière.

L'analyse de la CRE présentée ci-après porte sur le périmètre des installations éligibles à l'arrêté (partie 3.1), les caractéristiques économiques du tarif révisé (partie 3.2) et le nouveau mécanisme de compensation des déconnexions (partie 3.3).

¹ Délibération de la CRE du 23 janvier 2013 portant avis sur le projet d'arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental et disposant d'un dispositif de prévision et de lissage de la production



3.1 Sur l'exclusion des dispositifs de stockage du périmètre des installations éligibles

La CRE considère que le stockage décentralisé prévu dans l'arrêté du 8 mars 2013 est une solution inefficace et coûteuse pour accompagner la croissance des énergies renouvelables intermittentes dans les systèmes électriques non interconnectés. En effet, la décentralisation et la multiplicité d'unités de stockage de petite ou moyenne taille ne permettent pas au gestionnaire de réseau d'exploiter de façon optimale les services que ce stockage est censé apporter (lissage de la production, réserve rapide...). En outre, les modalités des services de stockage qui sont fixées dans le cadre d'un arrêté tarifaire ne peuvent ensuite pas évoluer en fonction des besoins du système. Le stockage centralisé est plus efficace grâce au pilotage effectué par le gestionnaire de réseau, au foisonnement entre les parcs de production, et au coût plus bas du fait des économies d'échelles qui sont réalisées.

Le soutien public prévu par l'arrêté éolien cyclonique étant réservé à des parcs éoliens ne disposant pas de dispositifs de stockage, la CRE veillera en parallèle au développement des projets de stockage pertinents pour accompagner la pénétration des énergies renouvelables sur les territoires concernés, via les guichets stockage centralisé qu'elle organise.

3.2 Sur les caractéristiques économiques du tarif

3.2.1 Révision du niveau du tarif

En s'appuyant sur des hypothèses de coûts et de productible des projets éoliens cycloniques, la CRE a calculé la rémunération induite par le nouveau niveau de tarif afin d'analyser la conformité de ce tarif aux dispositions du code de l'énergie² qui prévoient que « les conditions d'achat ne peuvent conduire à ce que la rémunération totale des capitaux immobilisés [...] excède une rémunération raisonnable des capitaux ».

3.2.1.1 Taux de rémunération raisonnable

L'arrêté du 6 avril 2020³ fixe le taux de rémunération avant impôt cible applicable aux installations de production d'électricité situées dans les zones non interconnectées pour lesquelles un contrat d'achat d'électricité doit être conclu en application des articles L. 121-7 et R. 121-28 du code de l'énergie. Pour les installations de production, cet arrêté a mis fin au principe du taux de rémunération unique de 11 %, quel que soit le territoire concerné, institué par l'arrêté du 23 mars 2006.

Le critère de « rémunération raisonnable » découlant de l'article L.314-4 du code de l'énergie peut être apprécié par comparaison avec le taux de rémunération arrêté par le ministre chargé de l'énergie conformément aux modalités de calcul définies dans cet arrêté, c'est-à-dire par empilement :

- i. d'une prime représentant la moyenne du taux moyen d'Etat (TME) sur l'année civile précédant la délimitation de la CRE évaluant le coût normal et complet de l'installation tout en n'allant pas en deçà de 100 points de base – en 2020 le plancher de 100 points de base est appliqué⁴ ;
- ii. d'une prime fixe de 400 points de base ;
- iii. d'une prime de 100, 200, 300 et 400 points de base selon le groupe auquel appartient le territoire sur lequel l'installation de production est implantée⁵ – pour la majorité des territoires concernés par l'arrêté éolien cyclonique, la prime est de 200 points de base (Guadeloupe, Réunion et Martinique) ;
- iv. d'une prime d'au maximum 300 points de base, proposée par la CRE, selon la nature du projet, notamment sa pertinence environnementale et son caractère innovant, et le risque de développement, de construction et d'exploitation propre à la technologie mobilisée – pour les installations éoliennes, la fourchette proposée par la CRE dans sa consultation publique⁶ est de 0 à 100 points de base.

La CRE considère que pour des installations éoliennes terrestres s'inscrivant dans le cadre d'un arrêté tarifaire, la borne basse de la prime liée à la nature du projet doit être retenue. Par conséquent, la CRE estime que le taux de rémunération raisonnable pour les installations éoliennes soutenues par le présent arrêté s'établit à 7 % avant impôt.

² Article L. 314-4 du code de l'énergie

³ Arrêté du 6 avril 2020 relatif au taux de rémunération du capital immobilisé pour les installations de production électrique, pour les infrastructures visant la maîtrise de la demande d'électricité et pour les ouvrages de stockage piloté par le gestionnaire de réseau dans les zones non interconnectées

⁴ La moyenne des valeurs mensuelles du TME publiées par la Banque de France sur l'année 2019 s'établit à 17 points de base.

⁵ Prime de 100 points de base pour les îles du Ponant. Prime de 200 points de base pour la Corse, la Guadeloupe, la Martinique, la Réunion et Saint-Pierre et Miquelon. Prime de 300 points de base pour Mayotte et les territoires de la Guyane connectés au réseau électrique du littoral. Prime de 400 points de bases pour les îles Wallis-et-Futuna et les territoires de la Guyane non connectés au réseau électrique du littoral.

⁶ Consultation publique N° 2020-09 du 7 mai 2020 relative à la révision de la méthodologie d'examen des coûts d'investissement et d'exploitation dans des moyens de production situés dans les zones non interconnectées

3.2.1.2 Étude de rentabilité

Niveaux de CAPEX et OPEX

Les données de coûts concernant des installations éoliennes en zones cycloniques dont dispose actuellement la CRE proviennent des dossiers de candidature à l'appel d'offres Eole réalisé en 2011. La moyenne des coûts d'investissement exposés par les candidats (hormis les projets en Corse et en Guyane) et après avoir exclu les coûts liés au stockage s'élève à 2,8 M€/MW. Concernant les coûts d'exploitation et de maintenance, la CRE constate deux tendances et considère que la valeur basse, correspondant au premier quartile et s'élevant à 65 k€/MW/an est pertinente pour cette analyse de rentabilité.

Le rapport de la CRE sur les coûts et la rentabilité des installations renouvelables⁷ réalisé à la même période permet de comparer ces données aux coûts constatés en métropole : pour des installations installées entre 2007 et 2012, les coûts d'investissements sont de l'ordre de 1,4 à 1,6 M€/MW, tandis que les coûts d'exploitation et de maintenance sont en moyenne de 45 k€/MW/an. Cet important écart s'explique en partie par l'isolement des zones non interconnectées et la mise en place de dispositifs anticycloniques.

Niveau de productible

Pour les raisons suivantes, la CRE considère qu'un productible moyen de 2600 h permet de mener une analyse pertinente :

- Dans ses bilans prévisionnels⁸, EDF SEI évalue les coefficients de production moyens de nouvelles installations éoliennes. Le productible de 2600 h constitue une valeur basse pour la Guadeloupe et une valeur moyenne pour la Martinique et a donc été retenu pour l'analyse du tarif.
- Dans le cadre du contrôle et du calcul des charges de service public de l'énergie, la CRE a pu observer que des parcs dépassent largement ce niveau de 2600 h. Il s'agit de parcs éoliens mis en service récemment et bénéficiant d'un contrat d'achat en application de l'arrêté du 8 mars 2013.
- En revanche, cette hypothèse est sans doute élevée pour la Réunion où les régimes de vent sont moins favorables.

Bilan de l'analyse de rentabilité

Ce jeu d'hypothèses s'appuie sur des données de coûts datées mais prend en compte une partie des progrès technologiques réalisés dans la dernière décennie pour capter de meilleures productibles. Le TRI projet avant impôts alors induit par le nouveau tarif est de 6,2 %. Le tarif envisagé offre donc des rentabilités légèrement en deçà du niveau de référence de 7 %. Le plafonnement de la rémunération en fonction du productible limite la rentabilité des projets bénéficiant de meilleures conditions de vent à 7 % pour un productible de 3200 h. La CRE est donc favorable à ce niveau de tarif, qui apparaît suffisant pour développer des installations éoliennes cycloniques sans dispositifs de stockage, tout en répondant au critère de « *rémunération raisonnable* » fixé par le code de l'énergie.

Il convient de noter que la baisse du tarif applicable est en partie compensée par l'allongement de 15 à 20 ans de la durée du soutien.

3.2.1.3 Autres recommandations de la CRE

La CRE estime que l'arrêté tarifaire constitue un mode d'attribution du soutien efficace pour les projets éoliens cycloniques, dans la mesure où le tarif applicable est bien dimensionné. En effet, un tarif construit sur la base de données reflétant des projets relativement performants en termes de coûts et de productibles incite les porteurs de projets à développer des projets optimisés. Le choix des terrains et des technologies est contraint par l'objectif de dégager une rentabilité satisfaisante avec un niveau de tarif prédéfini. Les projets ainsi soutenus sont les plus efficaces et engendrent des montants de charges de service public de l'énergie moindres.

L'ancienneté des données de coût dont dispose la CRE constitue une limite à la pertinence des analyses qui peuvent être réalisées sur le nouveau niveau de tarif envisagé. Afin d'apporter un éclairage sur les coûts des installations éoliennes cycloniques, la CRE prévoit de conduire un audit⁹ sur les installations existantes, en ciblant en priorité les installations les plus récentes bénéficiant des conditions de l'arrêté du 8 mars 2013. Compte tenu du nombre restreint de projets éoliens mis en service, l'étude des projets en cours de développement, l'échange avec les acteurs de la filière et l'analyse des projets réalisés dans des territoires équivalents pourront apporter de précieux compléments. Selon les conclusions de ces travaux, il pourra être nécessaire de faire évoluer le niveau du tarif applicable, par exemple en distinguant les territoires ou en prenant en compte plus finement le niveau de productible.

⁷ Publié par la CRE le 17 avril 2014 (<http://www.cre.fr/documents/publications/rapports-thematiques/couts-et-rentabilite-des-enr-en-france-metropolitaine>), les données techniques et économiques sont issues des déclarations des producteurs éoliens et ont été vérifiées par la CRE.

⁸ Bilan prévisionnel de l'équilibre offre/demande d'électricité 2019 – 2020, réalisé par territoire

⁹ Sur le fondement de l'article R. 314-14 du code de l'énergie.

3.2.2 Allongement de la durée du tarif

Les parcs financés et amortis par le biais de subventions publiques doivent être exploités tant que les conditions techniques et économiques nécessaires sont réunies, de façon à :

- assurer un soutien public efficace en maximisant la production du parc sur sa durée de vie rapportée au soutien public consenti pour que l'investissement soit réalisé ;
- limiter l'empreinte environnementale liée à la fabrication des composants, à leur transport et au chantier.

La durée du contrat d'obligation d'achat est un enjeu particulièrement important dans les territoires concernés par l'arrêt éolien cyclonique, en l'absence de marché pour valoriser la production électrique au-delà de l'échéance du contrat d'achat. Les producteurs peuvent conclure un nouveau contrat d'achat en application du R. 121-28 ayant uniquement vocation à couvrir les charges d'exploitation du parc et n'offrant pas des conditions de rémunération aussi attractives qu'un nouveau projet. Cette situation risque d'inciter les producteurs à choisir de démanteler des installations pourtant encore fonctionnelles.

À ce titre, l'allongement de la durée du soutien afin de mieux refléter la durée de vie des installations soutenues est indispensable. Les installations éoliennes actuelles ont une durée de vie de l'ordre de 25 ans. En 2017, le législateur a étendu la durée du soutien aux installations éoliennes situées sur le territoire métropolitain, passant ainsi de 15 ans à 20 ans.

La CRE est favorable à l'allongement de la durée du contrat d'obligation d'achat à 20 ans comme le prévoit le projet d'arrêt.

3.2.3 Adaptation des coefficients d'indexation

La suppression de l'évolution du tarif entre l'entrée en vigueur de l'arrêt et la date de demande complète de raccordement répond à un enjeu de simplification : les effets de l'indexation par le coefficient K, qui faisait évoluer le tarif en fonction de l'évolution du coût du travail et des prix à la production, plutôt orientés à la hausse, et du coefficient de dégressivité, qui prévoyait une baisse de 2 % par an, sont opposés et ont tendance à se compenser.

S'agissant du coefficient d'indexation L appliqué annuellement au tarif proposé pour prendre en compte l'évolution du coût du travail et des prix à la production, sa part variable a vocation à traduire le poids relatif des coûts d'exploitation et de maintenance dans le coût complet de l'installation. Il s'agit d'un paramètre important pour que la rentabilité du projet ne dépende pas de l'inflation : une part variable trop élevée entraînerait un surcroît de rentabilité en cas d'inflation plus forte que dans les hypothèses de départ et, inversement, une baisse de rentabilité en cas d'inflation moins forte. L'arrêt modificatif prévoit de réduire cette part variable de 60 % à 30 %. Ce chiffre est cohérent avec les calculs que la CRE a pu réaliser sur la base des données de coûts citées précédemment. Cette évolution visant à mieux refléter la structure de coût des projets éoliens a déjà été conduite dans l'arrêt du 6 mai 2017 applicable aux parcs éoliens terrestres situés en métropole.

La CRE est donc favorable à cette modification du coefficient d'indexation L visant à mieux refléter la part des coûts variables dans l'exploitation d'un parc éolien.

3.3 Sur le mécanisme de compensation des déconnexions

Afin d'assurer une exploitation en toute sûreté des systèmes électriques dans les zones non interconnectées, l'article L. 141-9 du code de l'énergie prévoit la possibilité pour les gestionnaires de réseau de « demander la déconnexion des installations de production mettant en œuvre de l'énergie fatale à caractère aléatoire lorsqu'ils constatent que la somme des puissances actives injectées par ces installations dépasse un seuil de la puissance active totale transitant sur le réseau ». En Guadeloupe, le seuil a été fixé par décret à 35 % en 2018 – la PPE ayant pour ambition de le relever à 45 % en 2023.

Les futures installations éoliennes cycloniques sont concernées par ces dispositions et pourront donc être amenées à être déconnectées. De plus, cette situation pourrait devenir plus fréquente, avec le développement des filières éoliennes et photovoltaïques dans les zones non interconnectées. Le stockage, préférentiellement centralisé comme le recommande la CRE, permet d'augmenter la proportion instantanée maximale de ces énergies dans le mix électrique et ainsi de faciliter leur intégration. Afin de ne pas faire porter le risque associé aux porteurs de projets, il est impératif de prévoir dans l'arrêt tarifaire modifié un mécanisme de compensation lors d'épisodes de déconnexion ou de limitation de puissance imposés par le gestionnaire de réseau. Le niveau de la compensation est difficile à apprécier dans la mesure où l'énergie qui aurait été effectivement injectée en l'absence de déconnexion ou de limitation de puissance, et qui aurait été source de rémunération pour le producteur, n'est pas connue et doit faire l'objet d'une estimation.

Le projet d'arrêt modificatif prévoit de fonder cette compensation sur la prévision de production effectuée par le producteur, pondérée d'un facteur correctif fondé sur la justesse des prévisions du producteur. Si l'écart entre la prévision et la production constatée reste inférieur à 5 % pendant 95 % du temps, le facteur correctif n'intervient pas. Pour un écart inférieur à X % pendant 95 %, un facteur correctif de (X - 5) % est appliqué.

La CRE considère que ce mécanisme permettra d'approcher de façon satisfaisante la rémunération qui aurait été perçue par le producteur en l'absence de déconnexion ou de limitation de puissance. Un tel mécanisme est à privilégier plutôt qu'une compensation fixe, basée sur la puissance de l'installation, et ne prenant pas en compte la situation de l'installation au moment des déconnexions. Le mécanisme proposé est plus complexe mais participe aussi à l'implication des producteurs dans la gestion du réseau, ce que la CRE soutient car il s'agit d'une démarche indispensable à la bonne gestion des systèmes électriques insulaires et par conséquent à l'intégration des énergies renouvelables.

AVIS DE LA CRE

En application des dispositions des articles L. 134-4 et R. 314-12 du code de l'énergie, la CRE a été saisie le 2 septembre 2020 d'un projet d'arrêté modifiant 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.

La CRE est favorable aux modifications apportées par ce projet d'arrêté qui s'inscrivent dans la lignée des recommandations qu'elle formule régulièrement. Elle se félicite de la décision des pouvoirs publics visant à privilégier les solutions de stockage centralisé en soutenant financièrement les installations éoliennes terrestres et les unités de stockage dans le cadre de mécanismes distincts.

La baisse du tarif applicable – en partie compensée par l'allongement de la durée du soutien – est justifiée par la suppression des dispositifs de stockage, la prise en compte d'évolutions de technologies et de coûts ainsi que la récente révision du taux de rémunération dans les zones non interconnectées.

Dans le but d'apporter un éclairage sur les coûts des installations éoliennes cycloniques, la CRE prévoit de conduire un audit sur les installations existantes, en ciblant en priorité les installations les plus récentes bénéficiant d'un contrat d'obligation d'achat conclu dans les conditions prévues par l'arrêté du 8 mars 2013. Selon les conclusions de ces travaux, il pourra être envisagé de faire évoluer le niveau de tarif applicable, notamment par le biais d'une distinction selon les territoires ou d'une prise en compte plus fine du niveau de productible.

Enfin, la CRE recommande que les projets éoliens dont l'enquête publique est terminée puissent bénéficier des conditions fixées par l'arrêté éolien cyclonique du 8 mars 2013 dans sa version initiale.

La présente délibération est transmise à la ministre de la transition écologique ainsi qu'au ministre de l'économie, des finances et de la relance et au ministre des Outre-mer. Elle est publiée sur le site internet de la CRE.

Délibéré à Paris, le 1^{er} octobre 2020.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le Président,

Jean-François CARENCO