



DELIBERATION N° 2021-08

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 14 janvier 2021 portant proposition des tarifs réglementés de vente d'électricité

Participaient à la séance : Jean-François CARENCO, président, Christine CHAUVET, Catherine EDWIGE, Ivan FAUCHEUX et Jean-Laurent LASTELLE commissaires.

En France métropolitaine continentale, les tarifs réglementés de vente d'électricité (ci-après « TRVE ») sont proposés aux consommateurs visés à l'article L. 337-7 du code de l'énergie. Dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental (ZNI), en application des dispositions de l'article L. 337-8 du code de l'énergie, les tarifs réglementés de vente d'électricité s'appliquent à l'ensemble des clients finals.

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 aux ministres de l'énergie et de l'économie ces TRVE.

Le niveau moyen des TRVE est déterminé selon la méthodologie dite « par empilement des coûts » conformément à l'article L. 337-6 du code de l'énergie.

La CRE a pris en compte, dans sa délibération, la situation de crise sanitaire de notre pays et les difficultés économiques que traversent un certain nombre de nos concitoyens et de nos entreprises. Ainsi, la CRE a souhaité, dans la limite des marges de manœuvre permises par le cadre législatif et réglementaire, atténuer l'impact des évolutions tarifaires sur les consommateurs.

Avant de prendre sa délibération, la CRE a auditionné :

- les fournisseurs des TRVE : EDF et les ELD ;
- les fournisseurs alternatifs ;
- les associations de consommateurs ;
- les administrations concernées : DGEC et DGCCRF.

S'agissant des tarifs réglementés de vente d'électricité en France métropolitaine continentale

La CRE propose une évolution du niveau moyen des TRVE de +2,17 % HT (soit 2,71€/MWh ou 1,74 % TTC) et qui se décompose en :

- + 1,93 % HT soit + 2,42 €/MWh ou + 1,61 % TTC, pour les tarifs bleus résidentiels ;
- + 3,23 % HT soit + 4,02 €/MWh ou + 2,61 % TTC, pour les tarifs bleus professionnels.

Cette hausse est la conséquence :

- de l'augmentation du coût de l'approvisionnement en énergie et en garanties de capacité hors effet de l'écrêtement de l'ARENH (+ 0,7 % TTC, dont - 0,8 % TTC en énergie et + 1,5 % TTC au titre de la capacité) ;
- de l'augmentation du coût du complément d'approvisionnement en énergie et en capacité consécutif à l'écrêtement de l'ARENH (+ 0,6 % TTC) ;
- de l'évolution des coûts de commercialisation d'EDF due aux effets de la crise sanitaire liée à la Covid-19 qui se décompose en :
 - - 0,2 % TTC pour les clients résidentiels,

- + 0,9 % TTC pour les clients non résidentiels, hausse liée notamment à la réduction du périmètre d'éligibilité des clients non résidentiels aux TRVE à partir du 1^{er} janvier 2021. Les clients restant aux TRV, en moyenne plus petits, ont des coûts de commercialisation exprimés en €/MWh plus élevés ;
- du rattrapage de l'écart entre coûts et tarifs au titre des exercices 2019 et 2020 qui est dû principalement aux effets de la crise sanitaire liée à la Covid-19 et à la hausse des impayés (+0,5 % TTC).

Depuis plusieurs années, les facteurs principaux de hausse des TRVE et plus généralement du prix de l'électricité en France sont les Certificats d'Economie d'Energie (CEE), le mécanisme de capacité et le dispositif d'écrêtement de l'ARENH.

Concernant les CEE

La CRE reste attentive aux évolutions de ce mécanisme et notamment au volume d'obligation qui sera retenu pour la cinquième période. Elle indiquait à ce titre, dans sa délibération du 25 juin 2019¹, que les bénéfices réels de ce dispositif sont contestés et que des abus ou des fraudes sont régulièrement constatés.

Concernant le mécanisme de capacité, qui occasionne la plus forte hausse en 2021

La hausse du prix des garanties de capacité en 2021 par rapport à 2020 est principalement conjoncturelle et est due à un équilibre offre-demande tendu pour le premier trimestre 2021. Cette situation est la conséquence du confinement et des mesures sanitaires mis en place pour lutter contre l'épidémie de la COVID-19 en 2020, qui ont fortement perturbé les activités de maintenance des arrêts programmés sur le parc nucléaire.

Le coût du mécanisme de capacité pour les consommateurs français (environ 4% de la facture TTC) conduit la CRE à s'interroger sur le rapport coût-bénéfice du dispositif. A ce titre, sur la base notamment du retour d'expérience du mécanisme qui sera finalisé par RTE début 2021, la CRE fera part avant mi-2021 de son analyse et de ses éventuelles propositions d'évolution du mécanisme.

Enfin, la CRE précise que toute baisse des prix de la capacité pour l'année de livraison 2022 sera bien évidemment répercutée dans le niveau des TRVE en 2022, conformément à la méthodologie de tarification par empilement.

Concernant l'écrêtement de l'ARENH

La CRE a indiqué à plusieurs reprises² qu'une réforme du dispositif ARENH était souhaitable et que, dans l'attente d'une telle réforme, elle recommandait de porter le plafond de l'ARENH à 150 TWh, comme le permet l'article L. 336-2 du code de l'énergie, le cas échéant en augmentant le prix de l'ARENH inchangé depuis 2012.

Le maintien d'un plafond à 100 TWh et la tenue du guichet à la fin du mois de novembre précédant l'année de livraison exposent fortement le TRVE à la volatilité des prix de marché sur le seul mois de décembre. Or, cette année, le prix de l'énergie est passé de 42 €/MWh début novembre à 51 €/MWh fin décembre et le prix de la capacité est passé de 32 693,4 €/MW lors de l'enchère d'octobre à 39 095,4 €/MW lors de l'enchère du 10 décembre 2020.

L'évolution des prix de gros de l'électricité constatée en fin d'année 2020 s'inscrit dans un contexte global de remontée du prix des commodités, avec des hausses du prix du charbon de 12 %, du prix du gaz (PEG) de 9 %, du prix du Brent de 19 % et du prix du quota CO2 de 20 %. Le prix de l'électricité en France et en Europe est largement corrélé à l'évolution de ces cours. En parallèle, le *spread* France-Allemagne portant sur le produit calendaire Base 2021 n'a que très légèrement varié (-2 %) sur la période.

Enfin, la CRE a pris bonne note des débats intervenus récemment en ce qui concerne les niveaux respectifs des tarifs dits « base » et « heures pleines / heures creuses ». S'il est exact que l'attractivité des tarifs « heures pleines / heures creuses » a diminué progressivement ces dernières années, l'analyse doit être poursuivie, les premiers éléments chiffrés apportés apparaissant comme exagérés compte tenu des informations dont dispose la CRE. La CRE communiquera son analyse de cette question et ses premières propositions pour le prochain mouvement tarifaire d'août 2021.

S'agissant des tarifs réglementés de vente d'électricité dans les Zones Non Interconnectées (ZNI)

Pour les clients dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA et raccordés en basse tension, les barèmes des tarifs réglementés bleus résidentiels et non résidentiels de la métropole continentale s'appliquent.

¹ <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Proposition/Proposition-des-tarifs-reglementes-de-vente-d-electricite2>

² En particulier dans son rapport du 22 juillet 2020 pris en application de l'article R. 336-39 du code de l'énergie analysant les causes et les enjeux de l'atteinte du plafond du dispositif ARENH ou dans ses précédentes propositions tarifaires.

Les tarifs réglementés pour les clients dans les ZNI souscrivant une puissance supérieure à 36 kVA ou raccordés en haute tension évoluent selon l'article R. 337-19-1 du code de l'énergie 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* », afin d'assurer la péréquation tarifaire.

Le mouvement tarifaire proposé consiste en une évolution du niveau moyen des TRVE de :

- + 1,93 % HT soit + 2,42 €/MWh ou + 1,61 % TTC, pour les tarifs bleus résidentiels ;
- + 3,23 % HT soit + 4,02 €/MWh ou + 2,61 % TTC, pour les tarifs bleus professionnels ;
- + 2,2 % HT pour les tarifs jaunes, qui s'appliquent exclusivement en Corse et pour les tarifs « bleus + », applicables dans toutes les ZNI à l'exception de la Corse (consommateurs raccordés en BT dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA) ;
- + 2,5 % HT pour les tarifs verts (consommateurs raccordés en HTA).

La CRE poursuit ses analyses sur les évolutions en structure pour les clients aux TRVE bleus +, jaunes et verts. La CRE envisage de finaliser ses travaux durant le premier semestre 2021 afin d'aboutir, pour le prochain mouvement tarifaire, à un calendrier définitif portant sur la fin des options historiques sur les territoires concernés au profit de l'option « transition énergétique ».

La CRE a lancé le 15 octobre dernier une consultation publique auprès des acteurs sur deux évolutions de méthodologie de construction des TRVE :

- la prise en compte du profilage dynamique dans la construction des TRVE ;
- la prise en compte ex ante des écarts structurels pouvant exister entre la date d'application des TRVE et l'évolution des coûts sous-jacents.

La CRE a reçu des contributions détaillées sur ces sujets techniques. Elle poursuivra ses analyses durant le premier trimestre de 2021 avant d'apporter des conclusions définitives sur les méthodologies à retenir.

Le mouvement tarifaire proposé a vocation à s'appliquer au plus tôt et le premier jour d'un mois calendaire.

La présente délibération présente les évolutions de chaque composante de l'empilement tarifaire.

La méthodologie de calcul est présentée en annexe A.

Les barèmes de prix en résultant sont présentés en annexes B1 à B4.

La CRE recommande que chacune de ces annexes fasse l'objet d'un arrêté spécifique. Les barèmes intègrent les spécificités propres aux consommateurs participant à des opérations d'autoconsommation individuelles ou collectives.

Par ailleurs, conformément à sa politique de transparence, la CRE publie en *open data* sur son site internet (<https://www.cre.fr/pages-annexes/open-data>) les données permettant de calculer les TRVE : décomposition de l'empilement pour chaque option/puissance/poste horosaisonnier, base de données des consommations des clients aux TRVE d'EDF au 31 décembre 2019.

Enfin, la CRE a vérifié que la présente proposition tarifaire permettait de couvrir la référence des coûts comptables de fourniture d'EDF établie par le Conseil d'État.

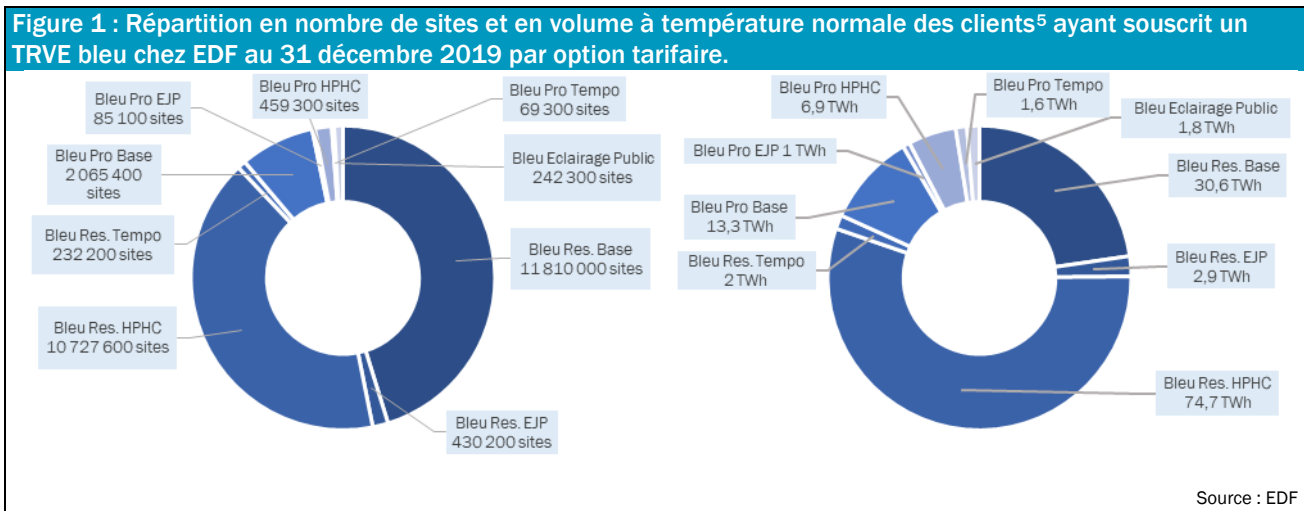
SOMMAIRE

PARTIE 1 : LES TARIFS REGLEMENTES DE VENTE EN FRANCE METROPOLITAINE CONTINENTALE	5
1. PANORAMA DES SITES AUX TRVE EN FRANCE METROPOLITAINE CONTINENTALE	5
2. PRINCIPES ET OBJECTIFS DE LA TARIFICATION PAR EMPILEMENT	5
3. CALCUL DE L'EVOLUTION DE L'EMPILEMENT	6
3.1 COUT DU COMPLEMENT D'APPROVISIONNEMENT AU MARCHÉ.....	6
3.1.1 COUT DU COMPLEMENT D'APPROVISIONNEMENT EN ENERGIE AU MARCHÉ.....	6
3.1.2 COUT DU COMPLEMENT D'APPROVISIONNEMENT EN CAPACITE AU MARCHÉ.....	6
3.2 COUT DE L'APPROVISIONNEMENT A L'ARENH	6
3.3 COUT DE COMPLEMENT D'APPROVISIONNEMENT EN ENERGIE ET EN GARANTIES DE CAPACITE CONSECUTIF A L'ECRETEMENT DE L'ARENH	6
3.3.1 COUT DU COMPLEMENT D'APPROVISIONNEMENT EN ENERGIE AU MARCHÉ.....	6
3.3.2 COUT DU COMPLEMENT D'APPROVISIONNEMENT EN CAPACITE AU MARCHÉ.....	6
3.4 FRAIS DIVERS LIES A L'APPROVISIONNEMENT EN ENERGIE ET EN GARANTIES DE CAPACITE	6
3.5 COUTS D'ACHEMINEMENT (TURPE)	7
3.6 COUTS DE COMMERCIALISATION.....	7
3.6.1 EVOLUTION DES COUTS DE COMMERCIALISATION INCLUANT LES COUTS D'ACQUISITION DES CERTIFICATS D'ECONOMIE D'ENERGIE (CEE) D'EDF AU PERIMETRE TRVE	7
3.6.2 COMPOSANTE DES COUTS DE COMMERCIALISATION UNITAIRES RETENUE DANS LES TRVE	9
3.7 LA CRE PROPOSE DE MAINTENIR INCHANGE LE NIVEAU DE MARGE, EN €/MWH, RETENU DANS LES TARIFS REGLEMENTES DE VENTE	10
4. RATTRAPAGES	11
4.1 RATTRAPAGE AU TITRE DE 2019	11
4.2 RATTRAPAGE AU TITRE DE 2020	11
5. BAREMES TARIFAIRES	11
6. COUVERTURE DES COUTS COMPTABLES DE FOURNITURE D'EDF	11
7. SYNTHESE DU MOUVEMENT	12
PARTIE 2 : LES TARIFS REGLEMENTES DE VENTE EN ZNI	14
1. LES TARIFS REGLEMENTES POUR LES CONSOMMATEURS RACCORDES EN BASSE TENSION DONT LA PUISSANCE SOUSCRITE EST INFERIEURE OU EGALE A 36 KVA SONT MAINTENUS IDENTIQUES A CEUX DE METROPOLE CONTINENTALE	14
2. EVOLUTIONS DES TRVE POUR LES CONSOMMATEURS DONT LA PUISSANCE SOUSCRITE EST SUPERIEURE A 36 KVA OU RACCORDES EN HAUTE TENSION	14
2.1 ETAT DES LIEUX.....	14
2.2 EVOLUTION EN NIVEAU : L'ENSEMBLE DES TARIFS RESPECTE LE PRINCIPE DE PEREQUATION TARIFAIRE..	16
3. REMANENCE D'OCTROI DE MER	16
4. DECISION	17

PARTIE 1 : LES TARIFS REGLEMENTES DE VENTE EN FRANCE METROPOLITAINE CONTINENTALE

1. PANORAMA DES SITES AUX TRVE EN FRANCE METROPOLITAINE CONTINENTALE

Les tarifs réglementés de vente d'électricité (TRVE) bleus résidentiels et professionnels, maintenus pour les clients raccordés en basse tension et de puissance inférieure ou égale à 36 kVA, comprennent actuellement respectivement 4 et 5 options tarifaires. Au 30 septembre 2020³, les TRVE représentent 23,1 millions de sites résidentiels (soit 69,3 % des sites) pour une consommation de 110,2 TWh / an en 2019, et 2,7 millions de sites « petits professionnels »⁴ (soit 53 % des sites), pour une consommation de 24,6 TWh / an en 2019. Le nombre de sites et les volumes de consommation à température normale des clients au TRVE chez EDF au 31 décembre 2019 sont représentés ci-dessous.



Au 1^{er} janvier 2021, date à laquelle une partie des clients professionnels ont perdu l'éligibilité aux TRVE, il est estimé que 1,4 million de clients professionnels sont aux TRVE, pour une consommation de 11 TWh/an.

Les TRVE verts perdurent pour les clients raccordés en haute tension (HTA) de puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA, qui représentent un peu plus de 4 000 sites. Il subsiste également des offres de fourniture aux TRVE dites « atypiques⁶ » ou « exotiques⁷ » pour certains clients.

2. PRINCIPES ET OBJECTIFS DE LA TARIFICATION PAR EMPILEMENT

L'article L. 337-6 du code de l'énergie dispose que les tarifs réglementés de vente de l'électricité (TRVE) sont établis par addition des 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 de fourniture, relevant des achats sur les marchés de gros de l'électricité en tenant compte de l'éventuelle atteinte du plafond de l'ARENH ;
- le coût d'approvisionnement en capacité, établi à partir des références de prix issues des enchères du mécanisme d'obligation de capacité prévu aux articles L. 335-1 et suivants du code de l'énergie, en tenant compte de l'éventuelle atteinte du plafond de l'ARENH ;
- le coût d'acheminement, qui traduit le coût d'utilisation des réseaux de transport et de distribution d'électricité ;
- le coût de commercialisation ;
- la rémunération de l'activité de fourniture.

³ Cf. Observatoire des marchés de détail du 3^{ème} trimestre 2020⁹ de la CRE

⁴ Ce nombre devrait fortement évoluer en 2021 du fait de la perte de l'éligibilité pour certains de ces sites

⁵ Hors clients au « tarif agent ».

⁶ TRV verts et tarifs jaunes de puissances souscrites inférieures ou égales à 36 kVA, raccordés en basse tension

⁷ TRV bleus non résidentiels pour utilisations longues sans comptage et pour fournitures diverses.

3. CALCUL DE L'EVOLUTION DE L'EMPILEMENT

La méthodologie de calcul de l'empilement est détaillée dans l'annexe A. Cette section détaille les évolutions des différentes briques de coûts depuis la dernière proposition tarifaire de la CRE ainsi que leurs impacts sur le niveau du TRVE.

Comme précisé dans l'annexe A, le calcul de l'empilement est réalisé pour chaque poste horosaisonnier de chaque option afin de rendre les TRVE contestables à la maille du client.

Dans les paragraphes suivants, les évolutions sont données en moyenne au portefeuille d'EDF au 31 décembre 2019 et ne correspondent pas nécessairement aux évolutions de chaque client ou même de chaque option.

La CRE publie en open-data la décomposition de l'empilement ainsi que le droit ARENH et l'obligation de capacité pour chaque option/puissance/poste horosaisonnier.

3.1 Coût du complément d'approvisionnement au marché

3.1.1 Coût du complément d'approvisionnement en énergie au marché

La quantité d'électricité approvisionnée sur le marché représente en moyenne 32 % de la consommation des clients au TRVE.

La CRE applique une période de lissage du prix de marché de 24 mois pour le calcul du coût du complément d'approvisionnement en énergie au marché. Le prix moyen résultant est égal à la moyenne arithmétique sur la période considérée des cotations pour 2021 soit 46,7 €/MWh pour un produit de type calendaire base contre 48,3 €/MWh pour 2020 et de 60,6 €/MWh pour un produit de type calendaire pointe pour 2021 contre 61,8 €/MWh pour 2020.

L'évolution des prix de marché pour l'approvisionnement du complément en énergie – hors effet de l'écrêtement de l'ARENH – entraîne une baisse moyenne des TRVE de 1,4 €/MWh HT soit 0,8 % TTC.

3.1.2 Coût du complément d'approvisionnement en capacité au marché

Le prix de référence pour le complément d'approvisionnement en capacité – hors effet de l'écrêtement ARENH – correspond à la moyenne des prix révélés lors des six enchères de capacité pour 2021. Le prix résultant s'établit à 31 241 €/MW au lieu de 19 458 €/MW pour l'année 2020.

L'augmentation du prix de marché pour l'approvisionnement du complément en garanties de capacité – hors effet de l'écrêtement de l'ARENH – entraîne une hausse moyenne des TRVE de 2,4 €/MWh HT soit 1,5 % TTC.

3.2 Coût de l'approvisionnement à l'ARENH

Les droits ARENH représentent en moyenne 68 % de la consommation des clients aux TRVE.

Les volumes d'ARENH demandés par les fournisseurs alternatifs lors du guichet de novembre 2020 se sont élevés à 146,2 TWh⁸ (contre 147 TWh pour l'année 2020). En application de l'article R. 336-18 du code de l'énergie et de sa délibération du 12 novembre 2020⁹, la CRE a réparti les 100 TWh d'ARENH au *pro rata* des demandes des fournisseurs, hors filiales contrôlées par EDF. Le taux d'écrêtement est égal à 68,4 % (soit 100 / 146,2).

Ainsi, un consommateur au TRVE a reçu en moyenne 68,4 % de son droit ARENH pour 2021 contre 68,0 % pour l'année 2020, au prix de 42 €/MWh inchangé depuis 2012.

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

3.3.1 Coût du complément d'approvisionnement en énergie au marché

Le complément d'approvisionnement en énergie consécutif à l'écrêtement de l'ARENH (cf. partie 3.2) est approvisionné de façon lissée sur les marchés de gros entre le 2 décembre 2020 et le 23 décembre 2020. Le prix moyen du produit Calendaire Base 2021 sur cette période s'est élevé à 48,2 €/MWh. Le prix pour l'année 2020 (mois de décembre 2019) était de 46,6 €/MWh, soit une hausse pour le TRVE de 0,2 €/MWh, soit 0,1 % TTC.

3.3.2 Coût du complément d'approvisionnement en capacité au marché

Le complément d'approvisionnement en garanties de capacité consécutif à l'écrêtement de l'ARENH est réalisé intégralement lors de l'enchère du 10 décembre 2020, au prix de 39 095,4 €/MW. Le prix retenu pour l'année 2020 était de 16 584 €/MW et cette évolution entraîne une hausse de 0,3 % TTC du TRVE.

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

⁸ <https://www.cre.fr/content/download/23057/290434>

⁹ Délibération n°2020-277 du 12 novembre 2020 de la CRE.

Les frais d'accès au marché, les frais des écarts, du périmètre d'équilibre et la Contribution sociale de solidarité des sociétés (C3S) sont présentés à l'annexe A. Ils n'ont pas évolué depuis la dernière proposition tarifaire de la CRE.

*

Impact de l'appel d'offres long terme 2021-2027 portant sur le développement de nouvelles capacités

Le ministère de la transition écologique a lancé le 12 juin 2019 des appels d'offres portant sur les périodes 2021-2027 et 2022-2028. Ils ont pour objectif de développer de nouvelles capacités vertes, flexibles et utiles à la sécurité d'approvisionnement, en apportant de la visibilité aux exploitants de nouvelles capacités et en leur assurant une stabilité de revenus sur une période de 7 ans, à travers un prix garanti de la capacité.

Un volume de 151,1 MW a été retenu pour la période 2021-2027 avec un prix garanti de 29 000€/MW. Le versement fonctionne selon un contrat pour différence dont le calcul se fonde sur un prix de référence égal au prix révélé par l'enchère du 10 décembre 2020 soit 39 095 €/MW.

Les lauréats de l'appel d'offres devront ainsi verser aux fournisseurs un complément d'un montant total de 1,5 million d'euros, correspondant à la différence entre le prix de référence et leur prix garanti. Ce reversement impacte très légèrement à la baisse le prix de la capacité en moyenne (moins de 20 €/MW).

Synthèse de l'évolution du coût d'approvisionnement en énergie et en capacité

Le coût de l'approvisionnement en énergie et en garanties de capacité augmente de 2,0 €/MWh HT soit 1,2% TTC. Cette évolution se décompose de la façon suivante :

Figure 2 : Synthèse de l'évolution des coûts d'approvisionnement en énergie et en garanties de capacité¹⁰

		Année 2020 en €/MWh HT	Année 2021 en €/MWh HT	Evolution en €/MWh HT	Impact sur le TRVE en % TTC
Approvisionnement au marché lissé sur 24 mois	Energie (+ frais)	20,0	18,6	- 1,4	- 0,8 %
	Capacité	3,5	5,9	+ 2,4	+ 1,5 %
ARENH	ARENH obtenu après écrêtement	19,4	19,5	+ 0,1	+ 0,1 %
	Complément énergie consécutif à l'écrêtement	10,1	10,4	+ 0,2	+ 0,1 %
	Complément capacité consécutif à l'écrêtement	0,4	1,0	+ 0,5	+ 0,3 %
Total		53,5	55,5	+ 2,0	+ 1,2 %

3.5 Coûts d'acheminement (TURPE)

Les coûts d'acheminement sont évalués à partir des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) prévus dans la délibération de la CRE du 20 mai 2020 portant décision sur l'évolution du TURPE dans les domaines de tension HTA et BT au 1^{er} août 2020.

Cette composante de coûts n'a pas évolué depuis le dernier mouvement du TRVE le 1^{er} août 2020.

3.6 Coûts de commercialisation

Conformément à la jurisprudence du Conseil d'Etat précisée en annexe A, la CRE maintient dans la présente proposition tarifaire une référence de coûts de commercialisation correspondant aux coûts d'EDF.

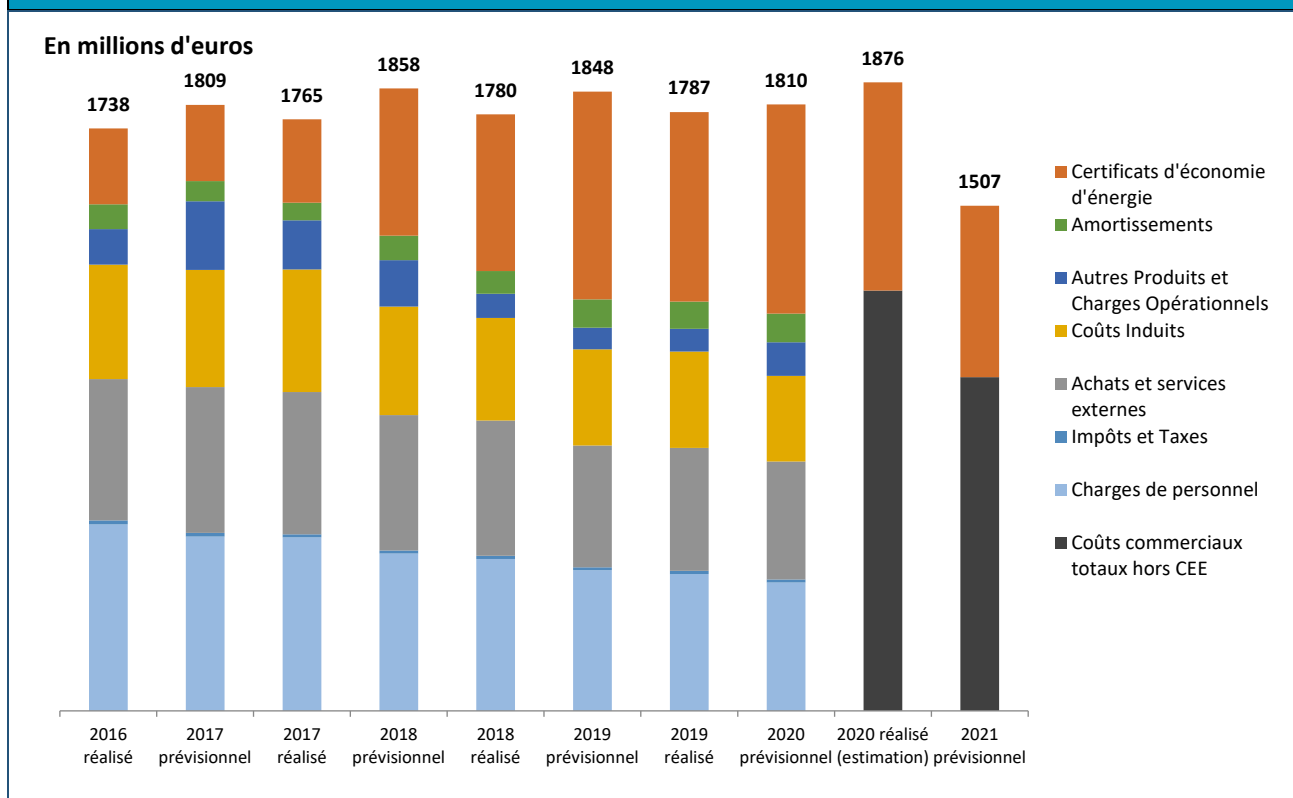
3.6.1 Evolution des coûts de commercialisation incluant les coûts d'acquisition des certificats d'économie d'énergie (CEE) d'EDF au périmètre TRVE

Le graphique ci-dessous représente l'évolution des coûts de commercialisation en millions d'euros sur le périmètre TRVE d'EDF Commerce en France selon les données connues à date. Les valeurs définitives des coûts réalisés pour l'année 2020 pourront faire l'objet d'une mise à jour lors du prochain mouvement tarifaire.

¹⁰ L'impact de l'appel d'offres long-terme 2021-2027 est directement inclus dans le coût du complément d'approvisionnement en capacité.



Figure 3 : Evolution des coûts de commercialisation et d'acquisition de CEE déclarés par EDF au périmètre TRVE entre 2016 et 2021



Comparaison entre les coûts de commercialisation prévisionnels et réalisés pour l'exercice 2020

Les données transmises par EDF montrent une hausse importante des coûts de commercialisation (hors coûts d'acquisition des CEE) pour l'année 2020 par rapport aux prévisions¹¹ (de l'ordre de +6 %). Cette hausse est principalement imputable aux conséquences de la crise sanitaire de la Covid-19 qui a occasionné une augmentation importante des impayés pour EDF. Cette hausse conjoncturelle fait suite à une baisse tendancielle des coûts qui se poursuit depuis plusieurs années (concomitante à l'érosion progressive du portefeuille de clients aux TRVE).

Conformément à la méthodologie, les montants non couverts sur l'année 2020 sont intégrés dans la composante de rattrapage des TRVE (cf. partie 4).

Les coûts d'acquisition des CEE sont conformes aux prévisions d'EDF pour l'année 2020.

Coûts de commercialisation prévisionnels pour 2021

Les coûts de commercialisation (hors coûts d'acquisition des CEE) prévisionnels d'EDF pour l'année 2021 sont en forte baisse (-14 %) par rapport aux prévisions de l'année 2020 intégrées dans les TRVE actuellement en vigueur. Cette évolution est la conséquence de deux effets opposés :

- la fin de l'éligibilité des TRVE pour une partie importante des clients bleus non résidentiels qui induit une baisse des coûts pour EDF sur ce segment de clientèle (cohérente avec la perte de clients en question) ;
- les effets de la crise sanitaire qui devraient continuer à se faire sentir en 2021. Ces derniers entraînent notamment une hausse des coûts prévisionnels relatifs aux impayés, en particulier sur le segment des petits professionnels qui sont touchés par les conséquences économiques de la crise sanitaire.

Compte-tenu du contexte économique actuel difficile pour les consommateurs et les entreprises, la CRE estime légitime de ne pas intégrer dès à présent la totalité des coûts prévisionnels relatifs aux impayés dans les TRVE.

Ces coûts intègrent notamment des dotations aux provisions pour créances douteuses et des prévisions d'irrecouvrables qui représentent à ce jour une estimation prudente par EDF de l'évolution de la conjoncture économique en 2021.

¹¹ Ces prévisions de coûts ont servi à l'élaboration des propositions tarifaires de janvier et de juillet 2020.



Compte-tenu des incertitudes pesant sur ces prévisions et de leur impact sur les consommateurs dont certains sont déjà fortement fragilisés, ainsi que des éléments contradictoires dont dispose la CRE en matière de prévision de la solvabilité des particuliers pour 2021, la CRE ne retient que 50% de l'évolution des coûts commerciaux liés aux impayés dans le présent mouvement tarifaire.

Conformément à la méthodologie et au principe de couverture des coûts, les coûts liés aux impayés qui seront effectivement constatés par EDF en 2021 seront intégrés à la composante de rattrapage lors du mouvement tarifaire de janvier 2022.

Les coûts d'acquisition des CEE d'EDF en 2021 présentent quant à eux une légère baisse cohérente avec la tendance observée durant l'année 2020 sur l'indice Spot du registre CEE d'Emmy. Sans remettre en cause l'existence de cette brique de coût, la CRE rappelle cependant ses interrogations quant au caractère efficient du dispositif des CEE.

*

Les coûts de commercialisation sont répartis entre les différents clients d'EDF selon des principes comptables et des clés d'affectation validées par la CRE après un audit en 2017 par le cabinet Columbus Consulting¹².

Un deuxième audit, mené par le cabinet Schwartz,¹³ a eu lieu en 2019 et portait cette fois-ci spécifiquement sur les processus d'acquisition des CEE par EDF. L'audit n'a pas non plus remis en cause la méthodologie d'EDF. A cette occasion, il a suggéré une méthodologie de répartition alternative entre les segments de clientèle qui a été retenue depuis par la CRE.

3.6.2 Composante des coûts de commercialisation unitaires retenue dans les TRVE

Conformément au principe d'empilement tarifaire, la CRE intègre dans la construction des TRVE les composantes de coûts de commercialisation incluant les coûts d'acquisition des CEE. Ces composantes sont établies sur le fondement :

- des coûts prévisionnels de l'année 2021 tels que présentés précédemment, répartis entre les segments des clients résidentiels et non résidentiels, corrigés du retraitement relatifs aux impayés ;
- des hypothèses d'évolution des volumes de vente aux TRVE. Ces volumes sont en forte baisse pour les clients non résidentiels aux TRVE pour l'année 2021 du fait de la fin de l'éligibilité aux TRVE pour près de la moitié de ces consommateurs, qui a en outre pour effet une baisse de la consommation moyenne de ces consommateurs (les consommateurs restant éligibles au TRVE étant les plus petits des consommateurs professionnels)¹⁴.

La CRE note deux effets importants liés à la réduction de la consommation unitaire (en MWh/site) des clients non-résidentiels :

- certains coûts fixes ou peu élastiques à la consommation restent affectés à leur catégorie de clientèle ;
- leur consommation unitaire se rapproche de celle des consommateurs résidentiels. Ce rapprochement est concomitant à une convergence du niveau moyen des tarifs résidentiels et professionnels, qui pour 2021 vaut respectivement 127,84€/MWh HT pour les résidentiels et 128,25 €/MWh HT pour les non-résidentiels.

En conséquence, la CRE s'interroge sur l'opportunité et la pertinence économique d'une mutualisation des coûts commerciaux résidentiels et non résidentiels, et examinera cette question.

La CRE tient également compte de la contrepartie financière versée aux fournisseurs par les GRD pour la gestion des consommateurs en contrat unique. La contrepartie financière prise en compte dans la présente délibération s'élève à 5,10 € par an et par client raccordé en BT ≤ 36 kVA¹⁵, selon la trajectoire fixée dans la délibération de la CRE du 26 octobre 2017¹⁶.

¹² <https://www.cre.fr/content/download/16167/200643>

¹³ <https://www.cre.fr/content/download/21052/269097>

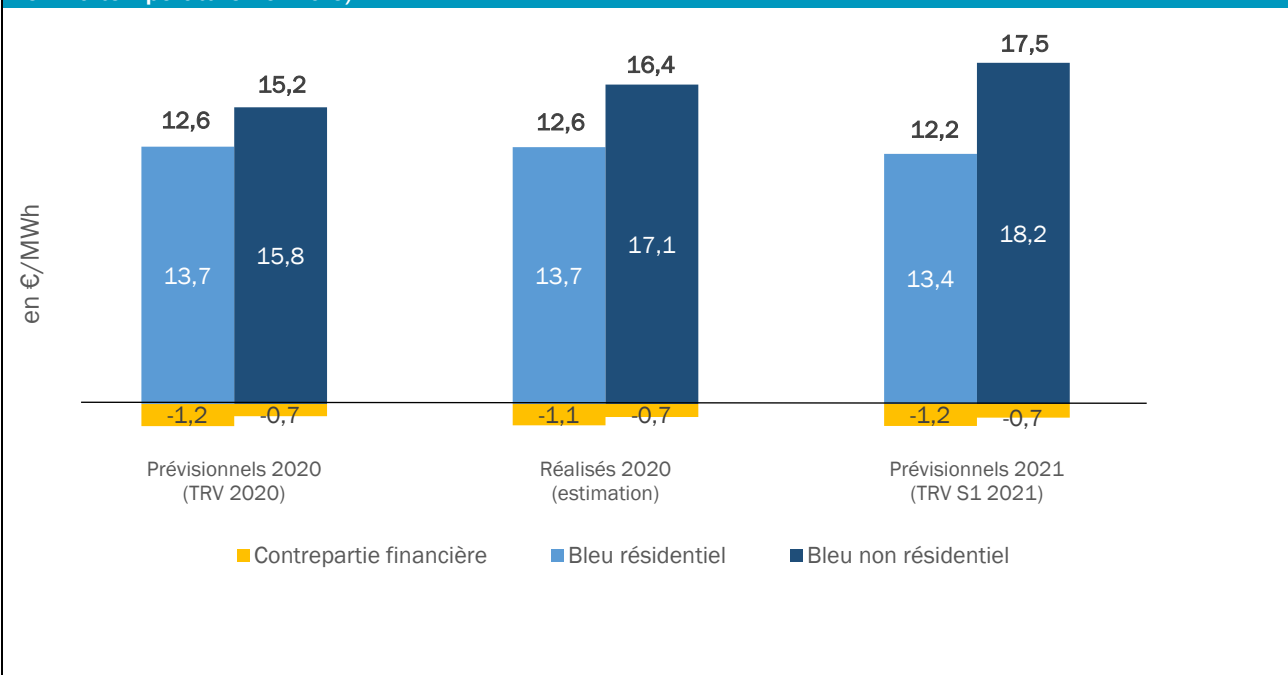
¹⁴ Employant moins de 10 salariés ou dont les recettes ou le total de bilan annuels n'excèdent pas 2 millions d'euros.

¹⁵ Pour cette même catégorie de clientèle, les fournisseurs alternatifs reçoivent une contrepartie financière de 6,8 €/an en 2020. La contrepartie financière reversée au fournisseur pour chaque client au TRVE a vocation à converger progressivement vers celles pour les clients en offre de marché au 1^{er} août 2022.

¹⁶ <https://www.cre.fr/content/download/16550/204566>

Le graphique ci-dessous présente l'évolution des coûts unitaires au périmètre des TRVE.

Figure 4 : Coûts de commercialisation incluant le coût d'acquisition des CEE d'EDF pour les clients aux TRVE bleus - prévisionnels 2020 (base de données à température normale 2019), estimation du réalisé 2020 (volumes réalisés 2020 à température normale) et estimation du prévisionnel 2021 (volumes prévisionnels 2021 à température normale)



3.7 La CRE propose de maintenir inchangé le niveau de marge, en €/MWh, retenu dans les tarifs réglementés de vente

La CRE avait considéré, dans sa proposition tarifaire du 16 janvier 2020, que le niveau de risque de l'activité de commercialisation n'avait pas significativement évolué en 2019 par rapport à 2018 et que le niveau de couverture de ces risques intégré dans les TRVE pouvait dès lors être maintenu à un niveau constant. La CRE avait donc décidé de maintenir un niveau de marge inchangé en €/MWh par rapport au niveau de 2018, soit 3,68 €/MWh en moyenne pour les clients aux tarifs bleus.

La CRE maintient le niveau de marge à 3,68 €/MWh dans la présente délibération. Ce niveau de marge représente 3.0 % des TRVE hors taxes, hors marge et hors rattrapage. Il demeure supérieur à l'espérance des risques pesant sur un fournisseur d'électricité.

La décomposition de la marge selon les coûts de couverture des risques quantifiables (risque thermosensible, risque macroéconomique, risque portefeuille et risque capacité) d'une part, et le coût résultant pour la couverture des risques « autres » d'autre part, est présentée dans le tableau ci-dessous. Le tableau présente également la valeur de l'espérance associée.

Composantes de la marge commerciale pour les clients aux tarifs bleus	Espérance en €/MWh	Couverture du risque dans les TRVE en €/MWh
risque « thermosensibilité »	0,78	2,00
risque « macroéconomique »	0,00	0,05
risque « portefeuille »	0,00	0,41
risque lié à l'approvisionnement en capacité	0,05	0,49
niveau implicite des risques « autres »	0,00	0,72
Total	0,83	3,68

Afin de refléter la disparité des niveaux de risques entre les différents types de consommateurs (essentiellement due à une sensibilité différente à la température), le niveau de marge est décliné de façon différenciée par sous-profil de consommation¹⁷.

¹⁷ Le niveau de risque couvert est publié pour chaque sous-profil et chaque risque sur l'open data de la CRE



4. RATRAPAGES

4.1 Rattrapage au titre de 2019

La CRE a indiqué dans sa délibération du 16 janvier 2020, sur le fondement des coûts et volumes de consommation prévisionnels à sa disposition, que s'agissant de l'exercice tarifaire 2019, les recettes des TRVE ont été inférieures aux coûts de fourniture à hauteur de 574 M€. Ce manque de recettes était dû essentiellement à l'entrée en vigueur le 1^{er} juin 2019 de la hausse de 5,9 % TTC qui aurait dû théoriquement intervenir au 1^{er} janvier 2019.

La CRE, dans sa délibération du 16 janvier 2020, a intégré une composante de coût de 2,25 €/MWh afin de réaliser le rattrapage en deux ans de ce montant.

Ce montant doit être revu afin de tenir compte :

- du montant définitif à rattraper pour 2019 qui s'établit à 553 M€ au lieu de 574 M€ ; sur le fondement des coûts et volumes définitifs de l'année 2019 ;
- des évolutions sur les volumes de vente (i) en 2020 consécutivement à la crise sanitaire liée à la Covid-19 et (ii) en 2021 du fait de l'érosion du portefeuille d'EDF et de la fin de l'éligibilité aux TRVE pour une partie des consommateurs non résidentiels.

La composante de rattrapage au titre de l'année 2019 est donc portée à 2,45 €/MWh, afin d'achever ce rattrapage fin 2021 comme prévu.

4.2 Rattrapage au titre de 2020

Les coûts commerciaux réalisés d'EDF en 2020 pour les clients non résidentiels montrent une hausse par rapport aux coûts prévisionnels actuellement intégrés aux TRVE, due notamment aux effets de la crise sanitaire (cf. partie 3.6.1) pour 40,8 M€. Par ailleurs, l'entrée en vigueur de la proposition tarifaire de la CRE du 16 janvier 2020 au 1^{er} février a entraîné une sous-couverture des coûts par les tarifs au mois de janvier 2020, à hauteur de 25,3 M€. Au total, la sous-couverture des coûts par les tarifs au titre de l'année 2020 est de 66,1 M€.

La réalisation de ce rattrapage en un an conduit à une composante de coût supplémentaire de 0,53 €/MWh.

Au total, la composante de rattrapage est portée à 2,98 €/MWh, ce qui représente une hausse de 0,5% TTC du niveau des TRVE.

5. BAREMES TARIFAIRES

En application de l'article R. 337-20-1 du code de l'énergie, « afin d'inciter à la maîtrise de la consommation, en particulier pendant les périodes de pointe, les ministres chargés de l'énergie et de l'économie peuvent fixer par arrêté pris annuellement après avis de la Commission de régulation de l'énergie :

- le pourcentage maximal que peut représenter la part fixe dans la facture hors taxes prévisionnelle moyenne à température normale pour chaque puissance souscrite de chaque option tarifaire du " tarif bleu résidentiel " ;
- le niveau minimal du rapport entre le prix de la période tarifaire le plus élevé et le prix de la période tarifaire le plus faible que doit respecter au moins une option du " tarif bleu " accessible aux consommateurs résidentiels. [...] »

L'arrêté du 29 juin 2020 pris en application de l'article R. 337-20-1 du code de l'énergie fixe à 7 le niveau minimal du ratio susmentionné et ne fixe pas de plafonnement du montant de la part fixe.

La CRE propose de continuer à appliquer dans les barèmes tarifaires le ratio de 7 à la seule option Tempo bleu résidentiel de manière cohérente avec ses précédentes propositions tarifaires.

La CRE propose également de faire évoluer les termes de facturation des dépassements de puissance et d'énergie réactive pour les TRVE jaunes et verts de métropole continentale.

6. COUVERTURE DES COÛTS COMPTABLES DE FOURNITURE D'EDF

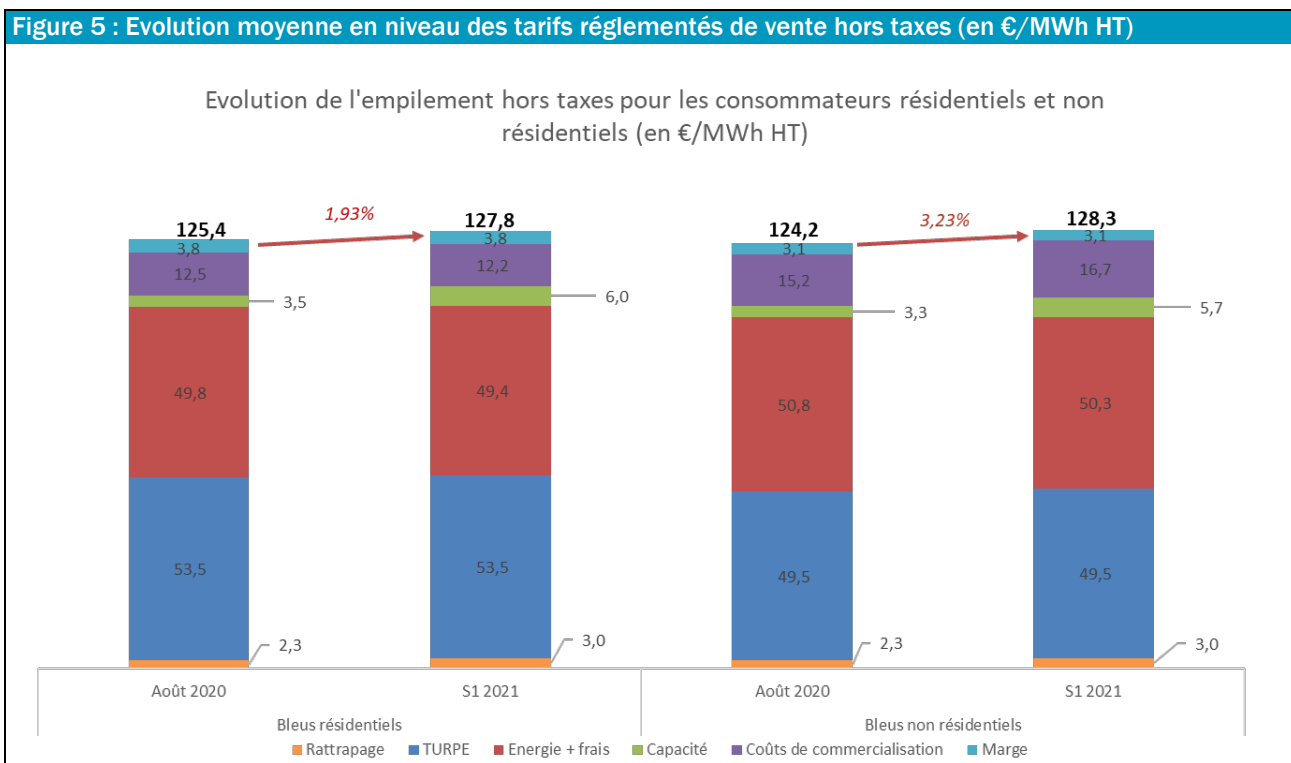
Dans sa décision n° 386078 du 15 juin 2016, le Conseil d'État indique que les tarifs réglementés de vente d'électricité, au titre de la période allant du 1^{er} novembre 2014 au 31 juillet 2015, doivent couvrir, en application du cadre juridique alors en vigueur, les « coûts comptables complets de la fourniture de l'électricité aux tarifs réglementés par les fournisseurs historiques, incluant les frais financiers ; qu'en revanche, ces tarifs n'ont pas à garantir un niveau quelconque de rémunération des capitaux propres engagés ».

Le présent mouvement tarifaire permet la couverture de cette référence de coûts, c'est-à-dire de l'ensemble des coûts comptables de l'activité de fourniture y compris les frais financiers, mais hors rémunération des capitaux

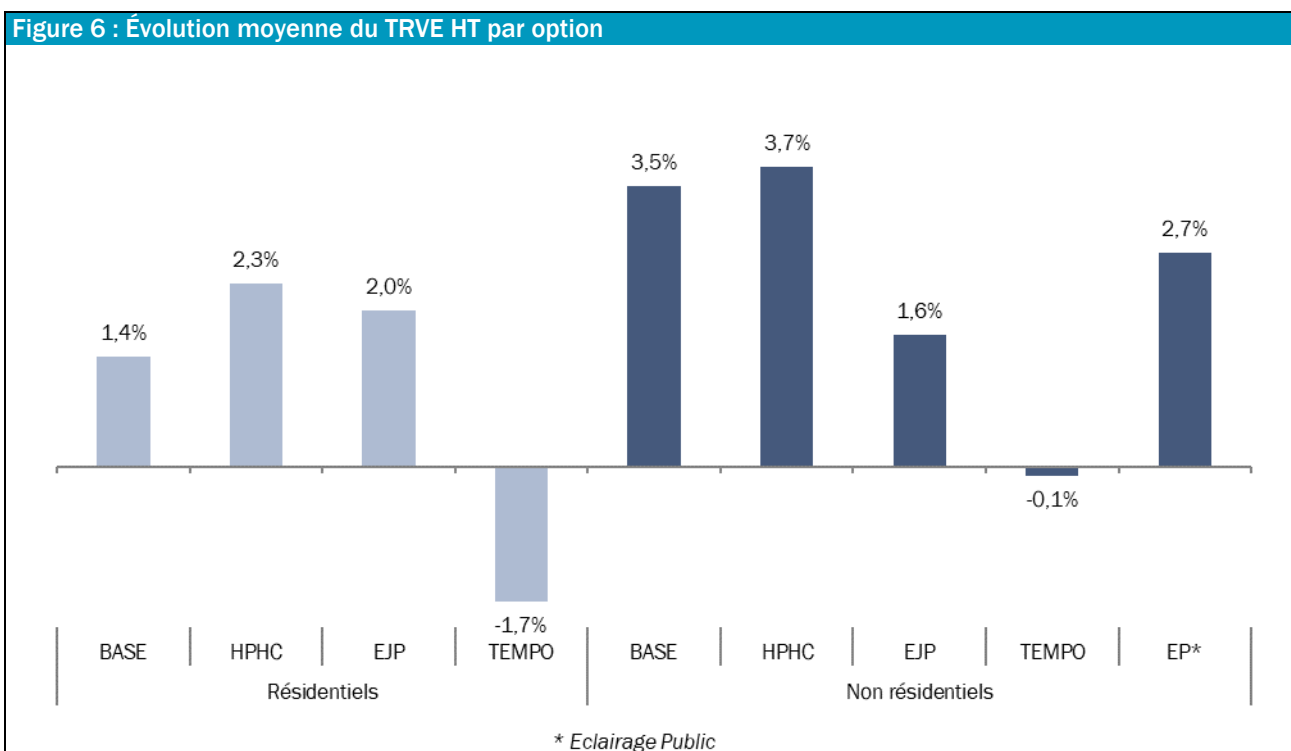
propres. La CRE mettra à jour cette analyse sur le fondement des nouveaux éléments de coûts qui seront transmis par EDF en vue du mouvement tarifaire de cet été.

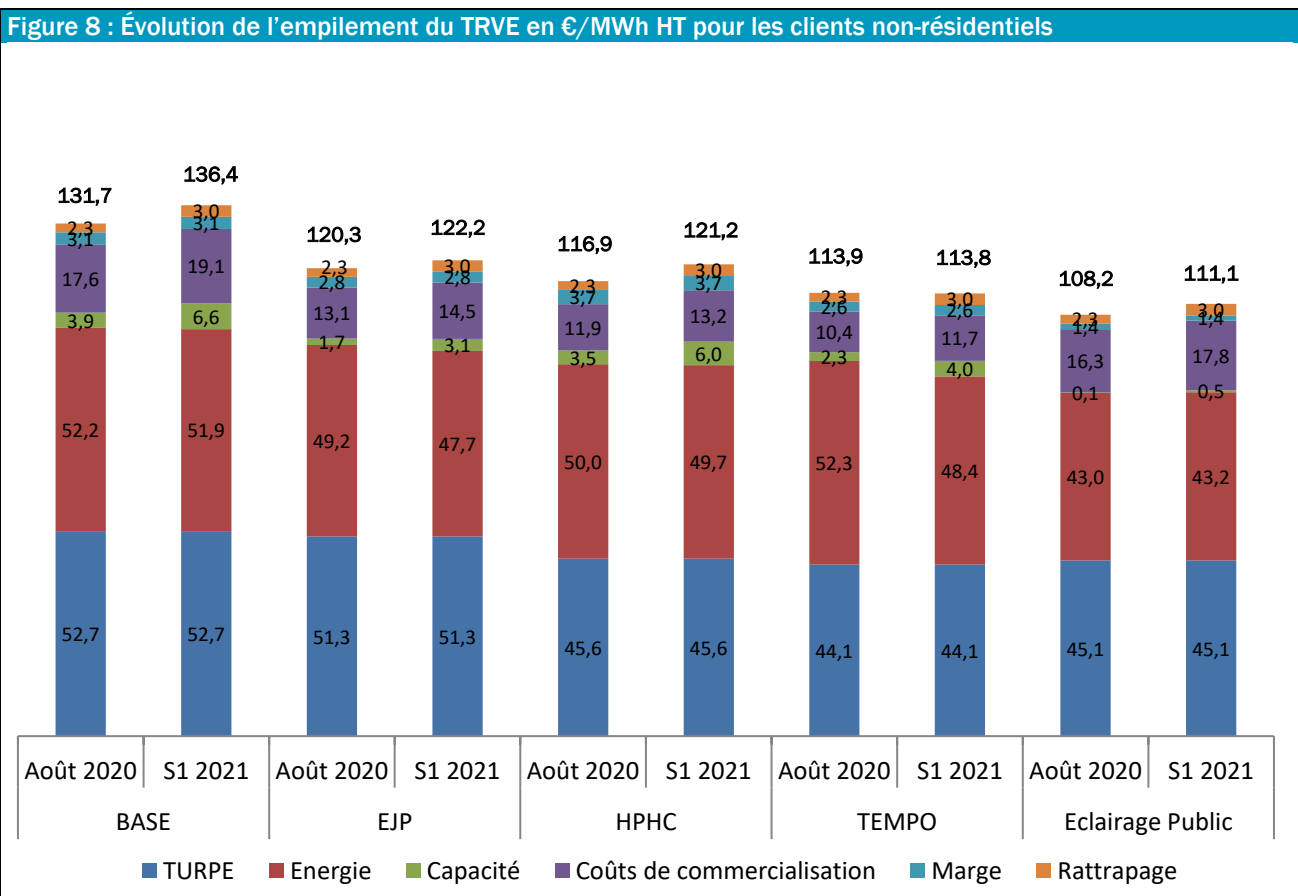
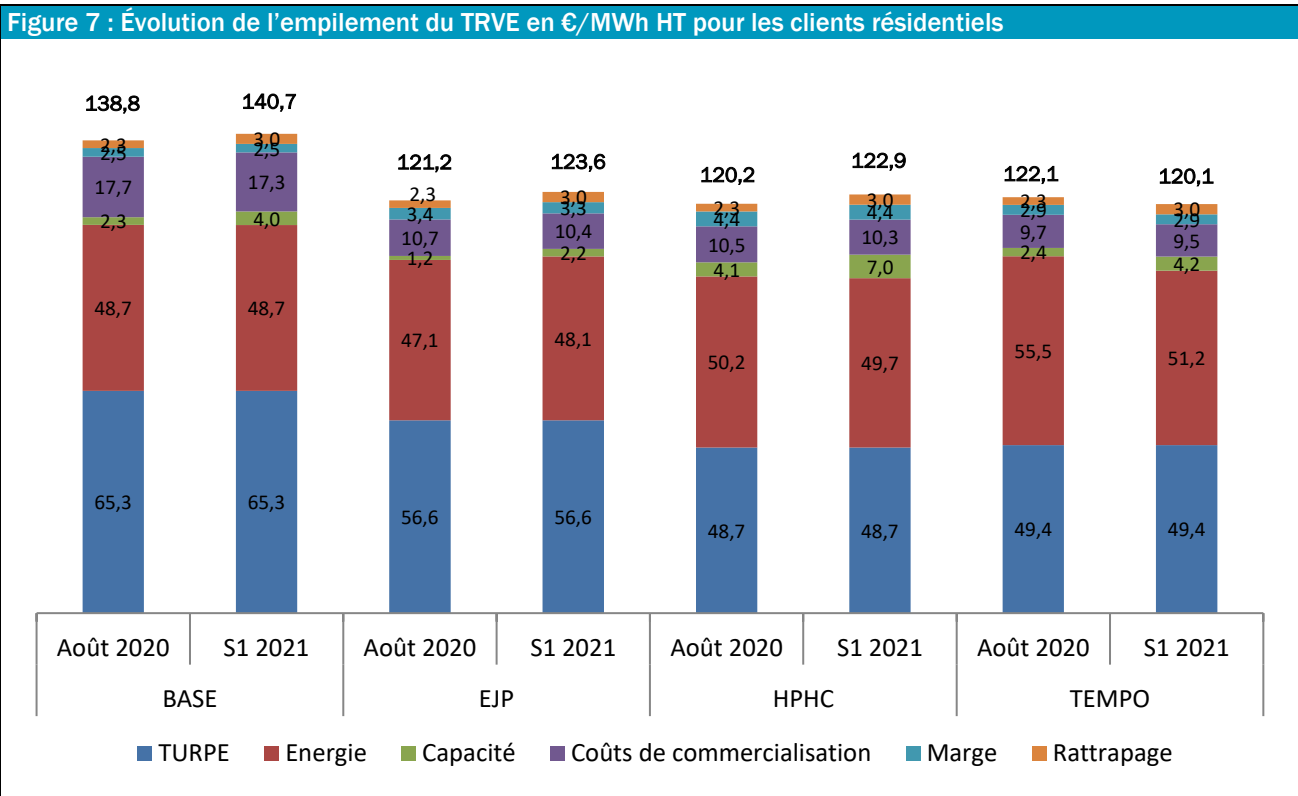
7. SYNTHÈSE DU MOUVEMENT

Le graphique ci-dessous présente la décomposition des TRVE et leur évolution moyenne, en niveau, évaluées selon les données portant sur le nombre de sites et les volumes de consommation à température normale des clients au TRVE chez EDF au 31 décembre 2019 telles que présentées à la partie 1.



Les évolutions par option tarifaire sont détaillées dans les graphiques ci-après.



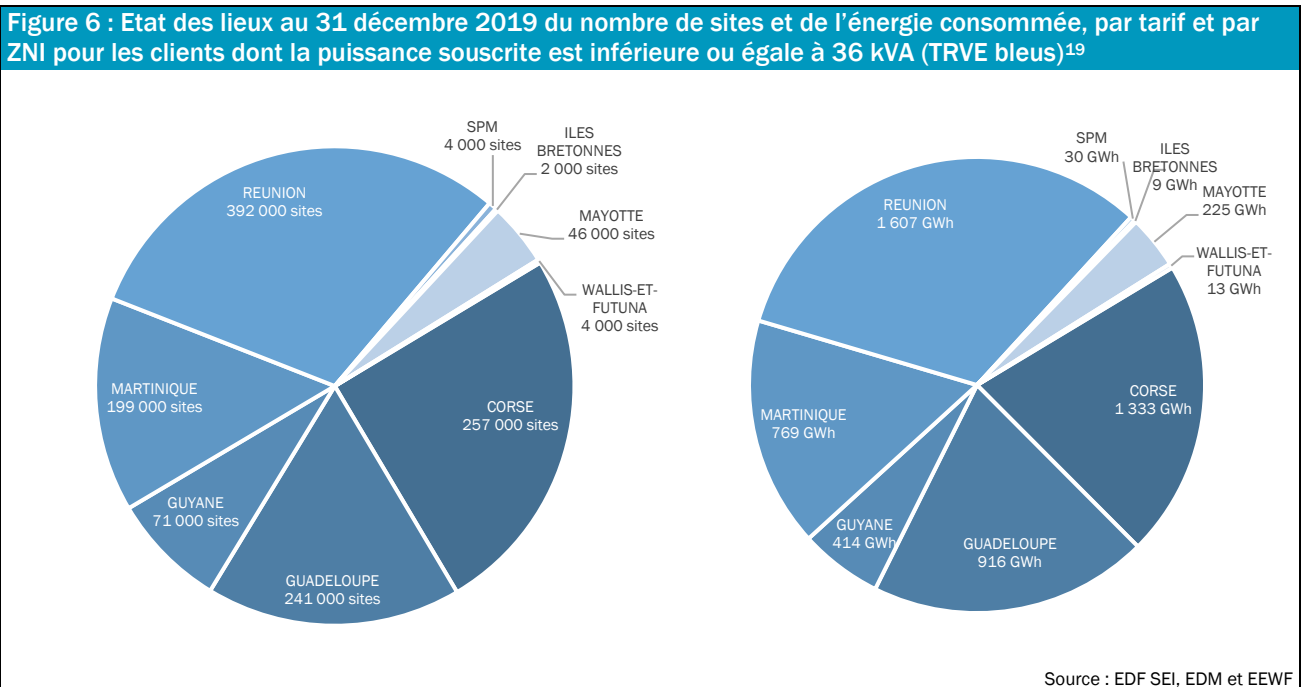


PARTIE 2 : LES TARIFS REGLEMENTES DE VENTE EN ZNI

La CRE a pour mission de proposer les tarifs réglementés de vente d'électricité (TRVE) dans les territoires suivants : Corse¹⁸, Guadeloupe, Guyane, Martinique, Mayotte, Réunion, Saint-Pierre et Miquelon (SPM) et Wallis-et-Futuna.

1. LES TARIFS REGLEMENTES POUR LES CONSOMMATEURS RACCORDES EN BASSE TENSION DONT LA PUISSANCE SOUSCRITE EST INFÉRIEURE OU ÉGALE A 36 KVA SONT MAINTENUS IDENTIQUES A CEUX DE METROPOLE CONTINENTALE

Les consommateurs raccordés en basse tension dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA représentent 5,3 TWh soit 1 216 000 sites au 31 décembre 2019 qui se décomposent comme suit :



En continuité avec les barèmes actuellement en vigueur, les tarifs bleus résidentiels et non résidentiels applicables en France métropolitaine continentale s'appliquent à l'identique, en niveau et en structure, aux consommateurs résidentiels et petits professionnels des ZNI raccordés en basse tension dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA.

Il en résulte que le niveau moyen des TRVE évolue comme suit :

- + 1,93 % HT soit + 2,42 €/MWh ou + 1,61 % TTC pour les tarifs bleus résidentiels ;
- + 3,13 % HT soit + 4,02 €/MWh ou + 2,61 % TTC pour les tarifs bleus professionnels.

2. EVOLUTIONS DES TRVE POUR LES CONSOMMATEURS DONT LA PUISSANCE SOUSCRITE EST SUPERIEURE A 36 KVA OU RACCORDES EN HAUTE TENSION

2.1 Etat des lieux

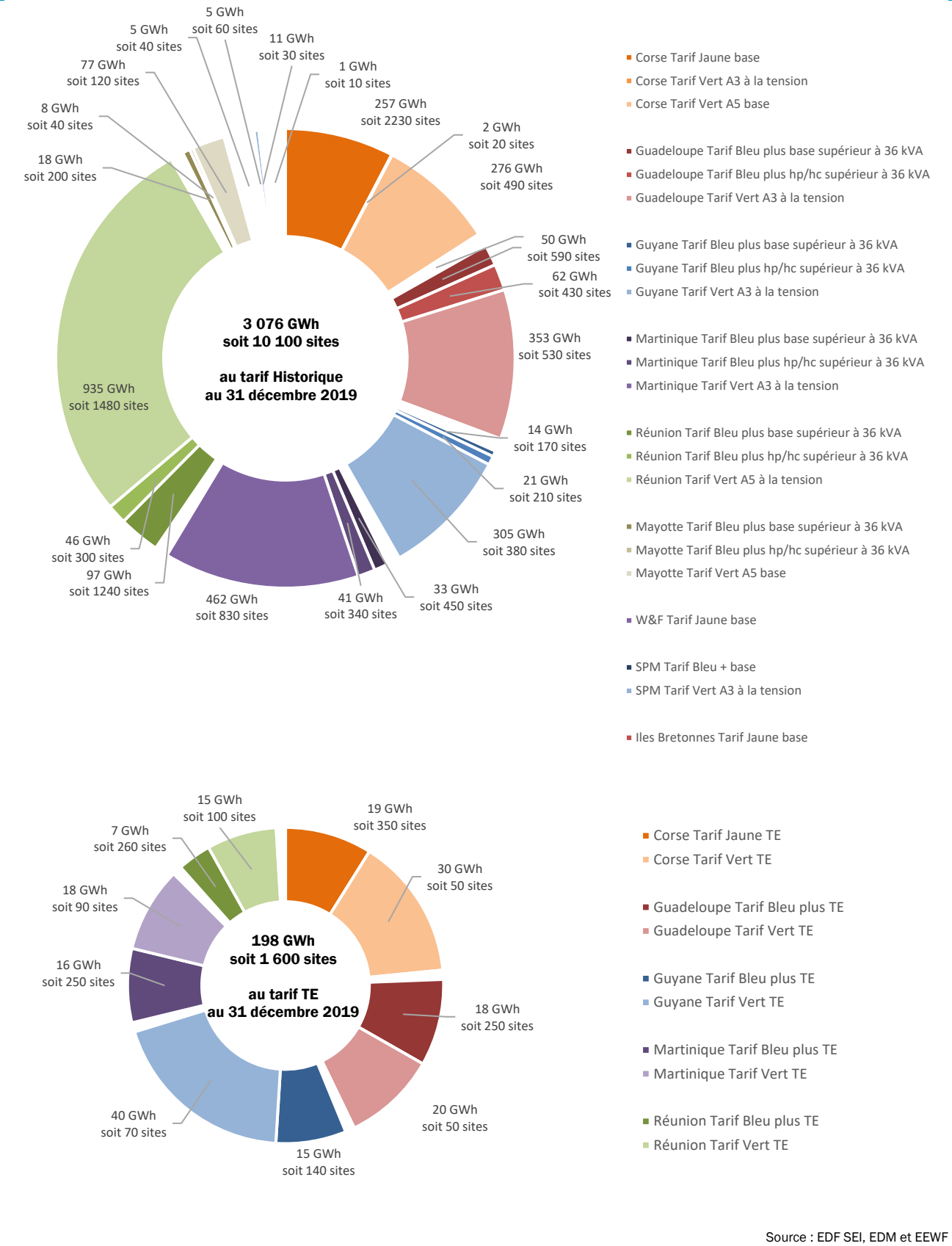
La répartition de la consommation et du nombre de sites par couleur tarifaire et par territoire pour les consommateurs raccordés en basse tension et souscrivant une puissance supérieure à 36 kVA d'une part et pour les consommateurs raccordés en haute tension d'autre part est présentée dans les graphiques suivants. Le premier graphique présente la répartition des clients souscrivant le tarif « historique », et le deuxième graphique les clients souscrivant le tarif « Transition énergétique » (TE) entré en vigueur au 1^{er} août 2017.

Ces consommateurs représentent un total de 3,3 TWh pour 12 000 sites au 31 décembre 2019.

¹⁸ La CRE a également pour mission de proposer les TRVE pour les sites situés sur les îles d'Ouessant, Molène, Sein et Chausey. Dans les annexes, le terme « zones non interconnectées de France métropolitaine » regroupe Corse et les îles évoquées précédemment.

¹⁹ Les valeurs ont été corrigées par rapport à la délibération n° 2020-174 du 2 juillet 2020

Figure 7 : Etat des lieux au 31 décembre 2019 du nombre de sites et de l'énergie consommée, par tarif et par ZNI pour les clients raccordés en basse tension dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA et pour les clients raccordés en haute tension²⁰



²⁰ Les valeurs ont été corrigées par rapport à la délibération n° 2020-174 du 2 juillet 2020



2.2 Evolution en niveau : l'ensemble des tarifs respecte le principe de péréquation tarifaire

La méthodologie de construction des TRVE dans les ZNI est rappelée en annexe A.

La CRE estime que le coût de l'approvisionnement à l'ARENH et du complément d'approvisionnement en énergie et en garanties de capacité évolue :

- de 2,0 €/MWh HT soit 2,0 % du TRVE HT pour les consommateurs aux tarifs jaunes et bleus+ ;
- de 1,8 €/MWh HT soit 2,0 % du TRVE HT pour les consommateurs aux tarifs verts.

Conformément à sa méthodologie, la CRE fait évoluer la composante de coûts de commercialisation à l'inflation²¹.

La composante « acheminement » correspond à l'application des barèmes du TURPE définis dans la délibération de la CRE du 25 juin 2020 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT et appliqués aux profils de consommation considérés. La CRE propose de ne pas faire évoluer cette composante de coûts dans la présente délibération.

A l'instar des TRVE en métropole, la CRE propose pour ce mouvement tarifaire de maintenir inchangé le niveau de rémunération normale, en €/MWh, retenu pour le présent calcul.

Enfin, la CRE propose de porter la composante de rattrapage à 1,7 €/MWh afin de tenir compte du décalage entre l'évolution des coûts, au 1^{er} janvier 2020 et l'évolution des TRVE, au 1^{er} février seulement.

La CRE propose ainsi de faire évoluer le niveau des TRVE comme suit :

- + 2,2 % HT pour les consommateurs raccordés en BT dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA ;
- + 2,5 % HT pour les consommateurs raccordés en HTA dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA.

Ces évolutions sont appliquées à l'ensemble des composantes (abonnement et parts variables) de chaque option tarifaire.

3. 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 mer²². Ce montant est appelé la rémanence d'octroi de mer (ROM).

Dans la délibération du 2 juillet 2020, la CRE avait constaté une forte hausse des montants de rémanence d'octroi de mer déclarés par EDF pour la Martinique. Cette évolution se serait traduite par une hausse significative des TRVE en Martinique. La CRE avait alors décidé de maintenir inchangée la valeur de la rémanence d'octroi de mer pour ce territoire spécifiquement et de conduire une analyse précise des montants en jeu.

La CRE a mené une étude approfondie des montants 2019 inclus dans la rémanence d'octroi de mer de la Martinique qui a mis en évidence un certain nombre d'erreurs et d'imprécisions dans les déclarations d'EDF SEI. La correction de ces erreurs aboutit à une valeur de rémanence rectifiée correcte et justifiée d'un montant de 7,242 €/MWh pour les tarifs bleus résidentiels, bleus non résidentiels et bleus + et 6,584 €/MWh pour les tarifs verts.

Les grilles tarifaires pour la Martinique figurant en annexe de la délibération incluent cette nouvelle valeur de rémanence qui tient compte de la correction des erreurs identifiées et également du rattrapage de ces montants lié au retard de 6 mois entre la date d'évolution prévue de la rémanence 2020 en août 2020 et la date d'application probable de cette proposition tarifaire en février 2021.

La valeur de la rémanence d'octroi de mer dans les autres ZNI n'est pas modifiée dans cette proposition tarifaire. Le niveau de la rémanence de tous les territoires sera de nouveau évalué à l'été 2021 à partir des déclarations de coûts d'EDF SEI et d'EDM sur l'année 2020.

Ayant constaté ces écarts en Martinique, la CRE va mener le même exercice de vérification des montants historiques de la rémanence pour toutes les ZNI.

Enfin, afin de limiter autant que possible l'amplitude des variations de niveau de rémanence que subissent les consommateurs des ZNI, la CRE réfléchira durant le premier semestre 2021, en collaboration avec EDF SEI, à une méthodologie de maîtrise des variations de la ROM.

²¹ Le taux d'inflation pris en compte ici correspond à l'indice des prix à la consommation – Base 2015 – Ensemble des ménages - France – Ensemble hors tabac Identifiant 001763852 publié par l'INSEE, à savoir + 0.6 % entre 2020 et 2019.

²² Cf. Annexe A

4. DECISION

La CRE propose les barèmes de prix, figurant en annexe B de la présente délibération, applicables respectivement aux clients résidentiels en métropole continentale, aux clients non résidentiels éligibles en métropole continentale, aux clients aux tarifs jaunes et verts de métropole continentale qui y demeurent éligibles et à l'ensemble des clients dans les ZNI. La CRE recommande que ces barèmes fassent chacun l'objet d'un arrêté spécifique.

Le mouvement tarifaire, objet de la présente proposition tarifaire, a vocation à s'appliquer au plus tôt et le premier jour d'un mois calendaire.

Cette délibération sera transmise à la ministre de la transition écologique ainsi qu'au ministre de l'économie, des finances et de la relance. Elle sera publiée sur le site de la CRE.

Délibéré à Paris, le 14 janvier 2021.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le Président,

Jean-François CARENCO