

DÉLIBÉRATION N° 2017-166

6 juillet 2017

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 6 juillet 2017 portant proposition des tarifs réglementés de vente d'électricité

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

En France métropolitaine continentale, les tarifs réglementés de vente d'électricité bénéficient aux clients souscrivant une puissance inférieure ou égale à 36 kVA. Dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental (ZNI), les tarifs réglementés de vente d'électricité bénéficient à l'ensemble des clients finals. En application des dispositions du code de l'énergie, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) est chargée de déterminer les évolutions de l'ensemble de ces tarifs. La présente délibération reprend les méthodologies et hypothèses retenues pour déterminer ces évolutions, établit les barèmes des tarifs réglementés de vente applicables et explicite les effets de ces tarifs sur les factures des consommateurs.

S'agissant des tarifs réglementés de vente d'électricité en France métropolitaine continentale, le mouvement tarifaire consiste en une évolution de leur niveau moyen de :

- +1,7% pour les tarifs bleus résidentiels ;
- +1,7% pour les tarifs bleus professionnels.

Le niveau moyen des tarifs est déterminé selon la méthodologie dite « par empilement », qui assure leur contestabilité, c'est-à-dire la faculté pour les fournisseurs alternatifs de proposer aux clients finals des offres de marché compétitives par rapport aux tarifs réglementés.

Le mouvement s'accompagne d'une évolution en structure des tarifs liés notamment aux évolutions en structure des tarifs d'acheminement (TURPE).

S'agissant des tarifs réglementés de vente en ZNI :

Pour les clients dans les ZNI dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36kVA et raccordés en basse tension, il est proposé que les tarifs réglementés bleus résidentiels et non résidentiels de métropole continentale continuent de s'appliquer.

Pour les clients dans les ZNI dont la puissance souscrite est supérieure à 36kVA, la CRE propose de nouvelles options tarifaires, présentant une structure reflétant les évolutions récentes des coûts des systèmes électriques.

Afin d'éviter des évolutions importantes et soudaines de facture et de permettre aux consommateurs d'anticiper ces évolutions, la CRE propose de maintenir en parallèle, provisoirement – sans les mettre en extinction et sans mouvement en structure – les options tarifaires actuellement en vigueur. Une évolution lissée dans le temps de ces options tarifaires actuelles sera opérée à compter du mouvement tarifaire de l'été prochain. Les délais et modalités de cette convergence seront définis à l'issue de la concertation engagée par la CRE avec les acteurs. Les options tarifaires actuelles pourront alors être supprimées.

La CRE poursuivra les travaux de concertation avec les acteurs des ZNI, afin notamment de caractériser les consommateurs qui seront le plus impactés par les nouvelles structures tarifaires et de les accompagner dans cette période de transition.

6 juillet 2017

Le niveau moyen des TRV évolue comme suit :

- +1,7% pour les tarifs bleus résidentiels ;
- +1,7% pour les tarifs bleus professionnels ;
- +0,6% 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 36kVA) ;
- -0,4% pour les tarifs verts (consommateurs raccordés en HTA dont la puissance souscrite est supérieure à 36kVA).

SOMMAIRE

SOMMAIRE	3
PARTIE 1 : LES TARIFS REGLEMENTES DE VENTE EN FRANCE METROPOLITAINE CONTINENTALE.....	5
1. CADRE JURIDIQUE ET REGLEMENTAIRE	5
2. PANORAMA DES SITES AUX TRV EN FRANCE METROPOLITAINE CONTINENTALE	5
3. PRINCIPES ET OBJECTIFS DE LA TARIFICATION PAR EMPILEMENT.....	6
3.1 DEFINITION DE L'EMPILEMENT	6
3.2 OBJECTIF DE L'EMPILEMENT : ASSURER LA CONTESTABILITE DES TARIFS REGLEMENTES.....	6
4. METHODOLOGIE DE LA TARIFICATION PAR EMPILEMENT	7
4.1 LE COUT D'APPROVISIONNEMENT EN ENERGIE CORRESPOND, EN STRUCTURE, AUX COUTS DE L'APPROVISIONNEMENT D'UN FOURNISSEUR ALTERNATIF SUR LE MARCHE ET, EN NIVEAU, AUX PRIX DE L'ARENH ET DU MARCHE AUXQUELS S'AJOUTE LE PRIX DE LA CAPACITE.....	7
4.1.1 Profils de consommation.....	7
4.1.2 Approvisionnement à l'ARENH	8
4.1.3 Complément d'approvisionnement au marché.....	8
4.1.4 Coût d'approvisionnement en capacité.....	9
4.2 FRAIS ASSOCIES A L'ACTIVITE D'APPROVISIONNEMENT EN ENERGIE ET CAPACITE.....	9
4.2.1 Frais d'accès au marché	9
4.2.2 Frais d'accès au marché de capacité.....	10
4.2.3 Garanties liées aux achats au marché et à l'ARENH	10
4.2.4 Coûts des écarts du périmètre d'équilibre	11
4.2.5 Frais de soutirage RTE.....	11
4.2.6 Contribution sociale de solidarité des sociétés	11
4.3 COUTS DE COMMERCIALISATION	11
4.3.1 Évolutions des coûts commerciaux et des coûts des certificats d'économie d'énergie (CEE) d'EDF en 2016 et 2017	11
4.3.2 Affectation des coûts commerciaux et CEE d'EDF	13
4.3.2.1 Conclusions de l'audit de la méthode d'affectation des coûts commerciaux et CEE d'EDF.....	13
4.3.2.2 Composante des coûts commerciaux et CEE retenue dans les tarifs réglementés.....	13
4.4 COUTS D'ACHEMINEMENT (TURPE)	14
4.5 REMUNERATION NORMALE DE L'ACTIVITE DE FOURNITURE	15
5. RATTRAPAGES TARIFAIRES	16
6. SYNTHESE DU MOUVEMENT.....	16
7. COUTS COMPTABLES DE FOURNITURE D'EDF.....	17
8. BAREMES TARIFAIRES	17
8.1 ARRETE DES MINISTRES ENCADRANT LA CONSTRUCTION DE LA STRUCTURE DES TRV	17
8.2 LISSAGE DES EVOLUTIONS TARIFAIRES	18
8.2.1 Les évolutions en structure des tarifs à effacement sont lissées sur trois ans.....	18
8.2.2 Tarifs « exotiques » bleus	18
8.3 LA CRE N'ENVISAGE PAS DE CREER D'OPTION TARIFAIRE SEMAINE / WEEK-END.....	18
9. EFFETS DES EVOLUTIONS TARIFAIRES EN STRUCTURE SUR LES FACTURES DES CONSOMMATEURS.....	19
9.1.1 Evolutions de facture par option tarifaire.....	19
9.1.2 Évolutions de facture par option tarifaire et par puissance souscrite.....	19

9.1.3	Evolutions de facture par client dues à l'évolution des tarifs réglementés en structure	21
9.1.4	Incitations des clients résidentiels à souscrire un tarif Base plutôt qu'un tarif Heures Pleines-Heures Creuses	22
PARTIE 2 : LES TARIFS REGLEMENTES DE VENTE EN ZNI		23
1.	CONTEXTE ET CADRE JURIDIQUE.....	23
2.	LES TARIFS REGLEMENTES POUR LES CONSOMMATEURS RACCORDES EN BASSE TENSION DONT LA PUISSANCE SOUSCRITE EST INFERIEURE OU EGALE A 36KVA SONT MAINTENUS IDENTIQUES A CEUX DE METROPOLE CONTINENTALE	23
3.	DEUX OPTIONS TARIFAIRES SONT PROPOSEES PAR LA CRE AUX CONSOMMATEURS DONT LA PUISSANCE SOUSCRITE EST SUPERIEURE A 36KVA : UNE OPTION REFLETANT L'EVOLUTION DES SYSTEMES ELECTRIQUES ET L'OPTION ACTUELLEMENT EN VIGUEUR	24
3.1	ETAT DES LIEUX.....	24
3.2	EVOLUTION EN NIVEAU : L'ENSEMBLE DES TARIFS RESPECTENT LE PRINCIPE DE PEREQUATION TARIFAIRE.....	24
3.3	EVOLUTION EN STRUCTURE	25
3.3.1	La CRE propose de créer de nouvelles options tarifaires afin de refléter les coûts de fonctionnement des parcs de production	25
3.3.2	La CRE propose de maintenir - sans les mettre en extinction et sans modification de structure - les options tarifaires actuellement en vigueur et de les faire évoluer progressivement lors des prochains mouvements tarifaires pour qu'elles convergent vers les nouvelles options tarifaires.....	27
3.3.3	Le maintien de deux options tarifaires en parallèle permet des optimisations de facture par les consommateurs, qui doivent être encadrées.....	27
3.3.4	TRV applicables à Mayotte et à Saint Pierre-et-Miquelon	28
3.4	REMANENCE OCTROI DE MER.....	28
ANNEXE 1 : SYNTHESE DU MOUVEMENT TARIFAIRE EN METROPOLE CONTINENTALE DECOMPOSE PAR OPTION TARIFAIRE.....		29
ANNEXE 2 : BAREMES DES TARIFS REGLEMENTES DE VENTE D'ELECTRICITE		30
1.	DEFINITIONS.....	30
2.	TARIF BLEU	31
2.1	SITES FAISANT UN USAGE RESIDENTIEL DE L'ELECTRICITE	31
2.1.1	Options ouvertes pour tout site faisant un usage résidentiel de l'électricité	31
2.1.2	Options en extinction partielle ou totale pour les sites faisant un usage résidentiel de l'électricité...	32
2.2	SITES FAISANT UN USAGE NON RESIDENTIEL DE L'ELECTRICITE.....	32
2.2.1	Options ouvertes pour tout site faisant un usage non résidentiel de l'électricité.....	32
2.2.2	Option en extinction partielle ou totale pour les sites faisant un usage non résidentiel de l'électricité	33
2.3	SITES FAISANT UN USAGE D'ECLAIRAGE PUBLIC.....	33
3.	TARIF BLEU PLUS EN OUTRE-MER	34
4.	TARIF JAUNE	35
4.1	EN FRANCE METROPOLITAINE CONTINENTALE.....	35
4.2	DANS LES ZONES NON INTERCONNECTEES DE FRANCE METROPOLITAINE	36
5.	TARIF VERT	37
5.1	EN FRANCE METROPOLITAINE CONTINENTALE.....	37
5.2	DANS LES ZONES NON INTERCONNECTEES AU RESEAU METROPOLITAIN CONTINENTAL.....	39
6.	BARÈMES.....	43

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

1. CADRE JURIDIQUE ET RÉGLEMENTAIRE

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

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, depuis le 8 décembre 2015, aux ministres de l'énergie et de l'économie ces tarifs réglementés de vente (TRV) de l'électricité.

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. »

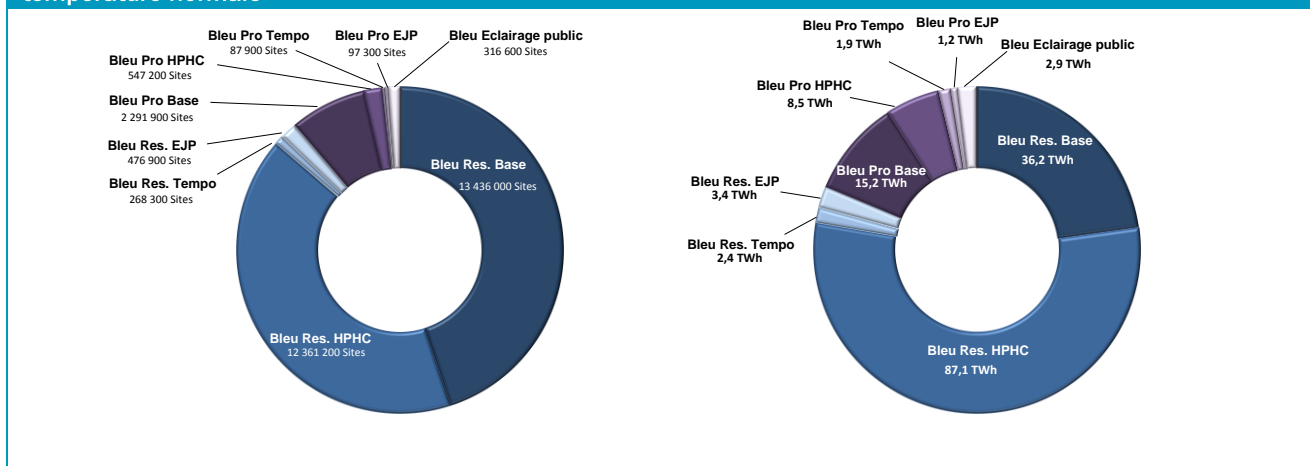
Les dispositions des articles R. 337-18 à R. 337-24 du code de l'énergie, en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2016, qui codifient tout en les modifiant les dispositions du décret n° 2009-975 du 12 août 2009¹, mettent en œuvre la tarification par empilement en niveau et en structure des TRV².

La CRE a réalisé sa première proposition tarifaire le 13 juillet 2016, entrée en vigueur au 1^{er} août 2016 suite à la décision du 28 juillet 2016 des ministres chargés de l'énergie et de l'économie.

2. PANORAMA DES SITES AUX TRV EN FRANCE METROPOLITAINE CONTINENTALE

Les tarifs 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 31 décembre 2016, les tarifs réglementés de vente représentent 86% des sites résidentiels et 76% des sites « petits professionnels », pour un volume de consommation total de 156 TWh. Le nombre de sites et les volumes de consommation de ces clients chez EDF sont représentés ci-dessous.

Figure 1 : Répartition en nombre de sites et en volume des clients aux TRV bleus chez EDF par option en 2016 à température normale



Les tarifs réglementés de vente verts sont par ailleurs amenés à perdurer pour les clients raccordés en HTA de puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA, qui représentent environ 6 000 sites. Il subsiste enfin des offres de fourniture aux TRV dites « atypiques³ » ou « exotiques »⁴ pour certains clients.

¹ Décret n° 2015-1823 du 30 décembre 2015 relatif à la codification de la partie réglementaire 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 TRV verts et tarifs jaunes de puissances souscrites inférieures ou égales à 36 kVA, raccordés en basse tension.

⁴ TRV bleus non résidentiels pour utilisations longues sans comptage et pour fournitures diverses.

3. PRINCIPES ET OBJECTIFS DE LA TARIFICATION PAR EMPILEMENT

3.1 Définition de l'empilement

L'article L. 337-6 du code de l'énergie dispose que les tarifs réglementés de vente de l'électricité sont établis par addition des composantes suivantes :

- Le coût d'approvisionnement en énergie, lequel se décompose en un coût d'approvisionnement de la part relevant de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) et d'un coût d'approvisionnement du complément de fourniture, relevant des achats sur les marchés de gros de l'électricité ;
- 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 ;
- 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.

3.2 Objectif de l'empilement : assurer la contestabilité des tarifs réglementés

La tarification par empilement vise à garantir la « contestabilité » des tarifs réglementés, 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 réglementés⁵* ».

La CRE applique – de la même manière que dans sa proposition tarifaire du 13 juillet 2016 – les principes de la tarification par empilement à chaque composante de la structure des tarifs : abonnement et parts variables de chaque postes horosaisonniers, et ce pour chaque puissance de chaque option tarifaire, ce qui permet :

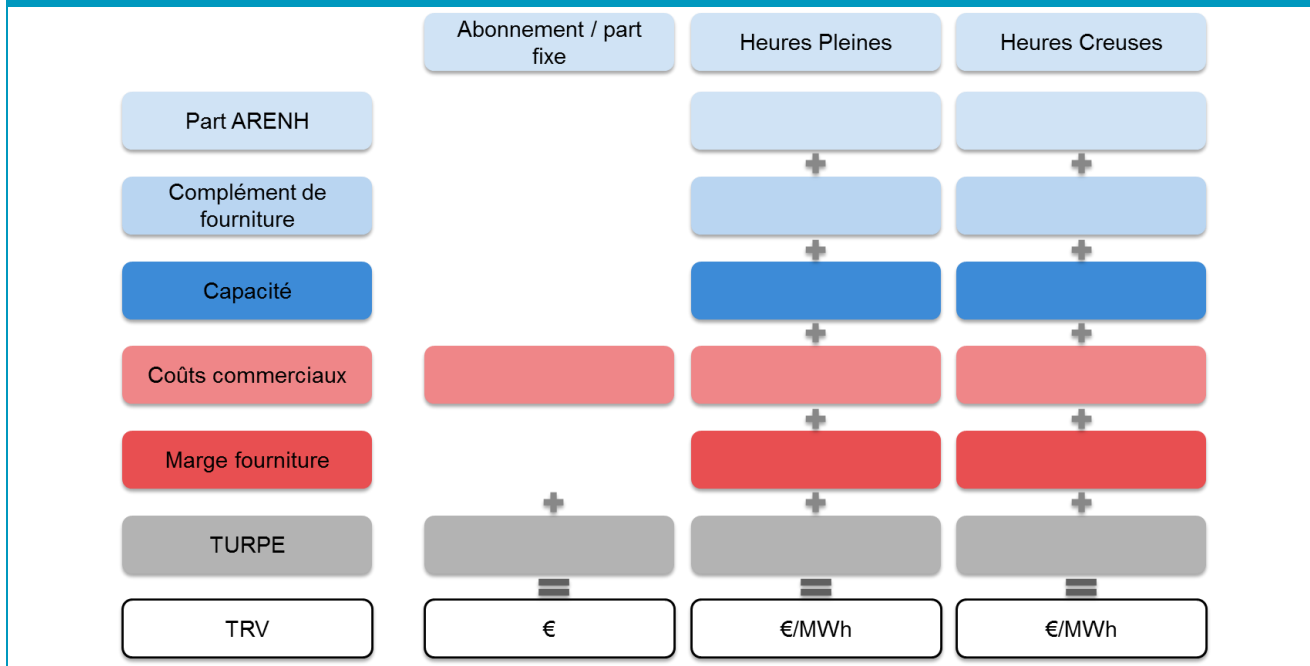
- de rendre tous les clients aux tarifs réglementés contestables par les fournisseurs alternatifs ;
- de facturer à chaque client un tarif qui reflète les coûts qu'il génère ;
- de maîtriser l'équilibre financier du tarif, en améliorant la couverture des coûts par les recettes indépendamment du scénario climatique.

Les acteurs de marché s'étaient 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 d'un tarif Heures Pleines-Heures Creuses se fait par addition des composantes présentées ci-dessous, pour chaque puissance souscrite (6, 9, 12, 15, 18, 24, 30 et 36 kVA).

⁵ Conseil d'Etat, ordonnance du juge des référés du 7 janvier 2015 N° 386076, Association nationale des opérateurs détaillants en énergie (ANODE).

Figure 2 : Principe de la construction des tarifs par empilement - exemple d'un tarif Heures Pleines-Heures Creuses



4. METHODOLOGIE DE LA TARIFICATION PAR EMPILEMENT

4.1 Le coût d’approvisionnement en énergie correspond, en structure, aux coûts de l’approvisionnement d’un fournisseur alternatif sur le marché et, en niveau, aux prix de l’ARENH et du marché auxquels s’ajoute le prix de la capacité

La CRE a retenu, pour la construction des tarifs réglementés, la même méthodologie de calcul, détaillée ci-après, que lors de sa proposition du 13 juillet 2016, qui avait fait l’objet d’une consultation publique préalable des acteurs le 18 février 2016.

4.1.1 Profils de consommation

La très grande majorité des clients souscrivant une puissance inférieure à 36kVA et plus spécifiquement les clients souscrivant une des options du tarif réglementé bleu, voient leur consommation relevée semestriellement (ou éventuellement mensuellement grâce au nouveau compteur Linky). Ces relèves ne renseignent pas sur la « forme » de consommation des clients, c’est-à-dire leur consommation heure après heure. Les fournisseurs ont toutefois besoin de savoir comment s’approvisionner pour ces clients à chaque instant, afin que leur approvisionnement couvre bien les soutirages des clients. Pour cette raison, des profils de consommation ont été introduits. Ils sont construits sur la base de panels représentatifs d’une catégorie de client considérée. Ils permettent d’une part de connaître la consommation moyenne des clients à pas demi-horaire et, d’autre part, la déformation de cette consommation en fonction de l’écart entre température réalisée et normale, par l’application de gradients de température spécifiques.

Les profils de consommation sont utilisés pour évaluer l’empilement des coûts des tarifs réglementés. Ils servent également à la reconstitution des flux pour chaque responsable d’équilibre. Les profils sont 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 », qui sont approuvées par la CRE. Les évolutions de profils sont pilotées par le GRD Enedis au sein du Comité de Gouvernance du Profilage.

A chaque option du tarif réglementé est associé un profil de consommation. Les correspondances sont listées dans le tableau ci-dessous :

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

Couleur tarifaire	Option tarifaire	Profil correspondant
Bleu résidentiel	Base (< 9kVA)	RES 1
	Base (≥ 9kVA)	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.

Le calcul de l'empilement est réalisé à l'échelle du sous-profil afin d'être au plus près des coûts du fournisseur et ainsi maintenir une contestabilité très fine des tarifs réglementés client par client.

4.1.2 Approvisionnement à l'ARENH

Le volume d'ARENH attribué à un client 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 tarifs réglementés, la consommation prévisionnelle se fonde sur les profils de consommation à température normale, c'est-à-dire sans déformation liée aux variations de températures.

Les heures de détermination du produit ARENH sont représentatives des heures de faible consommation nationale. Depuis 2015, la période de référence est constituée des heures creuses d'avril à juin et de septembre à octobre (définies comme les heures comprises entre 1 heure et 7 heures et toutes les heures des samedis, dimanches et jours fériés nationaux) ainsi que l'ensemble des heures des mois de juillet et d'août. Le prix de l'ARENH en 2017 est maintenu à 42 €/MWh.

Les droits ARENH (en % de la consommation) attribués pour les profils des clients aux tarifs bleus résidentiels et non résidentiels sont affichés ci-après :

Tableau 2 : Droits ARENH par profil de consommation

PRO1	PRO2	PRO3	PRO4	PRO5	RES11	RES1	RES2	RES3	RES4	Total
64%	71%	69%	78%	97%	76%	81%	63%	52%	70%	68%

4.1.3 Complément d'approvisionnement 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. Il est réalisé par des achats ou ventes à chaque heure des volumes associés sur le marché de gros à terme.

L'approvisionnement du complément de marché pour les clients de puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA est usuellement réalisé de façon progressive par les fournisseurs, de manière à réduire leur exposition à la volatilité des prix de marché et pour tenir compte du niveau de liquidité des marchés. La CRE a maintenu, dans ses hypothèses de calcul, un approvisionnement linéaire du complément de marché sur une période de deux années consécutives, soit du 1^{er} janvier 2015 au 31 décembre 2016. Le prix moyen résultant est égal à la

moyenne arithmétique sur la période considérée des cotations des produits calendaires Base pour 2017. Les prix de marché sont modélisés par un modèle de « Price Forward Curve » dont le fonctionnement a été présenté en détail par la CRE dans ses précédentes publications.

Par ailleurs, la couverture des coûts associés aux aléas de consommation est intégrée à la composante de rémunération normale de l'empilement tarifaire présentée au paragraphe 4.5.

Comme lors de la proposition du 13 juillet 2016, les prix de marché à terme retenus pour la stratégie d'approvisionnement sont sensiblement inférieurs au prix de l'ARENH. En conséquence, si chacun des tarifs réglementés intègre bien en niveau - comme cela est fixé réglementairement - le prix de l'ARENH, la structure a été construite quant à elle de façon à refléter une stratégie d'approvisionnement d'un fournisseur ne s'approvisionnant que sur le marché, c'est-à-dire sans recours au produit ARENH. Cette méthode permet :

- D'une part de proposer une structure reflétant le mieux possible l'approvisionnement d'un fournisseur alternatif pour ses offres de marché, et par suite de maintenir une contestabilité fine des tarifs réglementés, à l'échelle de chaque client ;
- D'autre part d'éviter de faire apparaître des effets contradictoires néfastes au système électrique. Le prix de l'ARENH étant plus élevé que les prix de marché, la construction d'une structure fondée, comme le niveau, sur l'ARENH et le marché de gros, aurait entraîné une hausse des prix sur les postes tarifaires incluant les heures creuses de l'ARENH. La différenciation des prix entre heures pleines et heures creuses serait alors significativement réduite, et pourrait même s'inverser, les heures creuses devenant plus chères que les heures pleines.

L'approche retenue est compatible avec les dispositions de l'article L. 337-6 du code de l'énergie, qui prévoit 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. »

4.1.4 Coût d'approvisionnement en capacité

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

Le coût de la capacité était nul en 2016, le mécanisme de capacité n'étant alors pas encore mis en place. La première enchère de capacité s'est tenue le 15 décembre 2016 pour l'année de livraison 2017. Le prix résultant de cette enchère s'est établi à 9999,8 €/MW.

La CRE intègre désormais dans les tarifs le prix de l'approvisionnement en capacité. Le calcul du coût de la capacité est réalisé en application de la méthodologie prévue par les dispositions de l'article R. 335-1 du code de l'énergie et celles de l'arrêté du 29 novembre 2016 qui définit les « règles du marché de capacité ».

Le coût de la capacité intégré dans les tarifs réglementés de la présente proposition correspond pour chaque sous-profil de consommation au produit entre le prix de l'enchère du 15 décembre 2016 et le volume de l'obligation pesant sur le fournisseur, c'est-à-dire le nombre de garanties de capacité en MW qu'il doit acquérir.

L'obligation en capacité est dépendante du nombre de jours dits « PP1 » présents dans chacun des sous-profils. Les heures « PP1 » correspondent aux heures les plus chargées de l'année et sont définies dans les « règles du marché de capacité ». Les heures « PP1 » n'étant connues qu'*ex post*, la puissance de référence est calculée sur la base d'une répartition statistique *ex ante* des heures PP1 sur les jours éligibles. La méthode retenue est conforme à la méthode présentée dans la consultation publique du 18 février 2016⁶.

En outre, le produit ARENH contient des garanties de capacité qui sont prises en compte le cas échéant dans le calcul du complément de garanties de capacité à intégrer dans les tarifs.

La CRE fait enfin porter, dans le cadre des tarifs EJP et Tempo, 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.

4.2 Frais associés à l'activité d'approvisionnement en énergie et capacité

4.2.1 Frais d'accès au marché

L'approvisionnement en énergie sur les marchés intègre des frais spécifiques intégrés dans le calcul des tarifs réglementés :

⁶ Les coefficients c_m sont égaux aux coefficients de pondération c_n 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).

- Frais d'échange (« trading fees ») ;
- Frais de la chambre de compensation (« clearing fees »), qui s'expriment par MWh échangés sur le marché ;
- Frais de livraison pour les produits à terme (« delivery fees »), qui s'expriment par MWh livré.

L'approvisionnement du complément de marché peut s'effectuer par des achats et reventes sur les bourses, auprès de courtiers, ou par des échanges bilatéraux directs entre l'acheteur et le vendeur.

La CRE intègre les frais des produits à terme dans son calcul du coût d'approvisionnement du complément de marché. Ces données sont publiques.

Tableau 3 : Frais d'accès aux produits à terme

Frais	en c€/MWh
Futures trading fees (EEX price list)	0,75
Futures clearing fees (ECC price list)	0,5
Futures total fees	1,25 c€/MWh échangé
Futures delivery fees	1 c€/MWh livré

Par ailleurs, comme évoqué au paragraphe 4.5, la rémunération normale de l'activité de commercialisation a vocation à couvrir les aléas de consommation qui sont évalués selon les coûts d'achats/reventes sur le marché spot de ces volumes. Les frais liés aux échanges sur le spot (Day-ahead) sont inclus dans le calcul de cette composante. Il s'agit également de données publiques.

Tableau 4 : Frais d'accès au marché spot

Frais	en c€/MWh échangé
Day-ahead trading fees (EPEX spot price list)	7,0
Day-ahead clearing fees (ECC price list)	1,5
Day-ahead total fees	8,5

4.2.2 Frais d'accès au marché de capacité

L'approvisionnement en garantie de capacité sur le marché est soumis également à des frais spécifiques. Pour la capacité, les fournisseurs doivent s'acquitter de frais d'échange (« trading fees ») et de frais de la chambre de compensation (« clearing fees »).

Tableau 5 : Frais d'accès au marché spot

Frais	en €/Garantie échangée
Day-ahead trading fees (EPEX spot price list)	3,0
Day-ahead clearing fees (ECC price list)	1,0
Day-ahead total fees	4,0

4.2.3 Garanties liées aux achats au marché et à l'ARENH

Pour pouvoir effectuer des achats et des ventes de produits à terme, un fournisseur constitue des garanties aux contreparties ou aux chambres de compensation. Les variations des cotations des produits « futures » au cours du temps entraînent, par ailleurs, des appels de marge, positifs ou négatifs selon le carnet d'ordre du fournisseur.

Afin de pouvoir souscrire le produit ARENH, un fournisseur doit également constituer une garantie, appelée en cas de défaut de paiement. Les méthodes de constitution de la garantie diffèrent selon les fournisseurs : garantie bancaire, maison mère ou encore consignation.

L'immobilisation de capital associée à ces garanties et appels de marge représente une composante du Besoin en Fonds de Roulement (BFR) de l'activité de fourniture, qui est considéré comme étant pris en compte dans la rémunération normale présentée au paragraphe 4.5. En raison des délais dont dispose un « commercialisateur pur » pour effectuer les paiements de l'ARENH, de l'approvisionnement au marché, du TURPE et le reversement des taxes, le BFR est faible.

4.2.4 Coûts des écarts du périmètre d'équilibre

Les écarts entre la consommation prévisionnelle en J-1 et celle finalement constatée génèrent des coûts par l'intermédiaire du mécanisme de responsabilité d'équilibre. Ces coûts diffèrent selon la typologie des consommateurs en portefeuille, dont les courbes de charge sont plus ou moins prévisibles. Par ailleurs, les fournisseurs dont le portefeuille de clients est important bénéficient du foisonnement des écarts de leurs clients, ce qui réduit leurs frais.

La CRE retient comme lors de sa proposition tarifaire du 13 juillet 2016, un montant de 0,3 €/MWh, valeur représentative des coûts pour les fournisseurs présents sur le segment des clients résidentiels et petits professionnels.

4.2.5 Frais de soutirage RTE

Jusqu'au 31 janvier 2017, tout soutirage effectué par un responsable d'équilibre générerait des frais à verser à RTE, qui s'élevaient à 0,15 €/MWh.

Depuis cette date, et suite à la 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, ces frais sont fixés à 0 €/MWh.

4.2.6 Contribution sociale de solidarité des sociétés

La contribution sociale de solidarité des sociétés (C3S) finance le régime de protection sociale des travailleurs indépendants (artisans, commerçants, exploitants agricoles, etc.). En 2017, toute personne morale de droit privé ou public ayant une activité dans le secteur concurrentiel, y compris dans les départements d'outre-mer, est soumise à la C3S. L'assiette de la C3S est le chiffre d'affaires hors TVA, auquel est appliqué un abattement de 19 millions d'euros. Le taux des contributions est de 0,16 % du chiffre d'affaires, 0,13 % pour la contribution sociale de solidarité des sociétés, et 0,03 % pour la contribution additionnelle.

Le montant de la C3S retenu dans les TRV est de 0,2 €/MWh.

4.3 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 ».

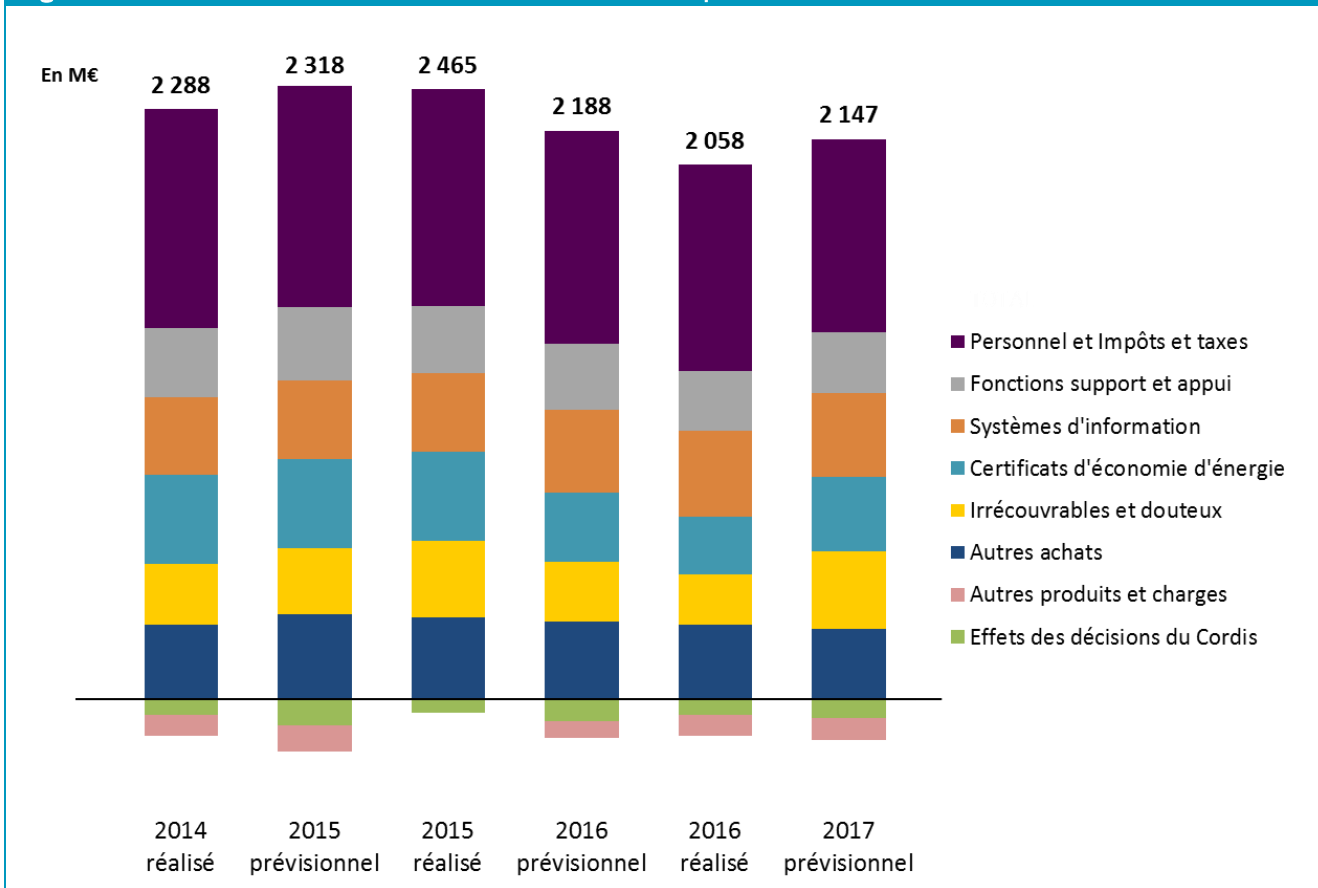
La CRE estime qu'il y a lieu d'interpréter la notion de « fournisseur au moins aussi efficace » à la lumière de la pratique des autorités de concurrence pour lesquelles la notion de coûts d'un concurrent au moins aussi efficace que l'opérateur dominant renvoie aux coûts de l'opérateur dominant.

Ainsi, la CRE retient dans la présente proposition tarifaire une référence de coûts commerciaux correspondant aux coûts commerciaux de la direction commerce d'EDF, comme dans sa proposition tarifaire du 13 juillet 2016. Les conclusions des analyses menées alors demeurent inchangées et ne remettent pas en cause la référence des coûts de commercialisation de l'opérateur historique en ce qu'elle permet de garantir la contestabilité des tarifs réglementés de vente.

4.3.1 Évolutions des coûts commerciaux et des coûts des certificats d'économie d'énergie (CEE) d'EDF en 2016 et 2017

Le graphique ci-dessous représente l'évolution des coûts de commercialisation en millions d'euros sur le périmètre « électricité » d'EDF Commerce en France.

Figure 3 : Evolution des coûts commerciaux et CEE d'EDF au périmètre électricité France entre 2014 et 2017



Les coûts commerciaux et CEE réalisés en 2016 sur les activités « électricité » ont été inférieurs aux coûts prévisionnels sur la même année.

Cette baisse s'explique notamment par (i) une diminution des charges de personnel liée à une réduction des effectifs, (ii) une baisse du poste « irrécouvrables et douteux » liée en particulier à une meilleure performance du recouvrement sur les créances douteuses (y compris celles liées à la fin des tarifs pour les clients de puissance souscrite supérieure à 36kVA) et au rattrapage rétroactif sur les TRV 2012, (iii) une baisse sur le poste « Certificats d'économie d'énergie » (voir ci-après focus CEE).

Les coûts commerciaux prévisionnels en 2017 sur les activités « électricité » sont en hausse par rapport aux coûts réalisés de 2016.

Cette hausse s'explique notamment par (i) une augmentation du poste « Irrécouvrables et douteux » lié à la mise en œuvre du rattrapage tarifaire 2014 sur le segment des tarifs réglementés et (ii) une augmentation du poste « Certificats d'économie d'énergie » (voir ci-après focus CEE)

Cette hausse est en partie compensée par une réduction des coûts opérationnels liée principalement à une baisse des effectifs.

Focus sur les CEE

La méthode de comptabilisation des coûts des CEE dans les tarifs d'EDF a été revue pour l'exercice 2017.

Jusqu'à l'année 2017, étaient pris comme référence les coûts d'approvisionnement de l'ensemble des CEE approvisionnées chaque année, qu'ils soient supérieurs ou inférieurs au volume de l'obligation.

A partir de 2017, sont pris comme référence les coûts de l'obligation de l'année, c'est-à-dire uniquement les coûts engagés pour répondre au niveau d'obligation de l'année considérée.

L'obligation CEE à laquelle est soumise EDF est une obligation globale du portefeuille EDF. Les coûts d'approvisionnement CEE sont affectés en priorité au marché sur lequel ils sont ou ont été générés et complétés si besoin jusqu'au niveau de l'obligation par ceux des autres marchés.



4.3.2 Affectation des coûts commerciaux et CEE d'EDF

Les coûts commerciaux en « masse » présentés dans le paragraphe précédent, sont répartis par segment de marchés (résidentiels ou professionnels) et par produits (électricité, tarifs réglementés, offres de marché....) afin d'intégrer dans les tarifs réglementés de vente la seule part des coûts commerciaux afférente à la fourniture à ces tarifs réglementés.

4.3.2.1 Conclusions de l'audit de la méthode d'affectation des coûts commerciaux et CEE d'EDF

En février 2015, dans le cadre de ses travaux tarifaires, la CRE a demandé à EDF de réaliser un audit sur le périmètre des coûts de commercialisation retenus et sur leur affectation entre la fourniture d'électricité aux TRV et les autres activités commerciales. Cette étude a porté sur la conformité des chiffres transmis par EDF à son modèle d'activité commerciale, mais n'a pas permis d'expertiser le modèle d'activité lui-même, en particulier les méthodologies et hypothèses utilisées pour affecter les coûts de commercialisation entre les différents produits et segments de clientèle.

Par conséquent, en février 2017, la CRE a mandaté le cabinet Columbus Consulting pour mener une nouvelle étude ayant pour objectif d'analyser les principes et clés d'affectation des coûts commerciaux d'EDF.

Plus précisément, les objectifs de l'étude, spécifiés dans l'appel d'offre, étaient de :

- Expliciter et évaluer les méthodes d'affectation retenues pour l'allocation des coûts commerciaux entre les différents segments de clientèle, entre la fourniture d'électricité et les autres activités commerciales ainsi qu'entre les offres de marché et les TRV ;
- Réaliser une étude détaillée des modèles d'activité d'EDF et de ses principes de construction sur le marché d'affaires et le marché des clients particuliers ;
- Contrôler leur bonne application sur les exercices 2015 et 2016 ainsi que sur les coûts commerciaux prévisionnels 2017⁷ ;
- Réaliser une étude détaillée sur l'allocation des certificats d'économie d'énergie entre les différents segments de clientèle et types d'offres (offres de marché ou TRV).

Il ressort de la synthèse de l'auditeur sur les principes d'affectation des coûts commerciaux retenus par la Direction Commerce que « celle-ci 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. »

Une synthèse publique du rapport du cabinet Columbus Consulting est publiée sur le site de la Commission de Régulation de l'Energie en accompagnement de la présente délibération.

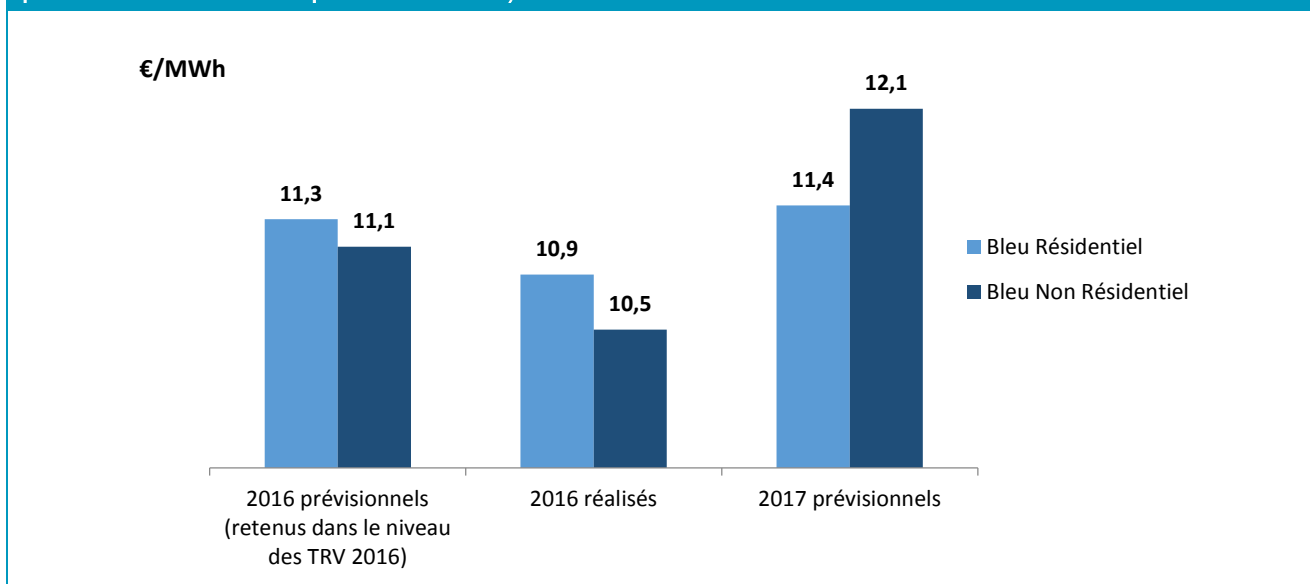
4.3.2.2 Composante des coûts commerciaux et CEE retenue dans les tarifs réglementés

La CRE retient dans les tarifs réglementés de vente une composante de coûts commerciaux calculée à partir des coûts prévisionnels pour 2017, sur le fondement du modèle d'affectation des coûts d'EDF évoqué ci-dessus.

Les coûts commerciaux et CEE prévisionnels d'EDF en 2017 au périmètre TRV augmentent de 0,5% pour les clients résidentiels et de 9,3% pour les clients non résidentiels par rapport aux coûts prévisionnels retenus dans les tarifs de 2016.

⁷ Le budget 2017 n'ayant pas été validé par EDF au moment de l'étude, celle-ci s'est limitée aux exercices 2015 et 2016.

Figure 4 : Coûts de commercialisation incluant le coût des CEE d'EDF pour les clients aux TRV bleus - prévisionnels et réalisés en 2016 (base de données à température normale 2016) et prévisionnels 2017 (volumes prévisionnels 2017 à température normale)⁸



Dans le cadre de la présente proposition, en continuité avec les modalités appliquées 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 TRV jaunes et verts des coûts de commercialisation identiques à ceux des clients aux TRV bleus non résidentiels.

4.4 Coûts d'acheminement (TURPE)

Les coûts d'acheminement sont évalués à partir des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) tels que prévus dans 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.

La CRE retient la même méthode d'intégration du TURPE que lors de sa dernière proposition tarifaire. En particulier, elle calcule un TURPE dit « optimisé » qui correspond à la moyenne, pour une catégorie de clients donnée, des options TURPE choisies par le fournisseur afin de minimiser la facture pour chacun de ses clients au sein de cette catégorie.

Le déploiement en cours des compteurs *Linky* apporte de nouvelles fonctionnalités dans le cadre de la gestion du TURPE :

- Accès à l'ensemble des options du TURPE pour chaque client. L'accès à ces options est limité avec les compteurs non *Linky* : un client ayant une option à 1 poste au tarif réglementé avec ce type de compteur n'a par exemple accès qu'aux options à 1 poste du TURPE ;
- Mise en place d'une option à 4 plages temporelles dans la délibération du 17 novembre 2016 susmentionnée.

Les fournisseurs que la CRE a rencontrés ont néanmoins indiqué ne pas être en mesure d'intégrer ces éléments dès l'été 2017, ce, pour des raisons liées au développement de leur système d'information d'une part et au manque de données actuellement disponibles d'autre part. Ces données sont nécessaires pour optimiser le choix des options du TURPE par client et sont recueillies « au fil de l'eau » via les compteurs *Linky*. La prise en compte dans les tarifs réglementés de ces nouvelles possibilités d'optimisation du TURPE conduirait à une diminution de la part acheminement des tarifs à un niveau non répliquable, à l'heure actuelle, par la plupart des fournisseurs présents sur le marché.

⁸ Ces chiffres sont calculés à partir de la base de données clients au TRV d'EDF pour l'année 2016 à température normale (hors tarif agent)



La prise en compte de ces possibilités d'optimisation dans la construction des tarifs réglementés occasionnerait une baisse de niveau pouvant aller jusqu'à 0,2% selon les premières estimations que la CRE a réalisées. Cette baisse est limitée car elle tient compte du taux d'équipements en compteur Linky des consommateurs français, encore relativement faible, de l'ordre de 10%.

Aussi, la CRE n'intègre pas dans la présente proposition tarifaire ces nouvelles possibilités d'optimisation.

Cas particulier du montant de la composante de gestion

La délibération du 17 novembre 2016 susmentionnée intègre un terme additif supplémentaire à la composante de gestion, qui vise à rémunérer le fournisseur au titre de la gestion des clients en contrat unique. Son montant, qui a été soumis à consultation publique auprès des acteurs, n'est pas encore fixé, et devrait être appliqué dans le TURPE à partir du 1^{er} janvier 2018. La CRE veillera, à cette échéance, à prendre en compte cet effet dans les coûts commerciaux d'EDF.

Dans le cadre de sa proposition tarifaire, la CRE se fonde pour le calcul des coûts d'acheminement sur la « composante de gestion temporaire »

4.5 Rémunération normale de l'activité de fourniture

Comme dans la proposition tarifaire du 13 juillet 2016, la CRE considère que la rémunération normale de l'activité de fourniture vise à couvrir les risques liés à l'activité de fourniture d'un « commercialisateur pur » d'électricité. L'activité de fourniture, c'est-à-dire l'achat d'énergie sur les marchés de gros et la revente aux consommateurs sur les marchés de détail par les fournisseurs, est peu capitalistique. A ce titre, une rémunération visant à rémunérer des capitaux investis conduirait à une rémunération quasi nulle.

L'activité de fourniture d'électricité présente à l'inverse des risques – liés en particulier à la couverture d'aléas de consommation – qu'il est pertinent de couvrir au moyen d'une rémunération dédiée. Les tarifs réglementés intègrent ainsi une marge dite « à risque » qui a vocation à couvrir, selon une politique de couverture de risque donnée, les éléments suivants :

- Risque lié à la thermosensibilité des consommateurs
- Risque de consommation « macro-économique »
- Risque lié au complément de prix ARENH
- Risque de consommation « portefeuille »
- Risque lié à l'approvisionnement en capacité
- Risques autres liés à l'évolution du contexte réglementaire

Les différents risques sont explicités dans la proposition tarifaire de la CRE du 13 juillet 2016.

La CRE maintient une approche prudentielle pour sa politique de couverture des risques. La marge « à risque » intégrée dans les tarifs couvre les coûts pour le fournisseur dans 95% des cas, c'est-à-dire qu'en moyenne, 5% des années, le fournisseur réalise une marge négative et que toutes les autres années, il réalise une marge positive.

Les provisions associées à une couverture des risques à 95 % sont supérieures à la moyenne, sur l'ensemble des scénarios, des surcoûts associés aux différents risques. Par conséquent, sur le long terme, le gain financier associé à la politique de risque est positif pour le fournisseur : les provisions pour risques couvrent les pertes éventuelles liées aux années défavorables.

Certains risques associés à l'activité de fourniture aux tarifs réglementés de vente d'électricité sont quantifiables par la CRE (risque thermosensible et risque macroéconomique). D'autres risques sont difficiles voire impossibles à quantifier : c'est le cas du risque lié à l'évolution de la composition du portefeuille de clients du fournisseur, très dépendante de l'intensité concurrentielle et de la stratégie commerciale propre à chaque fournisseur. C'est également le cas des risques liés aux incertitudes législatives, réglementaires et régulateurs.

En raison de la difficulté pour évaluer certains des risques, la CRE s'était livrée lors de la proposition tarifaire du 13 juillet 2016 à une analyse des marges commerciales de fournisseurs d'énergie européens comparables. Ces analyses avaient fait apparaître qu'une marge de commercialisation égale à 3 % du TRV bleu hors taxes⁹ (et hors rattrapage) est appropriée à l'activité. La CRE maintient ce niveau de marge dans sa proposition.

Ce niveau de marge vise à couvrir l'ensemble des risques associés à l'activité de fourniture aux tarifs réglementés de vente d'électricité, qu'ils soient quantifiables (risque thermosensible et risque macroéconomique) ou non

⁹ La marge de 3% est appliquée au niveau des TRV bleus (résidentiels et non résidentiels confondus) hors taxe, hors marge et hors rattrapage.

quantifiables (risque portefeuille, risque réglementaire), tout en tenant compte de leur effet de foisonnement (le coût des risques calculé globalement est inférieur à la somme des coûts des risques évalués séparément). Il a vocation par ailleurs à rémunérer les capitaux investis dans l'activité de commercialisation.

Tableau 6 : Marge commerciale des tarifs bleus résidentiels

Composantes de la marge commerciale pour les clients aux tarifs bleus résidentiels	Marge associée en €/MWh
Couverture du risque thermosensibilité à 95%	1,64
Couverture du risque « macroéconomique » à 95%	0,17
Marge pour rémunération autres risques	1,38
Total	3,20

5. RATTRAPAGES TARIFAIRES

La CRE indiquait dans son rapport sur les tarifs réglementés de vente d'électricité de Juillet 2015 que « les écarts de coûts constatés entre le niveau des TRV et les coûts comptables d'EDF au titre des années 2012, 2013 et 2014 induisent des rattrapages conséquents, qui devront être effectués lors des prochains mouvements tarifaires ».

Les tarifs réglementés de vente en vigueur depuis le 1^{er} août 2015 n'ont permis de réaliser qu'une partie de ces rattrapages.

Les décisions du Conseil d'Etat du 15 juin 2016 (n°383722 et 386078) ont enjoint aux ministres chargés de l'énergie et de l'économie de prendre deux arrêtés rétroactifs, pour la période comprise entre le 1^{er} août 2014 et le 31 octobre 2014 d'une part, et pour la période comprise entre le 1^{er} novembre 2014 et le 31 juillet 2015 d'autre part, qui permettent le rattrapage du déficit de couverture des coûts au cours de la période tarifaire précédente.

Aucun rattrapage n'a toutefois été envisagé par les ministres compétents au titre du déficit de couverture des coûts sur la période tarifaire s'étendant du 23 juillet 2012 au 1^{er} août 2013.

Comme indiqué par la CRE dans sa délibération du 13 Juillet 2016, les écarts entre coûts et tarifs constatés sur l'exercice 2012 s'élevaient à 422M€ pour les consommateurs bleus résidentiels. Pour le bon fonctionnement du marché, la CRE avait proposé d'inclure une part de rattrapage dans les tarifs qui sont entrés en vigueur au 1^{er} août 2016. La CRE estime qu'entre le 1^{er} août 2016 et le 31 juillet 2017, ces tarifs ont permis de rattraper 227M€.

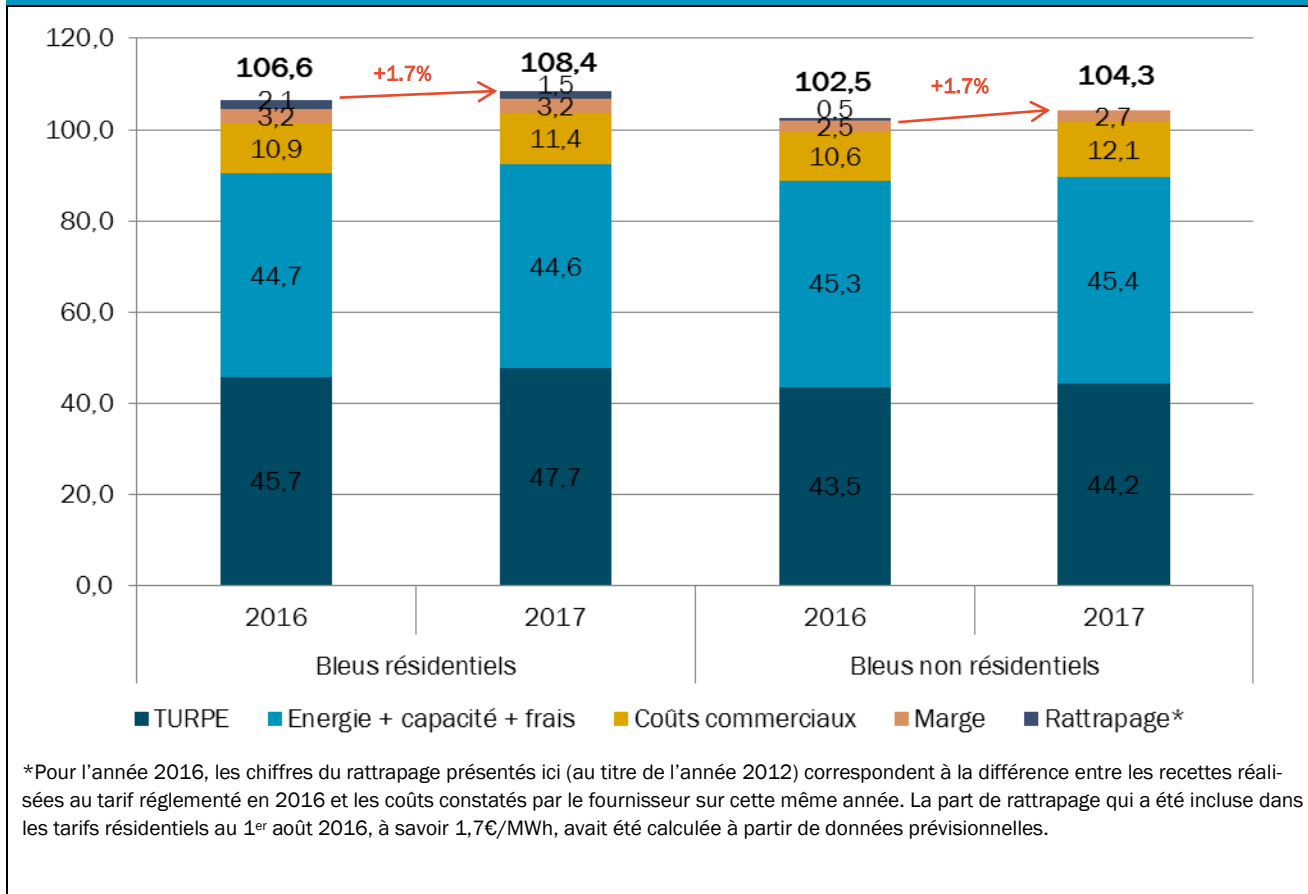
La CRE propose de rattraper le montant restant, soit 195M€, en maintenant une brique de coût spécifique pour le rattrapage de ces montants, qui s'élève à 1,5€/MWh. Ce montant est intégré aux parts variables de l'ensemble des tarifs bleus résidentiels.

6. SYNTHÈSE DU MOUVEMENT

Les tarifs réglementés de vente annexés à la présente délibération sont l'addition de l'empilement tarifaire précédemment exposé, qui a pour objet d'assurer la contestabilité des tarifs réglementés, et des rattrapages pris en compte au titre de 2012.

Le schéma ci-dessous présente la décomposition de l'évolution moyenne, en niveau, des tarifs réglementés de vente.

Figure 5 : Evolution moyenne en niveau des tarifs réglementés de vente (en €/MWh, calculs fondés sur la base de données clients 2016)



7. COÛTS COMPTABLES DE FOURNITURE D'EDF

Dans sa décision n° 386078 du 15 juin 2016, le Conseil d'Etat 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 ».

Sur le fondement de cette décision, la CRE a demandé à EDF de lui transmettre les éléments méthodologiques nécessaires au calcul des frais financiers et leur estimation s'agissant de l'activité de fourniture aux tarifs réglementés de vente d'électricité, pour les exercices 2016 (réalisés) et 2017 (prévisionnels). Au vu des éléments transmis par EDF, la CRE constate que les tarifs proposés assurent 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.

8. BAREMES TARIFAIRES

Les barèmes tarifaires proposés par la CRE figurent en annexe. Ils tiennent compte des contraintes et spécificités listées ci-après.

8.1 Arrêté des ministres encadrant la construction de la structure des TRV

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 " ;
- 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. [...] »

Le projet d'arrêté soumis à la CRE pour avis fixait, pour les tarifs bleus résidentiels, à 30 % le plafonnement du montant de la part fixe et à 7 le niveau minimal du ratio susmentionné.

Dans sa délibération du 24 mai 2017, la CRE a rendu un avis défavorable sur le plafonnement de la part fixe et un avis favorable sur le ratio minimal à appliquer à au moins une option des tarifs réglementés résidentiels.

L'arrêté du 30 juin 2017 pris en application de l'article R. 337-20-1 du code de l'énergie reprend les dispositions du projet d'arrêté en fixant à 30 % le plafonnement du montant de la part fixe et à 7 le niveau minimal du ratio susmentionné.

Le plafonnement de la part fixe concerne uniquement l'option base 3 kVA, la part fixe de l'ensemble des autres options du tarif bleu résidentiel étant inférieure à 30% de la facture hors taxe. Le déficit de recettes lié au plafonnement devrait en principe être compensé par une hausse de la part variable de ces mêmes consommateurs. Toutefois, en application des dispositions permettant un lissage des évolutions en structure des tarifs afin d'éviter « des évolutions de factures d'amplitudes excessives » (article R 337-20-1, voir paragraphe 8.2 ci-après), la hausse de la facture moyenne hors taxes pour les clients de puissance souscrite 3 kVA est limitée, comme dans la précédente proposition tarifaire, à 5 %. Le déficit de recettes résiduel est compensé par une augmentation uniforme de l'ensemble des autres parts variables des tarifs bleus résidentiels.

La CRE a choisi de continuer d'appliquer le ratio minimal de 7 prévu par l'arrêté du 30 juin 2017 à l'option Tempo résidentiel.

8.2 Lissage des évolutions tarifaires

En application de l'article R. 337-20-1 du code de l'énergie, « la Commission de régulation de l'énergie veille à ne pas exposer la structure des tarifs, en ce qui concerne en particulier la répartition des coûts entre la part fixe et la part proportionnelle à l'électricité consommée et la différenciation des tarifs entre les périodes tarifaires, à des changements brusques ou à une instabilité susceptibles de nuire à la lisibilité des signaux tarifaires pour les consommateurs ou de conduire à des évolutions de factures d'amplitudes excessives au fil de périodes successives. »

8.2.1 Les évolutions en structure des tarifs à effacement sont lissées sur trois ans

La CRE poursuit le lissage en structure pour les tarifs à effacement TEMPO professionnel et EJP résidentiel et professionnel. La structure de ces options est modifiée de façon à ce que la structure « cible » soit atteinte au mouvement tarifaire de l'été 2018.

8.2.2 Tarifs « exotiques » bleus

Le tarif bleu non résidentiel pour utilisation longue sans comptage, souscrit par environ 30 000 sites de puissance inférieure à 2,2 kVA, ne comprend qu'un abonnement en €/kVA. Ce tarif étant amené à perdurer, la CRE le porte au niveau prévu par la tarification par empilement en trois étapes depuis le 1^{er} Août 2016, occasionnant une hausse de facture de 17% pour le présent mouvement.

Le tarif bleu non résidentiel pour fourniture à partir de moyens de production non raccordés au réseau, qui s'applique à 700 clients, est proposé aux sites dont le raccordement au réseau de distribution serait trop onéreux pour la collectivité. La CRE continue de faire évoluer ces grilles au même rythme moyen que les autres tarifs bleus.

8.3 La CRE n'envisage pas de créer d'option tarifaire Semaine / Week-end

Par courrier du 13 avril 2017 communiquant à la CRE ses orientations de politique énergétique, la ministre de l'énergie demandait que la CRE puisse « examiner l'opportunité de la création d'un tarif spécifique Week-End qui permettrait d'inciter au report d'une partie de la consommation des ménages de la semaine vers le Week-End et ainsi, de soulager le système électrique pendant les périodes de plus forte tension. »

A l'issue des études qu'elle a menées, la CRE considère que l'ampleur des gains pour le système électrique et pour les consommateurs, liés à un déplacement de consommation de la semaine vers le Week-End n'est pas suffisante pour justifier la création d'une option Semaine / Week-End (compte-tenu des typologies de consommations pouvant être déplacées et du différentiel de prix de marché entre la semaine et le week-end).

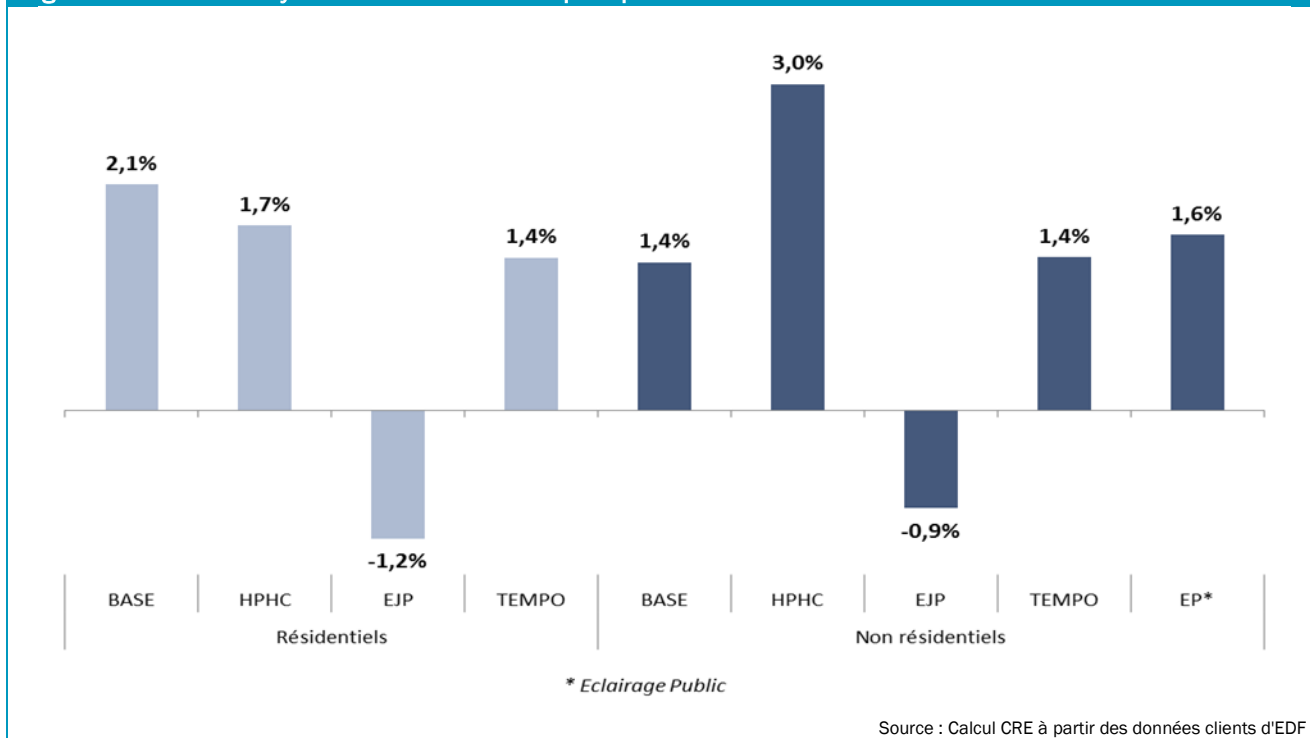
Par ailleurs, de telles options peuvent être proposées par les fournisseurs, tant historiques qu'alternatifs, sous la forme d'offres de marché.

9. EFFETS DES ÉVOLUTIONS TARIFAIRES EN STRUCTURE SUR LES FACTURES DES CONSOMMATEURS

9.1.1 Évolutions de facture par option tarifaire

Le mouvement proposé occasionne une hausse de 1,7% en moyenne des tarifs réglementés de vente hors taxes pour les consommateurs aux tarifs bleus résidentiels et de 1,7% en moyenne pour les consommateurs aux tarifs bleus non résidentiels. Les évolutions par option tarifaire sont détaillées dans la figure ci-après.

Figure 6 : Évolution moyenne du TRV hors taxes par option



9.1.2 Évolutions de facture par option tarifaire et par puissance souscrite

Les tarifs d'acheminement TURPE 5, tels que fixés dans la décision de la CRE du 17 novembre 2016, s'appliqueront au 1^{er} août 2017. Ils évoluent en structure par rapport à la précédente version des tarifs d'acheminement (TURPE 4).

Le TURPE 4 présentait :

- une dégressivité des parts variables selon trois groupes de clients classés par puissances souscrites (inférieur à 9kVA, inférieur à 18kVA et inférieur à 36kVA). Les parts variables d'un TURPE 5 sont dorénavant identiques pour chaque puissance souscrite. Afin de lisser ces évolutions, la CRE avait anticipé ce phénomène dans sa délibération du 13 juillet 2016 pour les tarifs réglementés proposés aux clients résidentiels en appliquant une part variable moyenne par option ;
- des parts à la puissance en €/an fonction des trois mêmes groupes de puissances souscrites évoqués ci-dessus. Il n'existe dorénavant plus qu'une part à la puissance commune à tous les clients en €/kVA/an.

Ces éléments entraînent des modifications de structure au sein de chaque option du tarif réglementé, qui expliquent l'essentiel des dispersions des évolutions de factures présentées ci-dessus : des hausses de factures pour les petites puissances souscrites, peu d'évolution pour les puissances souscrites moyennes et des baisses de factures pour les grandes puissances souscrites.

Figure 7 : Évolutions par option et par puissance souscrite des tarifs bleus résidentiels

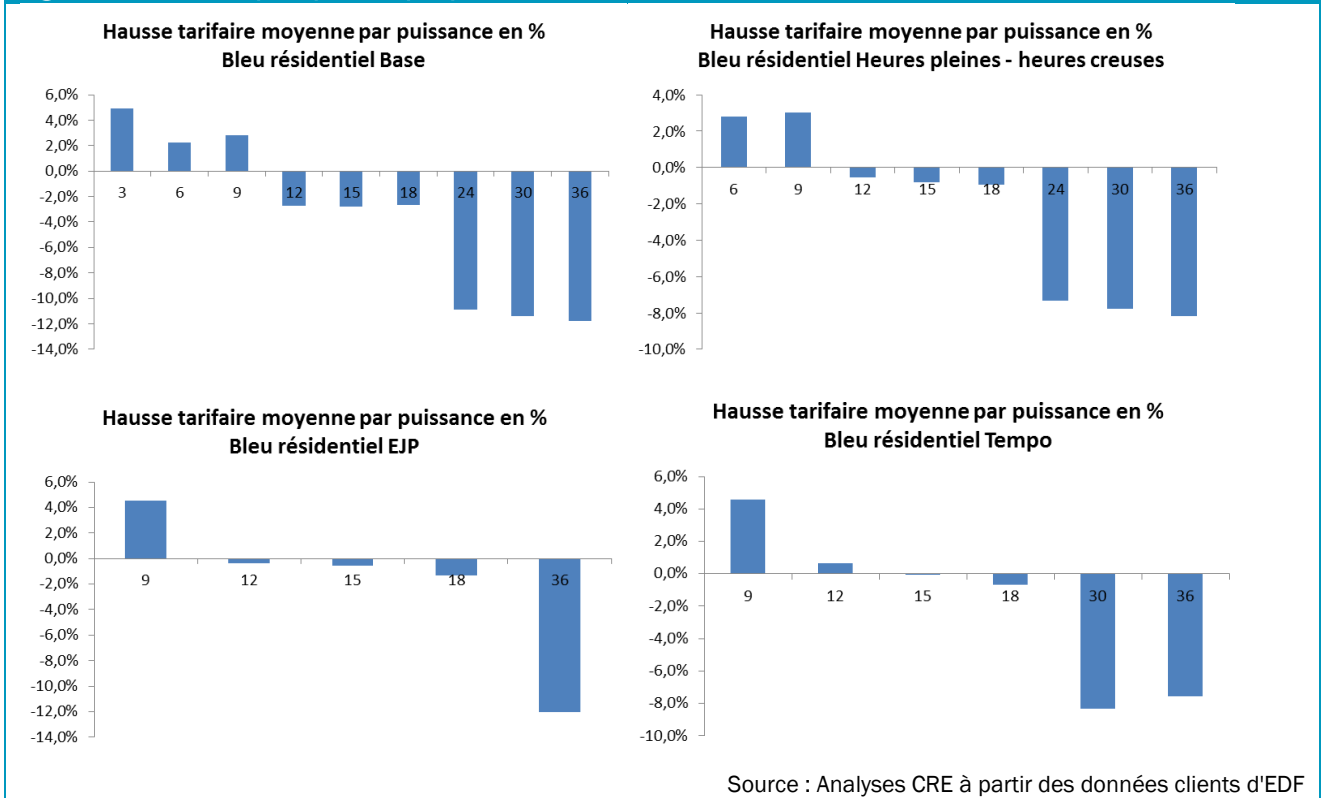
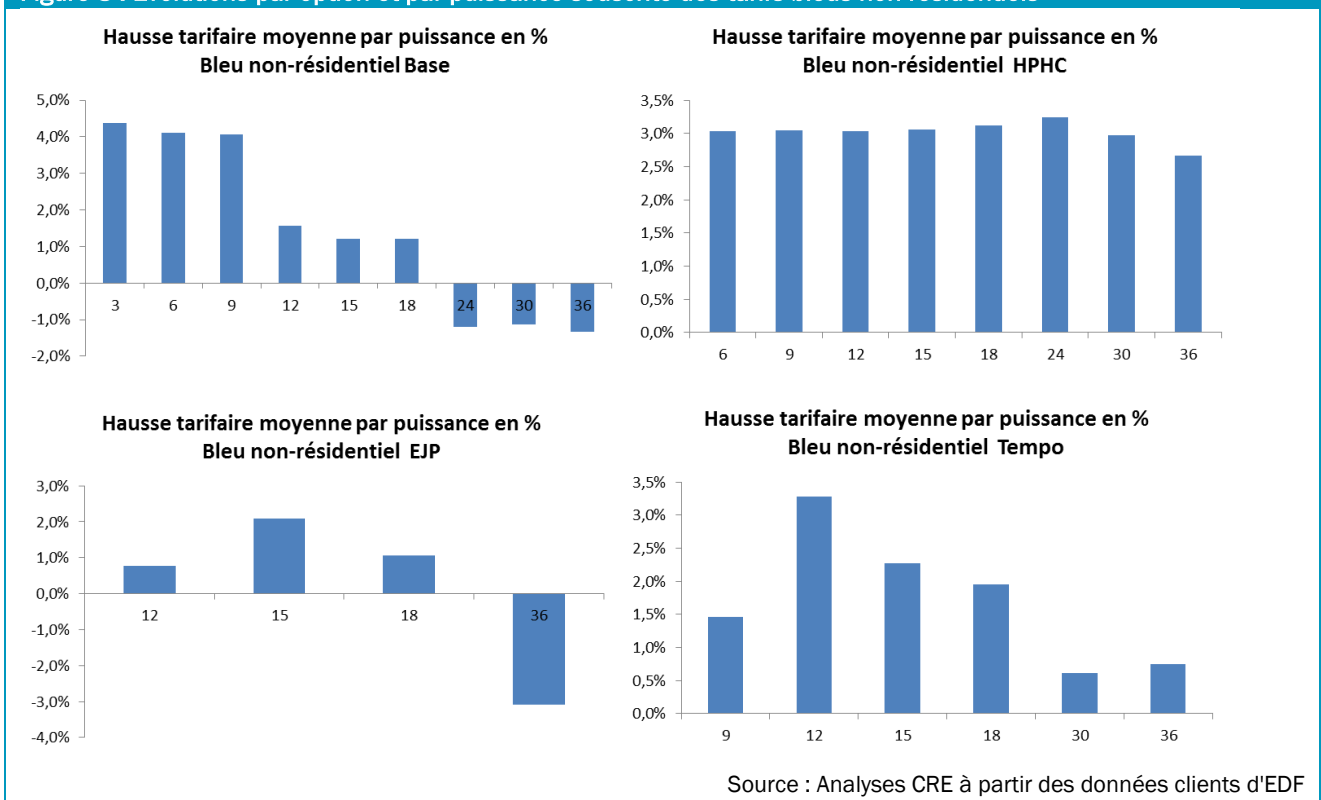


Figure 8 : Évolutions par option et par puissance souscrite des tarifs bleus non résidentiels



9.1.3 Evolutions de facture par client dues à l'évolution des tarifs réglementés en structure

Les évolutions de facture par client sont présentées dans les figures ci-dessous pour les clients résidentiels d'une part et pour les clients non résidentiels d'autre part.

Figure 9 : Dispersion des évolution de facture HT / Tarif bleu résidentiel

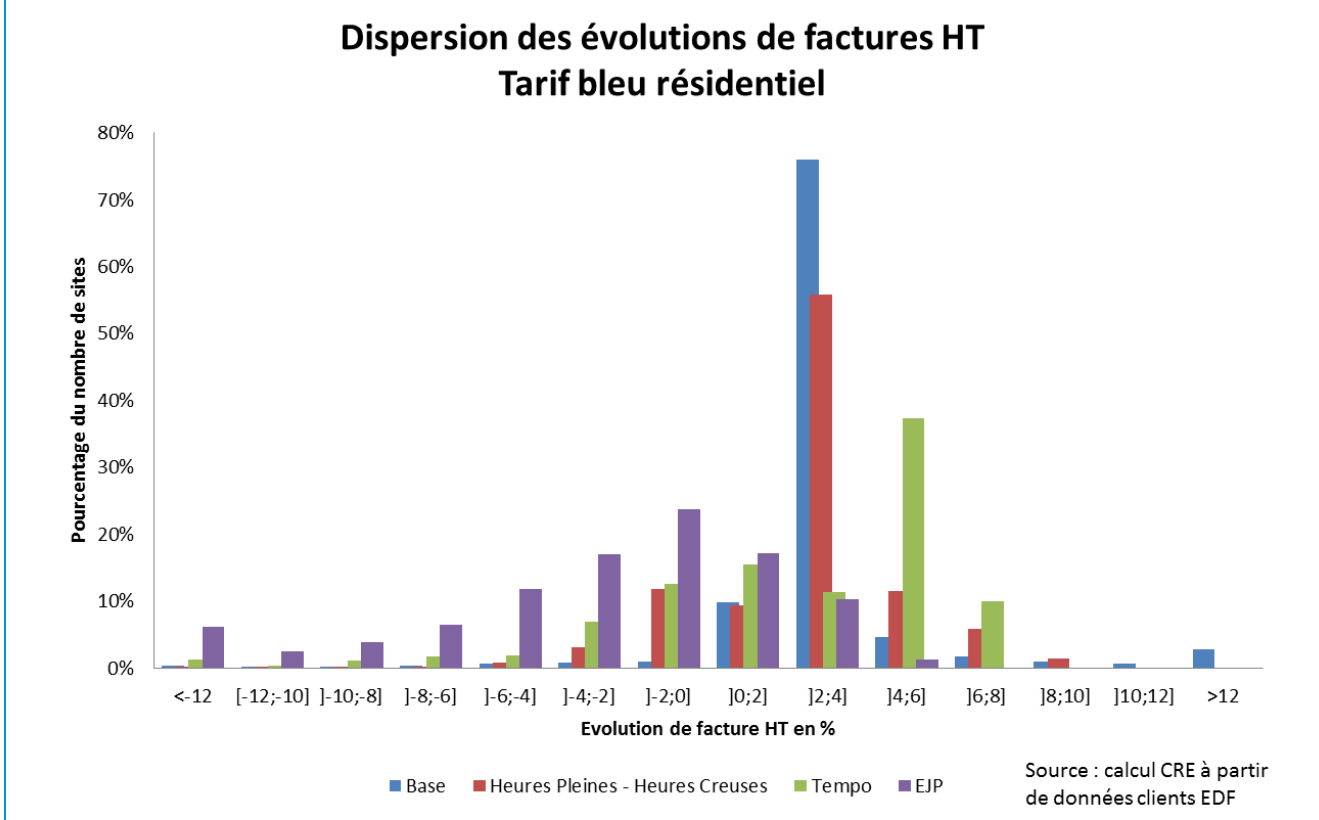
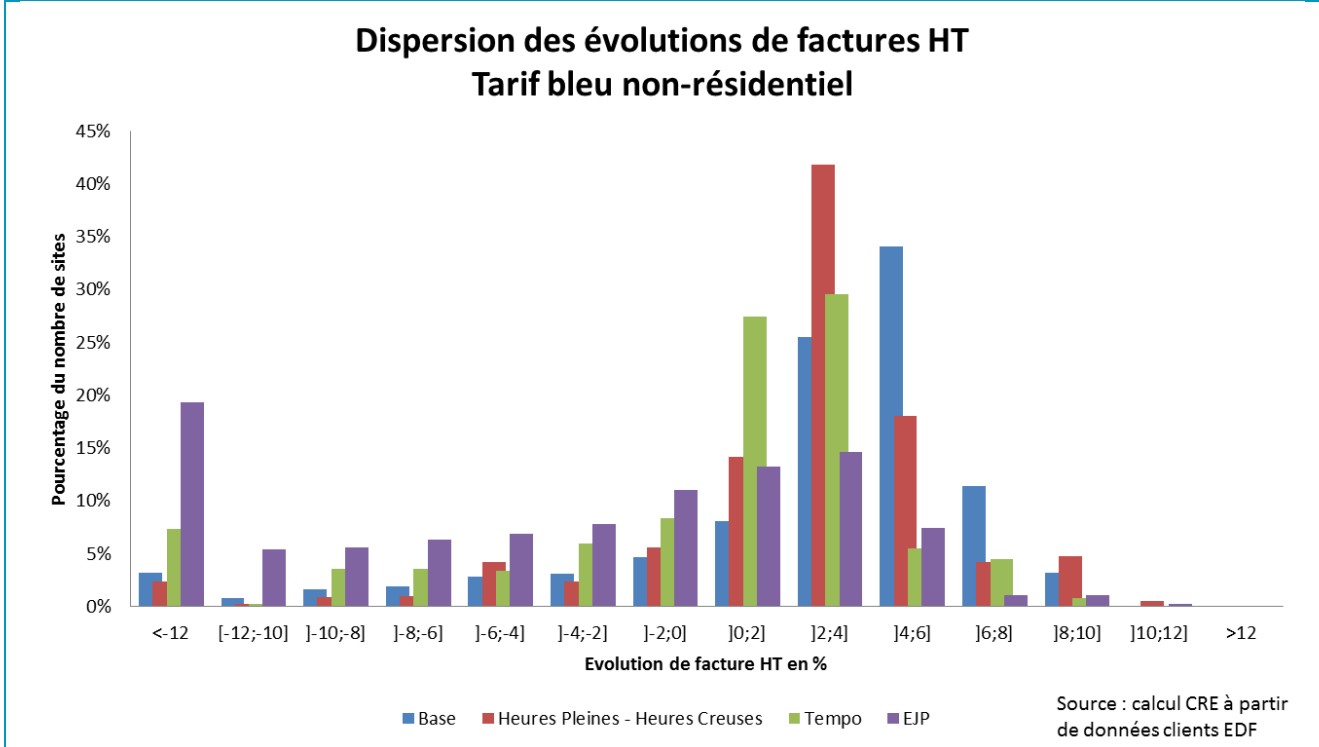


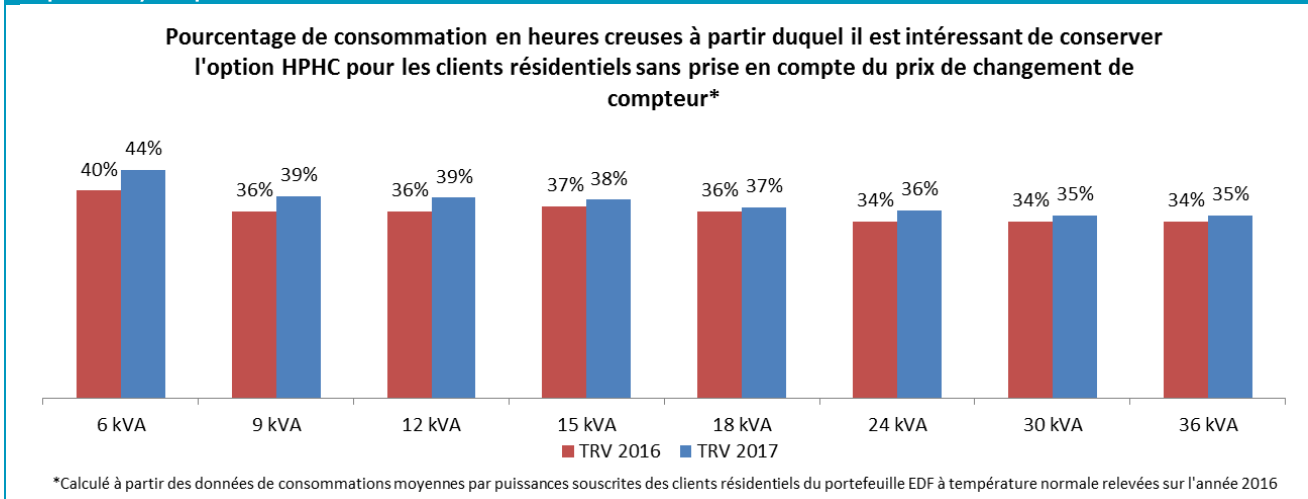
Figure 10 Dispersion des évolution de facture HT / Tarif bleu non-résidentiel



9.1.4 Incitations des clients résidentiels à souscrire un tarif Base plutôt qu'un tarif Heures Pleines-Heures Creuses

Souscrire l'option tarifaire « Heures pleines/Heures creuses » présente un intérêt lorsque les consommations lors des heures creuses, moins chères, sont suffisamment importantes. La figure ci-dessous présente le pourcentage de consommation en heures creuses à partir duquel l'option tarifaire « Heures pleines/Heures creuses » devient intéressante par rapport à une option « Base », d'une part pour les tarifs actuellement en vigueur, et d'autre part pour les futurs tarifs¹⁰.

Figure 11 : Pourcentage de consommation en heures creuses à partir duquel il est intéressant de conserver l'option HP/HC pour les clients résidentiels*



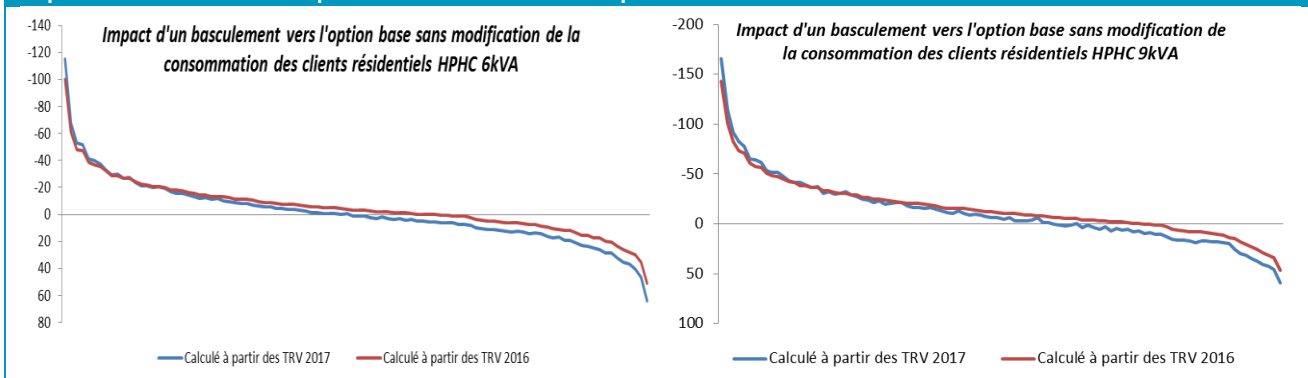
Bien que la part énergie du tarif résidentiel « Heures pleines/Heures creuses » (HPHC) soit plus différenciée entre les heures pleines et les heures creuses dans la présente proposition tarifaire que dans les tarifs actuellement en vigueur, l'augmentation de la part fixe des tarifs « heures pleines heures creuses » est plus importante que celle des tarifs « Base », ce qui se traduit par une augmentation du pourcentage de consommation en heures creuses à partir duquel il est intéressant de prendre un tarif « heures pleines heures creuses ».

Par ailleurs, certains clients ayant souscrit l'option tarifaire « Heures pleines/Heures creuses » auraient aujourd'hui intérêt à souscrire une option « Base », soit en raison d'une consommation insuffisante lors des heures creuses, soit en raison d'une faible consommation totale. Cette situation concerne actuellement 29% des sites.

Cette proportion atteint 40% des clients résidentiels de l'option « Heures pleines/Heures creuses » avec les nouveaux tarifs proposés dans la présente délibération.

Les graphiques ci-dessous présentent les évolutions de facture résultant d'un passage vers l'option « Base » des clients résidentiels ayant souscrit l'option HPHC 6kVA d'une part et HPHC 9kVA d'autre part.

Figure 12 : Évolutions de facture résultant d'un passage vers l'option Base des clients résidentiels ayant souscrit l'option HPHC 6kVA d'une part et HPHC 9kVA d'autre part



¹⁰ Les analyses ne tiennent pas compte des éventuels coûts liés aux changements de compteur.



PARTIE 2 : **LES TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE EN ZNI**

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 (TRV) 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 tarifs réglementés de vente de l'électricité.

En application de l'article L. 121-5, les TRV 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 TRV dans les ZNI résultant de la péréquation tarifaire doit être cohérent avec l'empilement des composantes de coûts des TRV 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 »*.

La CRE a lancé, concernant l'évolution des TRV en ZNI, deux consultations publiques :

- Le 17 février 2016 sur la méthodologie de construction des tarifs réglementés de vente 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 consultations, plusieurs acteurs locaux ont fait part de leur souhait d'être impliqués activement dans les travaux de construction des TRV dans les ZNI.

En ce sens, la CRE a organisé avec les collectivités locales une première réunion de concertation en mai 2017.

La CRE entend poursuivre cette démarche de concertation, avec pour objectif notamment de cibler quelles mesures d'accompagnement spécifiques pourraient être mises en place pour les consommateurs qui seront à terme impactés par les évolutions proposées des TRV.

2. LES TARIFS RÉGLEMENTÉS POUR LES CONSOMMATEURS RACCORDÉS EN BASSE TENSION DONT LA PUISSANCE SOUSCRITE EST INFÉRIEURE OU ÉGALE À 36KVA SONT MAINTENUS IDENTIQUES À CEUX DE METROPOLE CONTINENTALE

En continuité avec les barèmes actuellement en vigueur, les TRV bleus applicables en France métropolitaine continentale s'appliquent à l'identique, en niveau et en structure, aux consommateurs des ZNI raccordés en basse tension dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA. La CRE étudiera l'opportunité de faire évoluer la structure des TRV, pour cette catégorie de consommateurs, en cohérence avec les échéances du déploiement des compteurs communicants dans ces territoires.

Les consommateurs aux TRV bleus représentent près de 70% de la consommation dans les territoires insulaires, soit près de 6 TWh.

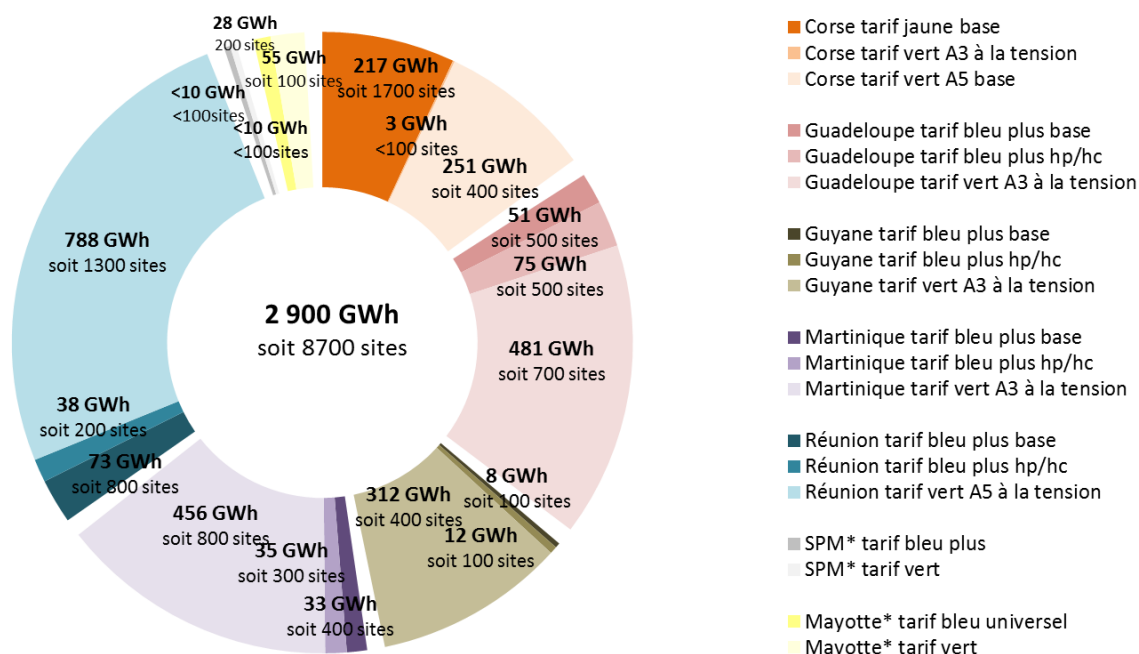
3. DEUX OPTIONS TARIFAIRES SONT PROPOSEES PAR LA CRE AUX CONSOMMATEURS DONT LA PUISSANCE SOUSCRITE EST SUPERIEURE A 36KVA : UNE OPTION REFLETANT L'EVOLUTION DES SYSTEMES ELECTRIQUES ET L'OPTION ACTUELLEMENT EN VIGUEUR

3.1 Etat des lieux

La CRE a pour mission de proposer les TRV dans les territoires suivants :

- Corse
- Guadeloupe
- Guyane
- Martinique
- Mayotte
- Réunion
- Saint Pierre et Miquelon

Ce chapitre se focalise sur les TRV proposés aux consommateurs raccordés en basse tension et souscrivant une puissance supérieure à 36kVA d'une part, et, les consommateurs raccordés en haute tension d'autre part. La répartition de la consommation et le nombre de sites qu'ils représentent au 31 décembre 2016, est indiquée dans le graphique ci-dessous :



*Données de 2014 pour SPM (Saint Pierre-et-Miquelon) et Mayotte

Source : EDF SEI et EDM

3.2 Evolution en niveau : l'ensemble des tarifs respectent le principe de péréquation tarifaire

Les TRV sont construits en niveau de manière à respecter le principe de péréquation précisé à l'article R.337-19-1 du code de l'énergie. Les TRV évoluent en niveau dans les mêmes proportions que les coûts de l'électricité en métropole continentale. Les TRV proposés dans la présente délibération sont établis au même niveau de recettes que celles issues des TRV précédemment en vigueur modifiées afin de tenir compte des évolutions des coûts de l'électricité en métropole continentale.

La CRE maintient, pour l'évaluation de l'évolution du niveau moyen de ces tarifs, la même méthodologie, décrite ci-après, que celle retenue dans sa proposition tarifaire du 13 juillet 2016, et présentée dans sa consultation publique du 18 février 2016.

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 36kVA ;
- Le profil ENT3 pour les consommateurs raccordés en HTA dont la puissance souscrite est supérieur à 36kVA.

Les composantes « énergie » et « capacité » sont déterminées à partir des outils développés par la CRE et utilisés pour l'élaboration des TRV 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. La composante « acheminement » correspond à l'application des barèmes du TURPE aux profils de consommation considérés.

Pour évaluer la composante « commercialisation » du coût de l'électricité de l'année 2017, la CRE utilise les coûts commerciaux 2015 d'EDF, dernière référence applicable aux consommateurs de puissance souscrite supérieure à 36 kVA avant la suppression de leurs tarifs, qu'elle fait évoluer à l'inflation¹¹.

La « rémunération normale » applicable à chaque couleur tarifaire évolue à due proportion des coûts de l'électricité hors taxes pour les consommateurs de cette catégorie en France métropolitaine continentale. En 2015, cette rémunération représentait 1,5% du tarif hors taxe pour les clients au tarif jaune et 1,7% pour les clients au tarif vert. La CRE estime donc les rémunérations normales pour 2016 et 2017 à 1,5% du tarif hors taxe pour les tarifs jaunes et 1,7% du tarif hors taxe pour les tarifs verts.

Le calcul des coûts en métropole continentale est réalisé pour l'année 2016 d'une part et pour l'année 2017 d'autre part. L'évolution entre ces deux montants donne l'évolution des coûts de l'électricité en métropole continentale utilisée pour déterminer le niveau des TRV de la présente délibération.

Le niveau des TRV évolue de :

- **+0,6%** pour les consommateurs raccordés en BT dont la puissance souscrite est supérieure à 36kVA ;
- **-0,4%** pour les consommateurs raccordés en HTA dont la puissance souscrite est supérieur à 36kVA.

3.3 Evolution en structure

3.3.1 La CRE propose de créer de nouvelles options tarifaires afin de refléter les coûts de fonctionnement des parcs de production

La CRE considère qu'il est nécessaire de proposer dès à présent des TRV présentant une nouvelle structure cohérente avec les évolutions suivantes. En effet,

- d'une part, depuis le dernier mouvement en structure des TRV dans les ZNI en 2008, les fondamentaux technico-économiques des parcs de production ont significativement évolué compte tenu du développement important des énergies renouvelables (plus particulièrement de la filière photovoltaïque) et de l'évolution des comportements de consommation ;
- d'autre part, ces nouvelles options tarifaires permettront de tenir compte des caractéristiques moyennes de consommation de l'électricité différentes selon les clients (voir ci-après les estimations de la CRE sur les clients potentiellement concernés par les nouvelles options).

Ces tarifs sont construits de façon à inciter les consommateurs à déplacer ou réduire leurs consommations durant les heures les plus tendues du système, permettant ainsi d'améliorer la sécurité du système électrique, et permettant de diminuer tant les factures des consommateurs que le montant des charges de service public à compenser dans le cadre de l'application du principe de péréquation tarifaire.

La méthodologie de construction des grilles tarifaires reprend en grande partie les éléments présentés dans la consultation publique du 18 février 2016.

La construction des grilles se fonde sur les signaux de prix envoyés par les parcs de production de chacun des territoires, ajustés à la demande prévisionnelle à moyen terme.

¹¹ Le taux d'inflation pris en compte ici correspond au taux indiqué dans les délibérations de la CRE portant décisions sur le TURPE, à savoir +0,40% en 2017 (+0,03% en 2016). Il s'agit de la valeur moyenne de l'indice mensuel des prix à la consommation hors tabac entre les années 2015 et 2016.

Le signal prix retenu correspond aux coûts marginaux de production de ces parcs ajustés. Ceux-ci sont calculés en espérance sur un ensemble de scénarios représentatifs des conditions auxquelles peut être confronté le système électrique. La CRE a développé un modèle dédié, qui modélise le fonctionnement des parcs de production dans chacun de ces scénarios (de demande, de production fatale, d'indisponibilités du parc thermique, etc.).

Dans un premier temps, sur le fondement de ces coûts marginaux, la CRE détermine les plages horo-saisonniers pertinentes pour chacun des systèmes électriques de ces territoires. Ces plages sont caractérisées par une homogénéité des coûts marginaux à l'intérieur de chacune d'entre elles. Le choix de ces plages résulte d'un arbitrage entre, d'une part, un signal tarifaire très affiné (grand nombre de postes) et, d'autre part, une maîtrise des coûts de comptage associés et une meilleure lisibilité des grilles tarifaires pour le consommateur final.

Dans un deuxième temps, la CRE détermine le prix sur chacune des plages horosaisonniers préalablement définies. Elle réalise également une répartition des coûts de l'énergie entre part fixe et parts variables et intègre dans son calcul les coûts d'acheminement, en application des barèmes du TURPE définis dans la délibération de la CRE du 17 novembre 2016.

Ces prix sont enfin ajustés en niveau afin de respecter le principe de péréquation tarifaire. Le niveau moyen des options tarifaires ainsi créées correspond ainsi à celui des options tarifaires actuelles après mouvement en niveau moyen (cf. paragraphe 3.2 de la Partie 2).

Les options tarifaires proposées par la CRE sont listées dans le tableau ci-dessous. Dans les barèmes tarifaires en annexe, ces nouvelles options tarifaires portent la mention « TE » (« Transition Energétique »).

Territoire	Tension de raccordement	Couleur	Option	Nombre de postes
Corse	BT	Jaune	Base TE	5 postes
Corse	HTA	Vert	Base TE	5 postes
Réunion	BT	Bleu Plus	Heures Creuses TE	2 postes
Réunion	HTA	Vert	Base TE	5 postes
Guadeloupe	BT	Bleu Plus	Heures Creuses TE	2 postes
Guadeloupe	HTA	Vert	Base TE	3 postes
Martinique	BT	Bleu Plus	Heures Creuses TE	2 postes
Martinique	HTA	Vert	Base TE	3 postes
Guyane	BT	Bleu Plus	Heures Creuses TE	2 postes
Guyane	HTA	Vert	Base TE	3 postes

La CRE considère qu'il n'y a pas de justification économique au maintien de versions tarifaires en fonction de la durée d'utilisation des consommateurs. En effet, la pointe de consommation, et par suite la période où les prix sont les plus élevés, est désormais centrée le soir. Par conséquent, pendant la journée, les prix sont moins différenciés qu'auparavant. Les consommateurs concernés par les versions tarifaires sont essentiellement des entreprises, qui consomment principalement en journée. Ainsi, leur coût d'approvisionnement en énergie est similaire quelle que soit leur durée d'utilisation.

Focus sur le développement de projets portant sur l'autoconsommation, sur la maîtrise de la demande en énergie (MDE) et sur le stockage d'électricité

Les coûts marginaux de production retenus pour la construction des TRV dans les ZNI sont construits de la même manière que ceux utilisés dans les méthodologies de calcul de la compensation pour les projets de MDE¹² et dans la méthodologie pour les projets de stockage¹³. La mise en œuvre des nouvelles options tarifaires renforce l'incitation à développer des projets de MDE et de stockage et, promeut en ce sens la transition énergétique sur ces territoires.

L'intérêt économique à développer des projets d'autoconsommation est également intrinsèquement lié aux niveaux des prix retenus dans les tarifs réglementés de vente.

¹² <http://www.cre.fr/documents/deliberations/communication/maitrise-de-la-demande-zni>

<http://www.cre.fr/documents/deliberations/communication/zones-non-interconnectees2>

¹³ <http://www.cre.fr/documents/deliberations/communication/projet-d-ouvrage-de-stockage-d-electricite>



En proposant dès à présent des TRV présentant la réalité de la structure de coût du parc de production, la CRE souhaite donner une meilleure visibilité aux porteurs de projets (autoconsommation, MDE et stockage). En particulier, la CRE souhaite éviter que des projets soient lancés sur le fondement économique de tarifs qui vont être modifiés dans un avenir proche, mettant ainsi en péril l'équilibre économique global des projets sur le moyen terme.

Au vu des études que la CRE a pu mener, le développement à venir de projets de MDE, y compris sur le long terme, ne remet pas fondamentalement en cause la nécessité de faire évoluer la structure des TRV.

3.3.2 La CRE propose de maintenir - sans les mettre en extinction et sans modification de structure - les options tarifaires actuellement en vigueur et de les faire évoluer progressivement lors des prochains mouvements tarifaires pour qu'elles convergent vers les nouvelles options tarifaires

La suppression des options tarifaires actuellement en vigueur (ou dans une moindre mesure la mise en extinction) générerait un impact significatif pour certains consommateurs – en particulier pour ceux dont la réduction de consommation sur les heures les plus chères du tarif n'est pas possible sans développement de mesures d'accompagnement spécifiques (MDE, autoconsommation,...).

L'article R337-20-1 du code de l'énergie prévoit que la CRE « *veille à ne pas exposer la structure des tarifs, en ce qui concerne en particulier la répartition des coûts entre la part fixe et la part proportionnelle à l'électricité consommée et la différenciation des tarifs entre les périodes tarifaires, à des changements brusques ou à une instabilité susceptibles de nuire à la lisibilité des signaux tarifaires pour les consommateurs ou de conduire à des évolutions de factures d'amplitudes excessives au fil de périodes successives.* »

La CRE propose en application de cet article de maintenir les options tarifaires actuellement en vigueur, en les faisant évoluer uniquement en niveau moyen, selon l'évolution des coûts de l'électricité en métropole continentale. Ces options ne sont pas mises en extinction et restent accessibles à la souscription par les consommateurs, en parallèle des nouvelles options, compte tenu des différences de caractéristiques moyennes de consommation d'électricité.

La CRE considère que ces tarifs doivent à terme converger vers les nouvelles structures tarifaires afin d'inciter les consommateurs à déplacer ou réduire leurs consommations durant les heures les plus tendues. Elle prévoit ainsi de modifier graduellement la structure des options tarifaires actuelles à partir du mouvement tarifaire de l'été prochain, pour converger progressivement vers les nouvelles structures. Les délais et les modalités de convergence seront déterminés à l'issue de la concertation que la CRE a engagée avec les acteurs concernés.

A l'issue de la convergence vers les nouvelles structures, les options tarifaires actuelles pourront être mises en extinction puis supprimées, le basculement vers les nouvelles options n'occasionnant alors que très peu d'impact sur la facture des consommateurs.

3.3.3 Le maintien de deux options tarifaires en parallèle permet des optimisations de facture par les consommateurs, qui doivent être encadrées

Comme présenté ci-avant, la CRE propose que les consommateurs puissent choisir entre deux options tarifaires, jusqu'à la convergence des options tarifaires actuelles et des nouvelles. Ainsi, les consommateurs, en fonction de leurs caractéristiques moyennes de consommation d'électricité, ont la possibilité :

- Soit de continuer de bénéficier des options tarifaires actuellement en vigueur ;
- Soit de souscrire les nouvelles options tarifaires.

La CRE estime que 57% des consommateurs auraient intérêt à court terme¹⁴ à souscrire les nouvelles options tarifaires pour réduire leur facture. Ce changement d'option entraîne pour ces consommateurs une baisse moyenne de leur facture de 10%. Le déficit de recettes résultant pour le fournisseur s'élève au plus à 10M€/an selon les estimations de la CRE, soit de l'ordre de 0,5% des charges de service public relatives à la péréquation tarifaire.

L'évolution progressive de la structure des options tarifaires actuelles envisagée par la CRE conduira à résorber progressivement ce manque à gagner, qui disparaîtra lorsque les options tarifaires actuelles auront achevé de converger vers les nouvelles options tarifaires.

Les consommateurs pourraient, si aucune limitation ne leur est imposée, changer plusieurs fois d'options tarifaires au cours de l'année, afin de bénéficier consécutivement des plages horo-saisonnières les moins chères des différentes options. La CRE considère que cette optimisation n'est pas acceptable et propose en

¹⁴ C'est-à-dire sans modification de leur profil de consommation. A moyen et long terme, les consommateurs peuvent adapter leur consommation et changer de tarifs, en développement par exemple des projets de MDE ou d'autoconsommation.

conséquence de restreindre les possibilités de changement d'option tarifaire en mettant en place une règle selon laquelle l'option tarifaire choisie doit être souscrite pour 12 mois consécutifs.

3.3.4 TRV applicables à Mayotte et à Saint Pierre-et-Miquelon

La CRE propose que les TRV applicables à Mayotte d'une part, et à Saint Pierre-et-Miquelon d'autre part, n'évoluent pas en structure lors de ce mouvement tarifaire. Les options actuellement en vigueur sont maintenues et évoluent en niveau moyen selon les évolutions des coûts de l'électricité en métropole continentale présentées précédemment, dans le respect de la péréquation tarifaire.

A l'instar des autres ZNI, la CRE va étudier l'opportunité de créer lors des prochains mouvements tarifaires de nouvelles options tarifaires présentant une structure de prix cohérente avec les fondamentaux technico-économiques actuels des systèmes électriques de ces deux territoires.

3.4 REMANENCE OCTROI DE MER

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.

La loi relative à l'octroi de mer (loi n° 2004-639 du 2 juillet 2004 – Article 46) accorde à EDF et EDM le droit de répercuter sur leurs tarifs de vente d'électricité hors taxes le montant net d'octroi de mer qu'ils supportent. Ce montant est appelé la rémanence d'octroi de mer. Il est déterminé comme étant la différence entre :

- les montants d'octroi de mer payés sur les acquisitions de biens d'exploitation qui n'ont pas été compensés ;
- les montants d'octroi de mer collectés sur les ventes d'électricité aux clients finals et les montants facturés aux clients dans le cadre de la rémanence de l'octroi de mer.

L'assiette de calcul des majorations calculée pour chaque territoire est ensuite répartie entre les tarifs en vigueur (tarif bleu et tarif vert) au prorata des prévisions de ventes pour l'année à venir, la majoration tarifaire de la BT (basse tension) devant être supérieure de 10% à celle de la MT (moyenne tension).

La rémanence d'octroi de mer est exprimée en c€/kWh, par division par les volumes de vente respectifs des consommateurs aux tarifs bleus et verts pour chaque ZNI.

Dans le cas où la rémanence serait négative sur une année, celle-ci serait ramenée à zéro pour l'année considérée.

Les grilles tarifaires, 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 TRV. Le montant de la rémanence d'octroi de mer est affiché par ailleurs pour information.

La présente délibération sera publiée sur le site internet de la CRE. Elle sera par ailleurs transmise au ministre d'Etat, ministre de la transition écologique et solidaire ainsi qu'au ministre de l'économie et des finances.

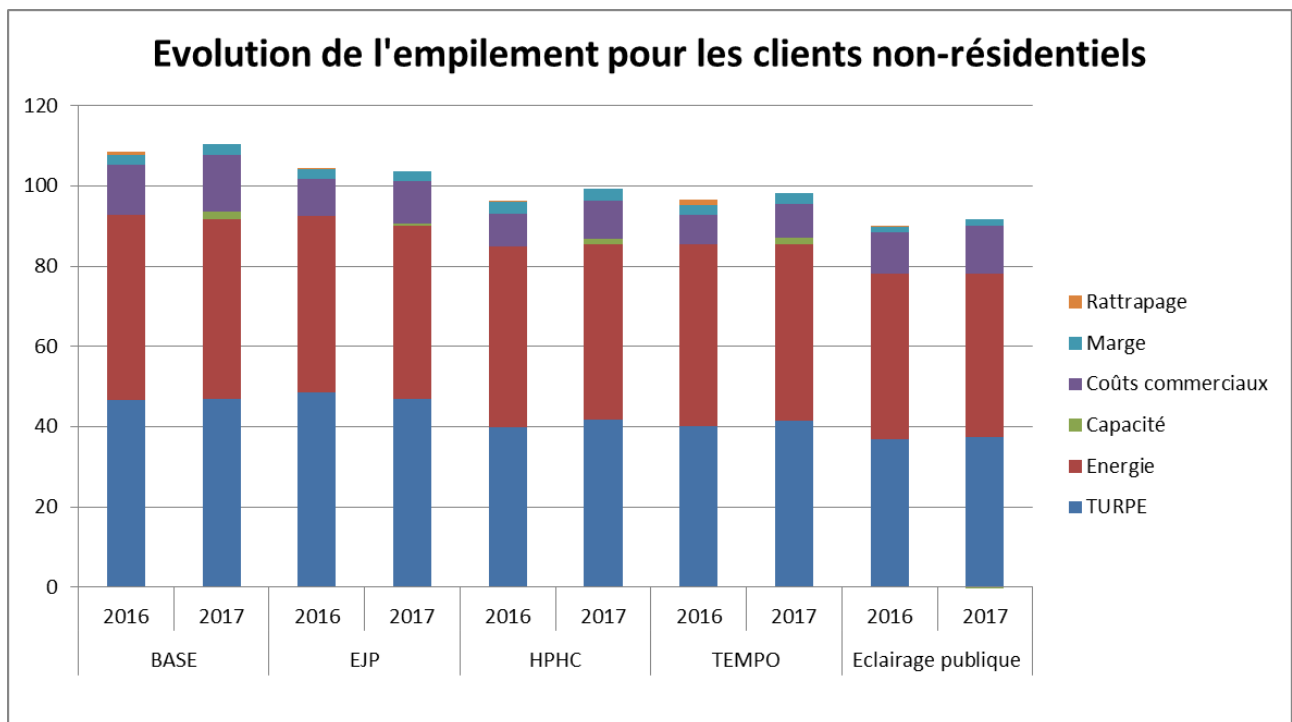
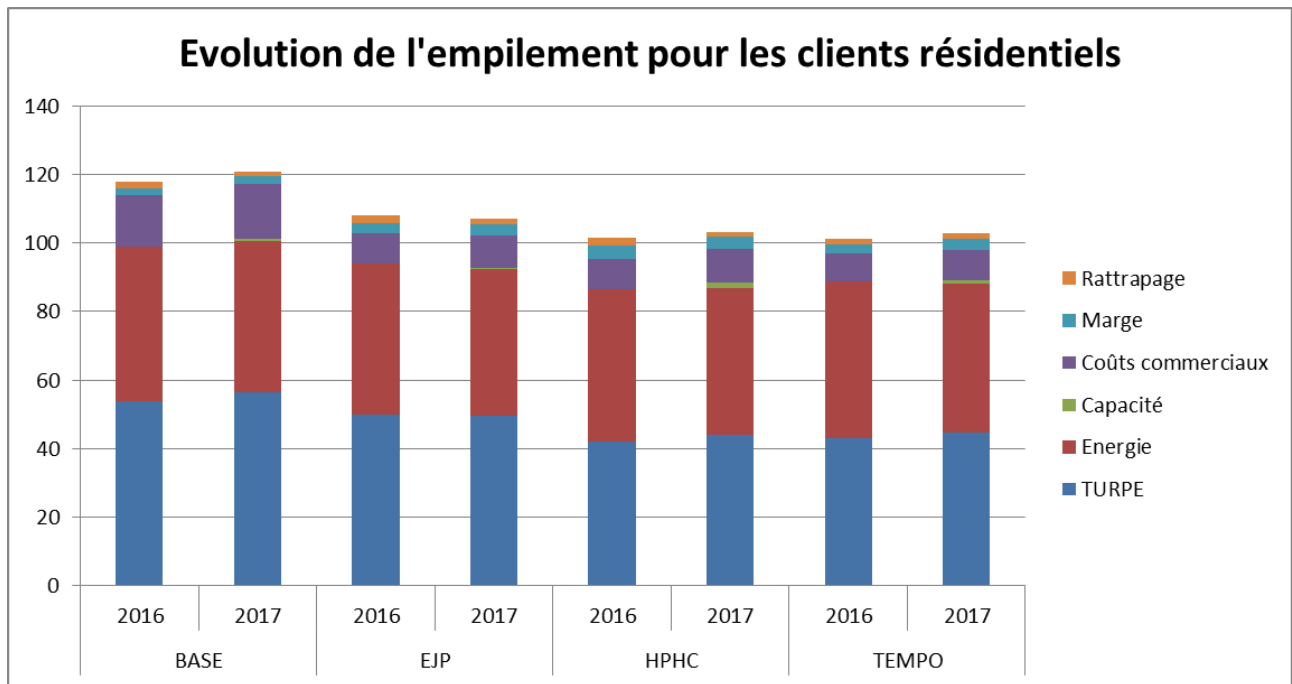
Délibéré à Paris, le 6 juillet 2017.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le Président,

Jean-François CARENCO

ANNEXE 1 :
SYNTHESE DU MOUVEMENT TARIFAIRE EN METROPOLE CONTINENTALE DECOMPOSE
PAR OPTION TARIFAIRE



ANNEXE 2 : **BAREMES DES TARIFS REGLEMENTES DE VENTE D'ELECTRICITE**

1. DEFINITIONS

I. - Les catégories tarifaires sont définies en fonction de la tension de raccordement et de la puissance souscrite par le client pour le site concerné :

Le « Tarif Bleu » est proposé aux consommateurs finals pour leurs sites raccordés en basse tension (tension de raccordement inférieure ou égale à 1 kV), dont la puissance maximale souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA.

Le « Tarif Bleu Plus » est proposé aux consommateurs finals pour leurs sites situés en outre-mer et raccordés en basse tension (tension de raccordement inférieure ou égale à 1 kV), dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA.

Le « Tarif Jaune » destiné aux consommateurs finals situés en France métropolitaine continentale, raccordés en basse tension, dont la puissance maximale souscrite est inférieure ou égale à 36 kilovoltampères et dont le dispositif de comptage permet les dépassements de puissance, est en extinction.

Le « Tarif Jaune » est proposé aux consommateurs finals situés dans les zones non interconnectées de France métropolitaine pour tout site raccordé en basse tension, de puissance strictement supérieure à 36 kilovoltampères.

Le « Tarif Vert » est proposé aux consommateurs finals pour tout site raccordé en haute tension, situé en France métropolitaine continentale et dont la puissance maximale souscrite est inférieure ou égale à 36 kilovoltampères ou 33 kilowatts selon l'unité dans laquelle les puissances sont souscrites.

Le « Tarif Vert » est proposé aux consommateurs finals pour tout site raccordé en haute tension dans les zones non interconnectées au réseau électrique métropolitain continental.

Le « Tarif Vert » destiné aux consommateurs finals situés en France métropolitaine continentale, raccordés en basse tension, dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kilovoltampères ou 33 kilowatts selon l'unité dans laquelle les puissances sont souscrites, est en extinction.

Le « Tarif Vert » qui bénéficie au 31 décembre 2016 aux consommateurs finals situés dans les zones non interconnectées de France métropolitaine continentale, raccordés en basse tension, dont le dispositif de comptage permet les dépassements de puissance, est en extinction.

II. - Un tarif peut comporter plusieurs options et, le cas échéant, plusieurs versions tarifaires, choisies par le client en fonction de ses caractéristiques de consommation, dans les conditions précisées ci-après.

Chaque option peut donner lieu à un découpage de l'année et, le cas échéant, de la journée en périodes tarifaires, auxquelles correspondent des prix unitaires de fourniture d'énergie différents.

III. - En fonction du tarif applicable ainsi que de l'option et, le cas échéant, de la version tarifaire qu'il a choisies pour le site concerné, chaque client se voit appliquer un barème de prix, conformément aux grilles du paragraphe 5 de la présente annexe.

Ce barème est constitué :

- d'un abonnement ou d'une prime fixe annuelle couvrant la mise à disposition de puissance ;
- pour chaque période tarifaire, d'un prix unitaire de fourniture d'énergie, dit « prix de l'énergie », exprimé en centimes d'euros par kilowattheure (kWh) ;
- le cas échéant, d'un prix correspondant à d'éventuels dépassements de puissance ou de quantités d'énergie ;
- le cas échéant, d'un prix correspondant à l'absorption d'énergie réactive.

IV. - Les prix figurant dans les barèmes s'entendent hors taxes, redevances et contributions.

V. - Les prix figurant dans les barèmes incluent les prix des prestations standards liées à l'acheminement et facturées au fournisseur par le gestionnaire de réseau auquel le client est raccordé. Ces prestations sont définies dans les décisions prises par la Commission de régulation de l'énergie en application des articles L. 341-2 et suivants du code de l'énergie.

Les prix des prestations standards couvrent :

- la composante annuelle de soutirage ;
- la composante annuelle de gestion de la clientèle ;
- la composante annuelle de comptage pour les sites bénéficiant du Tarif Bleu ;
- La composante annuelle de l'énergie réactive pour les sites bénéficiant du Tarif Jaune en France métropolitaine ainsi que du Tarif Bleu plus.

Les composantes non mentionnées ci-dessus ne sont pas couvertes par les prix des prestations standards.

2. TARIF BLEU

2.1 Sites faisant un usage résidentiel de l'électricité

Pour les sites faisant un usage résidentiel de l'électricité, dont la courbe de charge relève des profils « RES » définis par les règles relatives au dispositif de responsable d'équilibre, adoptées en application de l'article L. 321-15 du code de l'énergie, les clients choisissent parmi les options présentées ci-dessous.

Toutefois, les options en extinction ne sont plus proposées et ne s'appliquent que dans les conditions prévues par l'article R. 337-20 du code de l'énergie.

Pour les options en extinction, le client ne peut pas modifier sa puissance souscrite.

Pour l'ensemble des options, la prime fixe applicable est exprimée en €/an et varie en fonction de la puissance souscrite.

2.1.1 Options ouvertes pour tout site faisant un usage résidentiel de l'électricité

Option Heures Creuses Résidentiel

Cette option comporte deux périodes tarifaires : 16 heures par jour en Heures Pleines et 8 heures par jour en Heures Creuses.

Les horaires sont déterminés localement par le gestionnaire du réseau auquel le site est raccordé. Les 8 heures d'Heures Creuses sont éventuellement non contiguës et sont fixées dans les plages de 12 heures à 17 heures et de 20 heures à 8 heures.

Le client souscrit une puissance parmi les suivantes : 6, 9, 12, 15, 18, 24, 30 et 36 kVA.

Option Tempo Résidentiel en France métropolitaine continentale

Cette option est proposée aux clients dont les sites sont situés en France métropolitaine continentale.

Elle comporte six périodes tarifaires, déterminées en fonction de la couleur du jour (le client est informé par son fournisseur la veille de la couleur du lendemain) et de l'heure de la journée (16 heures en Heures Pleines et 8 heures en Heures Creuses, de 22 heures à 6 heures le lendemain matin).

Chaque année comporte :

- 22 Jours Rouges fixés entre le 1er novembre et le 31 mars (à l'exclusion des samedis et dimanches) ;
- 43 Jours Blancs ;
- 300 ou 301 Jours Bleus, étant précisé que les dimanches sont des Jours Bleus.

Le client souscrit une puissance parmi les suivantes : 9, 12, 15, 18, 24, 30 et 36 kVA.

Tarif proposé aux consommateurs finals de Guyane et de la Réunion dont la puissance souscrite est inférieure à 3 kilovoltampères pour des sites isolés raccordés en basse tension à un micro réseau non raccordé lui-même au réseau public de distribution principal

Cette option comporte un unique prix de l'énergie exprimé en c€/kWh, différencié selon le territoire, et ne comporte pas d'abonnement.

2.1.2 Options en extinction partielle ou totale pour les sites faisant un usage résidentiel de l'électricité

Option Base Résidentiel

Cette option ne comporte qu'une seule période tarifaire.

Le client souscrit une puissance parmi les suivantes : 3, 6, 9, 12, 15, 18, 24, 30 et 36 kVA.

Cette option est en extinction pour les puissances supérieures ou égales à 18 kVA.

Option EJP Résidentiel en France métropolitaine continentale

Cette option est en extinction.

Elle consiste en un prix de l'énergie identique toute l'année, sauf sur 22 Jours de Pointe Mobile, pour lesquels un prix supérieur est appliqué pendant les Heures de Pointe Mobile.

Les 22 Jours de Pointe Mobile sont fixés entre le 1er novembre et le 31 mars : ils comportent chacun 18 Heures de Pointe Mobile, de 7 heures à 1 heure le lendemain matin.

Le client est informé par son fournisseur la veille d'un Jour de Pointe Mobile, ce préavis pouvant toutefois être réduit lorsque les conditions d'exploitation du réseau l'exigent.

Le client souscrit une puissance parmi les suivantes : 9, 12, 15, 18 et 36 kVA.

2.2 Sites faisant un usage non résidentiel de l'électricité

Pour les sites faisant un usage non résidentiel de l'électricité, dont la courbe de charge relève des profils « PRO » définis par les règles précitées relatives au dispositif de responsable d'équilibre, les clients choisissent parmi les options présentées ci-dessous.

Toutefois, les options en extinction ne sont plus proposées et ne s'appliquent que dans les conditions prévues par l'article R. 337-20 du code de l'énergie.

Pour les options en extinction, le client ne peut pas modifier sa puissance souscrite.

Pour l'ensemble des options, la prime fixe applicable est exprimée en €/an et varie en fonction de la puissance souscrite.

2.2.1 Options ouvertes pour tout site faisant un usage non résidentiel de l'électricité

Option Base Non Résidentiel

Cette option ne comporte qu'une seule période tarifaire.

Le client souscrit une puissance parmi les suivantes : 3, 6, 9, 12, 15, 18, 24, 30 et 36 kVA.

Option Heures Creuses Non Résidentiel

Cette option comporte deux périodes tarifaires : 16 heures par jour en Heures Pleines et 8 heures par jour en Heures Creuses. Les horaires sont déterminés localement par le gestionnaire du réseau auquel le site est raccordé.

Les 8 heures d'Heures Creuses sont éventuellement non contiguës et sont fixées dans les plages de 12 heures à 17 heures et de 20 heures à 8 heures.

Le client souscrit une puissance parmi les suivantes : 6, 9, 12, 15, 18, 24, 30 et 36 kVA.

Tarif Bleu Non Résidentiel pour fourniture à partir de moyens de production non raccordés au réseau

Cette option est proposée aux clients pour leurs sites desservis à partir de moyens de production non raccordés au réseau public de transport ou de distribution d'électricité, utilisant l'énergie photovoltaïque, éolienne ou hydraulique.

Elle consiste en un forfait pour 1 kW en ce qui concerne les sites desservis par des générateurs photovoltaïques, ou pour 2 kW en ce qui concerne les sites desservis par des générateurs éoliens de puissance inférieure ou égale à 4 kW. Ce forfait est accompagné d'un prix annuel pour chaque kW supplémentaire.

Pour les sites desservis par une microcentrale hydraulique ou un générateur éolien d'une puissance supérieure à 4 kW, l'option consiste en un abonnement fonction de la puissance et un prix de l'énergie unique pour toute l'année.

Tarif Bleu Non Résidentiel pour utilisations longues « Modalités sans comptage »

Cette option est proposée aux sites de puissances souscrites contrôlées par un disjoncteur de type particulier – puissances comprises entre 0,1 kVA et 2,2 kVA. Un tarif sans comptage leur est proposé pour lequel est facturé un montant proportionnel à la puissance.

2.2.2 Option en extinction partielle ou totale pour les sites faisant un usage non résidentiel de l'électricité

Tarif Universel A 36 kVA Non Résidentiel en France métropolitaine continentale

Cette option est en extinction en France métropolitaine continentale.

Elle comporte soit une seule période tarifaire, soit deux périodes tarifaires (Heures Pleines et Heures Creuses).

Les horaires des périodes tarifaires sont déterminés localement par le gestionnaire du réseau auquel le site est raccordé. Les 8 heures d'Heures Creuses sont éventuellement non contiguës et sont fixées dans les plages de 12 heures à 17 heures et de 20 heures à 8 heures.

Option Tempo Non Résidentiel en France métropolitaine continentale

Cette option est en extinction.

Elle comporte six périodes tarifaires, déterminées suivant la couleur du jour (le client est informé la veille de la couleur du lendemain) et l'heure de la journée (16 heures en Heures Pleines et 8 heures en Heures Creuses de 22 heures à 6 heures le lendemain matin).

Chaque année comporte :

- 22 Jours Rouges fixés entre le 1er novembre et le 31 mars (à l'exclusion des samedis et dimanches) ;
- 43 Jours Blancs ;
- 300 ou 301 Jours Bleus, étant précisé que les dimanches sont des Jours Bleus.

Le client souscrit une puissance parmi les suivantes : 9, 12, 15, 18, 24, 30 et 36 kVA.

Option EJP Non Résidentiel en France métropolitaine continentale

Cette option est en extinction.

Elle consiste en un prix de l'énergie identique toute l'année, sauf sur 22 Jours de Pointe Mobile, pour lesquels un prix supérieur est appliqué pendant les Heures de Pointe Mobile.

Les 22 Jours de Pointe Mobile sont fixés entre le 1er novembre et le 31 mars. Ces jours de Pointe Mobile comprennent 18 Heures de Pointe Mobile, de 7 heures à 1 heure le lendemain matin.

Le client est informé par son fournisseur la veille d'un Jour de Pointe Mobile, ce préavis pouvant toutefois être réduit lorsque les conditions d'exploitation du réseau l'exigent.

Le client souscrit une puissance parmi les suivantes : 12, 15, 18 et 36 kVA.

2.3 Sites faisant un usage d'éclairage public

Pour les sites au moyen desquels une personne publique fournit une prestation d'éclairage des voies publiques communales, d'illuminations ou de mobilier urbain, dont la courbe de charge relève du profil « PR05 » défini par les règles précitées relatives au dispositif de responsable d'équilibre, la personne publique souscrit une puissance par pas de 0,1 kVA.

La prime fixe annuelle est exprimée en €/kVA/an.

3. TARIF BLEU PLUS EN OUTRE-MER

I. - Pour les sites situés en outre-mer, raccordés en basse tension et de puissance supérieure à 36kVA, les clients souscrivent, selon l'option, une ou deux puissances dans la gamme des puissances autorisées, c'est-à-dire des multiples de 6 kVA jusqu'à 108 kVA inclus, et des multiples de 12 kVA au-delà de 108 kVA. Ces puissances doivent être conformes aux possibilités de réglage des appareils de contrôle de la puissance souscrite.

II. - Le client choisit, pour un site donné, parmi les options suivantes :

Option Base

Cette option s'applique aux sites situés à La Réunion, en Martinique, en Guadeloupe, en Guyane, à Saint-Pierre-et-Miquelon et à Mayotte.

Cette option ne comporte qu'une seule période tarifaire.

Une prime fixe annuelle en €/an est appliquée aux clients de cette option.

Une majoration annuelle en €/kVA/an s'applique sur les puissances souscrites au-delà de 36kVA.

Le client souscrit un niveau de puissance unique supérieur à 36 kVA dans la gamme de puissance autorisée.

Option Heures Creuses

Cette option s'applique aux sites situés à La Réunion, en Martinique, en Guadeloupe, en Guyane, à Saint-Pierre-et-Miquelon et à Mayotte.

Cette option comporte deux périodes tarifaires fonction de l'heure de la journée (Heures Pleines et Heures Creuses) : 16 heures par jour en Heures Pleines et 8 heures par jour en Heures Creuses. Les horaires sont déterminés localement par le gestionnaire du réseau auquel le site est raccordé.

Les 8 heures d'Heures Creuses sont éventuellement non contiguës et sont fixées dans les plages de 12 heures à 17 heures et de 20 heures à 8 heures.

Une prime fixe annuelle en €/an est appliquée aux clients de cette option.

Une majoration annuelle en €/kVA/an s'applique sur les puissances souscrites au-delà de 36kVA.

Le client souscrit un niveau de puissance unique supérieur à 36 kVA dans la gamme de puissance autorisée.

Option Heures Creuses TE

Cette option s'applique aux sites situés à La Réunion, en Martinique, en Guadeloupe et en Guyane.

Cette option comporte deux périodes tarifaires fonction de l'heure de la journée (Heures de Pointe et Heures Hors Pointe) réparties selon différentes modalités propres à chaque territoire:

I – Pour la Réunion, les Heures de Pointe se composent de 4 heures par jour sauf le samedi et le dimanche déterminés localement par le gestionnaire du réseau auquel le site est raccordé. Les 4 heures d'Heures de Pointe sont fixées dans la plage de 17 heures à 23 heures.

II – Pour la Martinique, les Heures de Pointe se composent de 3 heures par jour sauf le samedi et le dimanche déterminés localement par le gestionnaire du réseau auquel le site est raccordé. Les 3 heures d'Heures de Pointe sont fixées dans la plage de 17 heures à 22 heures.

III – Pour la Guadeloupe, les Heures de Pointe se composent de 3 heures par jour sauf le samedi et le dimanche déterminés localement par le gestionnaire du réseau auquel le site est raccordé. Les 3 heures d'Heures de Pointe sont fixées dans la plage de 18 heures à 23 heures.

IV – Pour la Guyane, les Heures de Pointe se composent de 4 heures par jour sauf le samedi et le dimanche déterminés localement par le gestionnaire du réseau auquel le site est raccordé. Les 4 heures d'Heures de Pointe sont fixées dans la plage de 18 heures à minuit.

Les rangs des périodes tarifaires sont les suivants : rang 1 Heures de Pointe, rang 2 Heures Hors Pointe,

Le client souscrit pour son site un niveau de puissance pour chaque période tarifaire dans la gamme de puissance autorisée. Le niveau de puissance souscrite pour chaque rang, doit être inférieur ou égal au niveau souscrit pour le rang 2.

La prime fixe annuelle applicable aux clients pour leurs sites bénéficiant de cette option est égale au produit de la puissance réduite (P_r), exprimée en kVA, par le taux de prime fixe annuelle exprimé en €/kVA.

La puissance réduite est définie selon la formule ci-dessous en fonction des puissances souscrites par le client sur chaque période tarifaire associée au numéro de rang défini ci-dessus :

$$P_r = k_1 \times P_1 + k_2 \times (P_2 - P_1)$$

Où :

- P_1 et P_2 sont les puissances souscrites des périodes tarifaires, de rangs 1 et 2 ;
- k_1 et k_2 sont les coefficients de puissance réduite associée aux périodes tarifaires de rang 1 et 2, tels que fixés dans les grilles tarifaires ci-après.

4. TARIF JAUNE

4.1 En France métropolitaine continentale

Ce tarif est en extinction.

L'article R337-18 du Code de l'Energie a mis en extinction le « Tarif Jaune » pour les consommateurs finals situés en France métropolitaine continentale. Ce tarif ne leur est donc plus proposé. Le client ne peut pas modifier sa puissance souscrite, son option ou sa version.

I. - Les sites bénéficiant du Tarif Jaune sont raccordés en basse tension et sont caractérisés, selon l'option et, le cas échéant, la version choisie, par une ou plusieurs puissances dans la gamme des puissances autorisées, c'est-à-dire des multiples de 6 kVA jusqu'à 36 kVA inclus. Ces puissances doivent être conformes aux possibilités de réglage des appareils de contrôle de la puissance souscrite.

La prime fixe annuelle applicable aux clients pour leurs sites bénéficiant du Tarif Jaune est égale au produit de la puissance réduite (P_r), exprimée en kVA, par le taux de prime fixe annuelle exprimé en €/kVA.

La puissance réduite est définie par celle des formules ci-dessous correspondant à l'option et, le cas échéant, à la version choisie par le client dans les conditions définies au II. ci-dessous :

- soit $P_r =$ puissance souscrite, lorsqu'un seul niveau de puissance est souscrit ;
- soit $P_r = P_1 + K \times (P_2 - P_1)$, lorsque deux niveaux de puissance sont souscrits.

Le coefficient de puissance réduite (K) diffère suivant le choix de souscription des puissances effectué par le client.

II. — Le tarif Jaune comporte les options et, le cas échéant, les versions suivantes :

Option Base

Cette option comporte quatre périodes tarifaires, déterminées en fonction de la saison tarifaire (Hiver et Été) et de l'heure de la journée (Heures Pleines et Heures Creuses).

En France métropolitaine continentale, la saison tarifaire « Hiver » s'étend du 1er novembre au 31 mars inclus ; la saison tarifaire « Été » s'étend du 1er avril inclus au 31 octobre inclus. Les horaires des Heures Pleines et Heures Creuses sont déterminés localement par le gestionnaire du réseau auquel le site est raccordé. Tous les jours comprennent 8 Heures Creuses consécutives ou fractionnées en deux périodes comprises dans les plages de 12 heures à 16 heures et de 21 h 30 à 7 h 30.

L'option Base comporte deux versions : la version « Utilisations Moyennes » (UM) et la version « Utilisations Longues » (UL). Dans le cadre de la version « Utilisations Moyennes », un seul niveau de puissance est souscrit.

Dans le cadre de la version « Utilisations Longues » :

- la période Heures Pleines d'Hiver comporte deux sous-périodes, l'une de pointe (4 heures par jour fixées localement par le gestionnaire du réseau auquel le site est raccordé, à raison de 2 heures le matin dans la plage de 8 heures à 12 heures et de 2 heures le soir dans la plage de 17 heures à 21 heures, du lundi au samedi, de décembre à février), l'autre hors pointe ;
- deux niveaux de puissance sont souscrits : P_1 et P_2 , étant précisé que le niveau de P_1 doit être inférieur ou égal à celui de P_2 selon l'une des trois modalités suivantes :
 - P_1 en Pointe et P_2 pour les autres périodes tarifaires ; ou

- P1 en Pointe et Heures Pleines d'Hiver, et P2 pour les autres périodes tarifaires ; ou
- P1 en « Hiver » et P2 en « Eté ».
- les puissances souscrites sont choisies dans la gamme des puissances autorisées, c'est-à-dire des multiples de 6 kVA jusqu'à 36 kVA inclus

Option EJP

Cette option est destinée aux clients pour leurs sites situés en France métropolitaine continentale.

Elle comporte quatre périodes tarifaires, déterminées en fonction de la saison tarifaire (Hiver ou Eté), de l'heure de la journée (Heures de Pointe Mobile ou Heures d'Hiver en Hiver/Heures Pleines ou Heures Creuses en Eté) et selon que le jour est un Jour de Pointe Mobile ou non.

La saison tarifaire « Hiver » s'étend du 1er novembre au 31 mars inclus, la saison tarifaire « Eté » s'étend du 1er avril inclus au 31 octobre inclus.

22 Jours de Pointe Mobile sont fixés entre le 1er novembre et le 31 mars. Ces Jours de Pointe Mobile comprennent 18 Heures de Pointe Mobile, de 7 heures à 1 heure le lendemain matin, pendant lesquelles le prix de l'énergie est plus élevé.

Le client est informé par le fournisseur d'un Jour de Pointe Mobile avec un préavis d'environ 30 minutes, ce préavis pouvant toutefois être réduit lorsque les conditions d'exploitation du réseau l'exigent.

Les horaires des Heures Pleines et Heures Creuses d'Eté sont déterminés localement par le gestionnaire du réseau auquel le site est raccordé. Les 8 heures d'Heures Creuses d'Eté sont consécutives ou fractionnées en deux périodes comprises dans les plages de 12 heures à 16 heures et de 21 h 30 à 7 h 30.

Cette option comporte une seule version ; il s'agit de la version « Utilisations longues ».

Deux niveaux de puissance sont souscrits : P1 et P2, étant précisé que le niveau de P1 doit être inférieur ou égal à celui de P2 selon l'une des deux modalités suivantes :

- P1 en Pointe Mobile et P2 pour les autres périodes tarifaires ; ou
- P1 en « Hiver » et P2 en « Eté ».

4.2 Dans les zones non interconnectées de France métropolitaine

I. - Pour les sites situés dans les zones non interconnectées de France métropolitaine, raccordés en basse tension et souscrivant une puissance supérieure à 36kVA, les clients souscrivent, selon l'option et, le cas échéant, la version choisie, une ou plusieurs puissances dans la gamme des puissances autorisées, c'est-à-dire des multiples de 6 kVA jusqu'à 108 kVA inclus, et des multiples de 12 kVA au-delà de 108 kVA. Ces puissances doivent être conformes aux possibilités de réglage des appareils de contrôle de la puissance souscrite.

La prime fixe annuelle applicable aux clients pour leurs sites bénéficiant du Tarif Jaune est égale au produit de la puissance réduite (Pr), exprimée en kVA, par le taux de prime fixe annuelle exprimé en €/kVA.

II. - Le client choisit, pour un site donné, parmi les options et, le cas échéant, les versions suivantes :

Option Base

Cette option comporte quatre périodes tarifaires, déterminées en fonction de la saison tarifaire (Hiver et Eté) et de l'heure de la journée (Heures Pleines et Heures Creuses).

Dans les zones non interconnectées de France métropolitaine, la saison tarifaire « Hiver » s'étend du 1er novembre au 28 ou 29 février inclus ; la saison tarifaire « Eté » s'étend du 1er mars au 31 octobre inclus. Les horaires des Heures Pleines et Heures Creuses sont déterminés localement par le gestionnaire du réseau auquel le site est raccordé. Tous les jours comprennent 8 Heures Creuses comprises dans la plage de 22 heures à 8 heures.

L'option Base comporte deux versions : la version « Utilisations Moyennes » (UM) et la version « Utilisations Longues » (UL). Le client choisit entre ces deux versions pour chaque site, en fonction du rapport entre le volume de consommation de celui-ci et sa puissance souscrite.

Dans le cadre de la version « Utilisations Moyennes », le client souscrit un seul niveau de puissance.

Dans le cadre de la version « Utilisations Longues » :

- la période Heures Pleines d'Hiver comporte deux sous-périodes, l'une de pointe (dans les zones non interconnectées de France métropolitaine, 4 heures par jour, fixées localement par le gestionnaire du réseau auquel le site est raccordé, dans la plage de 17 heures à 23 heures de novembre à février), l'autre hors pointe ;
- le client souscrit deux niveaux de puissance : P1 et P2, étant précisé que le niveau de P1 doit être inférieur ou égal à celui de P2 selon l'une des trois modalités suivantes :
 - P1 en Pointe et P2 pour les autres périodes tarifaires ; ou
 - P1 en Pointe et Heures Pleines d'Hiver, et P2 pour les autres périodes tarifaires ; ou
 - P1 en « Hiver » et P2 en « Eté » ;

La puissance réduite est définie par les formules ci-dessous correspondant à l'option et à la version choisie par le client dans les conditions définies au II ci-dessous :

- soit P_r = puissance souscrite, lorsqu'un seul niveau de puissance est souscrit ;
- soit $P_r = P_1 + K * (P_2 - P_1)$, lorsque deux niveaux de puissance sont souscrits.

Le coefficient de puissance réduite (K) diffère suivant le choix de souscription des puissances effectué par le client.

Option Base TE en Corse

Cette option comporte cinq périodes tarifaires, déterminées selon la saison tarifaire (Haute et Basse) et l'heure de la journée (Heures Pleines, Heures Creuses et Heures de Pointe).

La saison tarifaire « Haute » est composée de deux périodes disjointes qui s'étendent pour la première du 1^{er} novembre au 28 ou 29 février inclus et pour la deuxième du 1^{er} juillet au 31 août inclus ; les autres périodes constituent la saison tarifaire « Basse ».

Les horaires des Heures Pleines, Heures Creuses et Heures de Pointe sont déterminés localement par le gestionnaire du réseau auquel le site est raccordé. Chaque jour comprend 8 Heures Creuses dans la plage de minuit à 10 heures. Les Heures de Pointe sont fixées sur la saison tarifaire « Haute » à raison de 4 heures le soir dans la plage de 18 heures à minuit. Les autres horaires constituent les Heures Pleines.

Les rangs des périodes tarifaires sont les suivants : rang 1 Heures de Pointe, rang 2 Heures Pleines de saison tarifaire « Haute », rang 3 Heures Creuses de saison tarifaire « Haute », rang 4 Heures Pleines de saison tarifaire « Basse » et rang 5 Heures Creuses de saison tarifaire « Basse ».

Le client souscrit pour son site un niveau de puissance pour chaque période tarifaire associée au rang défini ci-dessus. Le niveau de puissance souscrite pour chaque rang, doit être inférieur ou égal au niveau souscrit pour le rang suivant.

La puissance réduite est déterminée selon la formule suivante pour les 5 périodes tarifaires :

$$P_r = k_1 \times P_1 + \sum_{i=2}^5 k_i \times (P_i - P_{i-1})$$

Où :

- P1 à P5 sont les puissances souscrites dans les différentes périodes tarifaires, de rangs 1 à 5 ;
- k_1 à k_5 sont les coefficients de puissance réduite associée aux périodes tarifaires de rang 1 à i, tels que fixés dans les grilles tarifaires ci-après.

L'option Base TE ne comporte pas de version tarifaire.

5. TARIF VERT

5.1 En France métropolitaine continentale

Le « Tarif Vert » est proposé aux consommateurs finals pour tout site raccordé en haute tension, situé en France métropolitaine continentale et dont la puissance maximale souscrite est inférieure ou égale à 36 kilovoltampères ou 33 kilowatts selon l'unité dans laquelle les puissances sont souscrites.

L'article R. 337-18 du Code de l'Energie a mis en extinction le « Tarif Vert » pour les consommateurs finals situés en France métropolitaine continentale, raccordés en basse tension, dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kilovoltampères ou 33 kilowatts selon l'unité dans laquelle les puissances sont souscrites. Ce tarif ne leur est donc plus proposé. Les clients concernés ne peuvent pas modifier leur puissance souscrite, option ou version.

I. - Le Tarif Vert comporte une seule sous-catégorie : Vert A.

II. - Le Tarif Vert comporte 4 ou 5 périodes tarifaires, selon l'option choisie par le client pour le site concerné.

Le client souscrit pour son site un niveau de puissance pour chaque période tarifaire. A chaque période tarifaire est associé un rang, tel que défini au IV ci-dessous. Le niveau de puissance souscrite pour chaque rang doit être inférieur ou égal au niveau souscrit pour le rang suivant.

La puissance réduite est ensuite déterminée selon la formule suivante pour n périodes tarifaires :

$$P_r = k_1 \times P_1 + \sum_{i=2}^n k_i \times (P_i - P_{i-1})$$

Où :

- P1 et Pn sont les puissances souscrites dans les différents périodes tarifaires, de rangs 1 à n ;
- k1 et ki sont les coefficients de puissance réduite de la version tarifaire choisie associée aux périodes tarifaires de rang 1 à i, tels que fixés dans les grilles tarifaires ci-après.

La prime fixe annuelle applicable aux clients bénéficiant du tarif Vert est égale au produit de la puissance réduite (Pr), exprimée en kW, par le taux de prime fixe annuelle exprimé en €/kW.

III. - En fonction des caractéristiques locales du réseau et de la puissance de raccordement, le gestionnaire du réseau public détermine la tension physique de raccordement de chaque site.

La classe de tension du site correspond à la plage de tension à l'intérieur de laquelle se situe la tension physique de son raccordement conformément au tableau ci-dessous :

Plage de tension physique	Classe de tension
1 kV à 40 kV inclus	HTA1
40 kV à 50 kV inclus	HTA2
50 kV à 130 kV inclus	HTB1
130 kV à 350 kV inclus	HTB2
350 kV à 500 kV inclus	HTB3

Les clients se voient appliquer un barème déterminé à partir du tableau ci-dessous, en fonction de la classe de puissance et de tension de leur site. Ce barème comporte éventuellement, selon le niveau de tension de raccordement effectif, une minoration ou une majoration annuelle de prime fixe.

Classe de tension	Vert A
BT	Tarif A majoré
HTA1	Tarif A
HTA2 ou HTB1	Tarif A minoré
HTB2	Tarif A minoré
HTB3	Tarif A minoré

Coefficients de versionnage	
Moyennes Utilisations (MU)	Courtes Utilisations (CU)
C _{MU}	C _{CU}

Le montant de majoration ou minoration de la prime fixe annuelle est obtenu en multipliant les éléments suivants :

- la puissance souscrite maximale ;
- un taux défini par la catégorie tarifaire et la tension d'alimentation ; et
- le coefficient de versionnage.

Les valeurs des taux (exprimées en €/kW/an) et des coefficients de versionnage sont précisées dans les grilles tarifaires ci-après.

IV. - Lorsque le site est situé en France métropolitaine continentale, le client choisit entre l'option A5 Base qui comporte 5 périodes tarifaires et l'option A5 EJP qui comporte 4 périodes tarifaires.

Tarif Vert A Option A5 Base

Cette option comporte cinq périodes tarifaires, déterminées selon la saison tarifaire (Hiver et Eté) et l'heure de la journée (Heures Pleines, Heures Creuses et Heures de Pointe).

La saison tarifaire « Hiver » s'étend du 1^{er} novembre au 31 mars inclus ; la saison tarifaire « Eté » s'étend du 1^{er} avril au 31 octobre inclus.

Les horaires des Heures Pleines, Heures Creuses et Heures de Pointe sont déterminés localement par le gestionnaire du réseau auquel le site est raccordé. Les dimanches sont entièrement en Heures Creuses. Tous les autres jours comprennent 8 Heures Creuses dans la plage de 21 h 30 à 7 h 30. Les Heures de Pointe sont fixées de décembre à février à raison de 2 heures le matin dans la plage de 8 heures à 12 heures et de 2 heures le soir dans la plage de 17 heures à 21 heures.

Les rangs des périodes tarifaires sont les suivants : rang 1 Pointe, rang 2 Heures Pleines d'Hiver, rang 3 Heures Creuses d'Hiver, rang 4 Heures Pleines d'Eté et rang 5 Heures Creuses d'Eté.

Cette option comporte une unique version tarifaire Courtes Utilisations (CU).

Tarif Vert A Option A5 EJP

Cette option comporte quatre périodes tarifaires, déterminées selon la saison tarifaire (Hiver et Eté), selon l'heure de la journée (Heures de Pointe Mobile ou Heures d'Hiver en Hiver/Heures Pleines ou Heures Creuses en Eté) et selon que le jour est un « Jour de Pointe Mobile » ou non.

22 Jours de Pointe Mobile sont fixés entre le 1^{er} novembre et le 31 mars. Ces Jours de Pointe Mobile comprennent 18 Heures de Pointe Mobile, de 7 heures à 1 heure le lendemain matin, pendant lesquelles le prix de l'énergie est plus élevé. Le client est informé par le fournisseur d'un Jour de Pointe Mobile avec un préavis d'environ 30 minutes, ce préavis pouvant toutefois être réduit lorsque les conditions d'exploitation du réseau l'exigent.

La saison tarifaire « Hiver » s'étend du 1^{er} novembre au 31 mars inclus, la saison tarifaire « Eté » s'étend du 1^{er} avril au 31 octobre inclus.

Les horaires des Heures Pleines et Heures Creuses d'Eté sont déterminés localement par le gestionnaire du réseau auquel le site est raccordé. Durant la saison tarifaire Eté, les dimanches sont entièrement en Heures Creuses et tous les autres jours comprennent 8 Heures Creuses dans la plage de 21 h 30 à 7 h 30.

Les rangs des périodes tarifaires sont les suivants : le rang 1 correspond aux Heures de Pointe Mobile, le rang 2 aux Heures d'Hiver, le rang 3 aux Heures Pleines d'Eté et le rang 4 aux Heures Creuses d'Eté.

Cette option comporte une unique version tarifaire Moyennes Utilisations (MU).

5.2 Dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental

Tarif Vert A5 Option Base dans les zones non interconnectées de France métropolitaine

Cette option est applicable aux sites situés dans les zones non interconnectées de France métropolitaine raccordés en haute tension.

Elle comporte cinq périodes tarifaires, déterminées selon la saison tarifaire (Hiver et Eté) et l'heure de la journée (Heures Pleines, Heures Creuses et Heures de Pointe).

La saison tarifaire « Hiver » s'étend du 1er novembre au 28 ou 29 février inclus ; la saison tarifaire « Été » s'étend du 1er mars au 31 octobre inclus.

Les horaires des Heures Pleines, Heures Creuses et Heures de Pointe sont déterminés localement par le gestionnaire du réseau auquel le site est raccordé. Tous les jours comprennent 8 Heures Creuses dans la plage 22 heures à 8 heures. Tous les jours de la saison tarifaire « Hiver » comprennent 4 heures de Pointe dans la plage 17 heures à 23 heures.

Les rangs des périodes tarifaires sont les suivants : le rang 1 correspond aux Heures de Pointe, le rang 2 aux Heures Pleines d'Hiver, le rang 3 aux Heures Creuses d'Hiver, le rang 4 aux Heures Pleines d'Été et le rang 5 aux Heures Creuses d'Été.

L'option comporte les versions suivantes : Longues Utilisations (LU), Moyennes Utilisations (MU), Courtes Utilisations (CU)

Tarif Vert Option Base dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental

Cette option s'applique aux sites situés à La Réunion, en Martinique, en Guadeloupe, en Guyane, à Saint-Pierre-et-Miquelon et à Mayotte et raccordés en haute tension.

Elle est en extinction en Corse.

I. - Pour La Réunion, elle comporte cinq périodes tarifaires, déterminées selon la saison tarifaire (Hiver et Été) et l'heure de la journée (Heures Pleines, Heures Creuses et Heures de Pointe).

La saison tarifaire « Hiver » s'étend du 1er mai au 30 septembre inclus ; la saison tarifaire « Été » s'étend du 1er octobre au 30 avril inclus.

Les horaires sont déterminés localement par le gestionnaire du réseau auquel le site est raccordé. Tous les jours comprennent 8 Heures Creuses de 22 heures à 7 heures. La Pointe se compose de 5 heures par jour toute l'année sauf le samedi et le dimanche, en deux périodes dans les plages de 8 heures à 13 heures et de 18 heures à 21 heures.

Les rangs des périodes tarifaires sont les suivants : le rang 1 correspond aux Heures de Pointe, le rang 2 aux Heures Pleines d'Été, le rang 3 aux Heures Creuses d'Été, le rang 4 aux Heures Pleines d'Hiver et le rang 5 aux Heures Creuses d'Hiver.

II. - Pour la Martinique, cette option comporte 3 périodes tarifaires, déterminées selon l'heure de la journée (Heures Pleines, Heures Creuses et Heures de Pointe). Les horaires sont déterminés localement par le gestionnaire du réseau auquel le site est raccordé. La Pointe se compose de 5 heures par jour sauf le samedi et le dimanche, en deux périodes dans les plages de 8 heures à 13 heures et de 17 heures à 20 heures. Tous les jours comprennent 8 Heures Creuses dans la plage de 21 heures à 7 heures.

Les rangs des périodes tarifaires sont les suivants : le rang 1 correspond aux Heures de Pointe, le rang 2 aux Heures Pleines et le rang 3 aux Heures Creuses.

III. - Pour la Guadeloupe, cette option comporte 3 périodes tarifaires, déterminées selon l'heure de la journée. Les horaires sont déterminés localement par le gestionnaire du réseau auquel le site est raccordé. La Pointe se compose de 5 heures par jour sauf le dimanche, en deux périodes dans les plages de 9 heures à 13 heures et de 17 heures à 21 heures. Tous les jours comprennent 8 Heures Creuses dans la plage de 21 heures à 7 heures.

Les rangs des périodes tarifaires sont les suivants : le rang 1 correspond aux Heures de Pointe, le rang 2 aux Heures Pleines et le rang 3 aux Heures Creuses.

IV. - Pour la Guyane, cette option comporte 3 périodes tarifaires, déterminées selon l'heure de la journée. Les horaires sont déterminés localement par le gestionnaire du réseau auquel le site est raccordé. La Pointe se compose de 5 heures par jour sauf le dimanche, en deux périodes dans les plages de 10 heures à 13 heures et de 18 heures à 23 heures. Tous les jours comprennent 8 Heures Creuses dans la plage de 21 heures à 7 heures.

Les rangs des périodes tarifaires sont les suivants : le rang 1 correspond aux Heures de Pointe, le rang 2 aux Heures Pleines et le rang 3 aux Heures Creuses.

V. - Pour la Corse, cette option comporte 3 périodes tarifaires, déterminées selon l'heure de la journée. Les horaires sont déterminés localement par le gestionnaire du réseau auquel le site est raccordé. La Pointe se compose de 4 heures par jour de novembre à mars inclus dans la plage de 17 heures à 23 heures. Tous les jours comprennent 8 Heures Creuses dans la plage de 22 heures à 8 heures.

Les rangs des périodes tarifaires sont les suivants : le rang 1 correspond aux Heures de Pointe, le rang 2 aux Heures Pleines et le rang 3 aux Heures Creuses.

VI. - Pour Saint-Pierre-et-Miquelon, cette option comporte 3 périodes tarifaires, déterminées selon l'heure de la journée. Les horaires sont déterminés localement par le gestionnaire du réseau auquel le site est raccordé. La Pointe se compose de 4 heures par jour en deux périodes dans les plages de 8 heures à 12 heures et de 17 heures à 21 heures. Tous les jours comprennent 8 Heures Creuses dans la plage de 21 heures à 7 heures.

Les rangs des périodes tarifaires sont les suivants : le rang 1 correspond aux Heures de Pointe, le rang 2 aux Heures Pleines et le rang 3 aux Heures Creuses.

VII. - Pour Mayotte, cette option comporte 3 périodes tarifaires, déterminées selon l'heure de la journée (Heures Pleines, Heures Creuses et Heures de Pointe). Les horaires sont déterminés localement par le gestionnaire du réseau auquel le site est raccordé. La Pointe se compose de 5 heures par jour, en deux périodes dans les plages de 8 heures à 13 heures et de 18 heures à 22 heures. Tous les jours comprennent 8 Heures Creuses dans la plage de 21 heures à 7 heures et dimanche toute la journée.

Les rangs des périodes tarifaires sont les suivants : le rang 1 correspond aux Heures de Pointe, le rang 2 aux Heures Pleines et le rang 3 aux Heures Creuses.

L'option comporte trois versions : Longues Utilisations (LU), Moyennes Utilisations (MU), Courtes Utilisations (CU), à l'exception de Mayotte où deux versions sont proposées : Longues Utilisations (LU), Moyennes Utilisations (MU).

Tarif Vert Option Base TE dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental

Cette option s'applique aux sites raccordés en haute tension et situés à la Réunion, en Martinique, en Guadeloupe, en Guyane et en Corse.

I. - Pour la Corse, cette option comporte cinq périodes tarifaires, déterminées selon la saison tarifaire (Haute et Basse) et l'heure de la journée (Heures Pleines, Heures Creuses et Heures de Pointe).

La saison tarifaire « Haute » est composée de deux périodes disjointes qui s'étend pour la première du 1^{er} novembre au 28 ou 29 février inclus et pour la deuxième du 1^{er} juillet au 31 août inclus ; les autres périodes constituent la saison tarifaire « Basse ».

Les horaires des Heures Pleines, Heures Creuses et Heures de Pointe sont déterminés localement par le gestionnaire du réseau auquel le site est raccordé. Chaque jour comprend 8 Heures Creuses dans la plage de minuit à 10 heures. Les Heures de Pointe sont fixées sur la saison tarifaire « Haute » à raison de 4 heures le soir dans la plage de 18 heures à minuit. Les autres horaires constituent les Heures Pleines.

Les rangs des périodes tarifaires sont les suivants : rang 1 Heures de Pointe, rang 2 Heures Pleines de saison tarifaire « Haute », rang 3 Heures Creuses de saison tarifaire « Haute », rang 4 Heures Pleines de saison tarifaire « Basse » et rang 5 Heures Creuses de saison tarifaire « Basse ».

II. - Pour la Réunion, cette option comporte cinq périodes tarifaires, déterminées selon la saison tarifaire (Haute et Basse) et l'heure de la journée (Heures Pleines, Heures Creuses et Heures de Pointe).

La saison tarifaire « Haute » s'étend du 1^{er} avril au 30 septembre inclus ; la saison tarifaire « Basse » s'étend du 1^{er} octobre au 31 mars inclus.

Les horaires des Heures Pleines, Heures Creuses et Heures de Pointe sont déterminés localement par le gestionnaire du réseau auquel le site est raccordé. Chaque jour comprend 8 Heures Creuses dans la plage de 23 heures à 9 heures. Les Heures de Pointe sont fixées sur la saison tarifaire « Haute » à raison de 4 heures par jour sauf le samedi et le dimanche, dans la plage de 17 heures à 23 heures. Les autres horaires constituent les Heures Pleines.

Les rangs des périodes tarifaires sont les suivants : rang 1 Heures de Pointe, rang 2 Heures Pleines de saison tarifaire « Haute », rang 3 Heures Creuses de saison tarifaire « Haute », rang 4 Heures Pleines de saison tarifaire « Basse » et rang 5 Heures Creuses de saison tarifaire « Basse ».

III. - Pour la Martinique, cette option comporte 3 périodes tarifaires, déterminées selon l'heure de la journée (Heures Pleines, Heures Creuses et Heures de Pointe). Les horaires sont déterminés localement par le gestionnaire du réseau auquel le site est raccordé. La Pointe se compose de 3 heures par jour sauf le samedi et le dimanche, dans la plage de 17 heures à 22 heures. Tous les jours comprennent 8 Heures Creuses dans la plage de 23 heures à 9 heures.

Les rangs des périodes tarifaires sont les suivants : le rang 1 correspond aux Heures de Pointe, le rang 2 aux Heures Pleines et le rang 3 aux Heures Creuses.

IV. - Pour la Guadeloupe, cette option comporte 3 périodes tarifaires, déterminées selon l'heure de la journée (Heures Pleines, Heures Creuses et Heures de Pointe). Les horaires sont déterminés localement par le gestionnaire du réseau auquel le site est raccordé. La Pointe se compose de 3 heures par jour sauf le samedi et le dimanche, dans la plage de 18 heures à 23 heures. Tous les jours comprennent 8 Heures Creuses dans la plage de minuit à 10 heures.

Les rangs des périodes tarifaires sont les suivants : le rang 1 correspond aux Heures de Pointe, le rang 2 aux Heures Pleines et le rang 3 aux Heures Creuses.

V. - Pour la Guyane, cette option comporte 3 périodes tarifaires, déterminées selon l'heure de la journée (Heures Pleines, Heures Creuses et Heures de Pointe). Les horaires sont déterminés localement par le gestionnaire du réseau auquel le site est raccordé. La Pointe se compose de 4 heures par jour sauf le samedi et le dimanche, dans la plage de 18 heures à minuit. Tous les jours comprennent 8 Heures Creuses dans la plage de minuit à 10 heures.

Les rangs des périodes tarifaires sont les suivants : le rang 1 correspond aux Heures de Pointe, le rang 2 aux Heures Pleines et le rang 3 aux Heures Creuses.

L'option ne comporte pas de versions tarifaires.

6. BARÈMES

Les tarifs réglementés de vente hors taxes de l'électricité sont fixés conformément aux barèmes ci-dessous.

Ces barèmes sont accompagnés des dispositions annexes relatives aux périodes tarifaires, au calcul de la puissance réduite, au calcul de la puissance facturée, à la facturation de l'énergie réactive et à la majoration liée à la rémanence d'octroi de mer.

PAGE 1

Prix hors taxes ^(a) au :

TARIF BLEU - OPTION BASE RESIDENTIEL

EN EXTINCTION - n'est plus proposé - pour les puissances souscrites de 18 kVA inclus à 36 kVA inclus

Puissance souscrite en kVA	Abonnement annuel (€)	Prix de l'énergie (c€/kWh)
3	52,80	9,68
6	81,24	9,01
9	94,80	9,15
12	108,72	9,15
15	122,76	9,15
18	139,44	9,15
24	168,12	9,15
30	199,56	9,15
36	222,96	9,15

TARIF BLEU - OPTION HEURES CREUSES RESIDENTIEL

Puissance souscrite en kVA	Abonnement annuel (€)	Prix de l'énergie (c€/kWh)	
		Heures Pleines	Heures Creuses
6	90,12	10,07	7,23
9	109,44	10,07	7,23
12	126,72	10,07	7,23
15	142,32	10,07	7,23
18	156,24	10,07	7,23
24	190,80	10,07	7,23
30	219,36	10,07	7,23
36	244,92	10,07	7,23

TARIF BLEU - OPTION TEMPO RESIDENTIEL en France métropolitaine continentale

Puissance souscrite en kVA	Abonnement annuel (€)	Prix de l'énergie (c€/kWh)					
		Jours Bleus		Jours Blancs		Jours Rouges	
		Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines
9	106,08	6,09	7,88	8,05	10,42	11,40	42,61
12	122,64	6,09	7,88	8,05	10,42	11,40	42,61
15	135,24	6,09	7,88	8,05	10,42	11,40	42,61
18	145,92	6,09	7,88	8,05	10,42	11,40	42,61
24-30	205,92	6,09	7,88	8,05	10,42	11,40	42,61
36	234,60	6,09	7,88	8,05	10,42	11,40	42,61

TARIF BLEU - OPTION EJP RESIDENTIEL en France métropolitaine continentale EN EXTINCTION - n'est plus proposé

Puissance souscrite en kVA	Abonnement annuel (€)	Prix d'énergie (c€/kWh)	
		Heures Normales	Heures de Pointe Mobile
9	93,72	8,45	27,93
12	106,68	8,45	27,93
15	119,64	8,45	27,93
18	132,60	8,45	27,93
36	210,36	8,45	27,93

(a) Ces prix sont à majorer de la TVA, de la contribution au service public de l'électricité (CSPÉ), de la contribution tarifaire acheminement (CTA) et, le cas échéant des taxes sur la consommation finale d'électricité (TCFE) instituées par les communes (ou syndicats de communes) et départements, ainsi que de tout nouvel impôt, toute nouvelle taxe ou contribution qui viendraient à être créés.

Prix hors taxes ^(a) au :

TARIF BLEU - OPTION BASE NON-RESIDENTIEL

Puissance souscrite en kVA	Abonnement annuel (€)	Prix de l'énergie (c€/kWh)
3	97,44	8,94
6	115,08	8,94
9	130,08	8,94
12	147,60	8,94
15	159,48	8,94
18	176,52	8,94
24	210,24	8,94
30	242,04	8,94
36	275,64	8,94

TARIF BLEU - OPTION HEURES CREUSES NON-RESIDENTIEL

Puissance souscrite en kVA	Abonnement annuel (€)	Prix de l'énergie (c€/kWh)	
		Heures Pleines	Heures Creuses
6	114,00	9,74	7,08
9	130,20	9,74	7,08
12	146,52	9,74	7,08
15	163,08	9,74	7,08
18	177,00	9,74	7,08
24	210,96	9,74	7,08
30	240,36	9,74	7,08
36	269,76	9,74	7,08

TARIF BLEU NON-RESIDENTIEL POUR UTILISATIONS LONGUES

Modalités sans comptage (limitées à 2,2 kVA)	Forfait par kVA et en Euros par an	685,56
--	------------------------------------	--------

TARIF BLEU NON-RESIDENTIEL POUR FOURNITURE A PARTIR DE MOYENS DE PRODUCTION NON RACCORDES AU RESEAU

Générateur photovoltaïque	Forfait pour 1 kW (*) en Euros par an	139,80
	Par hW supplémentaire en Euros par an	11,52
Générateur éolien puissance ≤ 4 kW	Forfait pour 2 kW (*) en Euros par an	279,60
	Par hW supplémentaire en Euros par an	11,52
Micro centrale hydraulique ou générateur éolien de puissance > 4 kW	Abonnement en Euros par kW par an	82,44
	Prix d'énergie en c€/kWh	3,37

(a) Ces prix sont à majorer de la TVA, de la contribution au service public de l'électricité (CSPE), de la contribution tarifaire acheminement (CTA) et, le cas échéant des taxes sur la consommation finale d'électricité (TCFE) instituées par les communes (ou syndicats de communes) et départements, ainsi que de tout nouvel impôt, toute nouvelle taxe ou contribution qui viendraient à être créés.

(*) Puissance minimum à facturer

Prix hors taxes ^(a) au :

**TARIF UNIVERSEL A 36 kVA NON-RESIDENTIEL
en France métropolitaine continentale
EN EXTINCTION - n'est plus proposé**

	Mensualités d'abonnement (€/mois)		Prix de l'énergie (c€/kWh)
	Terme fixe		
Sans Heures Creuses	22,97		8,94

	Mensualités d'abonnement (€/mois)		Prix de l'énergie (c€/kWh)	
	Terme fixe		Heures Pleines	Heures Creuses
Avec Heures Creuses	22,48		9,74	7,08

**TARIF BLEU - OPTION TEMPO NON-RESIDENTIEL
en France métropolitaine continentale
EN EXTINCTION - n'est plus proposé**

Puissance souscrite en kVA	Abonnement annuel (€)	Prix de l'énergie (c€/kWh)					
		Jours Bleus		Jours Blancs		Jours Rouges	
		Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines
9	133,92	6,29	8,56	7,93	10,98	9,58	20,72
12	152,04	6,33	8,52	8,00	10,97	9,67	20,68
15	159,84	6,33	8,52	8,00	10,97	9,67	20,68
18	173,52	6,33	8,52	8,00	10,97	9,67	20,68
24-30	226,20	6,40	8,40	8,10	10,91	9,80	21,20
36	257,16	6,40	8,40	8,10	10,91	9,80	21,20

**TARIF BLEU - OPTION EJP NON-RESIDENTIEL
en France métropolitaine continentale
EN EXTINCTION - n'est plus proposé**

Puissance souscrite en kVA	Abonnement annuel (€)	Prix d'énergie (c€/kWh)	
		Heures Normales	Heures de Pointe Mobile
12	133,32	8,46	19,60
15	146,28	8,46	19,60
18	159,24	8,46	19,60
36	237,00	8,47	20,05

**TARIF BLEU
pour éclairage public**

	Abonnement annuel (€/kVA)	Prix de l'énergie (c€/kWh)
Avec et sans comptage (b) (c)	82,80	6,19

(a) Ces prix sont à majorer de la TVA, de la contribution au service public de l'électricité (CSPE), de la contribution tarifaire acheminement (CTA) et, le cas échéant des taxes sur la consommation finale d'électricité (TCFE) instituées par les communes (ou syndicats de communes) et départements, ainsi que de tout nouvel impôt, toute nouvelle taxe ou contribution qui viendraient à être créés.

(b) La variante sans comptage est limitée à une puissance de 500 W par point de livraison.

(c) Les feux clignotants sont comptés pour la moitié de leur puissance.



Prix hors taxes ^(a) au :

**Pour les tarifs BLEU RESIDENTIEL et NON-RESIDENTIEL
Pour les sites en outre-mer, application de la majoration liée à la rémanence d'octroi de mer**

Octroi de mer au : **01/01/2017**

Dans les sites en outre-mer, une majoration liée à la rémanence d'octroi de mer doit être ajoutée aux prix de l'énergie appliqués en métropole selon le tableau suivant. Les prix des abonnements sont identiques à ceux appliqués en métropole.

MARTINIQUE	Rémanence d'octroi de mer (c€/kWh)	0,2549
GUADELOUPE*	Rémanence d'octroi de mer (c€/kWh)	0,1958
GUYANE	Rémanence d'octroi de mer (c€/kWh)	0,0000
LA REUNION	Rémanence d'octroi de mer (c€/kWh)	0,2991
MAYOTTE	Rémanence d'octroi de mer (c€/kWh)	0,3153

**TARIF PROPOSÉ AUX CONSOMMATEURS FINALS DE GUYANE ET DE LA RÉUNION DONT LA PUISSANCE SOUSCRITE EST INFÉRIEURE À 3 KILOVOLTAMPÈRES
POUR DES SITES ISOLÉS RACCORDÉS EN BASSE TENSION À UN MICRO RÉSEAU NON RACCORDÉ LUI-MÊME AU RÉSEAU PUBLIC DE DISTRIBUTION PRINCIPAL**

LA REUNION	Prix de l'énergie unique (en c€/kWh)	12,05
GUYANE	Prix de l'énergie unique (en c€/kWh)	11,75

* La majoration liée à l'octroi de mer est nulle pour Saint Barthélémy, Saint Martin.

(a) Les prix HT obtenus par addition des prix de l'énergie appliqués en métropole et de la rémanence d'octroi de mer, sont à majorer de la T.V.A. selon les taux applicables dans les ZNI, de l'octroi de mer, de la contribution au service public de l'électricité (CSPE) et, le cas échéant des taxes sur la consommation finale d'électricité (TCFE) instituées par les communes (ou syndicats de communes) et départements, ainsi que de tout nouvel impôt, toute nouvelle taxe ou contribution qui viendraient à être créés.

TARIF JAUNE - OPTION BASE
en France métropolitaine continentale
EN EXTINCTION - n'est plus proposé

Version	Prime fixe annuelle (€/kVA)	Prix de l'énergie (c€/kWh)				
		Pointe	Hiver		Eté	
			Heures Pleines Hiver	Heures Creuses Hiver	Heures Pleines Eté	Heures Creuses Eté
Utilisations Longues	9,12	10,572	10,572	7,617	8,179	6,259
Utilisations Moyennes	9,12	10,572		7,617	8,179	6,259
Coefficients de puissance réduite *	Utilisations Longues	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
	Utilisations Moyennes	1,00		1,00	1,00	1,00
Calcul des dépassements				13,46	€/heure ^(b)	

TARIF JAUNE - OPTION EJP
en France métropolitaine continentale
EN EXTINCTION - n'est plus proposé

Version	Prime fixe annuelle (€/kVA)	Prix de l'énergie (c€/kWh)				
		Pointe Mobile	Hiver		Eté	
			Heures Hiver	Heures Pleines Eté	Heures Creuses Eté	
Utilisations Longues	6,24	15,525	9,600	8,415	7,276	
Coefficients de puissance réduite *	Utilisations Longues	1,00	1,00	1,00	1,00	
	Calcul des dépassements		13,46	€/heure ^(b)		

* Utilisations longues : un seul dénivelé possible

(a) Ces prix sont à majorer de la TVA, de la contribution au service public de l'électricité (CSPE), de la contribution tarifaire acheminement (CTA), et le cas échéant en fonction de la puissance souscrite, des taxes sur la consommation finale d'électricité (TCFE) instituées par les communes (ou syndicats de communes) et départements, ainsi que de tout nouvel impôt, toute nouvelle taxe ou contribution qui viendraient à être créés.

(b) Dans le cas de comptage équipé de contrôleur électronique.

**TARIF VERT A - OPTION A5 BASE
en France métropolitaine continentale**

Version	Prime fixe annuelle (€/kW)	Prix de l'énergie (c€/kWh)				
		Pointe	Hiver		Eté	
			Heures Pleines Hiver	Heures Creuses Hiver	Heures Pleines Eté	Heures Creuses Eté
Courtes Utilisations	19,20	12,116	9,422	6,326	6,298	4,443
Coefficients de puissance réduite *	Courtes Utilisations	1,00	1,00	0,82	0,82	0,74
Calcul des dépassements	Comptage (k ₃ k ₂ k ₁)	Electronique 4,46 €/kW	KN (PMAx-P) 1,48 €/kW		K (PMAx-P) 37,25 €/kW	
	Coefficients par poste	1,00	1,00	0,82	0,82	0,74

**TARIF VERT A - OPTION A5 EJP
en France métropolitaine continentale**

Version	Prime fixe annuelle (€/kW)	Prix de l'énergie (c€/kWh)			
		Pointe Mobile	Hiver		Eté
			Heures Hiver	Heures Pleines Eté	Heures Creuses Eté
Moyennes Utilisations	26,88	13,980	7,650	5,947	4,324
Coefficients de puissance réduite *	Moyennes Utilisations	1,00	0,98	0,73	0,73
Calcul des dépassements	Energie €/kWh	Electronique 4,23 €/kW	KN (PMAx-P) en €/kW 1,41		K (PMAx-P) en €/kW 35,37
	Coefficients par poste	1,00	0,98	0,73	0,73

**TARIFICATION A LA PUISSANCE
MAJORATION - MINORATION**

Tension de livraison	Taux de correction (€/kW/an)
A	
BT (*)	13,54
HTA1	0,00
HTA2 et HTB1	0,00
HTB2	0,00
HTB3	0,00

Coefficients de versionnage	
MU	CU
1,00	1,00

Le montant de majoration ou de minoration de la prime fixe annuelle est obtenu en multipliant la puissance souscrite maximale par le taux défini par la catégorie tarifaire, la tension d'alimentation et par le "coefficient de versionnage".
Exemple :
 Tarif Vert A Moyenne Utilisation ayant une puissance souscrite maximale de 5 000 kW raccordé en HTB1 :
 Correctif = 5 000 kW x (0,00) x 1,00 = 0,00 €/an
 (*): montant à appliquer à la puissance réduite quelle que soit la version

(a) Ces prix sont à majorer de la TVA, de la contribution au service public de l'électricité (CSPE), de la contribution tarifaire acheminement (CTA), et le cas échéant en fonction de la puissance souscrite, des taxes sur la consommation finale d'électricité (TCFE) instituées par les communes (ou syndicats de communes) et départements, ainsi que de tout nouvel impôt, toute nouvelle taxe ou contribution qui viendraient à être créés.



Prix hors taxes ^(a) au :

TARIF BLEU PLUS - OPTION BASE
ou TARIF UNIVERSEL A SUPERIEUR OU EGAL A 36 kVA sans Heures Creuses dans les ZNI (hors France métropolitaine)
En outre-mer

Département	Abonnement annuel (€)	Mensualités d'abonnement (€/kVA/mois au-delà de 36 kVA)	Prix de l'énergie (*) (c€/kWh)
MARTINIQUE	556,44	117,60	8,31
GUADELOUPE	556,44	117,60	8,25
GUYANE	556,44	117,60	8,06
LA REUNION	556,44	117,60	8,36
MAYOTTE	556,44	117,60	8,37
ST PIERRE & MIQUELON	556,44	117,60	8,06

TARIF BLEU PLUS - OPTION HEURES CREUSES
ou TARIF UNIVERSEL A SUPERIEUR OU EGAL A 36 kVA avec Heures Creuses dans les ZNI (hors France métropolitaine)
En outre-mer

Département	Abonnement annuel (€)	Majoration d'abonnement (€/kVA/an au-delà de 36 kVA)	Prix de l'énergie (c€/kWh) (*)	
			Heures Pleines	Heures Creuses
MARTINIQUE	557,16	140,64	8,70	7,18
GUADELOUPE	557,16	140,64	8,64	7,12
GUYANE	557,16	140,64	8,44	6,92
LA REUNION	557,16	140,64	8,74	7,22
MAYOTTE	557,16	140,64	8,76	7,24
ST PIERRE & MIQUELON	557,16	140,64	8,44	6,92

TARIF BLEU PLUS - OPTION HEURES CREUSES TE
En Martinique, Guadeloupe, Guyane et à la Réunion

Département	Prime fixe (€/kW/an)	Prix de l'énergie (c€/kWh) (*)		Coefficients de puissance réduite	
		Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses
MARTINIQUE	25,92	13,50	11,06	1,00	0,98
GUADELOUPE	28,68	15,53	10,58	1,00	0,93
GUYANE	22,68	15,46	10,64	1,00	0,95
LA REUNION	24,48	19,50	11,69	1,00	0,93

	Rémanence d'octroi de mer (c€/kWh)
MARTINIQUE	0,2549
GUADELOUPE	0,1958
GUYANE	0,0000
LA REUNION	0,2991
MAYOTTE	0,3153

(a) Ces prix sont à majorer de la TVA, de l'octroi de mer, de la contribution au service public de l'électricité (CSPE), de la contribution tarifaire acheminement (CTA), et le cas échéant en fonction de la puissance souscrite, des taxes sur la consommation finale d'électricité (TCFE) instituées par les communes (ou syndicats de communes) et départements, ainsi que de tout nouvel impôt, toute nouvelle taxe ou contribution qui viendraient à être créés.

(*) Prix majorés au titre de la rémanence d'octroi de mer



TARIF JAUNE - OPTION BASE
Dans les zones non interconnectées de France métropolitaine

Version	Prime fixe annuelle (€/kVA)	Prix de l'énergie (c€/kWh)				
		Pointe	Hiver		Eté	
			Heures Pleines Hiver	Heures Creuses Hiver	Heures Pleines Eté	Heures Creuses Eté
Utilisations Longues	76,92	8,560	8,560	6,541	4,358	4,024
Utilisations Moyennes	27,00		12,449	8,687	4,775	4,387
Coefficients de Puissance réduite *		1,00	0,80	0,80	0,80	0,80
ou Utilisations Longues		1,00	1,00	0,35	0,35	0,35
ou Utilisations Longues		1,00	1,00	1,00	0,18	0,18
Utilisations Moyennes			1,00	1,00	1,00	1,00
Calcul des dépassements			16,00	€/heure		

TARIF JAUNE - OPTION BASE TE
En Corse

Version	Prime fixe annuelle (€/kVA)	Prix de l'énergie (c€/kWh)				
		Pointe	Saison Haute		Saison Basse	
			Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses
	27,00	21,568	9,798	3,907	6,485	2,683
Coefficients de Puissance réduite		1,00	0,66	0,34	0,28	0,17
Calcul des dépassements			16,00	€/heure		

TARIF VERT A5 - OPTION BASE
Dans les zones non interconnectées de France métropolitaine

Version	Prime fixe annuelle (€/kW)	Prix de l'énergie (c€/kWh)				
		Pointe	Hiver		Eté	
			Heures Pleines Hiver	Heures Creuses Hiver	Heures Pleines Eté	Heures Creuses Eté
Longues Utilisations	68,28	10,002	8,309	6,572	4,595	4,230
Moyennes Utilisations	34,32	13,947	10,869	7,989	4,860	4,454
Courtes Utilisations	11,28	19,431	14,426	9,955	5,234	4,770
Energie réactive (c€/kvarh)		1,890				
Coefficients de puissance réduite		1,00	0,76	0,29	0,12	0,01
Moyennes Utilisations		1,00	0,75	0,24	0,06	0,01
Courtes Utilisations		1,00	0,68	0,03	0,01	0,01
Calcul des dépassements		Electronique KN (PMAX-P) 5,26 €/kW		K (PMAX-P) 43,80 €/kW		
Coefficients par poste		1,00	0,76	0,29	0,12	0,01

* Utilisations Longues : un seul dénivelé possible

(a) Ces prix sont à majorer de la TVA, de la contribution au service public de l'électricité (CSPE), de la contribution tarifaire acheminement (CTA), et le cas échéant en fonction de la puissance souscrite, des taxes sur la consommation finale d'électricité (TCFE) instituées par les communes (ou syndicats de communes) et départements, ainsi que de tout nouvel impôt, toute nouvelle taxe ou contribution qui viendraient à être créés.

TARIF VERT - OPTION BASE
En outre-mer et en Corse

Département	Version	Prime fixe (€/kW/an)	Prix de l'énergie (c€/kWh) (*)						Coefficients de puissance réduite				Energie Réactive (c€/kvarh)
			Pointe	Heures Pleines		Heures Creuses		Pointe	Heures Pleines		Heures Creuses		
MARTINIQUE	Longues Utilisations	97,44	12,866	6,866		2,815		1,00	0,32		0,02		1,890
	Moyennes Utilisations	60,24	16,509	7,304		2,997		1,00	0,29		0,01		
	Courtes Utilisations	23,76	22,928	8,072		3,317		1,00	0,21		0,01		
GUADELOUPE	Longues Utilisations	91,68	11,973	6,352		2,982		1,00	0,25		0,04		1,890
	Moyennes Utilisations	46,92	16,504	6,839		3,283		1,00	0,21		0,01		
	Courtes Utilisations	23,16	20,995	7,323		3,581		1,00	0,13		0,01		
GUYANE	Longues Utilisations	110,52	8,368	5,907		3,678		1,00	0,50		0,18		1,890
	Moyennes Utilisations	70,08	13,605	7,207		3,807		1,00	0,46		0,13		
	Courtes Utilisations	22,20	21,303	9,147		4,749		1,00	0,41		0,10		
CORSE (en extinction n'est plus proposé)	Longues Utilisations	123,60	13,719	6,836		3,619		1,00	0,58		0,24		1,890
	Moyennes Utilisations	75,72	24,106	8,415		3,746		1,00	0,54		0,17		
	Courtes Utilisations	21,00	35,227	11,596		4,723		1,00	0,50		0,21		
ST PIERRE & MIQUELON	Longues Utilisations	115,93	9,179	5,856		3,175		1,00	0,58		0,24		1,890
	Moyennes Utilisations	71,23	15,811	7,227		3,175		1,00	0,54		0,16		
	Courtes Utilisations	19,48	24,176	9,993		4,022		1,00	0,49		0,20		
MAYOTTE	Longues Utilisations	57,60	11,278	5,907		4,078		1,00	1,00		1,00		1,890
	Moyennes Utilisations	45,48	15,275	6,393		4,219		1,00	1,00		1,00		
			Pointe	Heures Pleines Été	Heures Creuses Été	Heures Pleines Hiver	Heures Creuses Hiver	Pointe	Heures Pleines Été	Heures Creuses Été	Heures Pleines Hiver	Heures Creuses Hiver	
LA REUNION	Longues Utilisations	89,28	11,810	7,748	5,310	4,151	3,671	1,00	0,49	0,17	0,07	0,01	1,890
	Moyennes Utilisations	47,76	15,594	8,922	5,912	4,561	4,053	1,00	0,47	0,14	0,02	0,01	
	Courtes Utilisations	21,36	20,137	10,338	6,635	5,054	4,511	1,00	0,40	0,03	0,01	0,01	

TARIF VERT - OPTION BASE TE

En Martinique, Guadeloupe, Guyane, Corse et à la Réunion

Département	Version	Prime fixe (€/kW/an)	Prix de l'énergie (c€/kWh) (*)						Coefficients de puissance réduite				Energie Réactive (c€/kvarh)
			Pointe	Saison Haute		Saison Basse		Pointe	Saison Haute		Saison Basse		
MARTINIQUE		41,52	10,666	8,540		7,271		1,00	0,92		0,44		1,890
GUADELOUPE		44,64	12,784	7,955		6,538		1,00	0,83		0,40		1,890
GUYANE		37,32	12,073	7,817		6,047		1,00	0,86		0,53		1,890
			Pointe	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Pointe	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	
CORSE		55,80	20,040	8,167	2,856	5,960	2,226	1,00	0,50	0,31	0,22	0,09	1,890
LA REUNION		44,28	18,928	10,582	5,442	11,210	5,279	1,00	0,84	0,43	0,32	0,14	1,890

	Rémanence d'octroi de mer (c€/kWh)
MARTINIQUE	0,2317
GUADELOUPE	0,1780
GUYANE	0,0000
LA REUNION	0,2719
MAYOTTE	0,2866

(a) Ces prix sont à majorer de la TVA, de la contribution au service public de l'électricité (CSPE), de la contribution tarifaire acheminement (CTA), et le cas échéant l'octroi de mer et, en fonction de la puissance souscrite, des taxes sur la consommation finale d'électricité (TCFE) instituées par les communes (ou syndicats de communes) et départements, ainsi que de tout nouvel impôt, toute nouvelle taxe ou contribution qui viendraient à être créés.

(*) Prix majorés au titre de la rémanence d'octroi de mer

