



DELIBERATION N° 2020-095

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 20 mai 2020 portant décision sur l'évolution de la grille tarifaire des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT au 1^{er} août 2020

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

En application des dispositions de l'article L. 341-3 du code de l'énergie, la CRE fixe les méthodes utilisées pour établir les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité. En outre, ce même article énonce d'une part que « [l]a Commission de régulation de l'énergie se prononce [...] sur les évolutions des tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité » et d'autre part qu'elle « peut prévoir un encadrement pluriannuel d'évolution des tarifs ».

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dits « TURPE HTA-BT » s'appliquent aux utilisateurs raccordés aux réseaux de distribution en haute tension A (HTA) et en basse tension (BT). Par deux délibérations du 17 novembre 2016¹ puis du 19 janvier 2017², la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a fixé les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT applicables à compter du 1^{er} août 2017.

Par décision du 9 mars 2018, le Conseil d'Etat a annulé le TURPE 5 HTA-BT. A la suite de cette décision, la CRE a défini, par la délibération n° 2018-148 du 28 juin 2018³ (ci-après la « Délibération tarifaire »), un nouveau tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité dit « TURPE 5 bis HTA-BT » conforme aux principes énoncés dans la décision du Conseil d'Etat susmentionnée. Le nouveau TURPE 5 bis HTA-BT est entré en vigueur le 1^{er} août 2018, pour une durée d'environ 3 ans.

Par ailleurs, la Délibération tarifaire a reconduit les modalités de prise en compte des charges liées à la gestion de clientèle en contrat unique qui avaient été définies par la délibération de la CRE n° 2017-239 du 26 octobre 2017⁴. Les niveaux de la composante de gestion (CG) pour les utilisateurs en contrat unique ont augmenté pour prendre en compte le montant moyen de la rémunération des fournisseurs par les GRD au titre de la gestion de ces utilisateurs, à hauteur d'un montant moyen R_f .

Dans ce cadre, la présente délibération a pour objet de :

- faire évoluer la grille tarifaire du TURPE 5 bis HTA-BT de + 2,75 % au 1^{er} août 2020, en application des formules d'évolution annuelle prévues par la Délibération tarifaire ;
- ajuster le montant du paramètre R_f au 1^{er} août 2020 pour les clients BT ≤ 36 kVA, en application des formules d'évolution annuelle prévues par cette même délibération.

¹ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT

² Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 19 janvier 2017 portant décision sur la demande de la ministre de l'environnement, de l'énergie et de la mer, en charge des relations internationales sur le climat, d'une nouvelle délibération sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT

³ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie n° 2018-148 du 28 juin 2018 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT

⁴ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie n° 2017-239 du 26 octobre 2017 portant modification de la délibération de la CRE du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT.

SOMMAIRE

1. CADRE EN VIGUEUR POUR L'EVOLUTION DES TARIFS D'UTILISATION DES RESEAUX PUBLICS D'ELECTRICITE DANS LES DOMAINES DE TENSION HTA ET BT.....	3
1.1 DELIBERATION DU 28 JUIN 2018 – TARIF TURPE 5 BIS	3
1.2 EVOLUTION SPECIFIQUE DE LA COMPOSANTE DE GESTION.....	3
2. EVOLUTION DE LA GRILLE TARIFAIRE DU TURPE 5 BIS HTA-BT AU 1^{ER} AOUT 2020	4
2.1 SOLDE DU CRCP AU 1 ^{ER} JANVIER 2020.....	4
2.1.1 Solde du CRCP au 1 ^{er} janvier 2019.....	4
2.1.2 Revenu autorisé calculé ex post au titre de l'année 2019	4
2.1.3 Recettes perçues par Enedis au titre de l'année 2019	4
2.1.4 Solde du CRCP au 1 ^{er} janvier 2020	5
2.2 PARAMETRES D'EVOLUTION DE LA GRILLE TARIFAIRE TURPE 5 BIS HTA-BT AU 1 ^{ER} AOUT 2020.....	5
2.2.1 Evolution de l'indice des prix à la consommation hors tabac.....	5
2.2.2 Coefficient K_{2020} en vue de l'apurement du solde du CRCP	5
2.2.3 Coefficient Y_{2020} prenant en compte les effets de la décision du Conseil d'Etat	5
2.2.4 Coefficients d'évolution de la grille tarifaire du TURPE au 1 ^{er} août 2020.....	6
2.2.5 Evolution du paramètre R_r	6
DECISION DE LA CRE	7
ANNEXE 1 : CALCUL DU REVENU AUTORISE EX POST AU TITRE DE L'ANNEE 2019	8
POSTES DE CHARGES PRIS EN COMPTE POUR LE CALCUL EX POST AU TITRE DE L'ANNEE 2019	9
POSTES DE RECETTES PRIS EN COMPTE POUR LE CALCUL EX POST AU TITRE DE L'ANNEE 2019	11
INCITATIONS FINANCIERES AU TITRE DE LA REGULATION INCITATIVE AU TITRE DE L'ANNEE 2019	11
APUREMENT DU SOLDE DU CRCP DU TURPE 4 HTA-BT (3.3.8).....	13
MONTANT IMPUTE AU CRL DU PROJET LINKY (3.3.9)	13
ANNEXE 2 : BILAN DE LA REGULATION INCITATIVE DE LA QUALITE DE SERVICE D'ENEDIS POUR L'ANNEE 2019	14
ANNEXE 3 : BILAN DE LA REGULATION INCITATIVE DE LA CONTINUTE D'ALIMENTATION D'ENEDIS POUR L'ANNEE 2019	15
ANNEXE 4 : COEFFICIENTS TARIFAIRES APPLICABLES AU 1^{ER} AOUT 2020.....	16
ANNEXE 5 : COEFFICIENTS D'EVOLUTION ANNUELLE SPECIFIQUES S_i.....	26
ANNEXE 6 : VERSION CORRIGÉE DE L'ANNEXE 7 (REGULATION INCITATIVE DES CHARGES LIEES A LA COMPENSATION DES PERTES) DE LA DELIBERATION DE LA CRE DU 28 JUIN 2018 PORTANT DÉCISION SUR LES TARIFS D'UTILISATION DES RÉSEAUX PUBLICS D'ÉLECTRICITÉ DANS LE DOMAINE DE TENSION HTA ET BT	27

1. CADRE EN VIGUEUR POUR L'EVOLUTION DES TARIFS D'UTILISATION DES RESEAUX PUBLICS D'ELECTRICITE DANS LES DOMAINES DE TENSION HTA ET BT

1.1 Délibération du 28 juin 2018 – Tarif TURPE 5 bis

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT, dits « TURPE 5 bis HTA-BT », sont entrés en vigueur le 1^{er} août 2018, en application de la Délibération tarifaire. Ces tarifs sont conçus pour s'appliquer pour une durée d'environ trois ans, avec un ajustement mécanique au 1^{er} août de chaque année.

La Délibération tarifaire prévoit que, à compter du 1^{er} août 2019, la grille tarifaire du TURPE 5 bis HTA-BT évolue en moyenne au 1^{er} août de chaque année N , en appliquant au tarif en vigueur au 31 juillet de l'année N la variation suivante :

$$Z_N = IPC_N + K_N + Y_N$$

Avec :

- Z_N : pourcentage d'évolution annuelle au 1^{er} août ;
- IPC_N : pourcentage d'évolution, entre la valeur moyenne de l'indice mensuel des prix à la consommation hors tabac sur l'année calendaire $N-1$ et la valeur moyenne du même indice sur l'année calendaire $N-2$, tel que calculée par l'INSEE pour l'ensemble des ménages France entière (référéncé INSEE 1763852, indice construit à partir de l'indice 641194 historiquement utilisé par la CRE) ;
- K_N : évolution de la grille tarifaire, en pourcentage, provenant de l'apurement du solde du Compte de Régularisation des Charges et Produits (CRCP). Le terme K_N ne peut entraîner, à lui seul, une hausse ou une baisse de plus de 2 % de la grille tarifaire en vigueur ;
- Y_N : évolution de la grille tarifaire, en pourcentage, provenant de la mise en œuvre de la décision du Conseil d'Etat et de l'évolution du taux d'imposition sur les sociétés.

La Délibération tarifaire prévoit également que cette évolution moyenne se traduit par des évolutions différenciées en fonction des types de coefficients de la grille tarifaire, des domaines de tension et des puissances souscrites : 4 coefficients d'évolution annuelle spécifiques S_i , applicables à 4 catégories i de coefficients de la grille tarifaire, sont définis dans la Délibération tarifaire et présentés ci-après. L'introduction de coefficients spécifiques S_i , dans la délibération du 17 novembre 2016 et repris dans la Délibération tarifaire, résulte de l'évolution de la structure sur la répartition des coûts entre domaines de tension, introduite dans le cadre de TURPE 5 dans le but de mieux refléter les coûts engendrés par les différents utilisateurs du réseau. La Délibération tarifaire a prévu un lissage de cette évolution dans le temps, compte tenu des évolutions de facture engendrées.

Dès lors, les coefficients d'évolution annuelle de l'année N sont définis, pour $i = 1, 2, 3$ ou 4 , comme :

$$Z_{N,i} = IPC_N + K_N + Y_N + S_i$$

La valeur des coefficients S_i , pour $i = 1, 2, 3$ ou 4 , est la suivante :

- $S_1 = - 0,95 \%$
- $S_2 = - 0,38 \%$
- $S_3 = + 0,35 \%$
- $S_4 = 0 \%$

Le détail des coefficients tarifaires concernés par les coefficients d'évolution annuelle spécifiques ainsi que les formules précisant leur variation sont présentés dans l'annexe 5 de la présente délibération.

1.2 Evolution spécifique de la composante de gestion

La Délibération tarifaire a reconduit les modalités de prise en compte des charges liées à la gestion de clientèle en contrat unique qui avaient été définies par la délibération de la CRE n°2017-239 du 26 octobre 2017. Les niveaux de la composante de gestion (CG) pour les utilisateurs en contrat unique ont augmenté pour prendre en compte le montant moyen de la rémunération des fournisseurs par les GRD au titre de la gestion de ces utilisateurs, à hauteur d'un montant moyen R_r .

La Délibération tarifaire prévoit par ailleurs que le montant de la composante de gestion du TURPE 5 bis HTA-BT évolue automatiquement pour prendre en compte le montant moyen par client de la rémunération des fournisseurs. Son montant évolue donc au 1^{er} août de chaque année, à l'occasion de l'évolution annuelle des tarifs, pour tenir compte de l'évolution de la part des clients en offre de marché et au tarif réglementé de vente (TRV) et en fonction des coûts moyens estimés par catégorie de clients.

2. EVOLUTION DE LA GRILLE TARIFAIRE DU TURPE 5 BIS HTA-BT AU 1^{ER} AOUT 2020

2.1 Solde du CRCP au 1^{er} janvier 2020

Le solde du CRCP au 31 décembre 2019 est calculé comme la somme :

- du solde du CRCP au 1^{er} janvier 2019 ;
- et de la différence entre le revenu autorisé calculé *ex post* au titre de l'année 2019 et les recettes tarifaires perçues par Enedis au titre de cette même année.

Le solde du CRCP au 1^{er} janvier 2020 est obtenu en actualisant le solde du CRCP au 31 décembre 2019 au taux sans risque en vigueur de 2,7 %.

2.1.1 Solde du CRCP au 1^{er} janvier 2019

Le solde du CRCP au 1^{er} janvier 2019 est fixé à - 79 M€₂₀₁₉ par la délibération d'évolution annuelle n°2019-138 du 25 juin 2019.

2.1.2 Revenu autorisé calculé *ex post* au titre de l'année 2019

Le revenu autorisé *ex post* au titre de 2019 s'élève à 13 939 M€ (13 703 M€ hors contrepartie versée aux fournisseurs pour la gestion des clients en contrat unique), et est supérieur de 323 M€ (86 M€ hors contrepartie versée aux fournisseurs pour la gestion des clients en contrat unique) au montant prévisionnel pris en compte dans la Délibération tarifaire. Cet écart s'explique notamment par :

- des charges relatives à la compensation des pertes de 1 075 M€, supérieures de 152 M€ aux valeurs prévisionnelles retenues dans la Délibération tarifaire ;
- des charges relatives aux contributions d'Enedis dans le cadre du FPE de 360 M€, supérieures de 190 M€ aux valeurs prévisionnelles retenues dans la Délibération tarifaire ;
- des charges de capital de 4 235 M€, inférieures de 126 M€ à la trajectoire de la Délibération tarifaire ;
- des contributions perçues des utilisateurs au titre du raccordement de 735 M€, supérieures de 77 M€ à la valeur prévisionnelle de la Délibération tarifaire ;
- des charges relatives à la contrepartie versée aux fournisseurs pour la gestion des clients en contrat unique de 236 M€, faisant l'objet d'une trajectoire initiale nulle dans la Délibération tarifaire.

Les montants et explications poste à poste sont détaillés en annexe 1.

2.1.3 Recettes perçues par Enedis au titre de l'année 2019

Les recettes tarifaires perçues par Enedis au titre de l'année 2019 ont été de 13 583 M€ et se décomposent de la manière suivante :

- 13 351 M€ pour les recettes TURPE hors R_r inférieures de 228 M€ au montant prévisionnel estimé pour 2019. Cet écart s'explique notamment par une inflation inférieure à l'inflation prévisionnelle utilisée dans la Délibération tarifaire, ainsi qu'à un volume acheminé plus faible, 347 TWh livrés contre 354 TWh prévus ;
- 232 M€ pour les recettes collectées via le paramètre R_r , non prises en compte dans les recettes prévisionnelles.

2.1.4 Solde du CRCP au 1^{er} janvier 2020

En application des dispositions de la Délibération tarifaire, le solde du CRCP du TURPE 5 bis HTA-BT d'Enedis au 1^{er} janvier 2020 atteint 367 M€₂₀₂₀ en faveur d'Enedis⁵. Il se décompose de la manière suivante :

Composantes du CRCP total à apurer au 1 ^{er} janvier 2020	Montant (M€)
Solde du CRCP au 1 ^{er} janvier 2019 [A]	- 79 M€ ₂₀₁₉
Revenu autorisé calculé ex post au titre de l'année 2019 (hors contrepartie fournisseurs) [B]	13 703 M€ ₂₀₁₉
Recettes perçues par Enedis au titre de l'année 2019 (hors R _f) [C]	13 351 M€ ₂₀₁₉
Charges relatives à la contrepartie versée aux fournisseurs pour la gestion des clients en contrat unique [D]	236 M€ ₂₀₁₉
Recettes collectées via le paramètre R _r [E]	232 M€ ₂₀₁₉
Solde du CRCP au 31 décembre 2019 [A]+[B]+[D]-[C]-[E]	277 M€₂₀₁₉
Actualisation au taux de 2,7 %	7,5 M€
Solde du CRCP au 1^{er} janvier 2020	285 M€₂₀₂₀

2.2 Paramètres d'évolution de la grille tarifaire TURPE 5 bis HTA-BT au 1^{er} août 2020

2.2.1 Evolution de l'indice des prix à la consommation hors tabac

L'inflation réalisée entre l'année 2018 et l'année 2019 (IPC₂₀₂₀) est égale à + 0,92 %.

2.2.2 Coefficient K₂₀₂₀ en vue de l'apurement du solde du CRCP

La Délibération tarifaire prévoit que l'évolution de la grille tarifaire au 1^{er} août 2020 prend en compte un coefficient K₂₀₂₀ qui vise à apurer, d'ici le 31 juillet 2021, le solde du CRCP au 1^{er} janvier 2020. Le coefficient K₂₀₂₀ est plafonné à +/- 2%.

La détermination du coefficient K₂₀₂₀ nécessite d'évaluer les apurements prévisionnels du 1^{er} janvier 2020 au 31 juillet 2020. Ces apurements prévisionnels sont évalués comme l'écart entre :

- les recettes prévisionnelles résultant de l'application des grilles tarifaires effectivement mises en œuvre sur cette période ;
- les recettes prévisionnelles corrigées de l'inflation réalisée sur cette période.

Compte-tenu des éléments qui précèdent, le coefficient K₂₀₂₀ est de + 1,85 %.

2.2.3 Coefficient Y₂₀₂₀ prenant en compte les effets de la décision du Conseil d'Etat

Afin de prendre en compte les effets de la décision du Conseil d'Etat du 9 mars 2018, la Délibération tarifaire a introduit un facteur Y_N qui évolue également au 1^{er} août de chaque année N.

L'impact de la modification du périmètre des capitaux propres régulés induite par la décision du Conseil d'Etat et de la révision du taux d'imposition sur les sociétés conduit, pour l'année 2020, à un revenu autorisé supplémentaire de 1,8 M€₂₀₂₀ en faveur d'Enedis qui se décompose comme suit :

Impact sur le niveau du revenu autorisé d'Enedis par rapport aux montants pris en compte dans la délibération TURPE 5 HTA-BT (en M€ courants)	2020
Modification du périmètre des capitaux propres régulés	61,1
Révision du taux d'imposition sur les sociétés (montant prévisionnel)	- 59,3

Pour prendre en compte ce revenu supplémentaire, la Délibération tarifaire a introduit en 2018 un coefficient Y₂₀₁₈ = + 0,06% pour un revenu supplémentaire de 8M€ en 2018. En 2019, ce revenu supplémentaire a été de 5 M€, inférieur à celui de 2018, et a conduit à un Y₂₀₁₉ = - 0,02 %. Pour l'année 2020, le coefficient Y₂₀₂₀ est égal à - 0,02 % dû à un revenu supplémentaire de 2 M€.

⁵ 367 M€ doivent être versés par les utilisateurs au cours de la période du 1^{er} janvier 2020 au 31 juillet 2021 pour apurer ce CRCP.

2.2.4 Coefficients d'évolution de la grille tarifaire du TURPE au 1^{er} août 2020

La grille tarifaire du TURPE 5 bis HTA-BT, applicable au 1^{er} août 2020, est définie par la présente délibération. Elle correspond à une augmentation moyenne de 2,75 % par rapport à la grille tarifaire actuellement en vigueur.

L'évolution moyenne de cette grille tarifaire, au 1^{er} août 2020, est obtenue en appliquant au tarif en vigueur la variation suivante :

$$Z_{2020} = IPC_{2020} + K_{2020} + Y_{2020} = 0,92\% + 1,85\% - 0,02\% = 2,75\%$$

Les coefficients d'évolution annuelle spécifiques de l'année 2020 pour $i = 1, 2, 3$ ou 4 , obtenus par l'application de la formule :

$$Z_{2020,i} = IPC_{2019} + K_{2020} + Y_{2020} + S_i$$

sont les suivants :

Evolution annuelle au 1 ^{er} août 2020	IPC_{2020}	K_{2020}	Y_{2020}	S_i	$Z_{2020,i}$
Coefficient d'évolution annuelle spécifique $i=1$	0,92 %	1,85 %	- 0,02 %	- 0,95 %	1,80 %
Coefficient d'évolution annuelle spécifique $i=2$	0,92 %	1,85 %	- 0,02 %	- 0,38 %	2,37 %
Coefficient d'évolution annuelle spécifique $i=3$	0,92 %	1,85 %	- 0,02 %	+ 0,35 %	3,10 %
Coefficient d'évolution annuelle spécifique $i=4$	0,92 %	1,85 %	- 0,02 %	0,00 %	2,75 %

2.2.5 Evolution du paramètre R_r

La part des utilisateurs d'Enedis ayant souscrit à une offre de marché avec leur fournisseur s'établit au 31 décembre 2019 à 29,7 %, en augmentation par rapport au 31 décembre 2018 où elle était de 24,95 %.

Il en résulte que le montant du paramètre R_r , identique pour l'ensemble des GRD, est :

- pour les clients $BT \leq 36$ kVA de 5,99 € par an pour la période du 1^{er} août 2020 au 31 juillet 2021, au lieu de 5,52 € par an pour la période du 1^{er} août 2019 au 31 juillet 2020.

Pour les clients HTA et $BT > 36$ kVA le paramètre R_r est fixé pour l'ensemble de la période couverte par la Délibération tarifaire. Il s'élève à :

- 156,00 € par an pour les utilisateurs HTA ;
- 78,00 € par an pour les utilisateurs $BT > 36$ kVA.

DECISION DE LA CRE

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT (dits « TURPE 5 bis HTA-BT ») sont entrés en vigueur le 1^{er} août 2018, en application de la délibération tarifaire de la CRE n° 2018-148 du 28 juin 2018.

En application des modalités prévues par la délibération tarifaire, l'évolution annuelle du tarif HTA et BT résulte :

- d'une évolution moyenne à la hausse de $Z_{2020} = + 2,75 \%$ en application de la formule définie dans la Délibération tarifaire :

$$Z_{2020} = IPC_{2020} + K_{2020} + Y_{2020} = 0,92 \% + 1,85 \% - 0,02 \% = + 2,75 \%$$

- et du paramètre R_f de 156,00 € par an pour les utilisateurs HTA, 78,00 € par an pour les utilisateurs BT > 36 kVA et 5,99 € par an pour les utilisateurs BT ≤ 36 kVA ;

Les coefficients de la grille tarifaire du TURPE 5 HTA et BT qui découlent de la présente évolution figurent en annexe 4 de la présente délibération. Ils entrent en vigueur le 1^{er} août 2020.

En application de l'article L. 341-3 du code de l'énergie, la présente délibération sera publiée au *Journal officiel* de la République française, elle sera publiée sur le site internet de la CRE et transmise à la ministre de la transition écologique et solidaire ainsi qu'au ministre de l'économie et des finances.

Délibéré à Paris, le 20 mai 2020.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le président,

Jean-François CARENCO

ANNEXE 1 : CALCUL DU REVENU AUTORISE EX POST AU TITRE DE L'ANNEE 2019

Le tableau ci-après présente le revenu autorisé calculé *ex post* pour les postes de charges, de recettes et les incitations financières au titre de l'année 2019. Il indique également, le montant prévisionnel pris en compte dans la Délibération tarifaire et l'écart entre le revenu autorisé calculé *ex post* et ce montant prévisionnel.

La convention de signe de ce tableau est la suivante : un montant positif représente un montant à couvrir par le tarif, tel qu'une charge ou un bonus pour Enedis ; un montant négatif représente un montant venant réduire les charges couvertes par le tarif au titre du CRCP, telles qu'un produit ou une pénalité pour Enedis.

Montants au titre de l'année 2019 (en M€)	Montants pris en compte pour le revenu autorisé calculé <i>ex post</i> [A]	Montants prévisionnels définis dans la délibération TURPE 5 bis [B]	Ecart [A]-[B]	Ecart en %
Charges				
Charges nettes d'exploitation (CNE) incitées (3.3.5.1)	4 743	4 740	3	+ 0,1%
Charges de capital incitées "hors réseaux" (3.3.5.2)	209	209	-	-
Autres charges de capital (charges de capital non incitées) (3.3.5.3)	4 235	4 361	-126	- 2,9%
Valeur nette comptable des immobilisations démolies (3.3.5.4)	71	64	7	+ 10,7%
Charges liées au au paiement du TURPE HTB pour les postes sources d'Enedis (3.3.5.5)	3 616	3 657	- 41	-1,1%
Charges liées au raccordement des postes sources au réseau public de transport (3.3.5.6)	40	59	- 19	- 32,7%
Charges liées à la compensation des pertes (3.3.5.7)	1 075	923	152	+ 16,5%
Charges relatives aux impayés correspondants au paiement du TURPE (3.3.5.8)	81	87	- 6	- 7,2%
Charges relatives aux contributions d'Enedis dans le cadre du FPE (3.3.5.9)	360	170	190	+ 112%
Charges relatives aux redevances de concession (3.3.5.10)	283	331	- 48	- 14,5%
Charges relatives à la contrepartie versée aux fournisseurs pour la gestion des clients en contrat unique (3.3.5.11)	236	-	236	-
Montants retenus au titre du mécanisme de prise en compte des projets de déploiement industriel des réseaux électriques intelligents (3.3.5.12)	-	-	-	-
Plafond pénalités de coupure versées aux clients (coupure de + de 5h) (1.3.3.2)	37	-	37	-
Ecart annuel entre recettes prévisionnelles et revenu autorisé prévisionnel (3.3.5.13)	- 37	- 37	-	-
Recettes				
Contributions des utilisateurs reçues au titre du raccordement (3.3.6.1)	735	658	77	+ 11,6%
Ecart de recettes liées à des évolutions non prévues de tarifs des prestations annexes (3.3.6.2)	-	-	-	-
Montant déterminé par la CRE au titre de la prise en compte des contrats conclus par le groupe EDF avec des tiers relatifs au comptage évolué (3.3.6.3)	-	-	-	-
Incitations financières				
Régulation incitative des coûts unitaires des investissements dans les réseaux (3.3.7.1)	27	-	27	-
Régulation incitative spécifique au projet de comptage évolué Linky (3.3.7.2)	12	-	12	-
Régulation incitative de la continuité d'alimentation (3.3.7.3)	13	-	13	-
Régulation incitative de la qualité de service (3.3.7.4)	- 0,1	-	- 0,1	-
Apurement du solde du CRCP du TURPE 4 HTA-BT (3.3.8)	21	21	-	-
Montant imputé au CRL du projet Linky (3.3.9)	304	304	-	-
Total du revenu autorisé	13 939	13 616	323	+ 2,4 %

Postes de charges pris en compte pour le calcul ex post au titre de l'année 2019

a) Charges nettes d'exploitation (CNE) incitées (3.3.5.1)

Le montant retenu dans le calcul ex post du revenu autorisé au titre de l'année 2019 est égal à 4 743 M€, soit la valeur de référence définie dans la Délibération tarifaire (4 740 M€) :

- divisée par l'inflation prévisionnelle cumulée entre l'année 2015 et l'année 2018 (1,0276) ;
- multipliée par l'inflation réalisée cumulée entre l'année 2015 et l'année 2018 (1,0282).

b) Charges de capital incitées "hors réseaux" (3.3.5.2)

Le montant retenu dans le calcul ex post du revenu autorisé au titre de l'année 2019 est égal à la valeur de référence définie dans la Délibération tarifaire, soit 209 M€.

c) Autres charges de capital (charges de capital non incitées) (3.3.5.3)

Le montant des charges de capital non incitées est égal à la différence entre :

- le montant des charges de capital, calculées en se fondant sur les investissements effectivement réalisés, les sorties d'actifs, les postes de passif du bilan d'Enedis ainsi que les dotations nettes aux amortissements et aux provisions pour renouvellement d'Enedis ;
- le montant des charges de capital incitées « hors réseaux ».

Le montant retenu dans le calcul ex post du revenu autorisé au titre de l'année 2019 est égal à 4 235 M€, correspondant à un écart de - 126 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la Délibération tarifaire (4 361 M€).

d) Valeur nette comptable des immobilisations démolies (3.3.5.4)

Le montant retenu dans le calcul ex post du revenu autorisé au titre de l'année 2019 est égal à la valeur nette comptable des immobilisations démolies, soit 71 M€, correspondant à un écart de 7 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la Délibération tarifaire (64 M€). Cet écart s'explique principalement par le renouvellement des compteurs des clients marché d'affaires ainsi qu'à une opération de retrait de disjoncteurs défaillants.

e) Charges liées au paiement du TURPE HTB pour les postes sources d'Enedis (3.3.5.5)

Le montant retenu pour le calcul ex post du revenu autorisé au titre de l'année 2019 est égal aux charges liées au paiement du TURPE HTB par Enedis, soit 3 616 M€, correspondant à un écart de - 41 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la Délibération tarifaire (3 657 M€).

f) Charges liées au raccordement des postes sources au réseau public de transport (3.3.5.6)

Le montant retenu pour le calcul ex post du revenu autorisé au titre de l'année 2019 est égal aux charges d'Enedis liées au raccordement des postes sources au réseau public de transport, soit 40 M€, correspondant à un écart de - 19 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la Délibération tarifaire (59 M€). Cet écart s'explique principalement par le décalage de chantiers par Enedis (20 M€) et par des abandons de projets (13 M€).

g) Charges liées à la compensation des pertes (3.3.5.7)

Le montant retenu pour le calcul ex post du revenu autorisé au titre de l'année 2019 est égal à la somme des charges d'Enedis liées à la compensation des pertes, soit 1 096 M€, et de la régulation incitative des pertes dans les réseaux, soit un malus de - 20,4 M€. Les charges liées à la compensation des pertes prises en compte dans le revenu autorisé 2019 s'élèvent donc à 1 075 M€ correspondant à un écart de 152 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la Délibération tarifaire (923 M€). Cet écart s'explique principalement par un effet prix (137 M€), l'hypothèse de prix d'achat des pertes dans les trajectoires TURPE 5bis, 38,8€/MWh, alors que le prix d'achat moyen des pertes a été en 2019 de 44,3€/MWh.

La régulation incitative des pertes dans les réseaux donne lieu en 2019 à un malus de - 20,4 M€, cette incitation est la somme :

- de la valeur prévisionnelle de la régulation incitative des pertes au titre de l'année 2018, soit - 22,4 M€, cette incitation est calculée suivant les modalités de calcul présentées au paragraphe 3.3.5.7 de la Délibération tarifaire et dans l'annexe 7 de la Délibération tarifaire, cette annexe a fait l'objet de corrections d'erreurs dans les formules de calcul du prix de référence, une version corrigée de l'annexe 7 est jointe à la présente délibération (Annexe 6) ;
- de la correction de la valeur prévisionnelle de la régulation incitative des pertes au titre de l'année 2017. La valeur prévisionnelle prise en compte lors de l'évolution annuelle du 1^{er} août 2019 était de - 14,3 M€. A la suite du calcul avec les données définitives, la valeur définitive est de - 12,2 M€. Ainsi la correction de la régulation incitative pour l'année 2017 est de 2,1 M€ en faveur d'Enedis.

h) Charges relatives aux impayés correspondants au paiement du TURPE (3.3.5.8)

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2019 est égal à 81 M€, correspondant à la somme des charges et des produits de l'année 2019 au titre de la prise en charge par Enedis des impayés pour la part correspondant au paiement du TURPE. Ce montant correspond à un écart de - 6 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la Délibération tarifaire (87 M€).

i) Charges relatives aux contributions d'Enedis dans le cadre du FPE (3.3.5.9)

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2019 est égal à 360 M€, correspondant à la somme des dotations et des contributions versées par Enedis en 2019 au titre du fonds de péréquation de l'électricité. Pour l'année 2019, les versements effectués par Enedis au titre du FPE se décomposent de la manière suivante :

- 188,4 M€ versés à EDF SEI correspondant au montant défini dans la délibération de la CRE n° 2018-191 du 24 juillet 2019 ;
- 16,8 M€ versés à Electricité de Mayotte correspondant au montant défini dans la délibération de la CRE n° 2018-110 du 23 mai 2019 ;
- 18,2 M€ versés à GÉRÉDIS correspondant au montant défini dans la délibération de la CRE n° 2018-109 du 23 mai 2019 ;
- 79,5 M€ au titre du versement d'Enedis au Fonds de Péréquation pour la méthode forfaitaire pour les années 2012 à 2017, fixé par les arrêtés du 13 juin 2019 ;
 - l'arrêté du 13 juin 2019 relatif aux années 2012 à 2017 établit la contribution d'Enedis au Fonds de Péréquation de l'Electricité à 159,7 M€, 80,2 M€ ont été versés en mars 2020 et seront pris en compte dans le CRCP de l'année 2020 ;
- 29,1 M€ au titre du versement d'Enedis au Fonds de Péréquation pour la méthode forfaitaire pour l'année 2018, fixé par l'arrêté du 8 octobre 2019 ;
- 28,2 M€ au titre du versement d'Enedis au Fonds de Péréquation pour la méthode forfaitaire pour l'année 2019, fixé par l'arrêté du 8 octobre 2019.

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2019 correspond à un écart de 190 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la Délibération tarifaire (170 M€). Cet écart s'explique principalement par les arrêtés des 13 juin et 8 octobre 2019 fixant le montant des versements d'Enedis au titre du FPE pour la méthode forfaitaire pour les années 2012 à 2019.

j) Charges relatives aux redevances de concession (3.3.5.10)

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2019 est égal à 283 M€, correspondant à la somme des redevances de concessions versées par Enedis en 2019 aux autorités organisatrices de la distribution publique d'électricité. Ce montant correspond à un écart de - 48 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la Délibération tarifaire (331 M€). Cet écart s'explique principalement par un décalage des renouvellements des contrats de concession par rapport à la trajectoire TURPE 5bis.

k) Charges relatives à la contrepartie versée aux fournisseurs pour la gestion des clients en contrat unique (3.3.5.11)

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2019 est égal à 236 M€. Ce montant est constitué de la somme des contreparties versées par Enedis aux fournisseurs au titre de la gestion des clients en contrat unique en 2019.

Ce montant correspond à un écart de 236 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la Délibération tarifaire (0 M€). Ces versements sont compensés par des recettes perçues par Enedis au travers d'un paramètre Rf ajouté à la composante de gestion facturée par Enedis. Comme l'ensemble des recettes, les revenus collectés à travers le paramètre Rf sont pris en compte dans le calcul du CRCP d'Enedis. Ainsi, seuls les écarts résiduels entre la rémunération moyenne des fournisseurs versée par Enedis et l'augmentation moyenne de la composante de gestion seront compensés via le CRCP.

l) Montants retenus au titre du mécanisme de prise en compte des projets de déploiement industriel des réseaux électriques intelligents (3.3.5.12)

Enedis peut demander, une fois par an, pour une prise en compte lors de l'évolution annuelle du TURPE, l'intégration des surcoûts de charges d'exploitation liées à un projet, ou un ensemble de projets, relevant du déploiement des réseaux électriques intelligents (*smart grids*).

Enedis n'a pas fait de demande en ce sens et le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2019 est donc égal à 0 M€, ce montant ne présente pas d'écart avec la valeur prévisionnelle définie dans la Délibération tarifaire (0 M€).

m) Plafond pénalités de coupure versées aux clients (coupure de + de 5h)

La Délibération tarifaire prévoit le versement par Enedis aux utilisateurs, au titre du mécanisme de pénalité pour les coupures longues (défini au paragraphe 2 de l'annexe 3 de la Délibération tarifaire). Enedis est couvert ex-ante d'un montant de 38 M€ pour le versement de ces pénalités. Les pénalités sont prises en compte au CRCP pour la seule part de ce montant dépassant, le cas échéant, le niveau de 80 M€ (lorsque le montant cumulé est inférieur à 80 M€, aucun montant n'est donc pris en compte).

En 2019 Enedis a versé des pénalités pour coupures pour un montant total de 117 M€, ainsi une charge de 37 M€ est comptabilisée dans le CRCP d'Enedis pour l'année 2019. Ce montant de pénalités pour coupures longues s'explique par des épisodes de neige collante aux mois de novembre et décembre 2019 qui ont entraîné des coupures exceptionnelles qui ont représenté des versements de pénalités de l'ordre de 48 M€.

n) Ecart annuel entre recettes prévisionnelles et revenu autorisé prévisionnel (3.3.5.13)

Les écarts annuels entre les recettes prévisionnelles et le revenu autorisé prévisionnel sont ceux résultant de l'équilibre sur la période 2018-2020 entre les recettes prévisionnelles et le revenu autorisé prévisionnel d'Enedis pris en compte pour l'élaboration du TURPE 5 bis HTA-BT.

Le montant retenu dans le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2019 est égal à la valeur de référence définie dans la Délibération tarifaire, soit – 37 M€.

Postes de recettes pris en compte pour le calcul *ex post* au titre de l'année 2019

a) Contributions des utilisateurs reçues au titre du raccordement (3.3.6.1)

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2019 est égal à 735 M€, correspondant aux recettes effectivement perçues par Enedis en 2019 au titre des contributions liées au raccordement. Ce montant correspond à un écart de 77 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la Délibération tarifaire (658 M€). Cet écart s'explique principalement par l'augmentation des raccordements producteurs en particulier en lien avec les Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des Energies Renouvelables (SRRRER).

b) Ecart de recettes liées à des évolutions non prévues de tarifs des prestations annexes (3.3.6.2)

La délibération n° 2019-136 du 25 juin 2019 a ajouté au catalogue la prestation « modification de puissance de raccordement en injection pour les producteurs raccordés dans le domaine de tension BT ≤ 36 kVA » et a modifié la prestation « transmission récurrente de la courbe de charge pour les sites raccordés dans les domaines de tension HTA et BT > 36 kVA » qui n'est désormais plus facturée. Les écarts de recettes dus à la modification du catalogue sont négligeables en 2019.

Ainsi, le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2019 est nul.

c) Montant déterminé par la CRE au titre de la prise en compte des contrats conclus par le groupe EDF avec des tiers relatifs au comptage évolué (3.3.6.3)

Enedis est tenu de faire part à la CRE de tout nouveau contrat relatif au comptage évolué qui serait conclu entre le groupe EDF et des tiers pendant la période TURPE 5 bis.

Dans le cas où les recettes qui en découleraient seraient significatives, la question de leur partage entre les utilisateurs du réseau et Enedis pourrait être posée. Le cas échéant, la CRE pourra prendre en compte dans le TURPE 5 bis, en tout ou partie, les conséquences financières qui résulteraient de tels contrats.

Les montants retenus pour le calcul du revenu autorisé calculé *ex post* sont ceux définis par la CRE, le cas échéant, au titre d'un tel partage.

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2019 est égal à 0 M€.

Incitations financières au titre de la régulation incitative au titre de l'année 2019

a) Régulation incitative des coûts unitaires des investissements dans les réseaux (3.3.7.1)

L'incitation liée à la régulation incitative des coûts unitaires d'investissements dans les réseaux est dans un premier temps calculée sur la base de données provisoires, et l'année suivante sur la base de données mises à jour. Ainsi le montant de référence pris en compte au titre du calcul *ex post* du revenu autorisé pour l'année 2019 est égal à la somme entre :

- l'écart entre l'incitation annuelle au titre de l'année 2017, basée sur des données provisoires, et l'incitation annuelle au titre de l'année 2017 sur la base des données définitives (7,4 M€) ;
- le montant de l'incitation annuelle au titre de l'année 2018, calculée sur la base des données provisoires (19,3 M€).

Ainsi le montant de référence pris en compte au titre du calcul *ex post* du revenu autorisé pour l'année de 2019 représente un bonus de 26,7 M€. Cette valeur pourra être corrigée lors du calcul du revenu autorisé de l'année 2020 avec les valeurs définitives de l'année 2018.

b) Régulation incitative spécifique au projet de comptage évolué Linky (3.3.7.2)

Le montant de référence retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé est égal à la somme, pour l'année considérée, des incitations financières relatives au projet de comptage évolué « Linky », telles que définies par la délibération de la CRE du 17 juillet 2014 portant décision sur le cadre de régulation incitative du système de comptage évolué d'Enedis⁶ (ci-après « la Délibération Linky »).

Incitation relative aux coûts du projet Linky

La Délibération Linky prévoit une incitation financière relative aux coûts du projet de comptage évolué d'Enedis (coût unitaire des compteurs et des systèmes associés et coût des systèmes d'information) calculée annuellement. Cette incitation prend la forme d'un bonus/malus, s'ajoutant à la prime de 3 % de rémunération des actifs mis en service dans le cadre de ce projet.

Avec près de 7,5 millions de compteurs immobilisés à fin 2018, la base d'actifs de référence liée au projet de comptage évolué s'élève à 2 032 M€ au 31 décembre 2018. La base d'actifs réalisée s'élève à 1 652 M€ à la même date, donnant lieu à un bonus de 11,4 M€ au titre du mécanisme de régulation incitative des coûts pour l'année 2019, ce montant correspond à une rémunération de 300 pds sur l'écart entre la BAR de référence et la BAR réalisée.

Incitation relative aux délais de déploiement du projet Linky

La Délibération Linky prévoit une incitation financière relative aux délais de déploiement des compteurs évolués Linky. Cette incitation est calculée au 31 décembre des années 2017, 2019 et 2021, et prend la forme d'un malus en cas de non atteinte par Enedis d'un taux cible de compteurs posés et communicants.

L'objectif fixé à Enedis au 31 décembre 2019 est de 46% de compteurs Linky posés et communicants, en cas de non atteinte de cet objectif Enedis encourt une pénalité de 10,8 € pour chaque compteur en dessous de l'objectif.

Au 31 décembre 2019, plus de 21,3 millions de compteurs Linky ont été posés et sont communicants, à la même date le parc de compteurs BT ≤ 36 kVA (tous types confondus) est de 37,1 millions, ainsi le taux de compteurs Linky posés et communicants au 31 décembre 2019 est de 57,5 %, au-dessus de l'objectif fixé à Enedis.

Enedis ne supporte donc pas de pénalités pour l'année 2019.

Incitations relatives à la performance du système

A fin 2019, près de 23,1 millions de points de connexion ont été équipés d'un compteur Linky dont près de 21,3 millions étaient déclarés communicants dans le système d'information Ginko.

Concernant la qualité de la pose, le taux de réinterventions à la suite de la pose d'un compteur Linky lors du déploiement (0,8 %) en cumulé depuis le 1^{er} décembre 2015 étant égal à l'objectif cible, Enedis bénéficie d'un bonus de 0,5 M€.

S'agissant de la performance du système de comptage, Enedis a supporté en 2019 une pénalité de 0,175 M€ (cf. calcul détaillé en annexe 2) due à sa contre-performance s'agissant du taux de disponibilité du portail internet « clients ».

Globalement la régulation incitative de la qualité de service relative à la performance du système Linky donne lieu, en 2019, à un bonus de 0,3 M€.

Montant de référence retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2018

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2019 est égal à la somme des deux termes calculés précédemment et donne lieu à un bonus de 11,7 M€ au titre du mécanisme de régulation incitative spécifique au projet de comptage évolué Linky. Un bilan est fourni en annexe 2.

c) Régulation incitative de la continuité d'alimentation (3.3.7.3)

⁶ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 juillet 2014 portant décision sur le cadre de régulation incitative du système de comptage évolué d'ERDF dans le domaine de tension BT ≤ 36 kVA.

Un suivi de la continuité d'alimentation est mis en place pour Enedis, les ELD et EDF SEI. Ce suivi est constitué d'indicateurs transmis régulièrement par les GRD à la CRE. L'ensemble des indicateurs de suivi de la continuité d'alimentation mis en place pour les GRD doit être rendu public sur leur site Internet respectif.

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé d'Enedis au titre de l'année 2019, au titre de la régulation incitative de la continuité d'alimentation, est égal, dans la limite globale de ± 83 M€, des quatre incitations financières définies au paragraphe 3.1 de l'annexe 3 de la Délibération tarifaire, calculées au titre de l'année 2019.

Les performances atteintes par Enedis en 2019 donnent lieu à un bonus de 12,5 M€ au titre du mécanisme de régulation incitative de la continuité d'alimentation. Un bilan est fourni en annexe 3 de la présente délibération. Ce montant est intégré dans le calcul *ex post* du revenu autorisé d'Enedis pour l'année 2019.

d) Régulation incitative de la qualité de service (3.3.7.4)

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé d'Enedis, au titre de la régulation incitative de la qualité de service, est égal à la somme des incitations financières définies au paragraphe 1.1 de l'annexe 2 de la Délibération tarifaire.

Les performances atteintes par Enedis en 2019 donnent lieu à un malus de 0,1 M€ au titre du mécanisme de régulation incitative de la continuité de la qualité de service. Un bilan est fourni en annexe 2 de la présente délibération. Ce montant est intégré dans le calcul *ex post* du revenu autorisé d'Enedis pour l'année 2019.

Apurement du solde du CRCP du TURPE 4 HTA-BT (3.3.8)

Pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2019, le montant à déduire au titre de l'apurement du solde du CRCP du TURPE 4 HTA BT pour 2019 est fixé à 21 M€ par la Délibération tarifaire.

Montant imputé au CRL du projet Linky (3.3.9)

Pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2019, le montant à déduire au titre du compte régulé de lissage (CRL) du projet Linky est fixé à 304 M€ par la Délibération tarifaire.

ANNEXE 2 : BILAN DE LA REGULATION INCITATIVE DE LA QUALITE DE SERVICE D'ENEDIS POUR L'ANNEE 2019

Indicateurs	Résultats d'Enedis	Objectif de référence	Incitations financières (€)
Rendez-vous planifiés non respectés par Enedis*	5 133	0	- 170 000*
Taux de mises en service (MES) avec déplacement à la date demandée par le client	89,3%	89,0%	+ 75 312
Taux d'index électricité relevés et auto-relevés par semestre	95,5%	96,0%	- 752 039
Délai de transmission à RTE des courbes de mesure demi-horaires de chaque responsable d'équilibre	100,0%	98,0%	+ 50 000
Taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours calendaires	89,2%	92,0%	- 1 135 161
Nombre de pénalités versées pour mise à disposition du raccordement non réalisée à la date convenue avec l'utilisateur*	73	0	- 4 000*
Taux de respect de la date convenue de mise à disposition des raccordements			+ 365 170
<i>Consommateurs BT ≤ 36 kVA</i>	91,8%	90,0%	+ 558 449
<i>Consommateurs BT > 36 kVA, collectif BT et HTA</i>	86,8%	88,0%	- 193 279
Taux de respect de l'envoi de proposition de raccordement dans le délai de la procédure ou dans le délai demandé par le client			+ 158 842
<i>Consommateurs BT ≤ 36 kVA</i>	88,7%	88,0%	+ 171 442
<i>Consommateurs BT > 36 kVA, collectif BT et HTA</i>	88,9%	89,0%	- 12 600
Taux de disponibilité de la fonction « interrogation des données utiles à la commande de prestation » du portail fournisseur	99,7%	99,0%	+ 367 608
Taux d'index rectifié pour les consommateurs BT ≤ 36 kVA	0,2%	0,4%	+ 24 377
Energie calée et normalisée en Recotemp	4,1%	4,4%	+ 700 000
Ecarts au périmètre d'équilibre d'Enedis**	2,5%	4,0%	N/A
Total des incitations financières (tous indicateurs hors périmètre des compteurs communicants)			- 319 891
Total des incitations financières (hors indicateur portant sur le nombre de RDV planifiés non respectés par Enedis, nombre de pénalités versées pour mise à disposition du raccordement non réalisée à la date convenue avec l'utilisateur et hors périmètre des compteurs communicants)			- 145 891

* La pénalité liée à cet indicateur est versée directement aux fournisseurs concernés.

** Si le volume des écarts est supérieur à 4% des pertes constatées, un audit sera mené par la CRE pour s'assurer de la nature incontrôlable des causes de l'augmentation du volume des écarts.

Indicateurs sur le périmètre des compteurs communicants	Résultats d'Enedis	Objectif de base	Objectif de référence	Incitations financières (€)
Taux de réinterventions à la suite de la pose d'un compteur Linky lors du déploiement	0,8 %	1 % par année	0,8 % par année	+ 500 000
Taux de télé-relevés journaliers réussis	0 mois sous l'objectif	95 % par mois	-	
Taux de publication par Ginko des index réels mensuels	0 mois sous l'objectif	95 % par mois	-	
Taux de disponibilité du portail internet « clients »	7 semaines sous l'objectif	98 % par semaine	-	- 175 000
Taux de compteurs Linky sans index télé-relevé au cours des deux derniers mois	0 mois au-dessus de l'objectif	1,5 % par mois	-	
Taux de télé-prestations réalisées le jour J demandé par les fournisseurs	0 mois sous l'objectif	94 % par mois	-	
Taux de compteurs activés dans les délais à la suite d'un ordre de pointe mobile	97,5 %	95 % par année	-	
Total des incitations financières sur le périmètre des compteurs communicants				+ 325 000

NB : Un signe positif traduit un bonus versé à Enedis. Un signe négatif correspond à une pénalité.



ANNEXE 3 : BILAN DE LA REGULATION INCITATIVE DE LA CONTINUTE D'ALIMENTATION D'ENEDIS POUR L'ANNEE 2019

Indicateurs	Résultats d'Enedis	Objectif de référence	Incitations financières (€)
Durée moyenne de coupure en BT (critère B)	64,3 minutes	63 minutes	- 8 072 398
Durée moyenne de coupure en HTA (critère M)	42,8 minutes	45,1 minutes	+ 13 810 171
Fréquence moyenne de coupure en BT (critère F-BT)	2,1 coupures	2,36 coupures	+ 1 143 933
Fréquence moyenne de coupure en HTA (critère F-HTA)	2,2 coupures	2,51 coupures	+ 5 629 990
Total des incitations financières			+ 12 511 695

ANNEXE 4 : COEFFICIENTS TARIFAIRES APPLICABLES AU 1^{ER} AOUT 2020

Composante annuelle de gestion (CG)

Composante annuelle de gestion

Tableau 5 : Composante annuelle de gestion applicable du 1^{er} août 2020 au 31 juillet 2021

CG (€/an)	Contrat d'accès au réseau conclu par l'utilisateur	Contrat d'accès au réseau conclu par le fournisseur
HTA	423,36	367,32
BT > 36 kVA	211,68	183,60
BT ≤ 36 kVA	15,24	13,44

Composante annuelle de gestion des autoproducteurs

Tableau 7 : Composante de gestion du 1^{er} août 2020 au 31 juillet 2021 des autoproducteurs individuels avec injection

CG (€/an)	Autoproducteurs individuels avec injection
HTA	606,96
BT > 36 kVA	303,48
BT ≤ 36 kVA	21,96

Tableau 9 : Composante de gestion des autoproducteurs individuels sans injection du 1^{er} août 2020 au 31 juillet 2021

CG (€/an)	Contrat d'accès au réseau conclu par l'utilisateur	Contrat d'accès au réseau conclu par le fournisseur
HTA	423,36	367,32
BT > 36 kVA	211,68	183,60
BT ≤ 36 kVA	15,24	13,44

Tableau 11 : Composante de gestion des autoproducteurs en collectif applicable du 1^{er} août 2020 au 31 juillet 2021

CG (€/an)	Contrat d'accès au réseau conclu par l'utilisateur	Contrat d'accès au réseau conclu par le fournisseur
BT > 36 kVA	264,48	236,52
BT ≤ 36 kVA	18,96	17,04

Composante annuelle de comptage (CC)

Utilisateurs sans dispositif de comptage

Tableau 12 : Composante annuelle de comptage - Utilisateurs sans dispositif de comptage

Composante de comptage (€/an)
1,44

Dispositifs de comptage propriété des gestionnaires de réseaux publics ou des autorités organisatrices de la distribution publique d'électricité

Tableau 13 : Composante annuelle de comptage - Dispositif de comptage propriété des gestionnaires de réseaux publics ou des autorités organisatrices de la distribution publique d'électricité

Domaine de tension	Puissance (P)	Fréquence minimale de transmission	Composante annuelle de comptage (€/an)
HTA	-	Mensuelle	564,72
BT	P > 36 kVA	Mensuelle	438,00
	P ≤ 36 kVA	Bimestrielle ou semestrielle ⁷	20,88

Dispositifs de comptage propriété des utilisateurs

Tableau 14 : Composante annuelle de comptage - Dispositif de comptage propriété des utilisateurs

Domaine de tension	Puissance (P)	Fréquence minimale de transmission	Composante annuelle de comptage (€/an)
HTA	-	Mensuelle	170,76
BT	P > 36 kVA	Mensuelle	156,36
	P ≤ 36 kVA	Semestrielle	9,84

Composante annuelle des injections (CI)

Tableau 15 : Composante annuelle des injections

Domaine de tension	c€/MWh
HTA	0
BT	0

⁷ Pour les utilisateurs disposant de dispositifs de comptage évolués en basse tension et pour les puissances inférieures ou égales à 36 kVA, la fréquence minimale de transmission des données de facturation est bimestrielle. Dans les autres cas, elle est semestrielle.



Composantes annuelles de soutirage (CS) et composantes mensuelles des dépassements de puissance souscrite (CMDPS) pour le domaine de tension HTA

Tarifs HTA avec différenciation temporelle à 5 classes à pointe fixe

Tableau 16 : Tarif HTA à 5 plages temporelles à pointe fixe – courte utilisation

	Heures de pointe fixe (i = 1)	Heures pleines de saison haute (i = 2)	Heures creuses de saison haute (i = 3)	Heures pleines de saison basse (i = 4)	Heures creuses de saison basse (i = 5)
Coefficient pondérateur de puissance (€/kW/an)	$b_1 = 2,66$	$b_2 = 2,38$	$b_3 = 2,01$	$b_4 = 1,83$	$b_5 = 0,96$
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 3,11$	$c_2 = 2,93$	$c_3 = 2,11$	$c_4 = 1,95$	$c_5 = 1,18$

Tableau 17 : Tarif HTA à 5 plages temporelles à pointe fixe – longue utilisation

	Heures de pointe fixe (i = 1)	Heures pleines de saison haute (i = 2)	Heures creuses de saison haute (i = 3)	Heures pleines de saison basse (i = 4)	Heures creuses de saison basse (i = 5)
Coefficient pondérateur de puissance (€/kW/an)	$b_1 = 16,31$	$b_2 = 15,76$	$b_3 = 13,29$	$b_4 = 8,75$	$b_5 = 1,67$
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 2,85$	$c_2 = 2,14$	$c_3 = 1,34$	$c_4 = 0,99$	$c_5 = 0,87$

Tarifs HTA avec différenciation temporelle à 5 classes à pointe mobile

Tableau 18 : Tarif HTA à 5 plages temporelles à pointe mobile – courte utilisation

	Heures de pointe mobile (i = 1)	Heures pleines de saison haute (i = 2)	Heures creuses de saison haute (i = 3)	Heures pleines de saison basse (i = 4)	Heures creuses de saison basse (i = 5)
Coefficient pondérateur de puissance (€/kW/an)	$b_1 = 3,26$	$b_2 = 2,29$	$b_3 = 2,01$	$b_4 = 1,83$	$b_5 = 0,96$
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 4,15$	$c_2 = 2,80$	$c_3 = 2,11$	$c_4 = 1,95$	$c_5 = 1,18$

Tableau 19 : Tarif HTA à 5 plages temporelles à pointe mobile – longue utilisation

	Heures de pointe mobile (i = 1)	Heures pleines de saison haute (i = 2)	Heures creuses de saison haute (i = 3)	Heures pleines de saison basse (i = 4)	Heures creuses de saison basse (i = 5)
Coefficient pondérateur de puissance (€/kW/an)	$b_1 = 18,75$	$b_2 = 17,43$	$b_3 = 13,29$	$b_4 = 8,75$	$b_5 = 1,67$
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 3,26$	$c_2 = 1,96$	$c_3 = 1,34$	$c_4 = 0,99$	$c_5 = 0,87$

Composantes annuelles de soutirages (CS) et composantes mensuelles des dépassements de puissance souscrite (CMDPS) au domaine de tension BT >36 kVA

Tarif BT > 36 kVA à 4 plages temporelles courte utilisation

Tableau 20 : Tarif BT > 36 kVA à 4 plages temporelles – courte utilisation

	Heures pleines de saison haute (i = 1)	Heures creuses de saison haute (i = 2)	Heures pleines de saison basse (i = 3)	Heures creuses de saison basse (i = 4)
Coefficient pondérateur de puissance (€/kVA/an)	$b_1 = 10,44$	$b_2 = 5,36$	$b_3 = 3,91$	$b_4 = 1,18$
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 5,03$	$c_2 = 3,08$	$c_3 = 2,28$	$c_4 = 1,87$

Tarif BT > 36 kVA à 4 plages temporelles longue utilisation

Tableau 21 : Tarif BT > 36 kVA à 4 plages temporelles – longue utilisation

	Heures pleines de saison haute (i = 1)	Heures creuses de saison haute (i = 2)	Heures pleines de saison basse (i = 3)	Heures creuses de saison basse (i = 4)
Coefficient pondérateur de puissance (€/kVA/an)	$b_1 = 19,16$	$b_2 = 11,41$	$b_3 = 9,35$	$b_4 = 3,88$
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 4,37$	$c_2 = 2,94$	$c_3 = 1,97$	$c_4 = 1,82$

Composante mensuelle des dépassements de puissance souscrite (CMDPS)

Tableau 26 : Composante mensuelle des dépassements de puissance souscrite BT > 36 kVA

α (€ / h)
10,2

Tarif BT > 36 kVA à 4 plages temporelles courte utilisation - autoproduction collective

Tableau 22 : Tarif BT > 36 kVA à 4 plages temporelles – courte utilisation – autoproduction collective

	Heures pleines de saison haute (i = 1)	Heures creuses de saison haute (i = 2)	Heures pleines de saison basse (i = 3)	Heures creuses de saison basse (i = 4)
Coefficient pondérateur de puissance (€/kVA/an)	$b_1 = 8,50$	$b_2 = 8,49$	$b_3 = 6,60$	$b_4 = 4,11$

Tableau 23 : Tarif BT > 36 kVA à 4 plages temporelles – courte utilisation – autoproduction collective

	Heures pleines de saison haute alloproduit (j = 1)	Heures creuses de saison haute alloproduit (j = 2)	Heures pleines de saison basse alloproduit (j = 3)	Heures creuses de saison basse alloproduit (j = 4)	Heures pleines de saison haute autoproduit (j = 5)	Heures creuses de saison haute autoproduit (j = 6)	Heures pleines de saison basse autoproduit (j = 7)	Heures creuses de saison basse autoproduit (j = 8)
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 5,21$	$c_2 = 3,71$	$c_3 = 3,30$	$c_4 = 0,79$	$c_5 = 3,00$	$c_6 = 2,24$	$c_7 = 1,58$	$c_8 = 0,13$

Tarif BT > 36 kVA à 4 plages temporelles longue utilisation - autoproduction collective

Tableau 24 : Tarif BT > 36 kVA à 4 plages temporelles – longue utilisation – autoproduction collective

	Heures pleines de saison haute (i = 1)	Heures creuses de saison haute (i = 2)	Heures pleines de saison basse (i = 3)	Heures creuses de saison basse (i = 4)
Coefficient pondérateur de puissance (€/kVA/an)	$b_1 = 20,51$	$b_2 = 15,58$	$b_3 = 11,75$	$b_4 = 8,21$

Tableau 25 : Tarif BT > 36 kVA à 4 plages temporelles – longue utilisation – autoproduction collective

	Heures pleines de saison haute alloproduit (j = 1)	Heures creuses de saison haute alloproduit (j = 2)	Heures pleines de saison basse alloproduit (j = 3)	Heures creuses de saison basse alloproduit (j = 4)	Heures pleines de saison haute autoproduit (j = 5)	Heures creuses de saison haute autoproduit (j = 6)	Heures pleines de saison basse autoproduit (j = 7)	Heures creuses de saison basse autoproduit (j = 8)
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 4,87$	$c_2 = 3,54$	$c_3 = 2,42$	$c_4 = 0,13$	$C_5 = 2,15$	$C_6 = 2,12$	$C_7 = 1,43$	$C_8 = 0,08$

Composante annuelle de soutirage (CS) pour le domaine de tension BT ≤ 36 kVA

Tarif BT ≤ 36 kVA sans différenciation temporelle courte utilisation

Tableau 27 : Tarif BT ≤ 36 kVA sans différenciation temporelle courte utilisation – part puissance

Période d'application	b (€/kVA)
Du 01/08/2020 au 31/07/2021	6 ⁸

Tableau 28 : Tarif BT ≤ 36 kVA sans différenciation temporelle courte utilisation – part énergie

c (c€/kWh)
3,88

Tarif BT ≤ 36 kVA à 4 plages temporelles courte utilisation

Tableau 29 : Tarif BT ≤ 36 kVA à 4 plages temporelles courte utilisation – part puissance

Période d'application	b (€/kVA/an)
Du 01/08/2020 au 31/07/2021	5,4 ⁹

Tableau 30 : Tarif BT ≤ 36 kVA à 4 plages temporelles courte utilisation – part énergie

C_1 Heures pleines de saison haute (c€/kWh)	C_2 Heures creuses de saison haute (c€/kWh)	C_3 Heures pleines de saison basse (c€/kWh)	C_4 Heures creuses de saison basse (c€/kWh)
7,78	3,88	1,99	1,43

⁸ Ce coefficient est l'arrondi à 12 c€ de la valeur non arrondie de 6 €/kVA.

⁹ Ce coefficient est l'arrondi à 12 c€ de la valeur non arrondie de 5,39 €/kVA.



Tarif BT ≤ 36 kVA à 2 plages temporelles moyenne utilisation

Tableau 31 : Tarif BT ≤ 36 kVA à 2 plages temporelles moyenne utilisation – part puissance

Période d'application	<i>b</i> (€/kVA/an)
Du 01/08/2020 au 31/07/2021	8,52 ¹⁰

Tableau 32 : Tarif BT ≤ 36 kVA à 2 plages temporelles moyenne utilisation – part énergie

<i>C</i> ₁ Heures pleines (c€/kWh)	<i>C</i> ₂ Heures creuses (c€/kWh)
4,11	2,51

Tarif BT ≤ 36 kVA à 4 plages temporelles moyenne utilisation

Tableau 33 : Tarif BT ≤ 36 kVA à quatre plages temporelles moyenne utilisation – part puissance

Période d'application	<i>b</i> (€/kVA/an)
Du 01/08/2020 au 31/07/2021	7,56 ¹¹

Tableau 34 : Tarif BT ≤ 36 kVA à quatre plages temporelles moyenne utilisation – part énergie

<i>C</i> ₁ Heures pleines de saison haute (c€/kWh)	<i>C</i> ₂ Heures creuses de saison haute (c€/kWh)	<i>C</i> ₃ Heures pleines de saison basse (c€/kWh)	<i>C</i> ₄ Heures creuses de saison basse (c€/kWh)
5,95	3,43	1,38	1,04

Tarif BT ≤ 36 kVA sans différenciation temporelle longue utilisation

Tableau 35 : Tarif BT ≤ 36 kVA sans différenciation temporelle longue utilisation – part puissance

<i>b</i> (€/kVA/an)
62,52 ¹²

¹⁰ Ce coefficient est l'arrondi à 12 c€ de la valeur non arrondie de 8,57 €/kVA.

¹¹ Ce coefficient est l'arrondi à 12 c€ de la valeur non arrondie de 7,62 €/kVA.

¹² Ce coefficient est l'arrondi à 12 c€ de la valeur non arrondie de 62,51 €/kVA.

Tableau 36 : Tarif BT ≤ 36 kVA sans différenciation temporelle longue utilisation – part énergie

c (c€/kWh)
1,47

Tarif BT ≤ 36 kVA à 4 plages temporelles courte utilisation - autoproduction collective

Tableau 37 : Tarif BT ≤ 36 kVA à quatre plages temporelles courte utilisation – part puissance – autoproduction collective

Période d'application	b (€/kVA/an)
Du 01/08/2020 au 31/07/2021	4,20 ¹³

Tableau 38 : Tarif BT ≤ 36 kVA à quatre plages temporelles courte utilisation – part énergie – autoproduction collective

	Heures pleines de saison haute alloproduit (j = 1)	Heures creuses de saison haute alloproduit (j = 2)	Heures pleines de saison basse alloproduit (j = 3)	Heures creuses de saison basse alloproduit (j = 4)	Heures pleines de saison haute autoproduit (j = 5)	Heures creuses de saison haute autoproduit (j = 6)	Heures pleines de saison basse autoproduit (j = 7)	Heures creuses de saison basse autoproduit (j = 8)
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 7,47$	$c_2 = 5,75$	$c_3 = 2,12$	$c_4 = 1,13$	$C_5 = 3,06$	$C_6 = 2,30$	$C_7 = 0,79$	$C_8 = 0,75$

Tarif BT ≤ 36 kVA à 4 plages temporelles moyenne utilisation - autoproduction collective

Tableau 39 : Tarif BT ≤ 36 kVA à quatre plages temporelles moyenne utilisation – part puissance – autoproduction collective

Période d'application	b (€/kVA/an)
Du 01/08/2020 au 31/07/2021	6,72 ¹⁴

¹³ Ce coefficient est l'arrondi à 12 c€ de la valeur non arrondie de 4,16 €/kVA.

¹⁴ Ce coefficient est l'arrondi à 12 c€ de la valeur non arrondie de 6,71 €/kVA.



Tableau 40 : Tarif BT ≤ 36 kVA à quatre plages temporelles moyenne utilisation – part énergie – autoproduction collective

	Heures pleines de saison haute alloproduit (j = 1)	Heures creuses de saison haute alloproduit (j = 2)	Heures pleines de saison basse alloproduit (j = 3)	Heures creuses de saison basse alloproduit (j = 4)	Heures pleines de saison haute autoproduit (j = 5)	Heures creuses de saison haute autoproduit (j = 6)	Heures pleines de saison basse autoproduit (j = 7)	Heures creuses de saison basse autoproduit (j = 8)
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 5,77$	$c_2 = 4,01$	$c_3 = 2,00$	$c_4 = 1,13$	$C_5 = 2,82$	$C_6 = 0,53$	$C_7 = 0,38$	$C_8 = 0,02$

Composante annuelle des alimentations complémentaires et de secours (CACS)

Alimentations complémentaires

Tableau 41 : Alimentations complémentaires

Domaine de tension	Cellules (€/cellule/an)	Liaisons (€/km/an)
HTA	3 324,83	Liaisons aériennes : 906,97 Liaisons souterraines : 1 360,45

Alimentations de secours

Tableau 42 : Alimentation de secours – réservation de puissance

Domaine de tension de l'alimentation	€/kW/an ou €/kVA/an
HTA	6,49
BT	6,87

Tableau 43 : Alimentation de secours – tarification du réseau électrique public permettant le secours

Domaine de tension de l'alimentation principale	Domaine de tension de l'alimentation de secours	Part puissance (€/kW/an)	Part énergie (c€/kWh)	α (c€/kW)
HTB 2	HTA	8,42	1,82	67,59
HTB 1	HTA	2,93	1,82	24,00



Composante de regroupement (CR)

Tableau 44 : Composante de regroupement

Domaine de tension	k (€/kW/km/an)
HTA	Liaisons aériennes : 0,52 Liaisons souterraines : 0,75

Composante annuelle d'utilisation des ouvrages de transformation (CT)

Tableau 45 : Composante annuelle d'utilisation des ouvrages de transformation

Domaine de tension du point de connexion	Domaine de tension de la tarification appliquée	k (€/kW/an)
BT	HTA	8,66

Composante annuelle de l'énergie réactive (CER)

Flux de soutirage

Tableau 46 : Composante annuelle à l'énergie réactive – flux de soutirage

Domaine de tension	Rapport tg ϕ_{max}	c€/kVAr.h
HTA	0,4	2,00
BT > 36 kVA	0,4	2,09

Flux d'injection

Tableau 47 : Composante annuelle à l'énergie réactive – flux d'injection (installation non régulée en tension)

Domaine de tension	c€/kVAr.h
HTA	2,00
BT > 36 kVA	2,09

Tableau 48 : Composante annuelle à l'énergie réactive – flux d'injection (installation régulée en tension)

Domaine de tension	c€/kVAr.h
HTA	2

Dispositions spécifiques relatives à la composante annuelle de l'énergie réactive entre deux gestionnaires de réseaux publics d'électricité

Tableau 49 : Composante annuelle de l'énergie réactive entre deux gestionnaires de réseaux publics d'électricité

Domaine de tension	c€/kVAr.h
HTA	2,00



ANNEXE 5 : COEFFICIENTS D'EVOLUTION ANNUELLE SPECIFIQUES S_i

Coefficients d'évolution spécifique reflétant des évolutions de la structure de la grille tarifaire

Les coefficients d'évolution spécifique S_i reflétant des évolutions de la structure de la grille tarifaire, ainsi que les coefficients de la grille tarifaire¹⁵ auxquels ils s'appliquent sont les suivants :

- $i = 1$
 - $S_1 = - 0,95 \%$
 - coefficients concernés :
 - coefficients b_i et c_i en HTA (tableaux 16 à 19) ;
 - coefficients relatifs à la composante des alimentations complémentaires et de secours en HTA (tableaux 41 à 43) ;
- $i = 2$
 - $S_2 = - 0,38 \%$
 - coefficients concernés :
 - coefficients b_i et c_i en BT > 36 kVA (tableaux 20 à 25) ;
 - coefficients relatifs à la composante des alimentations de secours en BT > 36 kVA (tableau 42) ;
- $i = 3$
 - $S_3 = + 0,35 \%$
 - coefficients concernés :
 - coefficients b et c définissant la composante de soutirage de l'option longue utilisation en BT ≤ 36 kVA (tableaux 35 et 36) ;
- $i = 4$
 - $S_4 = 0 \%$
 - coefficients concernés :
 - tous les autres coefficients de la grille tarifaire (tableaux 5, 7, 9, 11 à 15, 26 à 34, 37 à 40 et 44 à 49).

Les coefficients de la grille tarifaire applicable à compter du 1^{er} août de l'année N sont obtenus en multipliant chaque coefficient de la grille tarifaire en vigueur au 31 juillet 2018 par un coefficient d'évolutions annuelles cumulées entre le 31 juillet 2018 et le 1^{er} août de l'année N .

Les coefficients d'évolutions annuelles cumulées entre le 31 juillet 2018 et le 1^{er} août de l'année N , pour la catégorie i , sont calculés comme suit : $\prod_{n=2018}^N (1 + Z_{n,i})$.

Les règles d'arrondi sont les suivantes :

- les pourcentages d'évolution annuelle $Z_{N,i}$ sont arrondis au centième de pourcent le plus proche ;
- les coefficients d'évolutions annuelles cumulées entre le 31 juillet 2018 et le 1^{er} août de l'année N ne sont pas arrondis ;
- après application des coefficients d'évolutions annuelles cumulées, les coefficients des composantes annuelles de gestion et de comptage, ainsi que ceux des parties proportionnelles à la puissance souscrite des composantes annuelles des soutirages, sont arrondis au centime d'euro divisible par 12 le plus proche ;
- les autres coefficients sont arrondis au centième le plus proche de l'unité dans laquelle ils sont exprimés.

¹⁵ Les coefficients concernés sont désignés en faisant référence aux numéros des tableaux de la Délibération tarifaire.

ANNEXE 6 : VERSION CORRIGÉE DE L'ANNEXE 7 (REGULATION INCITATIVE DES CHARGES LIEES A LA COMPENSATION DES PERTES) DE LA DELIBERATION DE LA CRE DU 28 JUIN 2018 PORTANT DÉCISION SUR LES TARIFS D'UTILISATION DES RÉSEAUX PUBLICS D'ÉLECTRICITÉ DANS LE DOMAINE DE TENSION HTA ET BT

Cette annexe est confidentielle.