

## Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 16 décembre 2014 portant communication relative à l'évolution de la méthodologie de calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat en métropole continental

Participaient à la séance : Olivier CHALLAN BELVAL, Catherine EDWIGE, Hélène GASSIN et Jean-Pierre SOTURA, commissaires.

L'article L 121-9 du code de l'énergie dispose que « le ministre chargé de l'énergie arrête chaque année le montant des charges, sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie. A défaut d'un arrêté fixant le montant des charges avant le 31 décembre de l'année précédente, le montant proposé par la Commission de régulation de l'énergie entre en vigueur le 1er janvier ».

L'article L 121-7 du code de l'énergie précise qu'en « matière de production d'électricité, les charges imputables aux missions de service public comprennent :

*1° Les surcoûts qui résultent, le cas échéant, de la mise en œuvre des dispositions des articles L. 311-10 et L. 314-1 par rapport aux coûts évités à Electricité de France ou, le cas échéant, à ceux évités aux entreprises locales de distribution qui seraient concernées. Les coûts évités sont calculés par référence aux prix de marché de l'électricité sauf, pour les entreprises locales de distribution, pour les quantités acquises au titre des articles L. 311-10 et L. 314-1 se substituant aux quantités d'électricité acquises aux tarifs de cession mentionnés à l'article L. 337-1, par référence à ces tarifs ».*

Dans ce contexte, la présente délibération expose la nouvelle méthodologie de calcul du coût évité qui sera mise en œuvre à compter de la mise en place opérationnelle du périmètre d'équilibre dédié.

La présente délibération constitue pour la Commission de régulation de l'énergie une directive opposable aux opérateurs concernés. La CRE appliquera cette méthodologie chaque fois qu'elle procédera à l'évaluation du montant des charges imputables aux missions de service public de l'électricité, sous réserve qu'aucune circonstance particulière ou aucune considération d'intérêt général ne justifient qu'il y soit dérogé. Cette méthodologie est susceptible d'être mise à jour, notamment au fur et à mesure de la pratique décisionnelle de la CRE.

Par ailleurs, la mise en place de ce périmètre dédié permet d'engager une analyse approfondie des possibilités de valorisation optimisée de l'énergie sous obligation d'achat dans une optique de maîtrise des charges de la CSPE.

## 1. Contexte

### 1.1 Principes de l'obligation d'achat

Les fournisseurs historiques d'électricité, à savoir Électricité de France (EDF), les entreprises locales de distribution (ELD) et Électricité de Mayotte (EDM), sont tenus de conclure des contrats d'achat de l'électricité produite par les installations bénéficiant d'un tarif d'obligation d'achat ou lauréates d'un appel d'offres. Ces mécanismes d'achat prévoient une rémunération à un tarif fixé *ex ante*, défini par les pouvoirs publics dans le cas d'un tarif d'obligation d'achat ou proposé par le producteur dans le cas d'un appel d'offres.

Les surcoûts résultant de l'obligation d'achat (OA), entendue dans la présente délibération comme les contrats résultant de l'application d'un tarif d'obligation d'achat, les contrats historiques conclus ou négociés avant la loi du 10 février 2000 et ceux conclus à l'issue d'un appel d'offres, sont compensés aux fournisseurs historiques par la contribution au service public de l'électricité (CSPE)<sup>1</sup>. Ces surcoûts sont calculés par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) comme la différence entre le coût d'achat de l'électricité produite et le coût évité aux acheteurs obligés par l'acquisition de ces mêmes quantités.

### 1.2 Calcul du coût évité par l'obligation d'achat en métropole continentale

Aux termes de l'article L. 121-7 du code de l'énergie, les coûts évités par l'obligation d'achat en métropole continentale sont calculés par référence aux prix de marché. Par exception, pour les ELD, les coûts évités par les quantités d'électricité se substituant aux quantités d'électricité acquises aux tarifs de cession sont calculés par référence à ces tarifs.

Dans sa délibération du 25 juin 2009<sup>2</sup>, la CRE a précisé que les coûts évités à EDF par l'obligation d'achat sont calculés sur la base des prix observés sur les marchés à terme et sur le marché spot. La production sous OA, à l'exception des cas particuliers distingués *infra*, est répartie entre une part quasi-certaine et une part aléatoire<sup>3</sup>. La part quasi-certaine est composée :

- d'un ruban de base, produit et acheté toute l'année et valorisé à la moyenne des prix du produit calendaire correspondant ;
- d'un bloc supplémentaire correspondant aux surplus de production hivernaux du premier trimestre (Q1), valorisé à la moyenne des prix du produit trimestriel correspondant ;
- de deux blocs correspondant aux surplus de production hivernaux des mois de novembre (M11) et décembre (M12), valorisés à la moyenne des prix des produits mensuels correspondants.

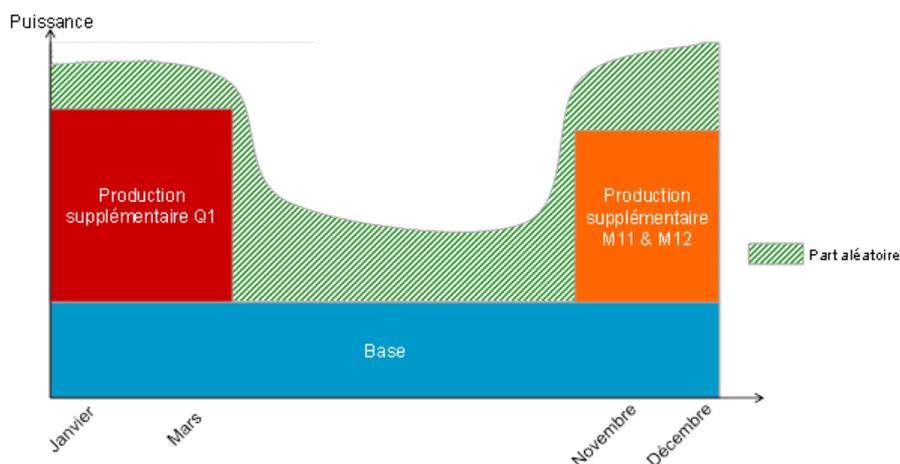
Le niveau des différents blocs est revu chaque année par la CRE en fonction des prévisions de parc installé et du retour d'expérience sur la disponibilité des filières sous OA.

---

<sup>1</sup> En application de l'article L. 121-27 du code de l'énergie, les surcoûts résultant de l'exécution de contrats d'achat conclus ou négociés avant la loi du 10 février 2000 entre les fournisseurs historiques et les producteurs d'électricité sont également compensés par la CSPE, dans les mêmes conditions que les contrats d'OA.

<sup>2</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 25 juin 2009 relative à l'évolution des principes de calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat en métropole continentale.

<sup>3</sup> Les modalités du calcul, et notamment les périodes de cotation retenues pour les différents produits à terme, sont détaillées dans la délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 25 juin 2009 relative à l'évolution des principes de calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat en métropole continentale.



Représentation de la répartition entre part quasi-certaine et part aléatoire dans le calcul du coût évité

La part quasi-certaine est valorisée à la moyenne arithmétique des prix de marché à terme sur la période de cotation retenue, et la part aléatoire est valorisée à la moyenne mensuelle des prix de marché spot.

La méthodologie de calcul du coût évité est adaptée pour les filières suivantes afin de tenir compte de leurs caractéristiques particulières :

- la référence de coût évité pour la production photovoltaïque (PV) correspond à un prix de marché profilé, calculé en appliquant aux prix de marché *spot* horaires les coefficients du profil PRD3 (profil normatif utilisé par les gestionnaires de réseau pour reconstituer la production PV) ;
- pour les filières dont le tarif d'achat est horosaisonnalisé, telles que l'hydraulique, le coût évité est calculé comme la moyenne des prix *spot* horaires pour chaque poste horosaisonnier ;
- le coût évité des filières dispatchables, c'est-à-dire fonctionnant sur appel de l'acheteur obligé, telles que les filières cogénération ou diesel, est calculé à partir des prix *spot* horaires constatés sur les périodes d'appel, et le caractère garanti de la production est pris en compte au travers d'un coût fixe évité calculé par référence aux prix issus des appels d'offres lancés par RTE pour des réserves complémentaires.

### 1.3 Obligation d'achat et responsabilité d'équilibre

À l'heure actuelle, l'ensemble de la production sous OA en métropole continentale est intégré au périmètre d'équilibre de la société EDF<sup>4</sup>. EDF cherche à équilibrer au mieux son périmètre, en ajustant, à chaque pas de temps, injection – y compris la production des installations sous OA – et soutirage. Les écarts constatés sur ce périmètre lui sont facturés par RTE selon les règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre en vigueur, dites « règles RE / MA ».

Une partie de ces écarts résulte du caractère partiellement imprévisible de la production sous OA. La production ENR fatale (photovoltaïque, éolien, hydraulique au fil de l'eau) dépend de facteurs météorologiques soumis à aléas (vent, ensoleillement, précipitations). Les filières commandables (cogénération, biomasse, biogaz) contribuent aussi aux écarts dans la mesure où l'injection est à la main du producteur, qui n'est pas tenu d'informer l'acheteur obligé de son programme de production. La société EDF s'est dotée d'outils de prévisions de la production sous OA qui lui permettent de minimiser ces écarts.

<sup>4</sup> Les installations bénéficiant d'un contrat d'achat avec EDF le sont directement, et celles qui sont sur le territoire d'une ELD y sont, dans les faits, également rattachées comme l'ensemble des sites d'injection et de soutirage (pour ce qui concerne les clients aux tarifs réglementés) des ELD.

\*\*\*\*\*

La CRE s'est exprimée dès 2005 en faveur du principe de prise en compte du coût des écarts liés à l'imprévisibilité de la production sous OA. La délibération portant proposition des charges de CSPE pour l'année 2006<sup>5</sup> précisait qu'« *en théorie, il faudrait soustraire du coût évité (à EDF par l'obligation d'achat) le coût des écarts supportés par EDF, du fait de l'imprévisibilité d'une partie de l'obligation d'achat. Mais l'étude de ces écarts a révélé que ceux-ci sont négligeables par rapport à ceux liés à la consommation* ». Étant donné la croissance des volumes couverts par l'OA, ces écarts ne peuvent plus être considérés comme négligeables. Il n'est pas possible à ce jour de distinguer les écarts liés à l'imprévisibilité de la production sous OA des autres écarts, étant donné l'intégration des installations sous OA au sein du périmètre d'équilibre d'EDF.

\*\*\*\*\*

La présente délibération expose la nouvelle méthodologie de calcul du coût évité par l'obligation d'achat en métropole continentale. Elle définit également les orientations de la CRE s'agissant de la commercialisation par EDF des volumes d'énergie issus de l'OA.

Ces éléments ont fait l'objet d'une consultation publique du 6 au 24 septembre 2014 prolongée par une table ronde organisée par la CRE le 15 octobre 2014. À la suite des demandes exprimées lors de la table ronde, EDF a présenté ses modèles de prévision de la production sous obligation d'achat le 4 novembre 2014.

## **2. Prise en compte du coût lié à l'imprévisibilité de la production sous obligation d'achat**

### **2.1. Création d'un périmètre d'équilibre dédié à l'obligation d'achat**

#### *2.1.1. Principe du périmètre d'équilibre dédié à l'obligation d'achat*

Les écarts résultant du caractère partiellement imprévisible de la production sous OA seront distingués et rendus objectifs au sein d'un périmètre d'équilibre dédié aux installations sous obligation d'achat (PE-OA), comportant en injection les volumes produits par les installations sous OA et en soutirage les prévisions de production pour l'obligation d'achat. Ces prévisions, réalisées par le gestionnaire du PE-OA la veille du jour de production (J-1), peuvent être affinées le jour même (infra-journalier ou IJ), en prenant en compte notamment les prévisions météorologiques les plus récentes et les données de production publiées en temps réel par RTE.

Les écarts calculés par RTE sur le PE-OA pour chaque pas demi-horaire correspondront, en application des règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre de RTE, à l'écart entre l'injection totale et le soutirage total, soit l'écart entre la production réalisée et la prévision de la production sous obligation d'achat au plus près du temps réel. Le coût des écarts résiduels reflétera donc le caractère partiellement imprévisible de la production sous obligation d'achat.

#### *2.1.2. Champ d'application du périmètre d'équilibre dédié*

Le PE-OA a vocation à regrouper toutes les installations bénéficiant de l'OA en métropole continentale. La gestion opérationnelle du PE-OA impliquera toutefois une comptabilisation précise des différents flux d'injection et de soutirage, induisant certaines contraintes en matière de systèmes d'information. Les installations qui ne seront pas rattachées au périmètre dédié continueront à être traitées dans le cadre du périmètre d'équilibre d'EDF. Le cas échéant, les principes de calcul du coût évité exposés dans la présente délibération pourraient s'appliquer aux acheteurs obligés souhaitant créer leur propre périmètre d'équilibre dédié à l'obligation d'achat.

La gestion du PE-OA et la réalisation des prévisions de production de l'ensemble des installations rattachées à ce périmètre d'équilibre seront assurées par EDF.

---

<sup>5</sup> Communication de la Commission de régulation de l'énergie relative aux charges de service public de l'électricité et à la contribution unitaire pour 2006 – Annexe 1.

### 2.1.3. Modalités pratiques de rattachement des installations au périmètre d'équilibre dédié

Les installations sous OA en service avant la création du périmètre dédié devront être basculées du périmètre d'équilibre d'EDF vers le PE-OA. Cette bascule se fera dans le respect des règles RE-MA en vigueur et des stipulations contractuelles applicables.

La CRE demande à RTE d'étudier les demandes d'EDF visant à faciliter cette bascule dans un délai compatible avec la mise en œuvre du périmètre d'équilibre dédié.

## 2.2. Prévisions de la production sous obligation d'achat

Un suivi régulier de la qualité des prévisions de la production sous OA sera mis en place, afin de garantir que la prise en compte dans la compensation des charges de service public du coût des écarts constatés sur le PE-OA n'induit pas de dérive de la part de l'opérateur dans la qualité de ses prévisions.

Les règles de la comptabilité appropriée tenue par les fournisseurs supportant des charges de service public et qui permet à la CRE de disposer des informations nécessaires à l'évaluation de ces charges seront mises à jour à cette fin. Elles devront prévoir a minima qu'EDF transmette un bilan annuel de la qualité des prévisions de la production sous OA et des écarts avec la production réalisée.

Les améliorations à apporter aux modèles de prévision utilisés par EDF seront notamment déterminées sur la base de ces éléments et d'une analyse « coûts-bénéfices ». Par ailleurs, EDF s'appuiera sur ses échanges avec les producteurs, portant notamment sur la disponibilité des installations sous OA et l'évolution des caractéristiques techniques des nouvelles installations sous OA, afin d'améliorer la qualité de ses prévisions.

En cas de dérive significative dans la qualité des prévisions de la production sous OA conduisant à des écarts excessifs au regard des performances attendues de la part d'un responsable d'équilibre efficace, la CRE réduira la compensation du coût des écarts dans le calcul des charges de service public selon les modalités définies à la section 2.3.

## 2.3. Évolution de la formule du coût évité par l'obligation d'achat à EDF

### 2.3.1. Coût évité par la part quasi-certaine

Les principes de calcul du coût évité à EDF par la part quasi-certaine de la production sous OA définis dans la délibération de la CRE du 25 juin 2009 ne sont pas modifiés.

### 2.3.2. Coût évité par la part aléatoire

Les principes de calcul du coût évité à EDF par la part aléatoire de la production sous OA sont modifiés afin de refléter la gestion de ces volumes aux différentes échéances de temps, notamment infra-journalières.

Les références de coût évité retenues pour la valorisation des volumes issus des rééquilibrages en infra-journalier et des écarts résiduels constatés sur le PE-OA sont respectivement l'indice de prix moyen pondéré horaire pour les échanges infra-journaliers publié par EPEX Spot et le prix de règlement des écarts facturé ou acquitté par RTE au gestionnaire du PE-OA.

Ces indices sont pris en compte en remplaçant la référence au prix spot horaire  $P_{spot}$  par la référence à un « prix de court terme »  $P_{court\ terme}$  calculé par pas demi-horaire comme la moyenne pondérée de ces trois références de prix par les volumes correspondants, soit :

$$P_{court\ terme} = [P_{spot} \times Q_{J-1} + I_{IJ} \times Q_{IJ} + \eta \times PRE \times Q_{écart}] / [Q_{réalisée} - Q_{quasi-certain}]$$

Les différents termes de la formule sont explicités dans le tableau suivant. Ils correspondent aux valeurs pour le pas demi horaire correspondant.

Indice de prix	$P_{spot}$	Prix spot publié par EPEX Spot.
	$I_{IJ}$	Indice de prix moyen pondéré infra-journalier publié par EPEX Spot.
	PRE	Prix de règlement des écarts facturé ou acquitté par RTE.

Volumes d'énergie	$Q_{J-1}$	Volume d'électricité ayant fait l'objet d'une transaction en J-1 <sup>6</sup> .
	$Q_{IJ}$	Volume d'électricité ayant fait l'objet d'une transaction en IJ suite aux reprévisions de la production sous OA.
	$Q_{\text{écart}}$	Volume d'écart constaté par RTE sur le PE-OA.
	$Q_{\text{quasi-certain}}$	Volume d'énergie quasi-certaine arrêté par la CRE.
	$Q_{\text{réalisée}}$	Quantité d'énergie totale produite par les installations rattachées au PE-OA ( $Q_{\text{réalisée}} = Q_{\text{quasi-certain}} + Q_{J-1} + Q_{IJ} + Q_{\text{écart}}$ ).
Coefficient	$\eta$	Facteur correctif retenu par la CRE au regard de la qualité de la prévision de la production, tel que $P_{\text{court terme, corrigé}} \geq P_{\text{court terme}}$ .

Les régularisations de la facturation des écarts, résultant notamment de certaines corrections de données effectuées par RTE ou par les gestionnaires de réseau de distribution et de la relève des compteurs des installations profilées (processus de réconciliation temporelle), ainsi que la facture de reversement du solde du compte « ajustement-écart », seront intégrées *a posteriori* au calcul des charges constatées au titre d'une année en tant que reliquats.

### Cas général

Le calcul du coût évité par la part aléatoire est réalisé à maille mensuelle : pour chaque mois de l'année,  $C_{\text{évité}} = (V_{\text{acheté}} - V_{\text{qc}}) \times \text{Moy}P_{\text{court terme}}(01/M/N - 28, 29, 30 \text{ ou } 31/M/N)$ .

### Cas particuliers

Les principes de calcul du coût évité des filières PV, horosaisonnalisées et dispatchables présentés au 1.2 de la présente délibération sont conservés, en remplaçant la référence au prix *spot* par la référence au prix de court terme pour les périodes de production.

Par ailleurs, en application de la délibération de la CRE portant proposition du montant des charges et du niveau de la CSPE pour l'année 2015, le calcul du coût évité par la filière éolienne est affiné par rapport au cas général : à la moyenne arithmétique des prix de court terme est substituée une moyenne des prix de court terme semi-horaire pondérée par les volumes éoliens produits au même pas de temps, afin de rendre compte des effets de corrélation éventuels entre la production éolienne et les prix de marché. Les données de production utilisées à cette fin sont celles publiées par RTE sur son site *eco2mix*.

Cette approche pourrait être élargie à d'autres filières sous OA en fonction de la représentativité des données de production disponibles.

## 2.4. Coût évité par l'obligation d'achat aux ELD

Les principes de calcul du coût évité par l'obligation d'achat aux ELD ne sont pas modifiés.

## 2.5. Transparence et publication des prévisions par EDF

Afin de garantir la transparence du dispositif vis-à-vis des acteurs de marché, les prévisions de production réalisées par EDF en J-1 seront publiées une heure avant l'heure limite de *fixing* pour le marché *spot*. Les reprévisions infra-journalières seront également publiées, dans un délai raisonnable<sup>7</sup> à la suite de leur réalisation par EDF. Les données publiées correspondront à la prévision de production à un pas demi-horaire sur l'ensemble du PE-OA, représentant la meilleure estimation d'EDF au moment de la réalisation de la prévision. Ces données sont les mêmes que celles utilisées par EDF dans le cadre de ses interventions sur les marchés et pour la gestion de son parc de production propre.

<sup>6</sup> Il s'agit de la prévision de production réalisée en J-1 de laquelle est retranchée la part quasi-certaine de la production correspondante.

<sup>7</sup> Ce délai, tenant compte des contraintes techniques liées à la publication des données, peut à ce stade être estimé à une heure.

Le détail du parc sous OA rattaché au PE-OA sera publié et mis à jour à une fréquence mensuelle. Il comportera, pour chaque filière de production, la puissance totale des installations rattachées au PE-OA à la maille départementale et distinguée par réseau de raccordement.

Ces informations seront publiées sur la plateforme internet de transparence gérée par RTE. Elles seront transmises sans délai à RTE par EDF à cette fin.

Dans l'éventualité où RTE ne serait pas en mesure d'assurer la publication de ces données, en raison d'une défaillance technique ou d'un problème lié à leur transmission par EDF (notamment : données non-réceptionnées, données incomplètes ou transmises selon un format ne permettant pas leur exploitation), RTE l'affichera sur sa plateforme de transparence et en avertira la CRE et EDF afin que les mesures correctives nécessaires soient prises dans les plus brefs délais.

Par ailleurs, la CRE demande à EDF de transmettre à RTE le détail des prévisions réalisées par filière de production. Ces données pourront servir à RTE à publier des prévisions agrégées par filière pour la totalité du périmètre métropolitain (OA et hors OA), afin d'améliorer le niveau d'information disponible des acteurs du marché et de contribuer ainsi à la transparence du système.

## **2.6. Date d'effet**

Les évolutions décrites ci-dessus entrent en vigueur à compter de la mise en place opérationnelle du périmètre d'équilibre dédié à l'OA par EDF. EDF informera la CRE par courrier de la date d'entrée en vigueur du dispositif avec un délai minimum d'un mois. La CRE communiquera cette information aux acteurs de marché.

\*

Le calcul du coût évité par l'obligation d'achat à EDF en métropole continentale prendra dorénavant en compte, dans le cadre du rattachement des installations bénéficiant de l'obligation d'achat à un périmètre d'équilibre dédié, les échanges infra-journaliers ainsi que les écarts constatés sur ce périmètre conformément à la méthodologie exposée au paragraphe 2.1 de la présente délibération.

## **3. Orientations relatives à la commercialisation de l'énergie issue de l'obligation d'achat**

Afin de garantir l'adéquation entre le calcul du coût évité décrit précédemment, et la valorisation effective de l'énergie issue de l'obligation d'achat par EDF, la CRE est favorable à ce que ces volumes soient mis en vente selon des modalités répliquant la formule de calcul du coût évité. De telles modalités pourraient être les suivantes.

Le cas échéant, si en raison de sa nature, la valorisation de l'énergie issue de l'obligation d'achat pouvait être supérieure au coût évité évalué par la CRE en application de la méthodologie définie dans la présente délibération, la CRE pourra être amenée à faire évoluer cette méthodologie afin d'en tenir compte.

### **3.1. Mise en vente des volumes issus de l'OA aux différentes échéances temporelles**

#### **3.1.1. Volumes à terme**

Les blocs de puissance quasi-certaine d'une année N sont mis à jour par la CRE selon le calendrier suivant :

- Avant le 31 décembre de l'année N-3 pour le bloc de base ;
- Avant le 31 décembre de l'année N-2 pour le bloc Q1 ;
- Avant le 31 décembre de l'année N-1 pour les blocs M11 et M12.

La CRE est favorable à ce que la commercialisation de ces volumes repose sur des appels d'offres organisés par EDF.

Les modalités de ces appels d'offres, notamment la taille des blocs mis en vente et la fréquence de ces ventes, devraient permettre un accès transparent et non-discriminatoire des acteurs de marché aux volumes vendus. Au titre de la surveillance des marchés et en application des dispositions du code de l'énergie, la CRE pourrait accéder à l'ensemble des données relatives à ces appels d'offres.

Le cas échéant, EDF informera la CRE des modalités retenues pour l'organisation de ces appels d'offres par courrier au minimum deux mois avant leur mise en application.

### 3.1.2. Volumes prévus à l'échéance J-1

La CRE est favorable à ce que le volume total d'électricité prévu en J-1 soit vendu sur la bourse EPEX Spot. Étant donné l'obligation faite à EDF d'acheter les volumes d'OA indépendamment des conditions de marché, cette vente devrait se faire « à tout prix », les volumes vendus correspondant aux volumes de production prévus par EDF et publiés par RTE, déduction faite des volumes quasi-certains.

Dans la mesure où l'accès aux marchés de l'électricité nécessite une structure, en termes de systèmes d'information et de compétences dont ne disposent pas les équipes d'EDF en charge de l'OA, cette prestation devrait *a priori* donc être confiée à un acteur tiers.

Dans cette éventualité, le prestataire en charge de la commercialisation des volumes issues de l'OA sur les marchés devrait gérer ce portefeuille au nom et pour le compte d'EDF, de manière indépendante de tous les autres portefeuilles dont il aurait la gestion<sup>8</sup>. Les ordres correspondant aux volumes sous OA seraient identifiés en tant que tels dans des carnets d'ordre dédiés spécifiquement à cette activité, auxquels la CRE pourrait avoir accès au titre de la surveillance des marchés.

### 3.1.3. Volumes issus de l'affinement des prévisions de production en infra-journalier

Dans la logique de vente des volumes issus de l'OA selon des modalités répliquant la formule de calcul du coût évité, le rééquilibrage des prévisions de production en IJ aurait vocation à faire l'objet d'achats et de ventes sur le marché infra-journalier. Un effet positif sur la liquidité de ce marché en serait attendu.

Toutefois, les modalités d'intervention du marché IJ, et la possibilité pour EDF d'être sa propre contrepartie sur certaines transactions, nécessiterait de définir des modalités précises de gestion des transactions, en termes de détermination du prix d'offre, d'encadrement des prix à la vente ou à l'achat et d'adaptation du prix.

A titre transitoire, la CRE estimerait préférable à court terme que le rééquilibrage du PE-OA en IJ soit opéré par EDF par l'intermédiaire de NEB du PE-OA vers le périmètre d'équilibre d'EDF<sup>9</sup>, ces volumes étant cédés au prix de l'indice IJ.

## 3.2. Garanties d'origine attachées à la production sous OA

En application de l'article L. 314-14 du code de l'énergie, les acheteurs obligés sont subrogés aux producteurs d'électricité à partir d'énergies renouvelables ou de cogénération bénéficiant de l'obligation d'achat dans leur droit à bénéficier des garanties d'origine attachées à cette production.

En application de l'article 6 du décret n°2004-90 du 28 janvier 2004 relatif à la compensation des charges de service public de l'électricité, qui dispose que le montant des charges de service public à compenser aux opérateurs est « *réduit du montant de la valorisation financière des garanties d'origine* », l'avantage financier net retiré de la valorisation de ces garanties d'origine est retranché de la compensation des charges de service public de l'électricité de l'acheteur obligé<sup>10</sup>. La commercialisation des garanties d'origine attachées à la production sous OA constitue donc un moyen potentiel de réduction des charges de service public, qui n'a pas été mis en œuvre à ce jour.

Certains acteurs de marché souhaitent en effet proposer des offres dites « vertes » à leurs clients, dans lesquelles le caractère renouvelable de l'électricité commercialisée est attesté notamment par des garanties d'origine<sup>11</sup>.

---

<sup>8</sup> En particulier, il ne procédera à aucun « netting » entre ses différents portefeuilles.

<sup>9</sup> Ces volumes seraient ensuite gérés par EDF dans le cadre de son périmètre d'équilibre propre, via des redéclarations du programme de production de ses centrales propres et/ou en procédant à des achats et des ventes sur le marché IJ, comme c'est le cas actuellement.

<sup>10</sup> Cet avantage est évalué à partir de la recette moyenne tirée de la vente de la totalité des garanties d'origine commercialisées par l'acheteur obligé (attachées à la production sous OA ou correspondant à sa production propre).

<sup>11</sup> Les garanties d'origine constituent un outil de certification de l'origine renouvelable de l'électricité, et ne doivent pas être confondues avec un mécanisme de soutien au développement des énergies renouvelables.

L'analyse du marché potentiel de l'électricité d'origine renouvelable et des réponses à apporter aux enjeux qu'il soulève nécessite une étude approfondie qui sera menée par la CRE au cours du premier semestre 2015.

Fait à Paris, le 16 décembre 2014

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Un commissaire,

Olivier CHALLAN BELVAL