

## **DELIBERATION N° 2022-359**

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 15 décembre 2022 relative aux valeurs de la puissance équivalente quasi-certaine nécessaires pour le calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat en métropole continentale

Participaient à la séance : Emmanuelle WARGON, présidente, Anthony CELLIER, Catherine EDWIGE, Ivan FAUCHEUX et Valérie PLAGNOL, commissaires.

### **1. CONTEXTE**

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) a fixé, dans sa délibération du 25 juin 2009<sup>1</sup>, les principes de calcul du coût évité pour EDF par l'obligation d'achat en métropole continentale.

La délibération de la CRE du 22 juin 2017<sup>2</sup> a fait évoluer la méthodologie de calcul de l'indice de prix utilisé pour déterminer le coût évité de la part quasi-certaine. À compter du 1<sup>er</sup> juillet 2017, cet indice n'est plus fondé sur des moyennes de prix constatés sur les marchés à terme mais sur les prix des ventes effectivement réalisées par EDF OA dans le cadre des appels d'offres organisés afin de commercialiser la puissance quasi-certaine.

La délibération du 28 novembre 2019 a modifié la méthodologie de calcul de la puissance quasi-certaine prévue par la délibération du 25 juin 2009 pour tenir compte du foisonnement de toutes les installations intégrées au périmètre d'équilibre d'EDF OA.

La présente délibération détermine les niveaux de puissance pour l'année 2025 et met à jour les niveaux de puissance pour les années 2023 et 2024.

### **2. DETERMINATION DE LA PUISSANCE QUASI-CERTAIN**

#### **2.1 Méthodologie de détermination de la puissance quasi-certaine et objectif**

Afin de tenir compte du foisonnement de toutes les installations intégrées au périmètre d'équilibre d'EDF OA, la puissance quasi-certaine est calculée comme le produit :

- de la puissance prévisionnelle sous obligation d'achat ;
- par un coefficient reflétant le centile 90 du taux de charge de l'ensemble des installations sous obligation d'achat gérées par EDF OA constaté sur un historique de plusieurs années de production (correspondant à l'objectif qu'EDF OA soit in fine vendeur de la part aléatoire au spot sur 90 % des pas de temps).

La puissance prévisionnelle du parc sous obligation d'achat est estimée en tenant compte :

<sup>1</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 (<http://www.cre.fr/documents/deliberations/decision/evolution-des-principes-de-calcul-du-cout-evite-par-l-electricite-produite-sous-obligation-d-achat-en-metropole-continentale>)

<sup>2</sup> Délibération de la CRE du 22 juin 2017 portant communication relative à la méthodologie de calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat et à la valorisation des certificats de capacité attachés à la production sous obligation d'achat (<http://www.cre.fr/documents/deliberations/communication/obligation-d-achat4>)

- de la puissance installée du parc sous obligation d'achat à la fin de l'année précédente, avec un ajustement tenant compte du rythme de mises en service observé lors du début de l'année en cours ;
- des dates d'échéance des contrats ;
- d'hypothèses sur la mise en service de nouvelles installations sous obligation d'achat.

Le centile 90 du taux de charge de l'ensemble des installations sous obligation d'achat gérées par EDF OA est habituellement constaté sur un historique de 5 années de production.

Dès lors que le profil du parc sous obligation d'achat est comparable d'une année à l'autre, cela permet de viser l'objectif qu'EDF OA reste vendeur au spot (vente de la part aléatoire) sur 90 % des pas de temps.

Enfin, pour une année N, les différents produits sont mis en vente selon le calendrier ci-dessous :

- pour le produit « ruban de base », entre le 1<sup>er</sup> janvier N-2 et la fin de l'année N-1 ;
- pour le produit « premier trimestre », entre le 1<sup>er</sup> janvier N-1 et la fin de l'année N-1 ;
- pour les produits mensuels « M11 » et « M12 », respectivement entre le 1<sup>er</sup> septembre N et le 31 octobre N et entre le 1<sup>er</sup> octobre N et le 30 novembre N.

Le principe établi par la CRE consiste à ne pas modifier le niveau des produits dont la vente est en cours.

## **2.2 Impact du phénomène de résiliations anticipées de contrats d'obligation d'achat**

L'année 2022 a été marquée par le phénomène des résiliations anticipées des contrats de soutien par certains producteurs d'énergies renouvelables, dans un contexte où les prix de gros sont devenus plus attractifs que les prix garantis par ces contrats. La CRE a alerté sur l'ampleur de ce phénomène lors de sa délibération évaluant les charges de service public de l'énergie du 13 juillet 2022<sup>3</sup>, puis lors de sa réévaluation des charges le 3 novembre 2022<sup>4</sup> : au périmètre d'EDF OA, les demandes identifiées concernaient une puissance installée de plus de 3,7 GW à fin septembre 2022.

Cette situation fait évoluer la répartition des filières renouvelables au sein du périmètre d'EDF OA. En effet, beaucoup de résiliations ont été constatées sur les filières éoliennes, hydrauliques et thermiques dans une moindre mesure, mais très peu notamment pour la filière photovoltaïque. Si la puissance installée du parc sous obligation d'achat évolue chaque année en fonction de l'échéance prévue de contrats d'obligation d'achat, les résiliations anticipées constatées en 2022 opèrent une forte reconfiguration, non prévisible, du parc. Dès lors, les taux de charge constatés sur les historiques de production reflètent moins bien le comportement futur du parc.

Cet effet s'est déjà ressenti au cours de l'année 2022, où l'utilisation des taux de charge historiques calculés lors des précédentes délibérations de la CRE devait permettre qu'EDF OA soit vendeur sur environ 90 % des pas de temps demi-horaires : selon les dernières estimations transmises à la CRE par EDF OA, celui-ci serait vendeur sur environ 80 % des pas de temps en 2022, pour des volumes représentant environ 4% de la production.

Dans la présente délibération, la CRE apporte donc, compte-tenu de ce contexte exceptionnel, plusieurs évolutions s'agissant de la méthodologie de calcul de la puissance quasi-certaine.

## **2.3 Adaptations de la méthodologie de calcul de la puissance quasi-certaine**

Dans un premier temps, l'évolution annuelle de la configuration du parc du fait de l'arrivée à échéance d'un nombre croissant de contrats d'obligation d'achat, qui a vocation à se poursuivre lors des prochaines années, amène la CRE à considérer un historique des taux de charge plus court, sur les 3 dernières années en lieu et place des 5 dernières années. L'historique retenu sera ainsi plus représentatif du futur parc. A cette fin, cet historique inclut une partie de l'année en cours. En revanche, cet historique n'intègre pas de retraitement lié aux contrats arrivant à échéance ou aux résiliations anticipées.

Dans un second temps, la CRE estime que les résiliations anticipées, notamment des contrats hydrauliques, éoliens et thermiques, sont susceptibles de diminuer les taux de charge du parc de production observés à l'avenir. Pour compenser cet effet - dont l'impact précis n'est pas encore observé ni retranscrit par l'historique retenu - la CRE relève le seuil du centile 90. Il convient de noter que cette mesure est prise à titre provisoire, tant que la CRE ne dispose pas des taux de charge plus représentatifs de la nouvelle configuration du parc.

<sup>3</sup> Délibération de la CRE du 13 juillet 2022 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2023.

<sup>4</sup> Délibération de la CRE du 3 novembre 2022 relative à la réévaluation des charges de service public de l'énergie pour 2023.

S'agissant de l'année 2023, seuls les produits mensuels de novembre et décembre restent à vendre. Pour cette période, l'historique 2022 le plus représentatif de l'impact du phénomène des résiliations anticipées n'est pas encore intégré, la CRE adopte donc une vision prudente et retient un centile 95 pour la vente de ces produits au cours de l'année 2023.

S'agissant des années 2024 et 2025, le seuil est relevé au centile 92. La détermination des taux de charge entre les différents produits a été réalisée pour obtenir des centiles de taux de charge homogènes sur l'ensemble de l'année, conduisant aux chiffres présentés dans le tableau ci-dessous. En particulier, pour les mois de novembre et décembre 2024 et 2025, les niveaux pourront être adapté ultérieurement lors des prochaines délibérations annuelles relatives à la fixation des volumes quasi-certains.

Les différentes adaptations méthodologiques décrites ci-dessus conduisent à baisser le taux de charge du 1<sup>er</sup> trimestre de 19 % à 17 % ; celui des mois d'avril à octobre de 9 % à 7,5 % et celui des mois de novembre à décembre de 16 % à 14 % pour l'année 2023 et à 15 % pour les années 2024 et 2025.

Période de production	Taux de charge 2023 (en % de la puissance installée)	Taux de charge 2024 et 2025 (en % de la puissance installée)
1 <sup>er</sup> trimestre		17 %
Mois d'avril à octobre		7,5 %
Mois de novembre et décembre	14 %	15 %

La puissance prévisionnelle du parc sous obligation d'achat a été estimée en tenant compte de la puissance installée à la fin de l'année 2021 (ajustée compte-tenu des installations mises en service lors du premier semestre 2022), des dates d'échéance des contrats ainsi que des nouvelles capacités prévisionnelles sous obligation d'achat. Elle tient également compte des résiliations anticipées constatées à fin septembre 2022.

Les valeurs de puissance quasi-certaine découlant de cette évaluation sont présentées dans le tableau ci-dessous.

Puissance quasi-certaine (MW)	Valeurs retenues dans la délibération du 15 décembre 2021 <sup>5</sup> (rap- pel)		Nouvelles valeurs		
	2023	2024	2023	2024	2025
Ruban de base	2 900	2 600		2 100	2 100
Surplus de production Q1 <sup>6</sup>	2 700	2 800		2 500	2 500
Surplus de production M11 <sup>7</sup>	1 700	1 700	1 000	2 100	2 200
Surplus de production M12 <sup>8</sup>					

Les produits « ruban de base 2023 » et « premier trimestre 2023 » sont mis en vente par EDF OA depuis respectivement janvier 2021 et janvier 2022 : les volumes de puissance quasi-certaine déterminés préalablement par les délibérations précédentes de la CRE seront entièrement vendus d'ici la fin de l'année 2022. Par conséquent, ces produits ne sont pas concernés par les mises à jour effectuées dans le cadre de cette délibération.

Le produit « ruban de base 2024 » est mis en vente depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2022. Sa vente va se poursuivre tout au long de l'année 2023 et la CRE estime que son rythme de vente doit être adapté pour prendre en compte l'impact des résiliations anticipées susmentionnées : le niveau de puissance quasi-certaine fixé dans la présente délibération remplace donc le niveau établi précédemment.

Les autres produits n'ayant pas encore été mis en vente, la présente délibération fixe les niveaux qui vont être mis en vente par EDF OA.

<sup>5</sup> Délibération de la CRE du 15 décembre 2021 relative aux valeurs de la puissance équivalente quasi-certaine nécessaires pour le calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat en métropole continentale.

<sup>6</sup> Premier trimestre

<sup>7</sup> Novembre

<sup>8</sup> Décembre

### 3. VALEURS RETENUES PAR LA CRE

Dans sa délibération du 25 juin 2009, la CRE a fixé les principes de calcul du coût évité pour EDF OA par l'obligation d'achat en métropole continentale. La délibération du 28 novembre 2019 a modifié la méthodologie de calcul du coût évité et, en particulier, les modalités du calcul de la part quasi-certaine vendue au cours de transaction à terme.

La présente délibération vise à définir la puissance quasi-certaine qu'EDF OA va vendre dans le cadre de transactions à terme.

L'année 2022 a été marquée par un phénomène massif de résiliations anticipées de contrats de soutien par certains producteurs d'énergies renouvelables, dans un contexte où les prix de gros sont devenus plus attractifs que les prix garantis par ces contrats. Cette situation fait évoluer la répartition des filières renouvelables dans le périmètre d'EDF OA, et opère une reconfiguration du parc d'installations sous obligation d'achat dont les taux de charge historiques reflètent moins bien le comportement.

Dans ce contexte exceptionnel, la CRE apporte plusieurs adaptations à la méthodologie de calcul de la puissance quasi-certaine :

- Elle retient un historique plus court de 3 ans (comprenant une partie de l'année en cours) au lieu de 5 ans afin de se baser sur un historique plus représentatif du futur parc.
- Elle relève, à titre provisoire, le seuil du centile 90 du taux de charge pour compenser le fait que les résiliations anticipées, notamment des contrats hydrauliques, éoliens et thermiques, sont susceptibles de diminuer les taux de charge du parc de production observés à l'avenir :
  - Au centile 95 pour les mois de novembre et décembre 2023 ;
  - Au centile 92 pour les années 2024 et 2024.
- Elle modifie le niveau de puissance quasi-certaine pour un produit dont la vente est en cours : le produit « ruban de base 2024 » dont la vente a débuté le 1<sup>er</sup> janvier 2022 et s'achèvera fin 2023.

Les puissances quasi-certaines retenues pour chacun des blocs de production des années 2023, 2024 et 2025 sont indiquées ci-après.

Puissance quasi-certaine (MW)	2023	2024	2025
Ruban de base		2 100	2 100
Surplus de production Q1		2 500	2 500
Surplus de production M11	1 000	2 100	2 200
Surplus de production M12			

La présente délibération sera publiée sur le site internet de la CRE et transmise à la ministre de la transition énergétique, au ministre de l'économie, des finances et de la souveraineté industrielle et numérique, ainsi qu'à EDF OA.

Délibéré à Paris, le 15 décembre 2022.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

La présidente,

Emmanuelle WARGON