

## **Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 2 juin 2016 portant avis sur le projet d'ordonnance pris en application de l'article 119 de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte**

Participaient à la séance : Catherine EDWIGE, Hélène GASSIN et Yann PADOVA, commissaires.

L'article 119 de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 *relative à la transition énergétique pour la croissance verte* (LTECV) prévoit que le Gouvernement peut prendre par ordonnance toute mesure relevant du domaine de la loi afin :

« 1° De modifier les dispositions applicables aux installations de production d'électricité à partir de sources renouvelables afin d'assurer leur meilleure intégration au marché de l'électricité, en clarifiant les dispositions relatives à l'obligation d'achat mentionnée à la section 1 du chapitre IV du titre I<sup>er</sup> du livre III du code de l'énergie, en révisant les critères d'éligibilité de ces installations à cette obligation d'achat et en précisant le contenu ainsi que les critères de détermination et de révision des conditions d'achat de l'électricité produite par ces installations » ;

« 2° De modifier les dispositions applicables aux installations de production d'électricité raccordées à un réseau public de distribution, notamment les installations de production d'électricité à partir de sources renouvelables, en prévoyant les dispositions techniques nécessaires à leur meilleure intégration au système électrique » ;

« 10° De mettre en cohérence les articles du code de l'énergie relatifs à la procédure d'appel d'offres prévue à l'article L. 311-10 du même code avec les dispositions de la présente loi relatives à la programmation pluriannuelle de l'énergie et de redéfinir les critères applicables à ces appels d'offres, en valorisant notamment les investissements participatifs mentionnés à l'article L. 314-27 dudit code » ;

« 12° De permettre l'organisation et la conclusion de procédures de mise en concurrence destinées à l'expérimentation et au déploiement de technologies innovantes concourant à la satisfaction conjointe des objectifs mentionnés aux articles L. 100-1, L. 100-2 et L. 100-4 du même code et, en outre, à la constitution de filières d'excellence compétitives et créatrices d'emplois durables, ainsi que de permettre l'organisation et la conclusion de procédures de mise en concurrence telles que les procédures de dialogue compétitif lorsque les capacités de production ne répondent pas aux objectifs de la programmation pluriannuelle de l'énergie ».

Dans ce cadre, par courrier du 2 mai 2016, reçu le 4 mai 2016, la ministre de l'environnement, de l'énergie et de la mer, chargée des relations internationales sur le climat, a saisi pour avis la Commission de régulation de l'énergie (CRE) d'un projet d'ordonnance pris en application de l'article 119 de la LTECV.

Le projet d'ordonnance modifie et complète les dispositions législatives du code de l'énergie. Il contient dix-neuf articles répartis en trois titres, qui concernent :

1. des dispositions applicables aux installations de production d'électricité à partir de sources renouvelables sous obligation d'achat ;
2. des dispositions relatives à la procédure de mise en concurrence ;
3. l'intégration des énergies renouvelables au système électrique.

## **1. Titre I<sup>er</sup> : Dispositions applicables aux installations de production d'électricité à partir de sources renouvelables sous obligation d'achat**

### ***1.1 Sur la liste des installations pouvant bénéficier une seconde fois d'un contrat d'obligation d'achat***

L'article 2 du projet d'ordonnance prévoit les cas dérogatoires dans lesquels une installation de production peut bénéficier d'un second contrat d'obligation d'achat.

#### ***Analyse de la CRE***

Les catégories d'installations situées dans les zones non interconnectées (ZNI) pour lesquelles la possibilité de conclure un second contrat d'obligation d'achat est offerte devraient être limitativement définies par un décret pris après avis de la CRE, ainsi que cela est prévu pour les installations de production amorties dont les coûts d'exploitation sont supérieurs aux recettes.

Etant donné l'hétérogénéité des coûts et la diversité des conditions d'exploitation des autres filières, la CRE a indiqué dans sa délibération du 9 décembre 2015<sup>1</sup> qu'elle n'était favorable au soutien aux énergies renouvelables dans les ZNI par le biais d'un tarif que pour les installations photovoltaïques de petite puissance.

Ceci justifie également que la possibilité de conclure un second contrat d'obligation d'achat – et de définir par arrêté le tarif correspondant – ne soit ouverte que pour ces installations. Les autres devraient basculer dans le régime du contrat de gré à gré placé sous le contrôle de la CRE, afin de permettre la définition d'un niveau de soutien adapté aux spécificités de l'installation. Ce second contrat ne pourra pas en tout état de cause avoir pour objet de rémunérer un investissement mais seulement d'éventuels gros entretiens renouvellement, et les charges engendrées ne pourront pas être supérieures à celles qu'aurait induites le soutien à une installation neuve.

### ***1.2 Sur la définition des conditions de l'obligation d'achat***

L'article 3 du projet d'ordonnance modifie l'article L. 314-4 du code de l'énergie qui définit les conditions dans lesquelles sont établis les tarifs d'obligation d'achat.

Il prévoit notamment que ces tarifs peuvent comprendre une prime dans le cas d'un producteur consommant tout ou partie de l'électricité produite par son installation et qu'ils peuvent tenir compte de l'impact des installations visées sur l'atteinte des objectifs mentionnés aux articles L. 100-1 et L. 100-2 du code de l'énergie.

Il prévoit également que les conditions de l'obligation d'achat ne peuvent conduire à ce que la rémunération totale des capitaux immobilisés excède une rémunération raisonnable des capitaux.

#### ***Analyse de la CRE***

Le critère de rémunération normale des capitaux est évalué par la CRE dans le cadre des avis qu'elle rend sur les projets d'arrêtés tarifaires sur la base de l'évaluation du taux de rentabilité interne induit par le niveau de tarif. Cette évaluation repose sur la construction de plans d'affaires types, fondés sur les coûts et l'ensemble des recettes des installations visées en tenant compte des impacts mentionnés précédemment. Elle prendra en compte la prime à l'autoconsommation dans les mêmes conditions.

### ***1.3 Sur l'interdiction des garanties d'origine issues de l'obligation d'achat***

L'article 6 du projet d'ordonnance interdit aux acheteurs obligés, subrogés en application des dispositions de l'article L. 314-14 du code de l'énergie dans les droits du producteur d'électricité à partir d'énergies

---

<sup>1</sup> Délibération de la CRE du 9 décembre 2015 portant avis sur le projet de décret relatif au complément de rémunération mentionné à l'article L. 314-18 du code de l'énergie.

renouvelables ou par cogénération sous obligation d'achat à obtenir la délivrance des garanties d'origine, de les transférer ou de les utiliser.

### **Analyse de la CRE**

Ces dispositions, prévues par le projet d'ordonnance, suppriment toute possibilité pour les acheteurs obligés de valoriser les garanties d'origine. Celles-ci ne seront dès lors pas émises dans la mesure où cette opération engendre des coûts.

Dans sa délibération du 9 décembre 2015 précédemment mentionnée, la CRE a émis un avis défavorable concernant les dispositions similaires prévues pour les installations bénéficiant du complément de rémunération.

L'intégralité de la production renouvelable française relève de l'un ou l'autre de ces dispositifs de soutien, à l'exception de la production hydraulique historique actuellement contrôlée principalement par EDF mais également par ENGIE. Par conséquent, ces dispositions sont de nature à supprimer toute possibilité pour d'autres acteurs de marché d'acquérir des garanties d'origine – sauf à les acquérir à l'étranger – et dès lors de proposer des offres de fourniture « vertes » fondées sur celles-ci. Cette disposition est donc de nature à donner un avantage concurrentiel indu aux deux acteurs mentionnés précédemment.

Par ailleurs, en interdisant toute valorisation des garanties d'origine, ces dispositions empêchent toute contribution de celles-ci à la réduction des charges de service public de l'énergie, en contradiction avec les dispositions de l'article R. 121-31 du code de l'énergie, qui prévoient que la valorisation financière des garanties d'origine est déduite du montant de la compensation des charges de service public de l'énergie de l'acheteur obligé, les « modalités d'évaluation de cette valorisation financière [étant] fixées par arrêté du ministre en charge de l'énergie ».

En pratique, cette possibilité ne s'est pas concrétisée à ce jour s'agissant de garanties d'origine associées à une production électrique, en raison notamment de l'absence d'incitation financière pour les acheteurs obligés à les émettre. Un mécanisme de partage de la valeur, similaire à celui existant dans le cas des garanties d'origine associées à la production de biométhane sous obligation d'achat, serait de nature à les y inciter.

En conséquence, la CRE est défavorable à l'interdiction de valoriser et de transférer les garanties d'origine associées à la production sous obligation d'achat et demande que l'arrêté mentionné à l'article R. 121-31 du code de l'énergie soit pris et mis en œuvre dans les meilleurs délais, après avis de la CRE.

## **2. Titre II : Dispositions relatives à la procédure de mise en concurrence**

### **2.1 Sur la procédure de mise en concurrence avec dialogue concurrentiel**

La nouvelle procédure de mise en concurrence que constitue le dialogue concurrentiel a fait l'objet d'une analyse détaillée de la CRE à l'occasion de son avis sur le projet de décret régissant cette procédure<sup>2</sup> dont elle avait été saisie pour avis par le ministre. Cette saisine ne revêtait pas de caractère obligatoire. Compte tenu cependant du rôle de la CRE dans la phase d'instruction de ces procédures de mise en concurrence, appels d'offres ou dialogues concurrentiels, il convient de prévoir dans l'ordonnance une saisine obligatoire de la CRE sur toute évolution des dispositions réglementaires qui les régissent.

### **2.2 Sur les critères d'évaluation des offres déposées dans le cadre d'une procédure de mise en concurrence**

L'article L. 311-10-2 du code de l'énergie, créé par l'article 11 du projet d'ordonnance, décrit les conditions d'organisation des procédures de mise en concurrence prévues aux articles L. 311-10 et suivants dudit

---

<sup>2</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 26 mai 2016 portant avis sur le projet de décret relatif à la procédure de dialogue concurrentiel pour les installations de production d'électricité.

code. Il précise les types de critères sur lesquels peut se fonder l'autorité administrative pour le choix des lauréats, parmi lesquels le prix.

### **Analyse de la CRE**

La CRE est favorable à ce que le prix soit le principal critère d'évaluation des offres afin de permettre le soutien des énergies renouvelables au moindre coût pour la collectivité et recommande que la rédaction de l'article 11 soit modifiée en conséquence afin de préciser que le prix représentera plus de 50 % de la note totale.

## **3. Titre III : Intégration des énergies renouvelables au système électrique**

### **3.1 Sur la définition des installations devant fournir un programme d'appel**

L'article 14 du projet d'ordonnance précise les dispositions de l'article L. 321-9 du code de l'énergie en application desquelles seules les installations de production raccordées au réseau public de transport et les « installations non marginales » de production raccordées au réseau public de distribution feront désormais l'objet d'un programme d'appel. La définition des installations non marginales est fixée par arrêté du ministre chargé de l'énergie. Par ailleurs, l'article 14 dispose que les programmes d'appel des installations raccordées à un réseau public de distribution participant au mécanisme d'ajustement sont transmis au gestionnaire du réseau public de transport.

L'article 15 du projet d'ordonnance modifie l'article L. 322-9 du code de l'énergie en précisant le traitement par le gestionnaire de réseaux publics de distribution des programmes d'appel des installations de production à transmettre au gestionnaire du réseau public de transport.

### **Analyse de la CRE**

Le projet d'ordonnance restreint aux installations de production raccordées au réseau public de distribution lorsqu'elles sont non marginales l'obligation de fournir des programmes d'appel et renvoie la définition des installations non marginales à un arrêté du ministre chargé de l'énergie.

Or, le II de l'article 17 de l'arrêté du 23 avril 2008 modifié, *relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'électricité en basse tension ou en moyenne tension d'une installation de production d'énergie électrique*, définit déjà les installations de production dont la puissance  $P_{max}$  est considérée comme non marginale en application de l'article L. 342-5 du code de l'énergie.

Il serait dès lors préférable que l'ordonnance précise si elle renvoie à un nouvel arrêté ou à celui pris en application de l'article L. 342-5 du code de l'énergie.

### **3.2 Sur la priorité d'appel des installations de production à partir de sources d'énergies renouvelables dans les zones non interconnectées**

L'article 16 du projet d'ordonnance instaure une priorité d'appel dans les ZNI pour les installations de production à partir de sources d'énergies renouvelables (EnR) sous réserve du respect des contraintes techniques du réseau, des obligations de sûreté, de sécurité, de qualité du service public de l'électricité et, notamment, du seuil de déconnexion des installations de production mettant en œuvre de l'énergie fatale à caractère aléatoire. Les moyens de production d'électricité auxquels s'appliquera cette priorité d'appel seront définis par décret. Ces dispositions visent à augmenter la part des EnR dans la consommation énergétique des ZNI.

### **Analyse de la CRE**

Les installations de production sont actuellement appelées – sous réserve du respect des exigences listées ci-dessus et de la priorité donnée à celles qui bénéficient de l'obligation d'achat – dans l'ordre croissant de leurs coûts variables.

L'application des dispositions de l'ordonnance aura pour effet d'augmenter le volume de production des installations EnR non bénéficiaires de l'obligation d'achat dont les coûts variables de production sont plus élevés que ceux des moyens de production fossile ou de l'électricité importée.

Si aucune installation EnR existante<sup>3</sup> n'est aujourd'hui dans ce cas, il pourrait en être autrement si la décision de conversion des actuelles installations bagasse-charbon en installations bagasse-biomasse était prise. Ce dispositif pourrait également trouver à s'appliquer à deux projets avancés de nouvelles installations, à savoir une turbine à combustion fonctionnant à partir de bioéthanol à la Réunion et une centrale bagasse-biomasse en Martinique ainsi qu'aux installations de la filière biomasse dont un développement important devrait être prévu par les programmations pluriannuelles de l'énergie de certains territoires.

Selon les coûts variables de ces installations – ceux-ci pourraient être très importants dans le cas d'importation de biomasse, l'effet haussier de la priorité d'appel sur les charges de service public sera plus ou moins marqué. La CRE note en outre que la priorité d'appel ne change rien à la rentabilité des installations EnR ou non-EnR. En effet, cette rentabilité est couverte par une prime fixe qui dépend de la disponibilité de l'installation et non du volume de production : les centrales conventionnelles qui ne seraient plus appelées continueront à représenter une charge pour la collectivité.

Cette modification de l'ordre d'appel des moyens de production – sur des volumes potentiellement importants – pourrait affecter la pertinence du signal tarifaire dans les ZNI. En effet, si les tarifs de vente d'électricité dans les ZNI sont péréqués en niveau, leur structure repose sur les coûts marginaux de production du parc de chaque zone, à savoir les coûts variables du dernier moyen appelé. Ainsi, la modification de l'ordre d'appel pourrait conduire à ce que les prix des heures de pointe soient inférieurs aux prix des heures de faible consommation, alors que les moyens les plus chers continueraient pourtant d'être appelés pendant ces heures.

Par ailleurs, en instaurant la priorité d'appel des installations EnR, le projet d'ordonnance ne tient pas compte des différents modes de fonctionnement des installations de production, certaines étant par exemple optimisées pour une production en base, d'autres en pointe. En plus du surcroît de coûts variables qu'elle entraînerait, la priorisation d'un moyen de pointe pourrait engendrer des coûts supplémentaires liés à un fonctionnement anormal de l'installation. Un autre cas concerne les installations hydrauliques dont certaines peuvent aujourd'hui fonctionner à la fois en semi-base, en pointe et constituer des réserves primaires. Avec la priorité d'appel, ces installations fonctionneraient uniquement en base au détriment de la diminution des coûts de production que permet l'optimisation de leur usage.

\*\*\*

La priorité d'appel des EnR contribue à l'atteinte des objectifs relatifs à la part des EnR dans la consommation énergétique des ZNI en contrepartie toutefois d'un risque (i) d'augmentation des charges de service public de l'énergie et (ii) de distorsion du signal tarifaire, lequel a pourtant pour objet la maîtrise de la consommation à la pointe, enjeu structurant dans les ZNI.

La CRE recommande dès lors qu'une étude d'impact du dispositif envisagé soit conduite avant de l'introduire et que d'autres mesures permettant d'augmenter la part des EnR dont les coûts variables sont importants dans le mix énergétique soient étudiées et comparées. En particulier, un prix du carbone élevé – bien qu'il impacterait probablement davantage les charges de service public à court terme – pourrait permettre d'atteindre cet objectif sans impacter la pertinence du signal tarifaire envoyé aux consommateurs.

A *minima*, le projet d'ordonnance doit être modifié pour permettre aux gestionnaires de réseaux d'appeler les installations EnR dont les coûts variables de production sont élevés en priorité dans le respect des

---

<sup>3</sup> Actuellement, les installations EnR ne bénéficiant pas de l'obligation d'achat – relevant des filières hydraulique, biomasse et géothermique – ont des coûts variables de production faibles et sont *de facto* appelées en priorité.

Par ailleurs, la CRE rappelle que les installations bénéficiant de la priorité d'appel du fait de l'obligation d'achat relèvent majoritairement de filières photovoltaïque, hydraulique et éolienne et quelques moyens de production à partir du biogaz et d'incinération. Ainsi, même si ces installations auraient été appelées dans l'ordre de préséance économique, elles auraient été appelées en priorité au regard de leurs coûts variables de production faibles ou pour certains quasi-nuls.

différences techniques entre différents types d'installations et des valeurs particulières qu'elles peuvent représenter pour le système.

### **3.3 Sur l'application d'un niveau de prise en charge par le TURPE des coûts de raccordement des installations de production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables**

Le projet d'ordonnance prévoit de rétablir le principe de réfaction tarifaire pour le raccordement des installations de production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables.

En application des dispositions actuellement en vigueur, seule subsiste une réfaction tarifaire pour le raccordement des installations de consommation, la réfaction pour le raccordement des installations de production ayant été supprimée par l'article 11 de la loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 *portant nouvelle organisation du marché de l'électricité*. Cette réfaction tarifaire consiste à couvrir par les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité (TURPE) une partie des coûts de raccordement, ceux restant à couvrir constituant une recette extratarifaire des gestionnaires de réseaux. La contribution due par l'utilisateur de réseau est diminuée à hauteur du taux de réfaction appliqué au coût de raccordement (40 % actuellement pour les installations de consommation raccordées en basse ou moyenne tension à un réseau public de distribution d'électricité).

L'article 17 du projet d'ordonnance prévoit de modifier l'article L. 341-2 du code de l'énergie en faisant évoluer le champ des bénéficiaires de la réfaction tarifaire pour les travaux de raccordement : en plus des consommateurs d'électricité raccordés aux réseaux publics de distribution, elle concernerait également les gestionnaires de réseau de distribution mentionnés à l'article L. 111-52 du code de l'énergie pour leur raccordement aux réseaux amont et les producteurs d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables raccordés aux réseaux publics de distribution. Le taux de réfaction est fixé par arrêté de l'« *autorité administrative* » après avis de la CRE. Il peut porter sur tout ou partie des éléments constituant le raccordement et être fonction du type d'installations.

L'article 18 du projet d'ordonnance modifie l'article L. 342-12 du code de l'énergie en détaillant les modalités d'application de la réfaction tarifaire pour les installations de production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables.

En premier lieu, cet article précise que cette réfaction ne s'applique pas aux projets issus des procédures de mise en concurrence prévues à l'article L. 311-10 du code de l'énergie si « *les conditions de raccordement sont fixées [par celles-ci]* ». En deuxième lieu, il indique que la réfaction tarifaire peut porter sur l'un ou sur l'ensemble des éléments constitutifs de la contribution due au titre des Schémas régionaux de raccordement aux réseaux des énergies renouvelables (S3REnR), à savoir le coût des ouvrages propres et/ou de la quote-part. En troisième lieu, l'article 18 indique que, dans le cas où le raccordement ne s'inscrit pas dans un S3REnR, la réfaction tarifaire s'applique sur les travaux de branchement et les travaux d'extension.

#### **Analyse de la CRE**

##### Sur la mise en place d'un niveau de prise en charge par le TURPE

Depuis la loi n° 2010-1488 du 9 décembre 2010 *portant nouvelle organisation du marché de l'électricité*, les producteurs ne bénéficient plus de réfaction tarifaire pour leurs travaux de raccordement au réseau d'électricité.

Les tarifs – d'obligation d'achat ou de complément de rémunération – dont bénéficient les filières de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables sont conçus pour couvrir les coûts de raccordement moyens applicables au type d'installations visé. Ainsi, l'introduction d'un taux de réfaction pour ces producteurs devrait nécessairement s'opérer conjointement à une révision à la baisse de ces tarifs, sous peine de modifier l'équilibre économique en faveur des producteurs.

Par ailleurs, le principe de couverture des coûts moyens de raccordement constitue une incitation pour les producteurs à minimiser le coût de raccordement de leur projet.

Le projet d'ordonnance prévoit également d'introduire une réfaction pour les installations visées par des procédures de mise en concurrence, sauf pour celles qui fixent les conditions de raccordement. D'une part, la distinction ainsi introduite entre deux types de procédures de mise en concurrence n'est pas claire. D'autre part, la CRE considère que la réfaction ne devrait être introduite pour aucune de ces procédures. En effet, l'introduction d'un taux de réfaction pour les installations visées par les procédures de mise en concurrence est de nature à amoindrir l'incitation pour les producteurs à minimiser le coût de raccordement de leur projet puisqu'elle en réduirait le poids dans le coût total et l'impact sur le classement. Elle ne contribuerait pas à l'objectif recherché au travers de la mise en œuvre de ces procédures de minimiser le coût de développement de la puissance ou du nombre d'installations recherchés pour la collectivité.

Par ailleurs, si elle devait porter sur la quote-part des S3REnR, la réfaction conduirait à réduire la différence entre le montant de cette quote-part à la charge du producteur d'une région à l'autre et ainsi l'incitation à s'installer dans les régions où les capacités de raccordement sont les plus importantes. Elle irait ainsi à l'encontre de l'objectif de ces schémas.

Enfin, l'introduction d'une réfaction conduit au transfert du financement d'une partie des coûts de raccordement des installations EnR vers le TURPE, de nature à augmenter la facture des autres utilisateurs des réseaux publics d'électricité. Sur la base des 200 millions d'euros qui ont été facturés en 2014 pour le raccordement d'installations de production sur le réseau de distribution d'électricité, l'application d'un taux de réfaction de 10 % aurait fait augmenter le TURPE de 0,16 %, tandis que l'application d'un taux de réfaction de 40 % l'aurait fait augmenter de 0,65 %.

La CRE considère que la réfaction ne doit pas être introduite pour les installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables que ce soit pour des installations visées par les procédures de mise en concurrence ou par un dispositif de tarifs.

Pour cette dernière catégorie d'installations, la CRE considère que si l'objectif recherché est de permettre l'exploitation de gisements d'énergies renouvelables plus éloignés du réseau – en augmentant de fait le coût du soutien pour le consommateur, l'introduction dans les tarifs de soutien d'un mécanisme de partage d'une partie de l'écart entre un coût de raccordement moyen et le coût supporté par le producteur représente une alternative à l'introduction d'un taux de réfaction. L'internalisation d'une telle modulation au sein des tarifs de soutien permettrait d'éviter les incohérences inévitables entre les taux de réfaction et les tarifs de soutien dont la détermination suivrait des processus indépendants et permettrait de surcroît de réduire l'effet d'aubaine que constitue l'attribution d'un tarif de soutien surévalué à un producteur disposant de coûts de raccordement particulièrement faibles.

A titre subsidiaire, si une réfaction tarifaire devait néanmoins être mise en place pour les installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables, la CRE émet les recommandations suivantes s'agissant de la fixation des taux de réfaction tarifaire et de la rédaction de l'article L. 341-2 du code de l'énergie.

#### Sur la fixation des taux de réfaction tarifaire

Le projet d'ordonnance indique que les taux de réfaction tarifaire sont fixés par arrêté de l'« *autorité administrative* » après avis de la CRE.

En application des dispositions de l'article L. 341-2 du code de l'énergie, une partie des coûts de raccordement aux réseaux sont couverts par le TURPE, l'autre partie pouvant faire l'objet d'une contribution dans les conditions fixées aux articles L. 342-6 et suivants.

En application de l'article L. 342-8 du code de l'énergie : « *les principes généraux de calcul de la contribution [due au gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité lors d'un raccordement] sont arrêtés conjointement par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie* ».

L'article 4 de l'arrêté du 28 août 2007 fixant aujourd'hui les principes de calcul de la contribution mentionnée aux articles 4 et 18 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité prévoit que « *les taux [de réfaction tarifaire] r et s sont arrêtés par le ministre chargé de l'économie et le ministre chargé de l'énergie, après consultation des*

*organisations nationales représentatives des autorités organisatrices de la distribution publique d'électricité et avis de la Commission de régulation de l'énergie ».*

Cet arrêté du 28 août 2007 a été pris sur le fondement des articles 4 et 18 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité. Ces dispositions prévoyaient alors que les principes généraux de calcul de la contribution étaient arrêtés par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie après avis de la Commission de régulation de l'énergie, ce qui n'est plus le cas avec l'entrée en vigueur du code de l'énergie.

En effet les principes généraux de calcul de la contribution sont désormais arrêtés par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie en application des dispositions de l'article L. 342-8 du code de l'énergie.

La CRE recommande que le projet d'ordonnance soit modifié de façon à indiquer que la CRE propose ces taux de réfaction tarifaire dès lors notamment qu'ils sont nécessaires à l'établissement des principes généraux de calcul de la contribution.

La CRE estime par ailleurs que, pour des raisons d'intelligibilité, il conviendrait de rappeler expressément quels ministres sont compétents pour arrêter ces taux de réfaction.

Ainsi, la CRE estime nécessaire de remplacer le dernier alinéa de l'article 17 du projet d'ordonnance par : « *Le niveau de prise en charge par le tarif prévu au 3° est arrêté par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie* ».

#### Sur la rédaction de l'article L. 341-2 du code de l'énergie

Le projet d'ordonnance prévoit de désigner les bénéficiaires de la réfaction tarifaire pour les travaux de raccordement, à savoir les consommateurs d'électricité raccordés aux réseaux publics de distribution, les gestionnaires de réseau de distribution mentionnés à l'article L. 111-52 du code de l'énergie pour leur raccordement aux réseaux amont et les producteurs d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables raccordés aux réseaux publics de distribution.

La CRE souhaite préciser que l'on ne raccorde pas des consommateurs, des gestionnaires de réseaux ou des producteurs à des réseaux d'électricité, mais des installations de consommation, des réseaux de distribution à un réseau amont de distribution ou de transport et des installations de production à des réseaux d'électricité.

La CRE recommande, à titre subsidiaire, de remplacer les 4<sup>e</sup>, 5<sup>e</sup> et 6<sup>e</sup> alinéas de l'article 17 de ce projet d'ordonnance par « *les installations des utilisateurs* » ou par un renvoi aux demandeurs du raccordement listés à l'article L. 342-5 du code de l'énergie. Des taux de réfaction différenciés pourront ensuite être définis selon les catégories d'utilisateurs, notamment installations de consommation, de production, de stockage ou les utilisateurs en autoconsommation.

#### **4. Autres dispositions**

La CRE rappelle que les méthodes de calcul utilisées pour déterminer la contribution au titre des ouvrages propres due par les demandeurs d'un raccordement d'une installation de production à partir de sources d'énergies renouvelables dans le cadre des S3REnR ne sont actuellement encadrées ni par voie législative, ni par voie réglementaire.

Le projet d'ordonnance pourrait, également, modifier le code de l'énergie en précisant que les méthodes de calcul utilisées pour déterminer la contribution due par les demandeurs au titre des ouvrages propres à leur raccordement sont arrêtées par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie sur proposition de la CRE.

#### **5. Avis de la CRE**

Compte tenu des éléments d'analyse présentés aux paragraphes 1.3 et 3.3, la CRE émet un avis défavorable sur le projet d'ordonnance *pris en application de l'article 119 de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte*.

Elle recommande en conséquence :

- la suppression de l'article 6 qui prévoit l'interdiction pour un acheteur obligé de transférer ou d'utiliser les garanties d'origine et l'introduction dans l'arrêté prévu à l'article R. 121-31 du code de l'énergie d'un mécanisme de partage de la valorisation des garanties d'origine ;
- la modification des articles 17 et 18 afin que les installations d'électricité à partir d'énergies renouvelables ne fassent pas l'objet d'une réfaction.

La CRE recommande également de :

- modifier l'article 2 du projet d'ordonnance pour qu'il renvoie à un décret, pris après avis de la CRE, listant limitativement les installations pouvant disposer d'un second contrat d'obligation d'achat dans les ZNI ;
- prévoir à l'article 10 que toute modification du décret en Conseil d'État relatif aux procédures de mise en concurrence pour le développement d'installations de production soit soumis à l'avis de la CRE ;
- introduire et quantifier à l'article 11 le caractère prépondérant du prix comme critère de sélection dans les procédures de mise en concurrence et rendre facultative la consultation de RTE prévue sur les clauses relatives au raccordement ;
- préciser à l'article 14 quel arrêté définit les installations de production non marginales ;
- conduire une étude d'impact de l'introduction de la priorité d'appel des énergies renouvelables dans les ZNI en comparant les effets d'autres solutions permettant d'atteindre le même objectif, et, *a minima*, modifier l'article 16 afin de permettre au gestionnaire de réseau d'appeler les différents moyens de production renouvelables en prenant en compte les spécificités de leur fonctionnement et leurs différentes valeurs pour le système ;
- si la réfaction devait néanmoins être élargie, d'une part, prévoir à l'article 17 que les niveaux de prise en charge par les tarifs soient arrêtés par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie sur proposition de la CRE et, d'autre part, remplacer à l'article 17 les 4<sup>e</sup>, 5<sup>e</sup> et 6<sup>e</sup> alinéas par « *les installations des utilisateurs* » ou par un renvoi aux demandeurs du raccordement listés à l'article L. 342-5 du code de l'énergie.

Fait à Paris, le 14 juin 2016.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,  
Un commissaire

Catherine EDWIGE