



ANNEXE A

Méthodologie de construction des tarifs réglementés de vente d'électricité

SOMMAIRE

1. CADRE JURIDIQUE ET REGLEMENTAIRE	3
2. PRINCIPES ET OBJECTIFS DE LA TARIFICATION PAR EMPILEMENT	3
2.1 OBJECTIF DE L'EMPILEMENT : ASSURER LA CONTESTABILITE DES TRVE	3
2.2 LES COUTS D'APPROVISIONNEMENT EN ENERGIE ET EN CAPACITE SONT ETABLIS SELON LES PROFILS DE CONSOMMATION	4
3. METHODOLOGIE DE LA TARIFICATION PAR EMPILEMENT	5
3.1 COUT DE L'APPROVISIONNEMENT A L'ARENH	5
3.2 COUT DU COMPLEMENT D'APPROVISIONNEMENT AU MARCHE.....	6
3.2.1 Coût du complément d’approvisionnement en énergie au marché	6
3.2.2 Coût du complément d’approvisionnement en capacité au marché.....	6
3.2.3 Coût du complément d’approvisionnement en énergie et en garanties de capacité consécutif à l’écêtement de l’ARENH	7
3.2.4 Frais liés à l’approvisionnement en énergie et en garanties de capacité.....	7
3.2.4.1 Frais d’accès au marché de l’énergie et de la capacité	7
3.2.4.2 Autres éléments de coûts intégrés au TRVE.....	7
3.3 COUTS D'ACHEMINEMENT (TURPE)	8
3.4 COUTS DE COMMERCIALISATION.....	9
3.5 LA REMUNERATION NORMALE DE L'ACTIVITE DE FOURNITURE PERMET DE COUVRIR LES RISQUES SUPPORTES PAR LES FOURNISSEURS.....	11
3.5.1 Risque lié à la thermosensibilité des consommateurs.....	11
3.5.2 Risque de consommation « macro-économique ».....	12
3.5.3 Risques liés aux erreurs de prévision du portefeuille.....	12
3.5.4 Risques liés à l’approvisionnement en capacité	12
1. CONTEXTE ET CADRE JURIDIQUE	13
2. DEFINITION DE L'EMPILEMENT : EVOLUTIONS EN NIVEAU DES TRVE.....	13
3. EVOLUTIONS EN STRUCTURE DES TRVE	14
4. REMANENCE D'OCTROI DE MER	14

PARTIE 1 : LES TARIFS REGLEMENTES DE VENTE D'ELECTRICITE EN METROPOLE CONTINENTALE

1. CADRE JURIDIQUE ET REGLEMENTAIRE

En application des dispositions de l'article L. 337-7 du code de l'énergie, les tarifs réglementés de vente d'électricité (TRVE) sont maintenus, en France métropolitaine continentale, pour les seuls consommateurs résidentiels et une partie des clients professionnels souscrivant une puissance inférieure ou égale à 36 kVA¹.

En application de l'article L. 337-4 du code de l'énergie, la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) a pour mission de proposer les TRVE aux ministres de l'énergie et de l'économie.

En application de l'article L. 337-6 du code de l'énergie, « les tarifs réglementés de vente d'électricité sont établis par addition du prix d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique, du coût du complément d'approvisionnement au prix de marché, de la garantie de capacité, des coûts d'acheminement de l'électricité et des coûts de commercialisation ainsi que d'une rémunération normale de l'activité de fourniture tenant compte, le cas échéant, de l'atteinte du plafond mentionné au deuxième alinéa de l'article L. 336-2. »

Les dispositions des articles R. 337-18 à R. 337-24 du code de l'énergie mettent en œuvre la tarification par empilement en niveau et en structure des TRVE².

Dans la décision n° 413688 du 18 mai 2018, le Conseil d'État considère que, « sans qu'il soit besoin d'examiner les autres objectifs d'intérêt économique général invoqués, [...] l'entrave à la réalisation d'un marché de l'électricité concurrentiel que constitue la réglementation tarifaire contestée peut être regardée comme poursuivant l'objectif d'intérêt économique général de stabilité des prix. »

Le Conseil d'État admet ainsi l'existence des TRVE au motif qu'ils poursuivent l'objectif d'intérêt économique général de stabilité des prix. Il conditionne toutefois dans sa décision le maintien des TRVE à une modification du cadre d'application s'agissant du périmètre des bénéficiaires.

Par ailleurs, dans les décisions n° 424573 et n° 431902 du 6 novembre 2019, le Conseil d'État confirme les choix méthodologiques de la CRE pour la construction des TRVE.

Comme indiqué dans son exposé des motifs, la loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat permet « d'assurer la mise en compatibilité des tarifs réglementés de vente de l'électricité avec la décision du Conseil d'État du 18 mai 2018 ».

Ainsi, l'article 64 de cette loi prévoit qu'à partir du 1^{er} janvier 2020, l'article L. 337-7 du code de l'énergie est rédigé de la manière suivante : « Les tarifs réglementés de vente d'électricité mentionnés à l'article L. 337-1 bénéficient, à leur demande, pour leurs sites souscrivant une puissance inférieure ou égale à 36 kilovoltampères : « 1° Aux consommateurs finals domestiques, y compris les propriétaires uniques et les syndicats de copropriétaires d'un immeuble unique à usage d'habitation ;

« 2° Aux consommateurs finals non domestiques qui emploient moins de dix personnes et dont le chiffre d'affaires, les recettes ou le total de bilan annuels n'excèdent pas 2 millions d'euros. »

2. PRINCIPES ET OBJECTIFS DE LA TARIFICATION PAR EMPILEMENT

2.1 Objectif de l'empilement : assurer la contestabilité des TRVE

La tarification par empilement vise à garantir la « contestabilité » des TRVE, qui se définit comme « la faculté pour un opérateur concurrent d'EDF présent ou entrant sur le marché de la fourniture d'électricité de proposer, sur ce marché, des offres à prix égaux ou inférieurs aux tarifs réglementés³ ».

La CRE applique les principes de la tarification par empilement à chaque composante de la structure des tarifs (abonnement et parts variables de chaque poste horsaisonnier) pour chaque puissance de chaque option tarifaire, ce qui permet de :

- rendre le TRVE applicable à chaque client concerné contestable par les fournisseurs alternatifs ;
- facturer à chaque client un tarif qui reflète les coûts qu'il génère ;

¹ Article L. 337-7 du code de l'énergie

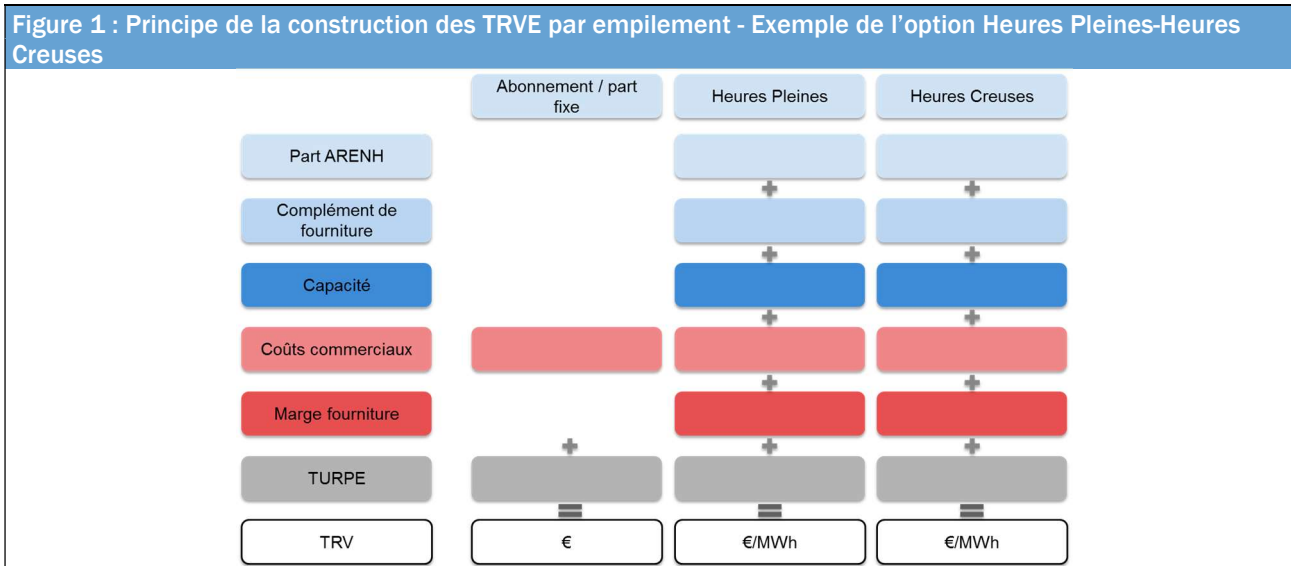
² Voir en ce sens l'avis de la CRE du 3 décembre 2015 qui indique que : « en application des dispositions de l'article L. 337-6 du code de l'énergie, la CRE élaborera désormais ses propositions tarifaires sur la base d'une tarification par empilement en niveau et en structure. »

³ Conseil d'État, ordonnance du juge des référés du 7 janvier 2015 N° 386076, Association nationale des opérateurs détaillants en énergie (ANODE).

- maîtriser l'équilibre financier du tarif, en assurant la meilleure couverture des coûts par les recettes indépendamment du scénario climatique.

Les acteurs de marché se sont majoritairement déclarés favorables au calcul de l'empilement à cette maille tarifaire dans leur réponse à la consultation publique lancée par la CRE le 18 février 2016.

À titre d'exemple, le calcul de la grille tarifaire de l'option du TRVE « Heures Pleines - Heures Creuses » se fait par addition des composantes présentées ci-dessous, pour chaque niveau de puissance souscrite.



Lorsque le prix de marché (prix calendaire Base lissé sur 2 ans et prix de la capacité) est supérieur à l'ARENH, la CRE retient la structure correspondant aux coûts pour un fournisseur s'approvisionnant à l'ARENH et au marché.

A l'inverse, lorsque le prix de marché est inférieur au prix de l'ARENH, la CRE retient une structure correspondant aux coûts pour un fournisseur s'approvisionnant au marché uniquement recalée sur le niveau de coûts pour un fournisseur s'approvisionnant à l'ARENH et au marché.

2.2 Les coûts d'approvisionnement en énergie et en capacité sont établis selon les profils de consommation

La CRE se fonde sur les profils de consommation définis dans le chapitre F de la section 2 des « règles relatives à la Programmation, au Mécanisme d'Ajustement et au dispositif de Responsable d'équilibre ». Les évolutions de profils sont décidées au sein du Comité de Gouvernance du Profilage.

À chaque option du TRVE est associé un profil de consommation, selon les correspondances du tableau ci-dessous :

Tableau 1 : Correspondance entre option du tarif réglementé de vente et profil de consommation

Couleur tarifaire	Option tarifaire	Profil correspondant
Bleu résidentiel	Base (≤ 6 kVA)	RES 1
	Base (> 6 kVA)	RES 11
	Heures Pleines/Heures creuses	RES 2
	Tempo	RES 3
	EJP	RES 4
Bleu non résidentiel	Base	PRO 1
	Heures Pleines/Heures creuses	PRO 2
	Tempo	PRO 3
	EJP	PRO 4
	Eclairage public	PRO 5
Jaune (moins de 36 kVA)	Base	ENT 1
	EJP	ENT 2
Vert (moins de 36 kVA)	A5 Base	ENT 3
	A5 EJP	ENT 4

Ces profils se décomposent en sous-profils associés chacun aux plages horaires saisonnières du tarif considéré. Par exemple pour l'option résidentielle heure pleine/heure creuse, il existe un sous-profil RES2-P1 pour les heures pleines et un sous-profil RES2-P2 pour les heures creuses.

3. METHODOLOGIE DE LA TARIFICATION PAR EMPILEMENT

3.1 Coût de l'approvisionnement à l'ARENH

Le droit ARENH théorique attribué à un consommateur final est fondé sur sa consommation prévisionnelle 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. Dans la construction des TRVE, la consommation prévisionnelle est donnée par les profils de consommation à température normale, c'est-à-dire sans déformation liée aux variations de température.

Les droits ARENH (en % de la consommation) attribués pour les profils des clients aux tarifs bleus résidentiels et non résidentiels en l'absence d'atteinte du plafond ARENH sont présentés ci-après :

Tableau 2 : Droits ARENH par profil de consommation (hors effet de l'écrêtement) en % de l'énergie consommée

PRO1	PRO2	PRO3	PRO4	PRO5	RES11	RES1	RES2	RES3	RES4	Total
64%	71%	70%	78%	97%	76%	81%	63%	51%	70%	68%

Le produit ARENH contient des garanties de capacité qui sont prises en compte dans le calcul du complément de garanties de capacité à intégrer dans les TRVE. Les droits ARENH (en % de l'obligation de capacité) attribués pour les profils des clients aux tarifs bleus résidentiels et non résidentiels en l'absence d'atteinte du plafond ARENH sont présentés ci-après :

Tableau 3 : Droits ARENH par profil de consommation (hors effet de l'écrêtement) en % de l'obligation de capacité

PRO1	PRO2	PRO3	PRO4	PRO5	RES11	RES1	RES2	RES3	RES4	Total
29%	33%	35%	53%	131%	39%	56%	27%	33%	51%	33%

L'arrêté du 28 avril 2011 fixant le volume global maximal d'électricité devant être cédé par EDF au titre de l'ARENH fixe le plafond de l'ARENH à 100 TWh. Ainsi, si la somme des demandes des fournisseurs dépasse ce plafond, leurs demandes se voient écrêtées.

L'article L. 337-6 du code de l'énergie dans sa rédaction issue de la loi relative à l'énergie et au climat dispose que le coût du complément d'approvisionnement au marché est établi en « *tenant compte, le cas échéant, de l'atteinte du plafond mentionné au deuxième alinéa de l'article L. 336-2* ».

En conséquence, la CRE réplique les effets de cet écrêtement en réduisant la part d'approvisionnement à l'ARENH à due proportion de l'écrêtement des volumes. La méthodologie de détermination du coût de l'approvisionnement des volumes écrêtés est détaillée dans la partie 3.2.3.

Cette interprétation ainsi que la méthodologie retenue par la CRE ont été validées par le Conseil d'État dans sa décision n° 431902 du 6 novembre 2019.

3.2 Coût du complément d'approvisionnement au marché

3.2.1 Coût du complément d'approvisionnement en énergie au marché

Le complément d'approvisionnement au marché correspond au coût d'approvisionnement en énergie de la part de la courbe de charge restant à approvisionner après l'achat des volumes d'ARENH (avant écrêtement lié à l'atteinte du plafond ARENH). Le calcul du complément d'approvisionnement au marché lié à l'écrêtement ARENH est traité dans un deuxième temps dans la partie 3.2.3.

Le complément d'approvisionnement au marché est réalisé par des achats ou reventes à chaque heure des volumes associés sur le marché de gros à terme.

Afin de calculer ce coût, la CRE valorise ces volumes à l'aide d'une « Hourly Price Forward Curve » (ci-après, PFC). La PFC reflète une vision, à une date donnée, des prix de marché à une date future, à la maille horaire, calculée à partir des données actuelles et extrapolée à partir des informations passées. Il s'agit donc d'une représentation des produits à terme, observés avec une granularité beaucoup plus fine que celle disponible sur le marché à terme.

La construction de la PFC repose sur la combinaison :

- d'une approche statistique, qui examine la dynamique des prix spots dans le passé afin d'extraire la structure horaire de la PFC normalisée
- de la prise en compte du niveau des prix de marché à terme observés à la date de calcul de la PFC, qui assure le bon calage en niveau de la PFC : la PFC normalisée est calée sur les prix des produits calendaires « Base »⁴ et « Peak »⁵ mensuels et trimestriels, à la date donnée, pour l'année considérée.

La CRE considère que cet approvisionnement est réalisé de manière lissée sur les deux ans précédant la livraison. Plus précisément, une partie de la courbe de charge⁶ est approvisionnée chaque jour où les cotations sont disponibles pour l'année considérée, sur la base d'une PFC calée sur les cotations du jour considéré. La forme horaire normalisée de la PFC est quant à elle actualisée au début de chaque année de lissage.

La couverture des coûts associés aux aléas de consommation et de portefeuille est intégrée à la composante de rémunération normale de l'empilement tarifaire présentée au paragraphe 3.5.

3.2.2 Coût du complément d'approvisionnement en capacité au marché

L'article L. 337-6 du code de l'énergie prévoit qu'en addition du coût d'approvisionnement en énergie, les TRVE intègrent le coût d'acquisition des garanties de capacité. L'article R. 337-19 du code de l'énergie prévoit d'affecter la totalité de ce coût aux parts variables du tarif (en c€/kWh).

Le calcul de l'obligation de capacité de chaque consommateur est réalisé en application de la méthodologie prévue par les dispositions des articles R. 335-1 et suivants du code de l'énergie et celles des règles du mécanisme de capacité mentionnées à l'article R. 335-1 du code de l'énergie. L'obligation en capacité de chaque sous-profil est dépendante de la moyenne de la consommation à température extrême⁷ de ces sous-profils lors des heures « PP1 ». Les heures « PP1 » correspondent aux heures les plus chargées de l'année et sont définies dans les « règles du marché de capacité ». Celles-ci étant connues *ex post*, la puissance de référence pour la construction des TRVE est calculée sur la base d'une répartition statistique *ex ante* des heures PP1 sur les jours éligibles. La méthode retenue a été présentée dans la consultation publique du 18 février 2016⁸ et tient compte le cas échéant, en déduction de l'obligation de chaque sous-profil, des garanties de capacité intégrées dans le produit ARENH (cf. partie 3.1).

Sur le fondement des conclusions de la consultation publique du 29 novembre 2018, la CRE a indiqué dans la délibération du 7 février 2019, qu'elle considérerait, pour la détermination du prix en garanties de capacité des TRVE, un approvisionnement lissé sur les deux ans précédant la livraison, en cohérence avec la stratégie retenue pour l'approvisionnement en énergie.

⁴ Le produit « Base » correspond à un ruban, c'est-à-dire à un produit « plat ».

⁵ Le produit « Peak » correspond à un bloc portant sur les heures 9 à 20.

⁶ La quantité
$$\frac{CDC(h) - AREN(h)}{\text{nb jours de cotation durant 2 années}}$$

⁷ Définie dans les règles du mécanisme de capacité

⁸ Les coefficients c_m sont égaux aux coefficients de pondération c_h présentés dans la délibération de la CRE du 6 mai 2015 portant décision concernant la prise en compte de la valeur des garanties de capacité dans le complément de prix ARENH en application du décret n° 2011-466 du 28 avril 2011 (Annexe 1).

Dans le cadre des tarifs EJP et Tempo, et afin de maximiser l'incitation tarifaire pour les consommateurs, la CRE propose de maintenir la méthodologie consistant à faire porter l'intégralité du coût de l'obligation de capacité respectivement sur les heures de pointe mobile EJP et sur les heures pleines des jours rouges Tempo.

3.2.3 Coût du complément d'approvisionnement en énergie et en garanties de capacité consécutif à l'écrêtement de l'ARENH

Comme évoqué précédemment, l'article L. 337-6 du code de l'énergie dans sa rédaction issue de la loi relative à l'énergie et au climat dispose que le coût du complément d'approvisionnement au marché est établi en « *tenant compte, le cas échéant, de l'atteinte du plafond mentionné au deuxième alinéa de l'article L. 336-2* ».

En conséquence, la CRE réplique les effets de cet écrêtement éventuel en réduisant la part d'approvisionnement à l'ARENH à due proportion de l'écrêtement des volumes.

S'agissant des volumes écrêtés, la CRE a lancé le 2 novembre 2017 une consultation publique relative à la méthodologie de prise en compte de l'ARENH dans la construction des tarifs réglementés de vente d'électricité en cas d'une atteinte du plafond.

A la suite de cette consultation, la CRE a indiqué dans sa délibération du 11 janvier 2018 que pour réaliser le calcul du complément d'approvisionnement en énergie occasionné par une atteinte du plafond ARENH, elle retiendrait la moyenne des prix de marché cotés entre la date de notification des volumes ARENH lors du guichet de fin d'année et le dernier jour coté avant le 24 décembre inclus. La CRE a décidé dans sa délibération du 17 octobre 2019 de maintenir la méthodologie détaillée dans la délibération du 11 janvier 2018 précitée.

S'agissant du complément d'approvisionnement en capacité occasionné par une atteinte du plafond ARENH, la CRE se fondera, le cas échéant, sur les prix moyens révélés par les enchères de capacité organisées entre la date de notification des volumes ARENH et la date de début de la période de livraison, selon une moyenne arithmétique.

3.2.4 Frais liés à l'approvisionnement en énergie et en garanties de capacité

3.2.4.1 Frais d'accès au marché de l'énergie et de la capacité

L'approvisionnement au marché en énergie et en garanties de capacité intègre des frais spécifiques pris en compte dans les TRVE. Ces frais sont listés dans les tableaux ci-dessous :

Tableau 4 : Frais d'accès au marché EEX⁹

Frais d'accès aux produits à terme	Futures total trading and clearing fees	0,125 €/MWh échangé
	Futures delivery fees	0,01 €/MWh livré
Frais d'accès au marché Spot	Day-ahead total trading and clearing fees	0,085 €/MWh échangé
Frais d'accès au marché de capacité	Day-ahead trading and clearing fees	4,0 €/Garantie échangée

3.2.4.2 Autres éléments de coûts intégrés au TRVE

Les éléments de coûts suivants sont également pris en compte dans les TRVE :

Tableau 5 : Autres éléments de coûts pris en compte dans les TRVE

<i>Garanties liées aux approvisionnements au marché et à l'ARENH</i>	<i>L'immobilisation de capital associée à ces garanties est considérée comme étant prise en compte dans la rémunération normale présentée au paragraphe 4.5</i>
<i>Coûts des écarts du périmètre d'équilibre</i>	0,3 €/MWh ¹⁰
<i>Frais de soutirage RTE</i>	0 €/MWh ¹¹
<i>Contribution sociale de solidarité des sociétés</i>	0,26 €/MWh ¹²

⁹ Ces frais sont détaillés dans la « price list » publiée par EEX.

¹⁰ Valeur représentative des coûts pour les fournisseurs présents sur le segment des clients résidentiels et petits professionnels

¹¹ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 9 mars 2017 portant approbation de la révision du « coefficient c », proportionnel au soutirage physique des responsables d'équilibre

¹² Conformément aux articles L. 137-30 et suivants du Code de la sécurité sociale

La CRE prend également en compte les effets des appels d'offres sur le prix de la capacité consécutifs aux appels d'offres lancés par le ministère de la transition écologique et solidaire le 12 juin 2019 portant sur les périodes 2021-2027 et 2022-2028.

3.3 Coûts d'acheminement (TURPE)

Les coûts d'acheminement sont évalués à partir des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) en vigueur.

La CRE calcule un TURPE dit « optimisé » qui correspond, pour une catégorie de clients donnée, à la moyenne des options du TURPE choisies par le fournisseur qui minimisent la facture pour chacun de ses clients au sein de cette catégorie.

Au 1^{er} août 2017, la CRE a introduit de nouvelles options du TURPE présentant une différenciation été/hiver pour les consommateurs bénéficiant de compteurs Linky.

La CRE prend en compte pour le calcul du TURPE « optimisé » la possibilité de souscrire à cette nouvelle option du TURPE pour la part des clients présents dans le portefeuille au TRVE d'EDF, équipés d'un compteur Linky et pour lesquels une relève de consommation Linky (c'est-à-dire une relève mensuelle) est disponible sur une période d'au moins 12 mois au 31 décembre de l'année précédant ses propositions tarifaires. La CRE considère en effet que les fournisseurs sont en mesure, sur le fondement des relèves de consommation de ces clients¹³, de choisir l'option du TURPE - dont l'option à quatre plages temporelles - qui minimise leur coût d'acheminement.

Les coûts d'acheminement intégrés dans les TRVE couvrent exclusivement les composantes du TURPE suivantes :

- composante annuelle de gestion ;
- composante annuelle de comptage ;
- composante annuelle de soutirage ;
- composante mensuelle des dépassements de puissance souscrite (TRVE jaunes et verts uniquement) ;
- composante annuelle de l'énergie réactive pour la partie soutirage (TRVE verts uniquement) ;

Les autres composantes du TURPE ne sont pas couvertes par les TRVE et sont facturées en sus le cas échéant.

La méthodologie de calcul des dépassements de puissance souscrite dans les barèmes des TRVE est précisée en annexe B.

Cas des autoconsommateurs

Depuis le 1^{er} août 2019, les barèmes de prix du TURPE applicables aux autoconsommateurs relatifs :

- d'une part, à la composante de gestion spécifique appliquée aux autoconsommateurs ;
- d'autre part, à la composante de soutirage pour les consommateurs participant à une opération d'autoconsommation collective, qui présente de nouvelles options/versions spécifiques - mais non obligatoires.

Les consommateurs bénéficiant des TRVE en application des dispositions des articles L. 337-7 et L. 337-8 du code de l'énergie et participant à une opération d'autoconsommation peuvent souscrire aux mêmes options du TRVE que l'ensemble des consommateurs.

S'agissant des autoconsommateurs individuels, le TRVE intègre une composante de gestion spécifique.

Par ailleurs, les TRVE en vigueur intègrent deux versions pour les consommateurs participant à une opération d'autoconsommation collective, dépendant de l'option du TURPE sous-jacente considérée. Les autoconsommateurs peuvent ainsi choisir entre une option standard du TURPE et une option « autoproduction collective »¹⁴ :

- Version A : Les correctifs de cette version sont déterminés en considérant que l'autoconsommateur est facturé sur le fondement du TURPE « optimisé » comme l'ensemble des consommateurs ayant souscrit l'option considérée ;
- Version B : Les correctifs de cette version sont déterminés en considérant qu'est affectée à l'autoconsommateur la composante de soutirage applicable aux consommateurs participant à une opération d'autoconsommation collective en aval d'un même poste HTA/BT.

¹³ Relevée mensuellement sur chacun des postes horosaisonniers par le compteur Linky

¹⁴ [Délibération de la CRE du 7 juin 2018 portant décision sur la tarification de l'autoconsommation, et modification de la délibération de la CRE du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT](#)

Remarque sur l'autoconsommation collective étendue

L'article L.315-2 du code de l'énergie¹⁵ distingue (i) l'opération d'autoconsommation collective (producteurs et consommateurs situés dans le même bâtiment, y compris des immeubles résidentiels) et (ii) l'opération d'autoconsommation collective étendue (producteurs et consommateurs situés sur le réseau basse tension et respectant les critères, notamment de proximité géographique, fixés par arrêté).

L'arrêté du 21 novembre 2019 fixant le critère de proximité géographique de l'autoconsommation collective étendue prévoit en son article 1^{er} que :

« Pour l'application de l'article L. 315-2 du code de l'énergie, l'opération d'autoconsommation collective est qualifiée d'étendue lorsque la fourniture d'électricité est effectuée entre un ou plusieurs producteurs et un ou plusieurs consommateurs finals liés entre eux au sein d'une personne morale et qui respectent les critères suivants :

1° Ils sont raccordés au réseau basse tension d'un unique gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité et la distance séparant les deux participants les plus éloignés n'excède pas deux kilomètres. La distance entre les sites participant à l'opération d'autoconsommation collective étendue s'apprécie à partir :

- du point de livraison pour les sites de consommation ;
- du point d'injection pour les sites de production.

2° La puissance cumulée des installations de production est inférieure à :

- 3 MW sur le territoire métropolitain continental ;
- 0,5 MW dans les zones non interconnectées.

Pour l'énergie solaire, la puissance considérée est la puissance crête. »

Il résulte de cet arrêté que des consommateurs et des producteurs peuvent participer à une même opération d'autoconsommation collective alors même qu'ils ne sont pas situés derrière le même poste de transformation HTA/BT.

Dans la délibération n° 2018-115 du 7 juin 2018 et les délibérations prises par la suite, la CRE a retenu le périmètre d'application suivant pour l'application des options à destination des consommateurs participant à une opération de consommation collective : « (...) l'intégralité des points de soutirage et d'injection des participants sont situés en aval d'un même poste de transformation d'électricité de moyenne en basse tension (HTA/BT). »

En d'autres termes, les options spécifiques à destination des utilisateurs participant à une opération d'autoconsommation collective, introduites par la délibération du 7 juin 2018 ne peuvent s'appliquer qu'aux opérations d'autoconsommation collective dont l'ensemble des participants se situe à l'aval d'un même poste HTA/BT.

En conséquence, en cohérence avec les dispositions du TURPE, la version B du TRVE n'est accessible qu'aux consommateurs participant à une opération d'autoconsommation collective pour laquelle l'ensemble des participants sont en aval d'un même poste HTA/BT.

3.4 Coûts de commercialisation

L'article R. 337-19 du code de l'énergie dispose que les « coûts de commercialisation » prévus par l'article L. 337-6 du code de l'énergie correspondent « aux coûts de commercialisation d'un fournisseur d'électricité au moins aussi efficace qu'Electricité de France dans son activité de fourniture des clients ayant souscrit aux tarifs réglementés de vente de l'électricité ».

Dans ses précédentes délibérations, la CRE a estimé que la notion de « fournisseur au moins aussi efficace » s'interprétait à la lumière de la pratique des autorités de concurrence pour lesquelles la notion de coûts d'un concurrent au moins aussi efficace que l'opérateur dominant renvoie aux coûts de l'opérateur dominant.

Cette interprétation a été confirmée par le Conseil d'État dans ses décisions du 18 mai 2018, du 3 octobre 2018 ainsi que du 6 novembre 2019 où il indique que « cette disposition doit être interprétée comme imposant de fixer la composante des tarifs correspondant aux coûts de commercialisation par référence aux coûts de la société EDF ».

En conséquence, la CRE maintient une référence de coûts de commercialisation correspondant aux coûts d'EDF.

Affectation des coûts de commercialisation d'EDF par catégorie de client

Les coûts de commercialisation en millions d'euros transmis par EDF sont issus d'une répartition par segment de marché (résidentiels ou professionnels) et par produit (électricité ou gaz, tarifs réglementés, offres de marché) des coûts de commercialisation de la direction commerce d'EDF. Ces méthodes de répartition ont fait l'objet de deux audits.

¹⁵ Loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat

Le premier audit, confié en février 2017 au cabinet Columbus Consulting, avait pour objectif d'analyser les principes et clés d'affectation des coûts commerciaux d'EDF. Il ressort de la synthèse de ces travaux que « [la direction EDF Commerce] a pris en compte sa position spécifique sur les TRV d'électricité dans sa méthodologie d'affectation des coûts commerciaux afin de ne pas leur faire supporter le développement des offres de marché ». De même, « les méthodologies d'affectation des coûts commerciaux mises en place sont en phase avec la réalité opérationnelle et ne permettent pas aux offres de marché de tirer un bénéfice de l'existence du portefeuille d'offres au tarif réglementé. C'est le cas notamment sur le marché d'affaires, où les coûts s'équilibrent entre tarifs réglementés et offres de marché, et où les risques liés à des biais dans l'affectation des coûts commerciaux auraient pu générer des impacts majeurs. »

La CRE en a conclu que la méthodologie de répartition des coûts de commercialisation d'EDF n'était pas remise en cause par l'auditeur et a maintenu cette même méthodologie pour l'élaboration de ses propositions tarifaires ultérieures.

Le deuxième audit, confié au cabinet Schwartz en début d'année 2019, avait pour objectif d'évaluer les processus d'acquisition des CEE d'EDF et d'analyser les clés d'affectation des coûts associés sur les différents segments, produits et offres d'EDF. Une version publique du rapport, remis à la CRE en mai 2019, a été publiée par la CRE à l'occasion de sa proposition tarifaire du 25 juin 2019.

L'auditeur n'a formulé aucune recommandation particulière s'agissant des processus, des modalités et des politiques commerciales relatifs à l'approvisionnement en CEE d'EDF Commerce.

Concernant les modalités de répartition des coûts associés aux TRVE, l'auditeur n'a relevé aucune incohérence entre les coûts exposés à la CRE et les calculs effectués par EDF Commerce. L'auditeur a proposé toutefois, sans remettre en cause les modalités de répartition actuelles, des méthodologies de répartition alternatives décrites plus en détail dans la version publique du rapport d'audit.

A la suite des propositions de l'auditeur, la CRE a annoncé dans sa délibération du 25 juin 2019 qu'elle souhaitait faire évoluer la méthodologie d'affectation des coûts des CEE au périmètre des TRVE, en considérant des valeurs moyennes du stock et de l'approvisionnement en CEE tous gisements confondus, sans distinction entre CEE provenant d'actions auprès de consommateurs particuliers ou auprès de consommateurs du marché d'affaires. Cette méthodologie permet de mieux distinguer d'une part la notion de bénéficiaire des actions d'économie d'énergie, d'autre part la notion de consommateur générant une obligation pour le fournisseur, dont il doit répercuter le coût dans ses offres de fourniture.

Ce changement des méthodologies d'affectation des coûts des CEE entraîne des conséquences sur le niveau des coûts à couvrir par les TRVE, mais aussi par les contrats de fourniture en offre de marché déjà signés avec des clients finals. Il est donc nécessaire de prévoir un délai de mise en œuvre de cette nouvelle méthodologie afin de permettre au fournisseur d'adapter ses offres.

Comme déjà annoncé, la CRE a pris en compte ce changement de méthodologie à partir de sa proposition tarifaire d'août 2020.

Effet des contreparties financières

A la suite de la décision du Conseil d'État du 13 juillet 2016, la gestion des clients réalisée par les fournisseurs pour le compte des gestionnaires de réseaux (GRD), prévue par les contrats liant les fournisseurs et les GRD pour les clients en contrat unique, doit faire l'objet d'une contrepartie de la part des GRD.

Dans ce cadre, EDF reçoit à partir du 1^{er} janvier 2018 une contrepartie financière qui vient en déduction des coûts de commercialisation intégrés aux TRVE.

Répartition des coûts de commercialisation entre part fixe et part variable des TRVE

Dans le cadre de la présente proposition, en continuité avec la méthodologie appliquée jusqu'à présent, la CRE affecte 50 % des coûts de commercialisation à la part fixe des tarifs et 50 % à la part variable.

Cas particulier

La CRE maintient pour les clients de puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA demeurant aux TRVE jaunes et verts, des coûts de commercialisation, hors effet des contreparties financières, identiques à ceux des clients aux TRVE bleus non résidentiels.

La CRE établit la majoration appliquée aux clients verts « borne poste » en tenant compte du fait que la composante de gestion du TURPE ainsi que la contrepartie financière versée par Enedis à EDF correspondent à celles appliquées aux clients raccordés en basse tension et souscrivant une puissance inférieure à 36 kVA.

3.5 La rémunération normale de l'activité de fourniture permet de couvrir les risques supportés par les fournisseurs

Dans une activité peu capitalistique comme c'est le cas de l'activité de fourniture sur le marché de détail de l'électricité, la rémunération normale ne peut être évaluée comme une rémunération d'une base d'actifs, mais doit être considérée comme une marge dite « at-risk » qui a vocation à couvrir, outre la rémunération des capitaux engagés dans l'activité de commercialisation, les risques supportés par le fournisseur en tant que commercialisateur. Ces risques sont énoncés ci-après :

- Risque lié à la thermosensibilité des consommateurs ;
- Risque de consommation « macro-économique » ;
- Risque lié au complément de prix ARENH ;
- Risque lié aux erreurs de prévision du portefeuille ;
- Risque lié à l'approvisionnement en capacité ;
- Autres risques, liés notamment à l'évolution du contexte réglementaire.

La CRE a pris comme hypothèse que ces risques devaient être couverts dans 95 % des cas, c'est-à-dire que dans 95% des cas le fournisseur réalise un profit. Elle considère que cette hypothèse, présentée lors de la consultation du 18 février 2016, est conservatrice et traduit une politique commerciale prudente¹⁶.

Il est par ailleurs possible de calculer l'espérance du risque, c'est-à-dire le surcoût que le fournisseur supporte en moyenne pour chacun des risques. Certains des risques sont d'espérance nulle (en moyenne sur plusieurs exercices, le fournisseur n'enregistre ni gain ni surcoût) alors que d'autres sont d'espérance positive (en moyenne sur plusieurs exercices, le fournisseur supporte un surcoût).

La valeur de couverture des risques retenue dans la présente proposition tarifaire est systématiquement supérieure à l'espérance du risque, ce qui permet en moyenne au fournisseur de réaliser un profit. En d'autres termes, le fournisseur enregistre en moyenne un profit égal à la différence entre la valeur du quantile retenu et la valeur de l'espérance, pour chaque risque considéré.

La CRE avait réalisé, lors de la préparation de la proposition tarifaire du 13 juillet 2016, une analyse des marges commerciales réelles de fournisseurs d'énergie européens comparables portant sur plusieurs années. Les marges réelles étudiées correspondent à la différence entre les recettes et les coûts moyens des fournisseurs. Ces analyses avaient fait apparaître qu'une marge de l'ordre de 2 %, en plus de la prise en compte de l'espérance des risques supportés au titre de l'approvisionnement (risque thermosensible, etc.), était appropriée à l'activité de fourniture.

Dans ses premières propositions tarifaires, la CRE avait choisi de proposer une marge égale à 3 % du tarif hors taxes destinée à couvrir, d'une part, le niveau de marge de 2 % correspondant à la pratique observée des fournisseurs européens comparables et, d'autre part, l'espérance des risques liés à l'approvisionnement.

La CRE avait lors de la délibération du 12 juillet 2018 décidé d'augmenter cette marge de 3% à 3,5% afin de prendre en compte l'augmentation des risques pesant sur les fournisseurs, en particulier ceux relatifs à la prévision de portefeuille, en raison notamment de l'accroissement de la volatilité des prix sur le marché de gros constaté alors. L'augmentation de la marge visait également à couvrir les risques supplémentaires supportés par les fournisseurs dus à la mise en œuvre du marché de capacité.

Depuis lors, la CRE a maintenu le niveau de marge inchangé qui ne remet pas en cause la couverture des risques évoqués dans les parties suivantes (en espérance et pour la politique de couverture de 95% des cas).

3.5.1 Risque lié à la thermosensibilité des consommateurs

Les consommateurs résidentiels de France métropolitaine ont des consommations particulièrement sensibles à la température, en raison de leur mode de chauffage. Cette thermosensibilité, modélisée sous la forme d'un gradient spécifique à chaque sous-profil de consommation, fait courir aux fournisseurs un risque d'exposition au marché de gros de court terme, puisqu'ils doivent ajuster l'approvisionnement de la courbe de charge prévisionnelle proche du temps réel pour satisfaire la consommation effective.

Les écarts de consommation dus à la thermosensibilité sont valorisés au prix de marché spot : il est donc fait ici l'hypothèse que la température heure par heure au cours d'une journée donnée est connue la veille, de façon à ce que les volumes d'énergie correspondants puissent être approvisionnés en J-1.

¹⁶ Les risques « Autres » ne sont pas quantifiés par la CRE et sont déduits implicitement par différence entre le niveau de marge globale retenue (cf. infra) et le coût des risques quantifiables.

Outre son amplitude qui en fait le poste de risque le plus significatif, le risque thermosensible présente la caractéristique supplémentaire d'être d'espérance positive, c'est-à-dire qu'en moyenne il représente un surcoût pour le fournisseur. Cette caractéristique s'explique par le fait que le prix spot est corrélé négativement à l'aléa température : une température basse entraîne l'approvisionnement de volumes importants par le fournisseur, à un prix élevé sur le marché spot.

3.5.2 Risque de consommation « macro-économique »

D'autres éléments peuvent induire des écarts de consommation par rapport aux prévisions d'un fournisseur, notamment dus à des paramètres exogènes résiduels tels que la modification du contexte économique, l'évolution liée aux usages, etc.

La CRE modélise cet aléa de consommation à partir de l'historique des écarts entre les prévisions de consommation de RTE et les consommations réalisées à température normale. Les écarts par rapport à l'approvisionnement déterministe sont ensuite valorisés au prix spot¹⁷.

3.5.3 Risques liés aux erreurs de prévision du portefeuille

Selon la méthodologie définie par la CRE, le coût retenu pour le complément d'achat sur les marchés qui est inclus dans les TRVE correspond à la moyenne arithmétique des prix des 24 mois précédant l'année de livraison, le portefeuille étant considéré comme étant parfaitement connu *a priori*. En réalité, le fournisseur ne peut réaliser qu'une prévision de son portefeuille, 24 mois avant l'année de livraison. Cette prévision est affinée ensuite tout au long de la période d'approvisionnement. Le coût d'approvisionnement réel du fournisseur ne peut donc être une simple moyenne arithmétique mais reflète l'adaptation de ses achats au fur et à mesure de ses reprévisions. C'est sur le fondement de ces écarts de coûts par rapport à la moyenne arithmétique qu'est déterminé le niveau de couverture du risque selon la politique de couverture prudentielle où 95% des scénarios sont couverts.

Par ailleurs, le fournisseur est soumis à un risque durant la période de livraison, le portefeuille du fournisseur continuant à évoluer durant cette période. Le fournisseur doit dès lors acheter ou revendre de l'énergie sur les marchés de gros.

Pour ce faire, la CRE a estimé à partir des données à sa disposition dans le cadre de la surveillance des marchés de détail de l'électricité, que, hors fournisseur nouvel entrant, le portefeuille évolue autour de sa tendance moyenne avec un écart type de 3%/an. Par ailleurs, la CRE estime que les prix de marché *forward* pour une année de livraison donnée évoluent avec une volatilité de 20%/an.

Ce risque est réputé égal pour tous les sous-profils.

3.5.4 Risques liés à l'approvisionnement en capacité

Depuis le 1^{er} janvier 2017, les fournisseurs doivent s'approvisionner en garanties de capacité pour les clients de leur portefeuille. Dans la méthodologie de construction de la part capacité des TRVE, la CRE retient un approvisionnement lissé sur l'ensemble des enchères pendant les deux ans précédant la livraison.

Les fournisseurs portent alors avant la livraison un risque lié aux erreurs de prévision de leur portefeuille, semblable à celui porté pour l'énergie et détaillé dans le paragraphe précédent. Ce risque est dû à la différence entre le coût d'un approvisionnement en capacité au *P_{rm}*¹⁸ inclus dans les TRVE et le coût d'approvisionnement du fournisseur qui est la moyenne des prix révélés par les enchères pondérées de ses reprévisions successives de portefeuille.

Par ailleurs, pendant la période de livraison, l'obligation effective du fournisseur dépend des éléments suivants, qui augmentent le risque porté par le fournisseur au titre de son approvisionnement en capacité :

- Evolution mensuelle du portefeuille ;
- Choix du gradient CGP et des jours PP1 ;
- Aléa de consommation « macroéconomique ».

Enfin, après les dernières enchères d'équilibrage, dans le cas où le fournisseur n'a pas pu couvrir exactement son approvisionnement en capacité, il doit acheter le complément de garanties de capacité au prix majoré de $(1 + k)pr_m$ ou revendre le surplus au prix minoré $(1 - k)pr_m$ où k est le coefficient de règlement des écarts fixé à 0,2 par RTE.

La capacité est facturée intégralement sur la part variable des TRVE en €/MWh. Le fournisseur peut ainsi avoir moins de recettes que prévu dans le cas d'une année où la consommation est inférieure à la moyenne. Ses recettes ne couvrent alors pas les coûts qu'il a engagés pour acheter les certificats de capacité.

¹⁷ Dans le cas d'un approvisionnement lissé sur 2 ans, cette approche est plutôt majorante. En effet, la consommation prévisionnelle à température normale, calculée 2 ans en amont, n'est pas révisée lors du processus d'approvisionnement lissé retenu par la CRE, ce qui permettrait pourtant de couvrir les écarts éventuels sur les marchés à terme de façon également lissée, réduisant ainsi l'exposition à l'aléa prix spot.

¹⁸ Prix de référence du marché de capacité qui correspond à la moyenne arithmétique des prix révélés par les enchères

Ce risque est différencié d'un sous-profil à l'autre et influe dès lors sur la structure des TRVE.

PARTIE 2 : LES TARIFS REGLEMENTES DE VENTE D'ELECTRICITE DANS LES ZONES NON INTERCONNECTEES

1. CONTEXTE ET CADRE JURIDIQUE

En application des dispositions de l'article L. 337-8 du code de l'énergie, les tarifs réglementés de vente d'électricité (TRVE) sont proposés à l'ensemble des consommateurs résidant dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental (ZNI).

En application de l'article L. 337-4 du code de l'énergie, la CRE a pour mission de proposer aux ministres de l'énergie et de l'économie ces TRVE.

En application de l'article L. 121-5 du code de l'énergie, les TRVE proposés aux consommateurs dans les ZNI sont construits de manière à respecter le principe de péréquation tarifaire. Ce principe permet aux consommateurs de ces territoires de bénéficier de conditions financières similaires d'accès à l'électricité, alors même que le coût de production et d'acheminement est hétérogène d'un territoire à l'autre. Le niveau de prix moyen de chacun des TRVE dans les ZNI résultant de la péréquation tarifaire doit être cohérent avec l'empilement des composantes de coûts des TRVE applicables en France métropolitaine continentale, telles que définies à l'article L. 337-6 du code de l'énergie : « *Les tarifs réglementés de vente d'électricité sont établis par addition du prix d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique, du coût du complément d'approvisionnement au prix de marché, de la garantie de capacité, des coûts d'acheminement de l'électricité et des coûts de commercialisation ainsi que d'une rémunération normale de l'activité de fourniture.* »

Les dispositions des articles R. 337-18 à R. 337-24 du code de l'énergie mettent en œuvre la tarification par empilement.

L'article R. 337-19-1 du code de l'énergie précise notamment les modalités d'application du principe de péréquation tarifaire. Il prévoit que « *dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental, le niveau des tarifs réglementés de vente de l'électricité aux consommateurs dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kilovoltampères évolue, par catégorie tarifaire, dans les mêmes proportions que le coût de l'électricité, déterminé par la Commission de régulation de l'énergie, facturé aux consommateurs pour les mêmes puissances souscrites en France métropolitaine continentale. Ces tarifs évoluent en même temps que les tarifs réglementés de vente de l'électricité aux consommateurs dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kilovoltampères* ».

S'agissant des tarifs réglementés de vente pour les consommateurs résidentiels et petits professionnels (consommateurs raccordés en basse tension et souscrivant une puissance inférieure à 36 kVA), les tarifs proposés dans les ZNI sont jusqu'à présent les mêmes qu'en métropole continentale.

S'agissant des consommateurs raccordés en basse tension et souscrivant une puissance supérieure à 36 kVA et pour les consommateurs raccordés en HTA, la CRE a défini une méthodologie de construction des TRVE à l'issue de sa consultation publique du 17 février 2016 décrite ci-après.

2. DEFINITION DE L'EMPILEMENT : EVOLUTIONS EN NIVEAU DES TRVE

Dans cette méthodologie, les coûts de l'électricité en métropole continentale sont déterminés en calculant l'empilement des coûts (énergie, capacité, acheminement, commercialisation et rémunération normale) sur le fondement des profils de consommation spécifiques suivants :

- le profil ENT1 pour les consommateurs raccordés en BT dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA ;
- le profil ENT3 pour les consommateurs raccordés en HTA dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA.

Les composantes « énergie » et « capacité » sont déterminées à partir des outils développés par la CRE et utilisés pour l'élaboration des TRVE en France métropolitaine continentale. La méthodologie d'évaluation de ces composantes correspond à celle développée par la CRE pour les tarifs bleus de France métropolitaine continentale et rappelée dans la partie 1 de la présente annexe. Conformément à l'article R.337-19 du code de l'énergie, la CRE intègre également le coût de la part du complément d'approvisionnement au marché en énergie et en capacité consécutive à l'atteinte du plafond de l'ARENH.

La composante d'acheminement évolue selon les évolutions moyennes du TURPE pour chaque catégorie de consommateurs, généralement le 1^{er} août de chaque année.

3. EVOLUTIONS EN STRUCTURE DES TRVE

L'article L. 337-6 du code de l'énergie indique que « *Sous réserve que le produit total des tarifs réglementés de vente d'électricité couvre globalement l'ensemble des coûts mentionnés précédemment, la structure et le niveau de ces tarifs hors taxes peuvent être fixés de façon à inciter les consommateurs à réduire leur consommation pendant les périodes où la consommation d'ensemble est la plus élevée.* »

Afin de construire des tarifs réglementés de vente reflétant au mieux les systèmes électriques de chaque territoire, tout en assurant la péréquation tarifaire en niveau moyen, la CRE avait lancé deux consultations publiques :

- le 17 février 2016 sur la méthodologie de construction des TRVE dans les ZNI ;
- le 15 décembre 2016 sur la présentation de premières grilles tarifaires issues de l'application de la méthodologie.

En réponse à ces deux consultations, plusieurs acteurs locaux avaient fait part de leur souhait d'être impliqués activement dans les travaux de construction des TRVE dans les ZNI en amont des délibérations que la CRE serait amenée à prendre.

En ce sens, la CRE a organisé des réunions de concertation avec les collectivités locales, EDF SEI et l'Ademe :

- en mai 2017, en amont de la délibération du 6 juillet 2017 à l'occasion de laquelle la CRE a introduit, pour les consommateurs souscrivant une puissance supérieure à 36 kVA, de nouvelles options tarifaires dites « transition énergétique » (TE), en parallèle des options préexistantes dites « historiques ». Ces options TE reflètent la réalité des systèmes électriques de chaque territoire et visent à réduire les consommations sur les périodes les plus tendues et donc les plus coûteuses, permettant de réduire les coûts de production, la facture des consommateurs et les charges de service public au titre de la péréquation tarifaire ;
- en mars 2018, en amont de la délibération du 12 juillet 2018 à l'occasion de laquelle la CRE a défini un rythme de convergence progressive des options historiques vers les options TE, qui seules à terme perdureront.

Ces consultations publiques ont conduit la CRE à proposer depuis le 1^{er} août 2017, de nouvelles options dites « TE » aux clients en parallèle des options « historiques » qui existaient préalablement. Ces deux options évoluent en niveau selon les taux présentés dans la partie précédente, afin de respecter le principe de péréquation tarifaire.

Si les options « historiques » et « TE » peuvent depuis lors toutes deux être souscrites par les clients dans les ZNI, les options « TE » ont vocation à être les seules options proposées à terme. Afin d'éviter de trop fortes variations de factures pour certains clients, liées au passage vers l'option « TE », la CRE a initié, dans sa délibération du 12 juillet 2018, un lissage sur plusieurs années de la structure des options « historiques » avant de mettre ces options en extinction et finalement de les supprimer, le basculement vers les options « TE » n'occasionnant alors que peu d'impact sur la facture des consommateurs. Les délais et les modalités de convergence ont été discutés lors de la concertation avec les acteurs concernés en mars 2018 sur le calendrier de lissage provisoire suivant :

- lissage progressif de la structure des options « historiques » jusqu'au mouvement tarifaire de l'été 2022 ;
- mise en extinction des options « historiques » lors du mouvement tarifaire de l'été 2022 ;
- suppression des options « historiques » lors du mouvement tarifaire de l'été 2024.

Cependant, la CRE poursuit ses analyses afin de mieux identifier les clients, et plus largement les secteurs d'activité, pour lesquels les évolutions de factures seront les plus significatives, afin de mettre en place, le cas échéant, des mesures d'accompagnement spécifiques. Elle a également annoncé qu'elle étudiait la possibilité de faire évoluer les structures des options du tarif TE afin de prendre en compte des évolutions significatives des parcs de production.

En conséquence, sur le fondement de ces nouvelles analyses, la CRE pourrait être amenée à revoir ce calendrier.

4. REMANENCE D'OCTROI DE MER

La loi relative à l'octroi de mer (loi n° 2004-639 du 2 juillet 2004 – Article 46) permet à EDF et EDM de répercuter sur leurs tarifs de vente d'électricité hors taxes le montant de l'octroi de mer¹⁹. Ce montant est appelé la rémanence d'octroi de mer (ROM).

La rémanence d'octroi de mer s'applique à l'ensemble des clients des ZNI hors Corse, Saint Pierre et Miquelon et Wallis-et-Futuna. Les valeurs de rémanence sont différenciées par territoire et par niveau de tension (BT et HTA).

¹⁹ L'octroi de mer est une taxe qui s'applique dans les ZNI, hors Corse et Saint-Pierre-et-Miquelon, aux importations de matériels ainsi qu'aux ventes internes de biens meubles produits localement. Les taux d'octroi de mer sont fixés dans chaque ZNI par les autorités locales compétentes. L'octroi de mer est recouvré par l'administration douanière.

8 juillet 2021

Les grilles tarifaires à destination des consommateurs des ZNI pour les tarifs bleus +, jaunes et verts, figurant en annexe de la présente délibération, incluent la rémanence d'octroi de mer dans les parts variables, ajoutée uniformément à l'ensemble des parts variables des TRVE, c'est-à-dire sans distinction par poste horosaisonnier. Le montant de la rémanence d'octroi de mer est affiché par ailleurs pour information pour les clients raccordés en basse tension d'une part et pour les clients raccordés en haute tension d'autre part.

La rémanence d'octroi de mer n'est pas appliquée aux volumes autoproduits pour les consommateurs participant à une opération d'autoconsommation collective.

Les niveaux de la rémanence d'octroi de mer pour chaque ZNI évoluent, si nécessaire, une fois par an lors du mouvement tarifaire de l'été. L'ensemble des déclarations de l'année N permettant l'évaluation de la rémanence d'octroi de mer sont collectées durant le 1^{er} trimestre de l'année N+1.