



DÉLIBÉRATION N° 2018-257

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 13 décembre 2018 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 : Jean-François CARENCO, président, Catherine EDWIGE, Jean-Laurent LASTELLE et Jean-Pierre SOTURA, commissaires.

1. CONTEXTE

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) a fixé, dans sa délibération du 25 juin 2009¹, les principes de calcul du coût évité pour EDF par l'obligation d'achat en métropole continentale. Ces principes concernent les contrats d'achat sans différenciation horosaisonnaire, en distinguant la production considérée comme quasi-certaine² de la production aléatoire.

Le coût évité pour la production quasi-certaine est calculé en utilisant les prix de marché à terme alors que le calcul du coût évité pour la production dite « aléatoire » est fondé sur les prix de marché *Day-Ahead*.

La délibération de la CRE du 16 décembre 2014³ a fait évoluer la méthodologie d'évaluation du coût évité par la part aléatoire afin de prendre en compte le coût des écarts générés par la production sous obligation d'achat, sans modifier le calcul du coût évité par la part quasi-certaine.

La délibération de la CRE du 22 juin 2017⁴ 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^{er} 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 méthodologie de calcul de la puissance quasi-certaine n'a quant à elle pas été modifiée. La présente délibération détermine les niveaux de puissance pour les années 2019 à 2021.

En effet, sur la base d'éléments transmis par EDF relatifs à l'évolution de la puissance installée des différentes filières et à la disponibilité des installations, il est opportun de réexaminer les valeurs de puissance quasi-certaine retenues pour les années 2019 et 2020, conformément aux possibilités offertes par la délibération du 25 juin 2009. Il est par ailleurs nécessaire de déterminer ces valeurs pour l'année 2021.

¹ 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>).

² La délibération du 25 juin 2009 indique que la puissance quasi-certaine est la puissance disponible à chaque instant sur la période de temps considérée avec une probabilité de l'ordre de 90 %.

³ Délibération de la CRE 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 continentale (<http://www.cre.fr/documents/deliberations/communication/evolution-de-la-methodologie-de-calcul-du-cout-evite-par-l-electricite-produite-sous-obligation-d-achat-en-metropole-continentale>).

⁴ 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>)

2. DÉTERMINATION DE LA PUISSANCE QUASI-CERTAINE

Pour déterminer la puissance quasi-certaine d'une filière, sa puissance prévisionnelle est multipliée par un coefficient de puissance quasi-certaine représentatif de la filière.

Ces coefficients de puissance quasi-certaine visent à traduire le niveau de production réelle des installations qui peut être garanti 90 % de l'année par rapport à la puissance totale de la filière. Ils sont examinés régulièrement et évoluent le cas échéant afin d'être représentatifs du profil de production de filières sous obligation d'achat.

Ils ont été évalués dans un premier temps dans la délibération du 25 juin 2009 puis révisés dans les délibérations du 27 novembre 2012 et 16 décembre 2015. L'analyse de la disponibilité du parc éolien sous obligation d'achat a conduit à revoir dans la délibération du 14 décembre 2016 le coefficient de puissance quasi-certaine pour la période hivernale et à le diminuer de 10 à 8 %.

Au regard de la production constatée de 2011 à 2018, les coefficients en vigueur sont représentatifs des profils de production des filières concernées ; la CRE ne dispose pas d'éléments qui justifieraient de les remettre en cause pour le calcul portant sur les années 2019 à 2021 :

Tableau 1 : coefficients de puissance quasi-certaine actuellement en vigueur

	Cogénération	Biogaz/biomasse	Incinération	Éolien	Hydraulique	Autres
Hiver ⁵	80 %	45 %	60 %	8 %	20 %	0 %
Eté ⁶	0 %	45 %	45 %	5 %	15 %	0 %

En se fondant sur la puissance prévisionnelle estimée pour les différentes filières sous obligation d'achat et des coefficients de puissance quasi-certaine définis ci-dessus, les puissances quasi-certaines de chaque bloc ont été calculées pour les années 2019, 2020 et 2021.

La puissance prévisionnelle des filières a été estimée en tenant compte de la puissance installée à la fin de l'année 2017 (ajustée compte-tenu des installations mises en service à l'issue du premier semestre 2018), des dates d'échéance des contrats ainsi que de la croissance prévue des parcs de production sous obligation d'achat.

Cette prévision de croissance est fondée sur le développement attendu des différentes filières et est réalisée en accord avec la mise en œuvre du dispositif de complément de rémunération, prévu à l'article L. 314-18 du code de l'énergie. En effet, dans ce dispositif, les producteurs étant responsables de la commercialisation de l'électricité qu'ils produisent, les installations bénéficiant de ce dispositif ne sont pas prises en compte pour l'évaluation de la puissance quasi-certaine.

Les valeurs de puissance quasi-certaine découlant de cette évaluation sont présentées dans le tableau 3.

Tableau 2 : Puissances quasi-certaines pour les années 2019, 2020 et 2021

Puissance quasi-certaine (MW)	Valeurs retenues dans la délibération du 21 décembre 2017 (rappel)		Nouvelles valeurs		
	2019	2020	2019	2020	2021
Ruban de base	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400
Surplus de production Q1 ⁷	2 200	2 100	2 200	2 100	2 100
Surplus de production M11 ⁸	2 100	2 000	2 100	2 000	1 900
Surplus de production M12 ⁹					

La puissance quasi-certaine du ruban de base est calculée comme la somme des puissances quasi-certaines en été des filières « biogaz/biomasse », « incinération », « éolien » et « hydraulique ». Une décroissance faible est attendue sur ces filières en obligation d'achat, en raison de l'arrivée à échéance de contrats mais également parce que le développement des nouvelles installations se fera majoritairement sous complément de rémunération.

⁵ En application de la délibération du 25 juin 2009 précitée, l'hiver désigne les mois de janvier, février, mars, novembre et décembre.

⁶ En application de la délibération du 25 juin 2009 précitée, l'été désigne les mois d'avril, mai, juin, juillet, août, septembre et octobre.

⁷ Premier trimestre

⁸ Novembre

⁹ Décembre

La valeur des blocs *hivernaux* de surplus de production Q1, M11 et M12 dépend fortement des installations de cogénération, et dans une moindre mesure de celles des filières biomasse, biogaz, incinération et éolienne. Le parc de la filière cogénération décroît légèrement au cours des années 2019 à 2021, ce qui explique la baisse de la puissance quasi-certaine sur ces produits.

VALEURS RETENUES PAR LA CRE

La CRE a fixé, dans sa délibération du 25 juin 2009, les principes de calcul du coût évité pour EDF par l'obligation d'achat en métropole continentale. Ces principes concernent les contrats d'achat sans différenciation horosaisonnaire, en distinguant la production considérée comme quasi-certaine de la production aléatoire. La présente délibération vise à définir la puissance quasi-certaine qu'EDF va vendre dans des transactions à terme.

Les puissances quasi-certaines retenues pour chacun des blocs de production des années 2019, 2020 et 2021 sont indiquées ci-après.

Puissance quasi-certaine (MW)	2019	2020	2021
Ruban de base	1 400	1 400	1 400
Surplus de production Q1	2 200	2 100	2 100
Surplus de production M11	2 100	2 000	1 900
Surplus de production M12			

La présente délibération sera publiée sur le site de la CRE et transmise au ministre d'État, ministre de la transition écologique et solidaire.

Délibéré à Paris, le 13 décembre 2018.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,
Le Président,

Jean-François CARENCO