

DÉLIBÉRATION N° 2019-031

7 février 2019

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie portant proposition des tarifs de cession de l'électricité aux entreprises locales de distribution

Participaient à la séance : Jean-François CARENCO, président, Christine CHAUVET, Catherine EDWIGE, Hélène GASSIN, Jean-Laurent LASTELLE et Jean-Pierre SOTURA, commissaires.

En France métropolitaine continentale, les tarifs de cession permettent aux entreprises locales de distribution (ELD) de s'approvisionner en électricité pour la fourniture de leurs clients aux tarifs réglementés de vente d'électricité (TRVE) et, pour celles desservant moins de 100 000 clients, pour la fourniture de leurs pertes réseaux. En application de l'article L.337-10 du code de l'énergie, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a pour mission de proposer ces tarifs aux ministres chargés de l'énergie et de l'économie.

La présente délibération de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) porte proposition d'une évolution des tarifs de cession. Elle précise les méthodologies et hypothèses retenues pour établir les barèmes de prix applicables.

La CRE propose une augmentation moyenne de 17,6% HT des tarifs de cession, représentant 8,2 €/MWh HT.

La méthodologie retenue pour la CRE pour établir les tarifs de cession est la même que celle retenue par la CRE dans sa proposition tarifaire du 7 février 2019 sur les TRVE. Il en résulte que la marge moyenne des ELD pour leur activité de commercialisation aux TRVE est stable par rapport à l'exercice tarifaire précédent.

1. CADRE JURIDIQUE

En application de l'article L. 337-10 du code de l'énergie, les entreprises locales de distribution (ELD) peuvent s'approvisionner auprès d'EDF aux tarifs de cession pour la fourniture de leurs clients aux tarifs réglementés de vente d'électricité (TRVE) et, dans le cas où les ELD desservent moins de 100 000 clients, pour l'approvisionnement des pertes d'électricité des réseaux qu'elles exploitent¹.

En application de ce même article, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a pour mission depuis le 8 décembre 2015, de proposer les tarifs de cession aux ministres chargés de l'énergie et de l'économie.

L'article L. 337-11 dispose par ailleurs que *« les tarifs de cession d'électricité aux entreprises locales de distribution sont définis en fonction de catégories fondées sur les caractéristiques intrinsèques des fournitures, en fonction des coûts liés à ces fournitures »*.

Le décret n° 2016-1133 du 19 août 2016 a modifié les articles R. 337-26 à R. 337-28 du code de l'énergie. L'article R. 337-26 du code de l'énergie précise notamment les modalités de calcul des composantes des tarifs de cession de l'électricité aux entreprises locales de distribution. Aux termes des dispositions de cet article, dans sa rédaction issue du décret,

« Les tarifs de cession de l'électricité sont déterminés, sous réserve de la prise en compte des coûts d'Electricité de France pour l'activité de fourniture de l'électricité aux tarifs de cession, par l'addition du coût de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique et du coût du complément d'approvisionnement sur le marché, qui inclut la garantie de capacité.

Le coût de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique est déterminé en fonction du prix de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique appliqué au prorata de la quantité de produit théorique calculée en application de l'article R. 336-14 du code de l'énergie aux catégories fondées sur les caractéristiques intrinsèques des fournitures mentionnées à l'article L. 337-11 du présent code, compte tenu, le cas échéant, de l'atteinte du volume global maximal d'électricité nucléaire historique fixé par l'article L. 336-2.

Le coût du complément d'approvisionnement sur le marché est calculé en fonction des caractéristiques intrinsèques de fourniture et des prix de marché à terme constatés. Les frais annexes associés à ce mode d'approvisionnement sont adaptés à la fourniture aux tarifs de cession.

Jusqu'au début de la première année de livraison du mécanisme d'obligation de capacité prévu par les articles R. 335-1 et suivants du code de l'énergie, le coût de la garantie de capacité est considéré comme nul pour la détermination du niveau des tarifs de cession. Par la suite, ce coût est intégré au tarif de cession.

Les tarifs de cession de l'électricité comportent plusieurs périodes tarifaires et pour chacune, une part proportionnelle à l'énergie consommée. Ils ne comportent pas de part fixe. »

L'article R. 337-27 du code de l'énergie dans sa rédaction issue du décret dispose que :

« Les tarifs de cession font l'objet d'un examen au moins une fois par an.

Les propositions de tarifs réglementés de vente de l'électricité faites par la Commission de régulation de l'énergie en application de l'article L. 337-4 du code de l'énergie sont accompagnées d'une proposition de tarifs de cession »

Enfin, l'article R. 337-28 du code de l'énergie modifié, prévoit que *« La Commission de régulation de l'énergie prend en compte les orientations de politique énergétique indiquées par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie. »*

2. LES TARIFS DE CESSIION SONT CONSTRUITS AFIN DE REFLÉTER L'EMPILEMENT DES COÛTS LIÉS À LEUR FOURNITURE, EN COHÉRENCE AVEC LA MÉTHODOLOGIE DE CONSTRUCTION DES TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE

Depuis la publication du décret du 19 août 2016, les tarifs de cession doivent être construits selon la méthode dite « par empilement des coûts ».

¹ Article L. 337-10 du code de l'énergie : *« [...] Le bénéfice des tarifs de cession pour l'approvisionnement des pertes d'électricité des réseaux est limité au 31 décembre 2013 pour les entreprises locales de distribution desservant plus de cent mille clients. »*

La CRE applique une méthodologie de calcul identique à celle retenue pour les TRVE dans sa proposition tarifaire du 7 février 2019. Les hypothèses spécifiques à la construction des tarifs de cession sont explicitées dans les parties suivantes.

La CRE retient, pour le calcul de l'empilement des coûts des tarifs de cession, les composantes suivantes :

- Le coût d'approvisionnement de la part relevant de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) ;
- Le coût d'approvisionnement du complément au marché en énergie et en garanties de capacité ;
- Le coût de la couverture des risques liés à l'approvisionnement par EDF des ELD aux tarifs de cession ;
- Le coût de gestion par EDF des contrats aux tarifs de cession des ELD.

Conformément au Code de l'énergie précité, la CRE tient également compte de la part des coûts d'approvisionnement du complément au marché en énergie et en garanties de capacité liée à l'atteinte du plafond ARENH, à l'instar de la construction des TRVE.

2.1. Le coût de l'approvisionnement en énergie des tarifs de cession correspond dans la présente proposition, en structure et en niveau, aux coûts d'un fournisseur qui se serait approvisionné à l'ARENH et au marché. Le coût de la capacité est intégré dans l'empilement tarifaire.

2.1.1. La CRE évalue les coûts d'approvisionnement sur le fondement d'une courbe de charge représentative du portefeuille des ELD, sur 5 postes horosaisonniers

Afin de déterminer la « forme » de la consommation de chaque client au pas horaire, chaque option du TRVE est associée à un profil de consommation décrit plus en détail dans la délibération de la CRE du 7 février 2019 *portant proposition des tarifs réglementés de vente d'électricité*.

À partir de ces profils et des données de consommation des clients des portefeuilles des ELD, il est possible de reconstituer une courbe de charge totale représentative de la consommation des clients aux TRVE au périmètre des ELD. Cette courbe de charge est décomposée entre les cinq postes horosaisonniers que la CRE retient pour la structure des tarifs de cession (voir annexe).

L'empilement est évalué sur chacun de ces cinq postes horosaisonniers.

2.1.2. La méthodologie d'évaluation des coûts d'approvisionnement en énergie et en capacité est conforme à celle utilisée pour les tarifs réglementés de vente

La méthodologie retenue pour la construction des tarifs de cession est conforme à celle retenue dans la délibération de la CRE du 7 février 2019 portant proposition des TRVE.

La CRE évalue le coût de l'approvisionnement à l'ARENH, en calculant le volume d'ARENH à partir de la consommation relevée sur la courbe de charge décrite précédemment pendant certaines heures de l'année, définies par l'arrêté du 17 mai 2011 relatif au calcul des droits à l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique.

La CRE a annoncé dans son communiqué de presse du 29 novembre 2018 que le volume d'ARENH demandé par les fournisseurs alternatifs lors du guichet du 21 novembre 2018 s'élevait à 132,98 TWh hors filiales d'EDF. En application du code de l'énergie et de sa délibération du 25 octobre 2018, la CRE a intégralement écrêté les demandes des filiales contrôlées par EDF, puis a réparti les 100 TWh d'ARENH au *pro rata* des demandes des autres fournisseurs. Elle a ensuite notifié à chacun d'eux qu'il recevrait 75,2 % de sa demande d'ARENH.

En application du code de l'énergie, afin d'assurer la contestabilité des TRVE par les fournisseurs alternatifs, la CRE a répliqué les effets de l'écrêtement dans sa délibération portant proposition des TRVE du 7 février 2019. En application de la délibération du 11 janvier 2018 portant proposition des tarifs réglementés de vente d'électricité, la CRE a appliqué les modalités suivantes :

- la part du complément d'approvisionnement en énergie consécutif à l'écrêtement ARENH a été approvisionnée de façon lissée, sur les marchés de gros, entre le 30 novembre (date à laquelle le niveau d'écrêtement était connu des fournisseurs) et le 21 décembre 2018. Le prix moyen du produit Calendaire Base 2019 sur cette période s'élève à 59,4 €/MWh ;

- la part du complément en capacité a été approvisionnée lors de l'enchère de capacité du 13 décembre 2018, au prix de 18 045,7 €/MW.

La CRE propose d'appliquer les mêmes modalités pour estimer le coût d'approvisionnement du complément en énergie et en garanties de capacité pris en compte dans les tarifs de cession.

Le complément d'approvisionnement en énergie – hors écrêtement dû à l'atteinte du plafond ARENH – est considéré comme approvisionné de façon lissée sur les deux années calendaires précédant l'année de livraison, du 1^{er} janvier 2017 au 31 décembre 2018, selon une moyenne arithmétique. Le coût de ce complément d'approvisionnement sur les marchés de gros de l'électricité est évalué par la CRE selon les principes présentés dans la consultation publique du 18 février 2016 et repris dans ses propositions tarifaires postérieures.

Le prix de marché moyen résultant est de 43,07€/MWh pour un produit de type calendrier base.

La CRE intègre par ailleurs, dans sa proposition des tarifs de cession, le coût du complément d'approvisionnement en garanties de capacité – hors écrêtement dû à l'atteinte du plafond ARENH. Le volume de garanties de capacité à couvrir est estimé sur la courbe de charge décrite précédemment, en application de la méthodologie prévue par les dispositions de l'article R. 335-1 du code de l'énergie et celles de l'arrêté du 29 novembre 2016 qui définit les « règles du mécanisme de capacité ».

La CRE a retenu comme prix de la capacité la moyenne des prix révélés lors des enchères de capacité tenues pour l'année de livraison 2019. Le prix résultant est établi à 17 365 €/MW.

Conformément à la délibération de la CRE du 13 avril 2017 concernant les conditions dans lesquelles les garanties de capacité sont prises en compte dans les tarifs de cession, le nombre de garanties de capacité apportées par les tarifs de cession doit correspondre à l'obligation de l'ELD au titre de ses clients aux TRVE, au prorata, calculé annuellement, entre les volumes d'achat aux tarifs de cession et les volumes de vente aux TRVE.

La CRE avait en conséquence proposé dans sa délibération tarifaire du 6 juillet 2017 relative aux tarifs de cession que le coût de la capacité soit réparti en €/MWh uniformément sur tous les postes horosaisonniers afin de limiter les possibilités d'arbitrage. La CRE propose de maintenir cette répartition dans la présente proposition.

En raison de l'augmentation des prix du marché de gros, le prix de marché à terme retenu pour le calcul du complément d'approvisionnement excède pour 2019 le prix de l'ARENH. Aussi, et dans un souci de cohérence avec la méthodologie de construction des TRVE reprise dans la délibération du 7 février 2019, la structure des tarifs de cession est construite de façon à refléter la stratégie d'un fournisseur s'approvisionnant à l'ARENH (y compris écrêtement) et au marché.

2.2. Frais associés à l'activité de fourniture aux tarifs de cession

L'approvisionnement en énergie et en capacité des tarifs de cession comporte des frais spécifiques listés ci-dessous et détaillés dans la proposition tarifaire de la CRE du 7 février 2019 relative aux TRVE.

La CRE retient pour les tarifs de cession les mêmes frais d'accès au marché pour l'approvisionnement en énergie et en capacité que ceux retenus dans la construction des TRVE, conformément à la méthodologie précédemment établie :

- Frais d'échange (« trading fees ») ;
- Frais de la chambre de compensation (« clearing fees ») ;
- Frais de livraison (« delivery fees »), qui sont intégrés uniquement dans le calcul d'approvisionnement en énergie sur les marchés à terme.

La CRE prend en compte une évaluation des coûts des écarts du périmètre d'équilibre (coûts des écarts entre la consommation prévisionnelle en J-1 et celle finalement constatée, liés au fonctionnement du mécanisme de responsabilité d'équilibre). La CRE retient ainsi, à l'instar des TRVE, un montant de 0,3 €/MWh, valeur représentative des coûts supportés par les fournisseurs.

Enfin, conformément aux articles L. 137-30 et suivants du Code de la sécurité sociale, la CRE intègre le montant de la contribution sociale de solidarité des sociétés dans le niveau des tarifs de cession. La contribution sociale de solidarité des sociétés (C3S) finance le régime de protection sociale des travailleurs indépendants (artisans, commerçants, exploitants agricoles, etc.). Le montant de la C3S retenu par la CRE dans la construction des tarifs de cession est de 0,1 €/MWh.

2.3. Coûts de gestion des contrats aux tarifs de cession des ELD par EDF

La gestion des relations avec les ELD dans le cadre de la vente aux tarifs de cession (relations contractuelles, facturation et recouvrement) génère des coûts pour EDF.

La CRE intégrera dans sa proposition tarifaire de l'été 2019, sur la base de la valeur définitive des coûts de 2018 et des volumes réalisés, l'éventuel rattrapage, à la hausse ou à la baisse, de l'écart entre les coûts prévisionnels pris en compte dans les tarifs de cession en 2018 et les coûts réalisés. La première estimation à date, sur le fondement des données transmises par EDF, montre que les coûts réalisés pour 2018 s'avèrent sensiblement inférieurs aux coûts pris en compte dans la proposition du 12 juillet 2018, ce qui entraînerait un rattrapage à la baisse des tarifs de cession.

Dans le cadre de la présente proposition, la CRE propose de retenir la valeur prévisionnelle déclarée par EDF pour les coûts de gestion des contrats aux tarifs de cession des ELD pour 2019, soit 0,28 €/MWh, en baisse de 11% par rapport aux tarifs de cession en vigueur.

2.4. Coûts de couverture des risques

Dans le cadre de la construction des TRVE, la CRE intègre une marge dite « à risque » qui a vocation à couvrir les risques d'un fournisseur liés à l'approvisionnement de ses clients en énergie et en capacité, pour une politique de risque donnée. Ces risques sont en grande partie liés à des écarts par rapport à la consommation prévisionnelle, compensés par des achats ou des ventes sur le marché spot. La CRE a intégré dans la construction des TRVE les risques suivants :

- Risques quantifiés :
 - Risque lié à la thermosensibilité des consommateurs ;
 - Risque de consommation « macro-économique » ;
 - Risque lié aux erreurs de prévision de portefeuille ;
 - Risque lié à l'approvisionnement en capacité.
- Risques non quantifiés :
 - Risques autres notamment liés à l'évolution du contexte réglementaire et à la rémunération des capitaux investis dans l'activité de commercialisation.

La méthodologie d'évaluation des risques est présentée dans la proposition tarifaire de la CRE du 7 février 2019.

Ces risques existent également dans le cadre de la fourniture aux tarifs de cession. En particulier, EDF et les ELD doivent faire face aux écarts par rapport à la consommation prévisionnelle, en effectuant pour EDF, des achats et des ventes sur les marchés qu'il revendra aux tarifs de cession et en achetant, pour les ELD, plus ou moins d'électricité aux tarifs de cession pour approvisionner leurs clients au TRVE.

Lors de la proposition tarifaire du 6 juillet 2017 relative aux tarifs de cession, la CRE avait établi une méthodologie de partage des risques entre EDF et les ELD qu'elle a réprécisée lors de la proposition tarifaire du 12 juillet 2018 en spécifiant le partage retenu pour les risques liés aux erreurs de prévision de portefeuille et à l'approvisionnement en capacité. La CRE propose de conserver cette méthodologie dans le cadre de la présente délibération :

- Pour le risque lié à la thermosensibilité, 62% de la composante correspondante intégrée dans les TRVE est répercutée dans les tarifs de cession (62% de ces coûts sont imputés à la couverture du risque porté par EDF) ;
- Pour le risque de consommation « macro-économique », 39% de la composante correspondante intégrée dans les TRVE est répercutée dans les tarifs de cession ;
- Pour le risque de consommation « portefeuille », 100% de la composante correspondante intégrée dans les TRVE est répercutée dans les tarifs de cession ;
- Pour le risque lié à l'approvisionnement en capacité, 90% de la composante correspondante intégrée dans les TRVE est répercutée dans les tarifs de cession.

S'agissant des risques non quantifiés, la CRE a retenu, lors de la proposition tarifaire du 12 juillet 2018, une affectation en totalité aux ELD. La CRE propose de maintenir cette répartition pour la présente proposition.

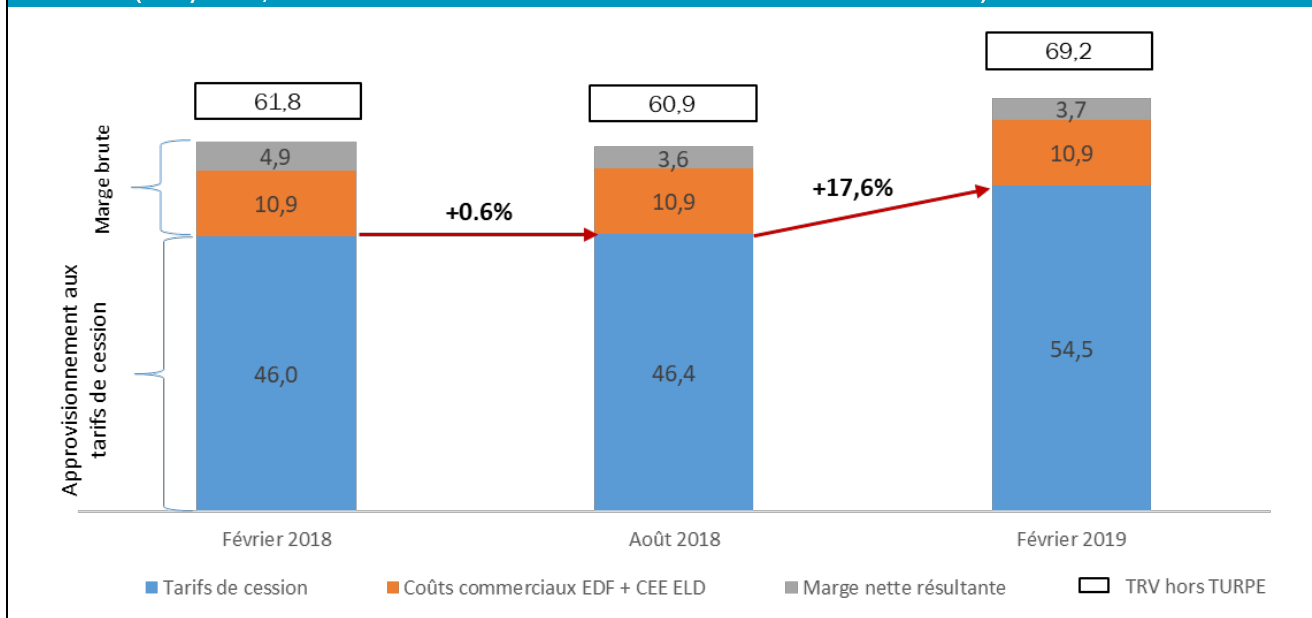
Tableau 2 : Niveau de couverture des risques d'EDF inclus dans les tarifs de cession

	en €/MWh
Couverture du risque thermosensibilité à 95%	1,15
Couverture du risque « macroéconomique » à 95%	0,06
Couverture du risque « portefeuille » à 95%	0,34
Couverture du risque capacité à 95%	0,25
Total	1,80

3. EVOLUTION MOYENNE DES TARIFS DE CESSION

Le graphique ci-dessous présente l'évolution moyenne en niveau des tarifs de cession et la marge des ELD associés à la vente aux TRVE.

Figure 1 : Evolution moyenne en niveau des tarifs de cession et évolution de la marge des ELD associée à la vente aux TRVE (en €/MWh, sur la base de données clients des ELD au 31 décembre 2017)



La marge brute, définie comme la différence entre le niveau moyen des tarifs réglementés de vente (hors taxes et hors part acheminement TURPE) et le niveau moyen des tarifs de cession, est stable par rapport à l'exercice précédent.

DECISION

La CRE propose le barème de prix figurant en annexe de la présente délibération et propose son application concomitamment à la mise en œuvre des tarifs réglementés de vente d'électricité proposés par la CRE dans sa délibération du 7 février 2019.

Cette délibération sera transmise au ministre d'Etat, ministre de la Transition écologique et solidaire ainsi qu'au ministre de l'Economie et des Finances.

Délibéré à Paris, le 7 février 2019.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le Président,

Jean-François CARENCO

ANNEXE : BARÈMES DES TARIFS DE CESSIION

Ce tarif comporte une option « Base » qui comprend cinq périodes tarifaires suivant la saison (« Hiver » du 1^{er} novembre au 31 mars inclus et « Eté » du 1^{er} avril au 31 octobre inclus) et l'heure de la journée (Heures Pleines/Heures Creuses et Pointe).

Les dimanches sont entièrement en Heures Creuses.

Tous les autres jours comprennent 8 Heures Creuses.

Les heures de « Pointe » sont fixées de décembre à février à raison de 2 heures le matin et de 2 heures le soir.

Tarif à 5 postes OPTION BASE	Hiver			Eté	
	Pointe	Heures Pleines Hiver	Heures Creuses Hiver	Heures Pleines Eté	Heures Creuses Eté
Prix de l'énergie (c€/kWh)	7,66	6,28	4,98	5,11	4,70

Le schéma ci-dessous présente la décomposition des tarifs de cession sur chacun des postes horosaisonniers :

Décomposition des tarifs de cession sur chaque poste horosaisonnier (en c€/kWh)

