

## **DELIBERATION N° 2023-366**

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 14 décembre 2023 portant décision 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, Ivan FAUCHEUX, Valérie PLAGNOL et Lova RINEL, 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 Obligation d'Achat (ci-après « EDF OA ») par le dispositif d'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. Cette méthode a été reprise dans le cadre de la délibération du 29 juin 2023<sup>3</sup> récapitulative de la méthodologie d'évaluation des charges de service public de l'énergie en métropole continentale.

La délibération du 28 novembre 2019<sup>4</sup> a modifié la méthodologie de calcul de la puissance quasi-certaine prévue par la délibération du 25 juin 2009 susmentionnée 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 quasi-certaine pour l'année 2026 et met à jour les niveaux de puissance pour les années 2024 et 2025.

---

<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>).

<sup>3</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 29 juin 2023 portant décision sur la méthodologie d'évaluation des charges de service public de l'énergie en métropole continentale (<https://www.cre.fr/documents/Deliberations/Decision/methodologie-d-evaluation-des-charges-de-service-public-de-l-energie-en-metropole-continentale>).

<sup>4</sup> Délibération de la CRE du 28 novembre 2019 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 (<https://www.cre.fr/documents/Deliberations/Decision/valeurs-de-la-puissance-equivalente-quasi-certaine-necessaires-pour-le-calcul-du-cout-evite-par-l-electricite-produite-sous-obligation-d-achat-en-m>).

## 2. DETERMINATION DE LA PUISSANCE QUASI-CERTAINE

### 2.1 Méthodologie de détermination de la puissance quasi-certaine et calendrier de mise en vente

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 sur le périmètre d'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 sur le marché Spot sur 90 % des pas de temps).

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

- de la puissance installée du parc sous obligation d'achat à la fin de l'année précédente, avec un ajustement tenant compte des évolutions du parc soutenu observé lors 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. Cependant, l'année 2022 a été marquée par un phénomène massif de résiliations anticipées de contrats de soutien<sup>5</sup> par certains producteurs d'énergies renouvelables, opérant une reconfiguration du parc d'installations sous obligation d'achat dont les taux de charge historiques reflètent moins bien le comportement. Ainsi, dans sa délibération du 15 décembre 2022<sup>6</sup> relative aux valeurs de puissance quasi-certaine, la CRE a retenu un historique de calcul de 3 ans.

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.

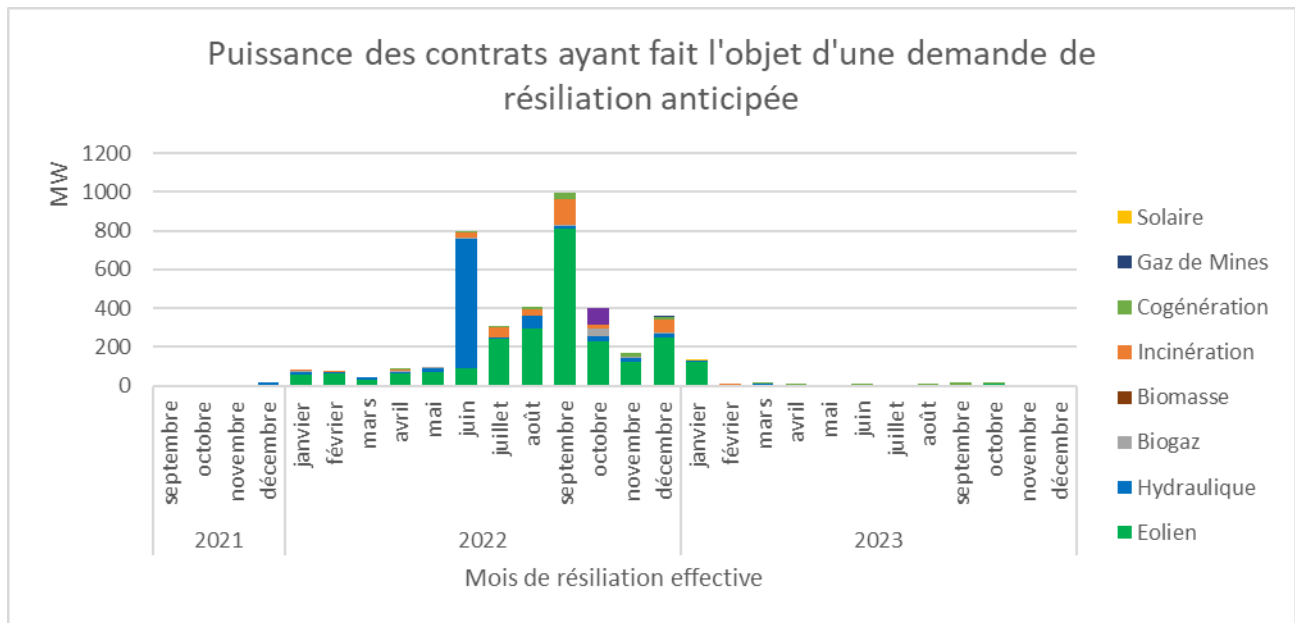
Le principe établi par la CRE consiste à ne pas modifier le niveau des produits dont la vente est en cours.

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

L'année 2022 a été marquée par un phénomène de résiliations anticipées des contrats de soutien par certains producteurs d'énergies renouvelables, qui s'est par la suite atténué au cours de l'année 2023, comme l'illustre la figure ci-dessous. A fin septembre 2023, les demandes de résiliation anticipées de contrat d'obligation d'achat identifiées dans le périmètre d'EDF OA concernaient une puissance installée cumulée de 4,1 GW.

<sup>5</sup> Dans un contexte où les prix de gros sont devenus plus attractifs que les prix garantis par les contrats de soutien, une puissance de 4,7 GW a été résiliée avant son terme depuis septembre 2021, dont 4,2 GW résiliés en 2022.

<sup>6</sup> Délibération de la CRE 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 - CRE.



**Fig. 1 : Vision à septembre 2023 des résiliations anticipées des contrats d'achat au périmètre d'EDF OA.**

Cette situation a ainsi fait évoluer la répartition des filières renouvelables au sein du périmètre d'EDF OA. En effet, beaucoup de résiliations ont été constatées pour les filières éoliennes, hydrauliques et thermiques dans une moindre mesure. 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 et la signature de nouveaux contrats, ces résiliations anticipées constatées en 2022 ont opéré une forte reconfiguration, non prévisible, du parc. Dès lors, les taux de charge constatés sur les historiques de production antérieurs à 2022 reflètent moins bien le comportement actuel et futur du parc.

Ainsi, alors que la PQC avait été fixée pour qu'EDF OA soit vendeur sur 90 % des pas de temps demi-horaires en 2022, EDF OA a finalement été vendeur sur « seulement » 78 % des pas de temps, les volumes achetés sur les 22 % restants représentant cependant seulement 2 % environ de la production.

Dans ce contexte, la CRE avait apporté plusieurs adaptations à la méthodologie de calcul de la puissance quasi-certaine dans le cadre de sa délibération du 15 décembre 2022<sup>7</sup> relative aux valeurs de la puissance quasi-certaine, en :

- retenant un historique plus court de 3 ans (comprenant une partie de l'année en cours) au lieu de 5 ans afin de considérer un historique plus représentatif du futur parc ;
- relevant, le seuil du centile 90 du taux de charge :
  - au centile 95 pour les mois de novembre et décembre 2023 ;
  - au centile 92 pour les années 2024 et 2025 ;
- modifiant le niveau de puissance quasi-certaine pour un produit dont la vente était en cours : le produit « ruban de base 2024 » dont la vente avait débuté le 1er janvier 2022 et s'achèvera fin 2023.

En 2023, si la PQC avait été fixée pour qu'EDF OA soit vendeur sur 90 % des pas de temps (excepté donc pour les mois de novembre et décembre où un centile 95 a été retenu), les estimations les plus récentes montrent qu'EDF OA a finalement été vendeur sur 65 % des pas de temps jusqu'en octobre 2023, dont 62 % au premier trimestre. Cela représente environ 7 % des volumes produits sur chacune de ces deux périodes.

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

Dans un premier temps, comme évoqué dans sa délibération du 15 décembre 2022, 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 que les cinq dernières années.

<sup>7</sup> Délibération de la CRE 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 - CRE.



Les résiliations anticipées massives en 2022 (94 % de la puissance sous obligation d'achat résiliée depuis septembre 2021 de manière anticipée l'a été en 2022), ont structurellement diminué le taux de charge du parc de production sous obligation d'achat. L'année 2023 ayant présenté un faible nombre de résiliations anticipées (6 % de la puissance sous obligation d'achat résiliée de manière anticipée l'a été en 2023), elle offre une vision plus représentative de la répartition des filières dans le parc futur. Cependant, un historique plus long a pour avantage de lisser les éventuels aléas météorologiques. Ainsi, dans la présente délibération, la CRE retient, comme dans sa délibération du 15 décembre 2022, un historique de taux de charge de 3 ans.

Cette adaptation concerne les produits restant à vendre soit les produits :

- « M11 » et « M12 » 2024 ;
- « premier trimestre », « M11 » et « M12 » 2025 ;
- « ruban de base », « premier trimestre », « M11 » et « M12 » 2026.

Elle conduit ainsi aux taux de charge suivants :

Période de production	Taux de charge (en % de la puissance installée)
1 <sup>er</sup> trimestre	15,7 %
Mois d'avril à octobre	7,2 %
Mois de novembre et décembre	14,7 %

Les valeurs de puissance quasi-certaine sont enfin calculées en appliquant ces taux de charge à la puissance prévisionnelle du parc sous obligation d'achat dont l'estimation est détaillée en partie 2.1, et sont ainsi présentées dans le tableau ci-dessous.

Puissance quasi-certaine (MW)	Valeurs retenues dans la délibération du 15 décembre 2022 (rappel)		Nouvelles valeurs		
	2024	2025	2024	2025	2026
Ruban de base	2 100	2 100			2 100
Surplus de production Q1 <sup>8</sup>	2 500	2 500		2 200	2 400
Surplus de production M11 <sup>9</sup>	2 100	2 200	1 900	2 000	2 200
Surplus de production M12 <sup>10</sup>					

Les produits « ruban de base 2024 » et « premier trimestre 2024 » sont mis en vente par EDF OA depuis respectivement janvier 2022 et janvier 2023 : 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 2023. 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 2025 » est mis en vente depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2023. Sa vente va se poursuivre tout au long de l'année 2024. La CRE n'estime pas nécessaire de revenir sur son niveau.

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>8</sup> Premier trimestre.

<sup>9</sup> Novembre.

<sup>10</sup> Décembre.

**DECISION DE LA CRE : VALEURS RETENUES**

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 transactions à terme.

La présente délibération vise à définir la puissance quasi-certaine qu'EDF OA va vendre dans le cadre de transactions à terme pour les années 2024, 2025 et 2026.

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. Ces résiliations ont modifié durablement le profil de production du parc sous obligation d'achat sur le périmètre d'EDF OA.

Le phénomène de résiliations anticipées s'étant ensuite largement atténué en 2023, notamment du fait de la mise en place de la taxation des rentes inframarginales de producteurs, la CRE dispose d'un historique très récent plus représentatif du nouveau taux de charge du parc. Cependant, un historique plus long a pour avantage de lisser les éventuels aléas météorologiques d'une année.

Dans ce, la CRE estime pertinent de considérer un historique de calcul de 3 ans, comme lors de sa délibération du 15 décembre 2022, en lieu et place d'un historique de 5 ans considéré avant 2022.

Les puissances quasi-certaines retenues pour chacun des blocs de production des années 2024, 2025 et 2026 sont indiquées ci-après :

Puissance quasi-certaine (MW)	2024	2025	2026
Ruban de base			2 100
Surplus de production Q1		2 200	2 400
Surplus de production M11	1 900	2 000	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 14 décembre 2023.**

**Pour la Commission de régulation de l'énergie,**

**La présidente,**

**Emmanuelle WARGON**