



DÉLIBÉRATION N° 2019-125

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 6 juin 2019 portant décision sur l'évolution au 1^{er} août 2019 de la grille tarifaire des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans le domaine de tension HTB et sur le montant de la compensation à verser à Strasbourg Electricité Réseaux en application de l'article D. 341-11-1 du code de l'énergie

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

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans le domaine de tension HTB (dits « TURPE 5 HTB ») sont entrés en vigueur le 1^{er} août 2017, en application de la délibération de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) du 17 novembre 2016¹ (ci-après « la Délibération tarifaire »).

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 transport et 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 ».

Dans ce cadre, la présente délibération a pour objet de faire évoluer la grille tarifaire du TURPE 5 HTB de + 2,16 % au 1^{er} août 2019, en application des modalités prévues par la Délibération tarifaire. Cette évolution tarifaire s'explique principalement par la prise en compte de l'inflation (+ 1,61 %) et l'apurement du solde du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP). Celui-ci s'élevait à + 186,0 M€ en faveur de RTE au 1^{er} janvier 2018. Les recettes tarifaires de 2018, supérieures au revenu autorisé ex post au titre de 2018, ont quant à elles permis de réduire ce solde. Ainsi, en incluant l'actualisation du solde au taux sans risque, le montant du CRCP dû par les utilisateurs à RTE s'est élevé à + 155,2 M€ au 1^{er} janvier 2019.

Par ailleurs, l'article L. 341-4-2 du code de l'énergie prévoit qu'une réduction est appliquée sur les tarifs d'utilisation acquittés par les sites fortement consommateurs d'électricité qui présentent un profil de consommation prévisible et stable ou anticyclique.

L'article D. 341-11-1 du code de l'énergie, créé par le décret n° 2017-308 du 9 mars 2017 modifiant les dispositions relatives au statut d'électro-intensif et à la réduction de tarif d'utilisation du réseau public de transport accordée aux sites fortement consommateurs d'électricité, prévoit que « [p]our l'application du deuxième alinéa de l'article L. 341-4-2, une compensation est versée aux gestionnaires des ouvrages mentionnés au troisième alinéa du même article, autres que le gestionnaire du réseau public de transport, qui couvre les charges nettes qu'ils supportent du fait de l'application des dispositions de la présente section. Le montant de cette compensation est établi par la Commission de régulation de l'énergie au regard de la comptabilité du gestionnaire de réseau concerné ».

La présente délibération a également pour objet de fixer le montant de la compensation qui couvre les charges nettes supportées par Strasbourg Electricité Réseaux pour l'année 2018 en application des dispositions de l'article L. 341-4-2 du code de l'énergie. Cette compensation s'élève à 226 k€.

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 le domaine de tension HTB

SOMMAIRE

1. CADRE EN VIGUEUR POUR L'ÉVOLUTION DES TARIFS D'UTILISATION DES RÉSEAUX PUBLICS D'ÉLECTRICITÉ DANS LE DOMAINE DE TENSION HTB.....	3
2. EVOLUTION DE LA GRILLE TARIFAIRE DU TURPE 5 HTB AU 1^{ER} AOÛT 2019.....	4
2.1 EVOLUTION DE L'INDICE DES PRIX À LA CONSOMMATION HORS TABAC.....	4
2.2 SOLDE DU CRCP DE RTE AU 1 ^{ER} JANVIER 2019	4
2.2.1 Solde du CRCP au 1 ^{er} janvier 2018.....	4
2.2.2 Revenu autorisé calculé <i>ex post</i> au titre de l'année 2018	4
2.2.3 Recettes perçues par RTE au titre de l'année 2018	4
2.2.4 Solde du CRCP au 1 ^{er} janvier 2019	4
2.3 COEFFICIENT K_{2019} EN VUE DE L'APUREMENT DU SOLDE DU CRCP	5
2.4 EVOLUTION DE LA GRILLE TARIFAIRE DU TURPE 5 HTB AU 1 ^{ER} AOÛT 2019.....	5
3. COMPENSATION À VERSER À STRASBOURG ELECTRICITÉ RÉSEAUX.....	6
3.1 PRINCIPES DE CALCUL DE LA COMPENSATION	6
3.2 ABATTEMENT REVERSÉ PAR SER AUX ÉLECTRO-INTENSIFS.....	6
3.3 EFFET DE L'AJUSTEMENT À LA HAUSSE DU TURPE HTB	6
3.4 EFFET DE L'AJUSTEMENT À LA HAUSSE DU TURPE HTA-BT	8
3.5 MONTANT DE LA COMPENSATION	8
3.6 EFFET SUR LES RECETTES TARIFAIRES DE RTE.....	9
DÉCISION DE LA CRE	10
ANNEXE 1: CALCUL DU REVENU AUTORISÉ <i>EX POST</i> AU TITRE DE L'ANNÉE 2018	11
POSTES DE CHARGES RETENUS POUR LE CALCUL <i>EX POST</i> DU REVENU AUTORISÉ AU TITRE DE L'ANNÉE 2018	12
POSTES DE RECETTES RETENUS POUR LE CALCUL <i>EX POST</i> DU REVENU AUTORISÉ AU TITRE DE L'ANNÉE 2018	18
INCITATIONS FINANCIÈRES AU TITRE DE LA RÉGULATION INCITATIVE AU TITRE DE L'ANNÉE 2018	19
APUREMENT DU SOLDE DU CRCP DU TURPE 4 HTB AU TITRE DE L'ANNÉE 2018	21
RÉGULATION INCITATIVE DES DÉPENSES DE RECHERCHE ET DÉVELOPPEMENT (R&D) AU TITRE DE L'ANNÉE 2018.....	21
ANNEXE 2: COEFFICIENTS TARIFAIRES APPLICABLES AU 1^{ER} AOÛT 2019	22
ANNEXE 3 : VERSION CORRIGÉE DE L'ANNEXE 4 (REGULATION INCITATIVE DES CHARGES LIEES A LA COMPENSATION DES PERTES) DE LA DELIBERATION DE LA CRE DU 17 NOVEMBRE 2016 PORTANT DÉCISION SUR LES TARIFS D'UTILISATION DES RÉSEAUX PUBLICS D'ÉLECTRICITÉ DANS LE DOMAINE DE TENSION HTB	28

1. CADRE EN VIGUEUR POUR L'ÉVOLUTION DES TARIFS D'UTILISATION DES RÉSEAUX PUBLICS D'ÉLECTRICITÉ DANS LE DOMAINE DE TENSION HTB

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans le domaine de tension HTB, dits « *TURPE 5 HTB* », sont entrés en vigueur le 1^{er} août 2017, en application de la Délibération tarifaire. Ces tarifs sont conçus pour s'appliquer pour une durée d'environ quatre ans, avec un ajustement mécanique au 1^{er} août de chaque année.

La Délibération tarifaire prévoit au paragraphe 3.3 que, à compter du 1^{er} août 2018, la grille tarifaire du *TURPE 5 HTB* évolue mécaniquement le 1^{er} août de chaque année *N*. La composante d'injection reste, quant à elle, fixe sur l'ensemble de la période tarifaire.

Chaque année *N*, les coefficients d'évolution annuelle sont définis comme la somme de l'évolution de l'indice des prix à la consommation hors tabac et d'un facteur d'apurement du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP).

Le coefficient d'évolution annuelle de l'année *N* est défini comme :

$$Z_N = IPC_N + K_N$$

- Z_N : coefficient d'évolution annuelle au 1^{er} août, arrondi au centième de pourcent le plus proche ;
- 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 calculé par l'INSEE pour l'ensemble des ménages France entière (référéncé INSEE 0001763852, indice construit à partir de l'indice 641194 historiquement utilisé par la CRE) ;
- K_N : coefficient d'évolution de la grille tarifaire provenant de l'apurement du solde du CRCP, compris entre -2 % et +2 %.

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 par un coefficient d'évolution annuelle cumulée entre le 1^{er} août 2017 et le 1^{er} août de l'année *N*.

Conformément à ces dispositions, la grille tarifaire du *TURPE 5 HTB* a évolué mécaniquement de + 3,00 % au 1^{er} août 2018, selon les modalités suivantes :

$$Z_{2018} = IPC_{2018} + K_{2018} \text{ avec } IPC_{2018} = + 1,00 \% \text{ et } K_{2018} = + 2,00 \%$$

2. EVOLUTION DE LA GRILLE TARIFAIRE DU TURPE 5 HTB AU 1^{ER} AOÛT 2019

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

Pour rappel, l'inflation² prévisionnelle entre l'année 2017 et l'année 2018 retenue dans la Délibération tarifaire est égale à 1,26 %.

L'inflation réalisée entre l'année 2017 et l'année 2018 est égale à 1,61 %.

2.2 Solde du CRCP de RTE au 1^{er} janvier 2019

Le solde du CRCP au 31 décembre 2018 est calculé comme la somme :

- du solde du CRCP au 1^{er} janvier 2018 ; et
- de la différence entre le revenu autorisé calculé *ex post* au titre de l'année 2018 et les recettes tarifaires perçues par RTE au titre de cette même année.

Le solde du CRCP au 1^{er} janvier 2019 est obtenu en actualisant le solde du CRCP au 31 décembre 2018 au taux sans risque en vigueur de 2,7 %.

2.2.1 Solde du CRCP au 1^{er} janvier 2018

Le solde du CRCP au 1^{er} janvier 2018 est de 186,0 M€ en faveur de RTE, conformément à la délibération de la CRE du 17 mai 2018³.

2.2.2 Revenu autorisé calculé *ex post* au titre de l'année 2018

Le revenu autorisé calculé *ex post* au titre de 2018 s'élève à 4 264,6 M€, et est inférieur de 55,3 M€ au montant prévisionnel pris en compte dans la délibération TURPE 5 HTB. Cet écart s'explique notamment par :

- des recettes d'interconnexion inférieures à la prévision (-10 M€) ;
- des charges de capital non incitées inférieures (-13,5 M€) ;
- un coût des pertes supérieur (+45,7 M€) associé à un malus sur leur volume et leur prix d'achat (-6,2 M€) ;
- un coût de compensation des réserves d'équilibrage et de l'interruptibilité inférieur (-121 M€) associé à un bonus sur les volumes de réserves (+14,6 M€) ;
- un bonus sur la continuité d'alimentation (+1,2 M€).

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

2.2.3 Recettes perçues par RTE au titre de l'année 2018

Les recettes tarifaires perçues par RTE au titre de l'année 2018 s'établissent à 4 299,5 M€ pour 424,4 TWh soutirés sur le RPT.

Les recettes tarifaires prévisionnelles au titre de l'année 2018, hors apurement du CRCP, étaient fixées à 4 319,9 M€ dans la Délibération tarifaire, soit 4 353,6 M€ une fois corrigées du mouvement tarifaire du 1^{er} août 2018.

L'écart de -54,1 M€ résulte :

- d'un écart de 19,2 M€ au titre de l'abattement à destination des consommateurs électro-intensifs (174,7 M€ contre 193,9 M€ prévus, ce qui représente un moindre coût) ;
- d'un écart de l'ordre de -4 M€ sur les recettes de la composante d'injection (92,8 M€ réalisés contre 96,8 M€ prévus, ce qui représente de moindres recettes) en raison notamment de l'indisponibilité de certains moyens de production nucléaire ;
- d'un effet volume à hauteur de -69,3 M€ compte tenu de soutirages et puissances souscrites plus faibles que prévus (-41,4 M€) et d'un aléa climatique (-27,9 M€).

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

En application des dispositions de la Délibération tarifaire, le solde du CRCP du TURPE 5 HTB au 1^{er} janvier 2019 s'élève donc à 155,2 M€₂₀₁₉ en faveur de RTE. Le tableau 1 ci-après présente le calcul du montant du solde du CRCP au 1^{er} janvier 2019 :

² L'indice retenu par la CRE est l'évolution de la valeur moyenne de l'Indice des Prix à la Consommation hors tabac (IPC), tel que calculé par l'INSEE pour l'ensemble des ménages France entière (référence INSEE 0001763852).

³ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 mai 2018 portant décision sur l'évolution au 1^{er} août 2018 de la grille tarifaire des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans le domaine de tension HTB et sur le montant de la compensation à verser à Strasbourg Electricité Réseaux en application de l'article D. 341-11-1 du code de l'énergie

Tableau 1 : Montant du solde du CRCP au 1^{er} janvier 2019

Composantes du CRCP à apurer au 1 ^{er} août 2019	Montant (M€ ₂₀₁₈)
Solde du CRCP au 1 ^{er} janvier 2018 [A]	186,0
Revenu autorisé calculé ex post au titre de l'année 2018 [B]	4 264,6
Recettes tarifaires perçues par RTE au titre de l'année 2018 [C]	4 299,5
Solde du CRCP au 31 décembre 2018 [A] + [B] - [C]	151,1
Actualisation au taux sans risque de 2,70 %	4,1
Solde du CRCP au 1^{er} janvier 2019	155,2

2.3 Coefficient K_{2019} en vue de l'apurement du solde du CRCP

La Délibération tarifaire prévoit que l'évolution de la grille tarifaire au 1^{er} août 2019 prend en compte un coefficient K_{2019} qui vise à apurer, d'ici le 31 juillet 2020, le solde du CRCP du 1^{er} janvier 2019. Le coefficient K_{2019} est plafonné à plus ou moins 2 %.

Compte tenu du fait que le coefficient K_{2018} était de + 2,00 %, le coefficient K_{2019} nécessaire pour apurer le solde du CRCP au 1^{er} janvier 2019 (soit 155,2 M€) est de + 0,55 %.

2.4 Evolution de la grille tarifaire du TURPE 5 HTB au 1^{er} août 2019

En application de la Délibération tarifaire, l'évolution de la grille tarifaire de RTE au 1^{er} août 2019 est égale à :

$$Z_{2019} = IPC_{2019} + K_{2019} = + 2,16 \%$$

où $IPC_{2019} = + 1,61 \%$ et $K_{2019} = + 0,55 \%$.

3. COMPENSATION À VERSER À STRASBOURG ELECTRICITÉ RÉSEAUX

L'article L. 341-4-2 du code de l'énergie prévoit qu'une réduction est appliquée sur les tarifs d'utilisation acquittés par les sites fortement consommateurs d'électricité qui présentent un profil de consommation prévisible et stable ou anticyclique.

L'alinéa 2 de cet article prévoit que « [l]e niveau des tarifs d'utilisation du réseau de transport d'électricité prend en compte la réduction mentionnée au premier alinéa dès son entrée en vigueur, afin de compenser sans délai la perte de recettes qu'elle entraîne pour les gestionnaires de réseau concernés ».

L'article D. 341-11-1 du code de l'énergie, créé par le décret n° 2017-308 du 9 mars 2017 modifiant les dispositions relatives au statut d'électro-intensif et à la réduction de tarif d'utilisation du réseau public de transport accordée aux sites fortement consommateurs d'électricité, prévoit que « [p]our l'application du deuxième alinéa de l'article L. 341-4-2, une compensation est versée aux gestionnaires des ouvrages mentionnés au troisième alinéa du même article, autres que le gestionnaire du réseau public de transport, qui couvre les charges nettes qu'ils supportent du fait de l'application des dispositions de la présente section. Le montant de cette compensation est établi par la Commission de régulation de l'énergie au regard de la comptabilité du gestionnaire de réseau concerné ».

En avril 2019, SER a transmis à la CRE les éléments nécessaires à la fixation du montant de la compensation au titre de l'année 2018 pour les deux sites électro-intensifs raccordés à son réseau pouvant en bénéficier.

3.1 Principes de calcul de la compensation

L'application de l'article L. 341-4-2 du code de l'énergie affecte l'équilibre financier de SER au travers des éléments suivants :

- l'abattement reversé par SER aux électro-intensifs, qui diminue ses recettes ;
- la prise en compte, pour fixer le niveau du TURPE HTB, de la compensation du manque à gagner supporté par RTE du fait de l'abattement accordé aux électro-intensifs, qui vient :
 - augmenter les produits perçus par SER auprès des utilisateurs transport ;
 - augmenter les charges d'accès au réseau de transport versées par SER à RTE ;
- la prise en compte, pour fixer le niveau des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT (« TURPE HTA-BT ») à compter du 1^{er} août 2017 de la compensation du manque à gagner supporté par ENEDIS du fait de l'abattement accordé aux électro-intensifs (via la hausse des charges d'accès au réseau de transport versées par ENEDIS à RTE), qui augmente les produits perçus par SER auprès de ses utilisateurs distribution.

3.2 Abattement reversé par SER aux électro-intensifs

Les abattements reversés aux électro-intensifs déclarés par SER s'élèvent à 1 728 k€ au titre de l'année 2018.

3.3 Effet de l'ajustement à la hausse du TURPE HTB

En application des articles D. 341-8-1 et suivants du code de l'énergie, la prise en compte de l'abattement pour les clients électro-intensifs a entraîné une hausse du TURPE 5 HTB de 5,99 % en 2018 pour compenser 244 M€ de moindres recettes tarifaires qui se décomposent de la façon suivante :

- la perte de recettes liée à l'abattement pour les électro-intensifs du 1^{er} janvier 2016 au 31 décembre 2016, prise en compte dans le solde du CRCP au 31 décembre 2016. Le montant de l'abattement pour les consommateurs électro-intensifs s'élève à 188 M€⁴ pour cette période. Ce solde est apuré par une annuité constante de 50 M€ sur les 4 ans du TURPE 5 HTB ;
- la trajectoire prévisionnelle de la perte de recettes liée à l'abattement pour les électro-intensifs sur la période 2017-2020. Ce poste est inclus au périmètre du CRCP du TURPE 5 HTB. Le montant prévisionnel de l'abattement pour les consommateurs électro-intensifs s'élève à 194 M€ pour la période du 1^{er} janvier 2018 au 31 décembre 2018. Ce manque à gagner pour RTE est compensé dans le niveau du TURPE 5 HTB.

⁴ Montant retenu dans le cadre de la Délibération tarifaire.

Tableau 2 : Prise en compte de l'abattement électro-intensifs dans le TURPE 5 HTB

En M€ courants	Montant
Recettes tarifaires prévisionnelles 2018 de RTE (A)	4 320
Apurement annuel 2017 de l'abattement électro-intensifs au titre de l'année 2016 (B)	50
Abattement électro-intensifs prévisionnel 2018 (C)	194
Recettes tarifaires prévisionnelles 2018 de RTE avant prise en compte de l'abattement électro-intensifs dans le TURPE 5 HTB (D = A - B - C)	4 076
Prise en compte de l'abattement électro-intensifs prévisionnel dans le TURPE 5 HTB 2018 (E = A / D - 1)	+ 5,99 %

SER a perçu 6 861 k€ de recettes tarifaires HTB en 2018. En l'absence de prise en compte de l'abattement pour les électro-intensifs dans le niveau du TURPE 5 HTB, SER aurait perçu 388 k€ de moins de recettes auprès des utilisateurs transport :

Tableau 3 : Effet de la hausse du TURPE HTB due à l'abattement électro-intensifs sur les recettes HTB de SER

En k€ courants	Montant
Recettes tarifaires HTB 2018 de SER (F)	6 861
Prise en compte de l'abattement électro-intensifs prévisionnel dans le TURPE 5 HTB 2018 (E)	+ 5,99 %
Recettes tarifaires HTB 2018 de SER avant prise en compte de l'abattement électro-intensifs prévisionnel dans le TURPE 5 HTB (G = F / (1 + E))	6 473
Recettes supplémentaires HTB 2018 pour SER (H = F - G)	388

Par ailleurs, SER a versé à RTE 37 319 k€ au titre de l'accès au réseau de transport en 2018. En l'absence de prise en compte de l'abattement pour les électro-intensifs dans le niveau du TURPE 5 HTB, SER aurait supporté 2 110 k€ de moins de charges d'accès au réseau public de transport :

Tableau 4 : Effet de la hausse du TURPE HTB due à l'abattement électro-intensifs sur les charges HTB de SER

En k€ courants	Montant
Charges tarifaires HTB 2018 de SER (I)	37 319
Prise en compte de l'abattement électro-intensifs prévisionnel dans le TURPE 5 HTB 2018 (E)	+ 5,99 %
Charges tarifaires HTB 2018 de SER avant prise en compte de l'abattement électro-intensifs prévisionnel dans le TURPE 5 HTB (J = I / (1 + E))	35 210
Charges supplémentaires HTB 2018 de SER (K = I - J)	2 110

Au total, SER a donc supporté en 2018 une charge nette de 1 722 k€ liée directement à la prise en compte dans le TURPE HTB de la compensation du manque à gagner supporté par RTE du fait de l'abattement accordé aux électro-intensifs :

Tableau 5 : Effet net de la hausse du TURPE HTB due à l'abattement électro-intensifs sur SER

En k€ courants	Montant
Recettes supplémentaires HTB 2018 de SER (H)	388
Charges supplémentaires HTB 2018 de SER (K)	2 110
Charges nettes supplémentaires HTB 2018 de SER (M = K - H)	1 722

3.4 Effet de l'ajustement à la hausse du TURPE HTA-BT

La prise en compte de l'abattement pour les clients électro-intensifs a entraîné indirectement une hausse du niveau du TURPE 5 bis HTA-BT de +1,56 % :

Tableau 6 : Prise en compte de l'abattement électro-intensifs dans le TURPE 5 bis HTA-BT

En M€ courants	Montant
Charges tarifaires HTB 2018 d'ENEDIS (N)	3 641
Prise en compte de l'abattement électro-intensifs prévisionnel dans le TURPE 5 HTB 2018 (E)	+ 5,99 %
Charges tarifaires HTB 2018 d'ENEDIS avant prise en compte de l'abattement électro-intensifs prévisionnel dans le TURPE 5 HTB ($O = N / (1 + E)$)	3 435
Recettes tarifaires prévisionnelles 2018 d'ENEDIS (P)	13 382
Recettes tarifaires prévisionnelles 2018 d'ENEDIS avant prise en compte de l'abattement électro-intensifs dans le TURPE 5 HTB ($Q = P - N + O$)	13 176
Prise en compte de l'abattement électro-intensifs prévisionnel dans le TURPE 5 HTA-BT 2018 ($R = P/Q - 1$)	+ 1,56 %

SER a bénéficié de recettes additionnelles d'un montant de 3 230 k€ liées directement à la hausse du TURPE 5 bis HTA-BT due à l'abattement électro-intensifs en 2018 :

Tableau 7 : Effet de la hausse du TURPE 5 bis HTA-BT due à l'abattement électro-intensifs sur les recettes de SER

En k€ courants	Montant
Recettes HTA-BT 2018 de SER (S)	210 035
Prise en compte de l'abattement électro-intensifs prévisionnel dans le TURPE 5 HTA-BT 2018 (R)	+ 1,56 %
Recettes HTA-BT 2018 de SER avant prise en compte de l'abattement électro-intensifs prévisionnel ($T = S / (1 + R)$)	206 805
Recettes supplémentaires HTA-BT 2018 de SER (U = S - T)	3 230

3.5 Montant de la compensation

Les charges nettes supportées par SER pour l'année 2018 s'élèvent à 226 k€ après actualisation au 1^{er} janvier 2019 :

Tableau 8 : Montant de la compensation à verser à SER

En k€ courants	Montant
Abattement électro-intensifs versé au titre de 2018 par SER (V)	1 728
Charges nettes supplémentaires HTB 2018 de SER (M)	1 722
Recettes supplémentaires HTA-BT 2018 de SER (U)	3 230
Charges nettes supplémentaires de SER liées à l'abattement électro-intensifs au titre de l'année 2018, avant actualisation ($X = V + M - U$)	220
Taux d'actualisation 2018 (W)	2,70 %
Charges nettes supplémentaires de SER liées à l'abattement électro-intensifs au titre de l'année 2018, actualisées au 1^{er} janvier 2019 ($Y = X \times (1 + W)$)	226

3.6 Effet sur les recettes tarifaires de RTE

La compensation versée par RTE constitue une moindre recette tarifaire au titre de l'année 2018.

Elle sera prise en compte au solde du CRCP au 31 décembre 2019.

DÉCISION DE LA CRE

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans le domaine de tension HTB (dits « TURPE 5 HTB ») sont entrés en vigueur le 1^{er} août 2017, en application de la délibération tarifaire de la CRE du 17 novembre 2016.

En application des modalités prévues par les tarifs TURPE 5 HTB, l'évolution annuelle du TURPE 5 HTB s'élève à + 2,16 % au 1^{er} août 2019. Cette évolution tarifaire s'explique par la prise en compte de l'inflation (+ 1,61 %) et l'apurement du solde du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP). Celui-ci s'élevait à + 186 M€ en faveur de RTE au 1^{er} janvier 2018. Les recettes tarifaires de 2018, supérieures au revenu autorisé ex post au titre de 2018, ont permis de réduire ce solde. Ainsi, en incluant l'actualisation du solde au taux sans risque, le montant du CRCP dû par les utilisateurs à RTE s'est élevé à + 155,2 M€ au 1^{er} janvier 2019.

Les coefficients de la grille tarifaire du TURPE 5 HTB qui découlent de la présente évolution figurent en annexe 1 de la présente délibération. Ils entrent en vigueur le 1^{er} août 2019.

Le montant de la compensation couvrant les charges nettes supportées par Strasbourg Electricité Réseaux pour l'année 2018 au titre de l'abattement pour les électro-intensifs s'établit à 226 k€.

La présente délibération sera publiée au *Journal officiel* de la République française. Elle sera publiée sur le site internet de la CRE et 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 juin 2019.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le Président,

Jean-François CARENCO

ANNEXE 1: CALCUL DU REVENU AUTORISÉ EX POST AU TITRE DE L'ANNÉE 2018

Le tableau 1.1 ci-après présente le revenu autorisé calculé *ex post* – tel que défini au paragraphe 3.3.3 de la Délibération tarifaire - pour les postes de charges, de recettes et les incitations financières au titre de l'année 2018. Il indique également, pour information, 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 venant augmenter les charges à couvrir par le CRCP, tel qu'une charge ou une prime en faveur de RTE ; un montant négatif représente un montant venant réduire les charges à couvrir par le CRCP, tel qu'un produit ou une pénalité pour RTE.

Tableau 1.1 : Revenu autorisé calculé *ex post*

Montants au titre de l'année 2018 (en M€)	Montants pris en compte pour le revenu autorisé calculé <i>ex post</i> [A]	Montants prévisionnels définis dans la Délibération tarifaire [B]	Ecart [A] - [B]
Charges			
Charges nettes d'exploitation (CNE) incitées	2 005,6	2 011,4	-5,8
Charges de capital incitées « hors réseaux »	126,5	126,5	0,0
Charges de capital non incitées	1 634,1	1 647,6	-13,5
Charges relatives à la compensation des pertes <i>dont régulation incitative</i>	471,5 -6,2	432,0	39,5
Charges d'exploitation liées à la constitution des réserves d'équilibrage <i>dont régulation incitative</i>	218,5 14,6	287,3	-68,8
Coûts de congestions internationales	11,2	2,0	9,2
Valeur nette comptable des immobilisations démolies	25,3	28,6	-3,3
Charges liées au dispositif d'interruptibilité	58,4	96,0	-37,6
Charges liées aux contrats d'échanges entre GRT	-3,4	0,0	-3,4
Dépenses ou recettes à l'interface entre le réseau public de transport et les nouvelles interconnexions exemptées	-	-	-
Indemnités versées par RTE aux GRD au titre des coupures longues au-delà de 15 M€	-	-	-
Frais d'études sans suite liés à l'abandon de grands projets d'investissement lorsque celles-ci ont été approuvées par la CRE	9,4	-	9,4
Montants retenus au titre du mécanisme de prise en compte des projets de déploiement industriel des réseaux électriques intelligents	-	-	-
Ecart annuel entre recettes prévisionnelles et revenu autorisé prévisionnel	109,4		-

Montants au titre de l'année 2018 (en M€)	Montants pris en compte pour le revenu autorisé calculé <i>ex post</i> [A]	Montants prévisionnels définis dans la Délibération tarifaire [B]	Ecart [A] - [B]
Recettes			
Recettes d'interconnexion	405,0	415,0	-10,0
Abattements et pénalités liés aux services système et aux réserves d'équilibrage	27,2	35,1	-7,8
Solde éventuel restant sur les fonds pour le règlement du rééquilibrage en capacité des fournisseurs et le fonds pour le règlement des écarts des responsables de périmètre de certification	-	-	-
Incitations financières			
Incitations financières au développement des projets d'interconnexion	-	-	-
Incitation à la maîtrise des dépenses d'investissement de projets de développement de réseaux	-	-	-
Régulation incitative de la continuité d'alimentation	1,2	0,0	1,2
Apurement du solde du CRCP du TURPE 4 HTB			
Apurement du solde du CRCP du TURPE 4 HTB	29,2		-
Total du revenu autorisé calculé <i>ex post</i>	4264,6 M€	4319,9 M€	- 55,3 M€

Postes de charges retenus pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2018

a) Charges nettes d'exploitation (CNE) incitées

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2018 est égal à 2 005,6 M€, soit la valeur de référence définie dans la Délibération tarifaire (2 011,4 M€) :

- retraitée de l'inflation prévisionnelle cumulée entre l'année 2015 et l'année 2017 (divisée par 1,015) ;
- retraitée de l'inflation réalisée cumulée entre l'année 2015 et l'année 2017 (multipliée par 1,012).

b) Charges de capital incitées « hors réseaux »

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2018 est égal à la valeur de référence définie dans la Délibération tarifaire, soit 126,5 M€.

c) Charges de capital non incitées

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

- le montant des charges de capital, calculé en se fondant sur les montants réalisés d'investissements, de mises en service, de retraits d'actifs et d'amortissement ; et
- le montant des charges de capital incitées « hors réseaux ».

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2018 est égal à 1 634,1 M€. Ce montant correspond à un écart de 13,5 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la Délibération tarifaire (1 647,6 M€), et ce en raison de moindres mises en service que prévu en 2016 (-14,5 M€ de rémunération de la

base d'actifs régulés et + 2 M€ sur la rémunération des immobilisations en cours) et de dotations aux amortissements légèrement inférieures à ce qui était anticipé (- 1 M€)⁵.

d) Charges relatives à la compensation des pertes

Le montant retenu pour le calcul ex post du revenu autorisé au titre de l'année 2018 est égal à la somme :

1. des charges relatives à la compensation des pertes effectivement supportées par RTE en 2018, soit 477,7 M€.

Ce montant correspond à un écart de 47 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la Délibération tarifaire corrigée de l'inflation (431 M€). Cet écart résulte, d'une part, d'un effet volume à hauteur 16 M€ et, d'autre part, d'un effet prix à hauteur de 30 M€ lié à un prix moyen des pertes de 43,1 €/MWh supérieur au prix anticipé (42,5 €/MWh).

Il est à noter que la charge nette imputable à RTE a été surestimée au 31/12/2018 à hauteur de 30 M€ et explique intégralement l'effet prix susmentionné. L'effet de bord comptable entre 2018 et 2019 lié à cet écart conduira mécaniquement à une baisse de 30 M€ de la charge nette de RTE pour l'année 2019.

2. et, dans la limite de plus ou moins 10 M€, la somme des incitations à la maîtrise du volume et du prix d'achat des pertes sur le réseau public de transport (RPT) en 2018 ainsi que la correction de l'incitation à la maîtrise du volume des pertes sur le RPT en 2017

S'agissant du montant de la régularisation de l'incitation à la maîtrise du volume des pertes au titre de l'année 2017

- l'incitation octroyée en 2017 au titre du dispositif relatif à la maîtrise du volume des pertes était de - 2,9 M€ en considérant que :
 - le volume de pertes 2017 était estimé à 11,19 TWh
 - le total d'injections physiques 2017 sur le RPT était estimé à 502,68 TWh
 - le prix de référence 2017 était estimé à 45,64 €/MWh
- au terme de la consolidation des données de comptage, le montant définitif de l'incitation à la maîtrise du volume des pertes au titre de l'année 2017 s'établit à - 3,0 M€⁶ en considérant que :
 - le volume de pertes 2017 s'établit à 11,26 TWh
 - le total d'injections physiques 2017 sur le RPT s'établit à 504,86 TWh. Le taux de pertes de référence étant fixé par la Délibération tarifaire à 2,1 % du total des injections physiques sur le RPT, le volume de référence pour l'année 2017 s'établit à 10,6 TWh
 - le prix de référence 2017 s'établit à 45,34 €/MWh
- en conséquence, une pénalité de 0,1 M€ est appliquée à RTE au titre de la mise en œuvre du dispositif incitatif à la maîtrise du volume de pertes au titre de l'année 2017

S'agissant du montant de l'incitation à la maîtrise du volume des pertes au titre de l'année 2018

- le volume des pertes estimé en 2018 est de 11,09 TWh pour un total d'injections physiques sur le RPT de 512,82 TWh, soit un taux de pertes de 2,16 % ;
- le taux de pertes de référence étant fixé par la Délibération tarifaire à 2,1 % du total des injections physique sur le RPT, le volume de référence pour l'année 2018 est de 10,8 TWh ;
- le volume des pertes supportées par RTE en 2018 étant supérieur au volume de référence, RTE supporte une pénalité de 1,4 M€.

S'agissant de l'incitation à la maîtrise du prix d'achat des pertes au titre de l'année 2018

- le prix d'achat des pertes par RTE s'établit à 43,68 €/MWh ;
- les modalités de calcul du prix d'achat des pertes de référence sont définies à l'annexe 4 de la Délibération tarifaire TURPE 5 HTB ; cette annexe a fait l'objet de corrections d'erreurs dans les

⁵ Cette apparente stabilité est la conséquence de deux effets qui se compensent. Ainsi, la baisse des dotations aux amortissements du fait de moindres mises en service est compensée par des amortissements irrégulièrement différés du fait de retard dans la saisie, dans les outils comptables, de la mise en service de certains actifs (18 M€ en 2018).

⁶ Incitation (M€) = 10 % * (Volume_{référence,2017} - Volume_{constaté,2017}) * Prix_{référence,2017}

avec Volume_{référence,2017} = 10,60 TWh, Volume_{constaté,2017} = 11,26 TWh et Prix_{référence,2017} = 45,34 €/MWh

formules de calcul du prix de référence ; une version corrigée de l'annexe 4 est jointe à la présentation délibération (Annexe 3) ; le prix d'achat des pertes de référence, calculé selon ces modalités corrigées, s'établit à 41,54 €/MWh ;

- RTE supporte donc une pénalité de 4,7 M€.

En conséquence, le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2018 est de 471,5 M€.

e) Charges d'exploitation liées à la constitution des réserves d'équilibrage

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2018 (218,5 M€) inclut le montant retenu au titre des réserves d'équilibrage (206,1 M€), d'une part, et des services système fréquence reconstitués pour motif autre qu'une réévaluation du besoin de RTE (12,4 M€), d'autre part.

Réserves d'équilibrage

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2018 est égal à la somme :

- du montant annuel de référence RE_{q2018} ;
- de 100 % de l'écart entre les charges réelles relatives aux réserves d'équilibrage supportées par RTE pour l'année et ce montant de référence RE_{q2018} , si ces charges réelles sont supérieures au montant de référence RE_{q2018} et que cet écart résulte d'une augmentation d'une partie ou de la totalité des volumes des réserves (par rapport aux volumes de référence) validée par la CRE ;
- de 50 % de l'écart entre les charges réelles relatives aux réserves d'équilibrage supportées par RTE pour l'année et ce montant de référence RE_{q2018} , si ces charges réelles sont inférieures au montant de référence RE_{q2018} .

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2018 est égal à 206,1 M€ comme détaillé ci-après.

Calcul du montant annuel de référence

Le montant annuel de référence pour les réserves d'équilibrage est déterminé pour l'année 2018 (RE_{q2018}) suivant la formule suivante :

$$RE_{q2018} = \sum_i V_{i,ref,2018} * P_{i,2018}$$

Où :

- i est un indice représentant les différents types de réserves : réserve primaire, réserve secondaire, réserve rapide, réserve complémentaire, reconstitution des services système fréquence au motif d'une évolution du besoin de RTE, reconstitution des marges ;
- $V_{i,ref,2018}$ est le volume annuel de référence associé à la réserve i pour l'année 2018, tel que défini dans la Délibération tarifaire ou tel qu'il résulte d'une augmentation validée par la CRE ;
- $P_{i,2018}$ est le prix annuel constaté pour la réserve i en 2018.

Le montant annuel de référence RE_{q2018} retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé s'élève à 220,8 M€, tel que présenté dans le tableau 1.2 ci-après.

Le volume de réserves rapide et complémentaire constitué par RTE en 2018, s'élevant à 1 505 MW, est supérieur au volume de référence de 1 500 MW fixé dans la décision TURPE 5 HTB. Cela devrait conduire RTE à supporter une pénalité au titre de l'année 2018. Toutefois, la CRE a indiqué à RTE, par courrier du 19 septembre 2017, que si les modalités de contractualisation des réserves rapide et complémentaire définies par RTE (en particulier, substitution de la réserve complémentaire par de la réserve rapide et sélection d'offre indivisible en tant qu'offre marginale) conduisaient à une minimisation du coût de constitution de ces réserves, et ce au détriment du respect du critère de constitution d'un volume maximum de 1 500 MW, le volume de référence serait révisé afin de ne pas pénaliser RTE. La CRE a constaté que l'augmentation du volume contractualisé en 2018 a effectivement conduit à minimiser le coût global pour la collectivité. La CRE considère donc que le volume de référence en 2018 concernant les réserves rapide et complémentaire peut être porté à 1505 MW, égal au volume contractualisé.

Tableau 1.2 : Montant annuel de référence RE₂₀₁₈

	Volume annuel de référence	Prix annuel constaté	Montant annuel de référence (M€)
Réserve primaire	573 MW	13,42 €/MW.h	67,4
Réserve secondaire	662 MW	18,77 €/MW.h	108,8
Réserves rapide et complémentaire	1505 MW*	--	15,0
Services système fréquence reconstitués au motif d'une réévaluation de son besoin par RTE	130 GWh	34,00 €/MWh	4,4
Marges reconstituées	182 GWh	137,97 €/MWh	25,1
Montant annuel de référence			220,8

* Le volume annuel de référence pour les réserves rapide et complémentaire en 2018 est égal au volume contractualisé.

Calcul de l'incitation relative aux réserves d'équilibrage

Les charges réelles relatives aux réserves d'équilibrage supportées par RTE pour l'année 2018 s'élèvent à 191,5 M€ ; le détail de ces charges est présenté dans le Tableau 1.3 ci-dessous.

Tableau 1.3 : Charges réelles relatives aux réserves d'équilibrage en 2018

	Volume effectif	Prix annuel constaté	Coût des réserves d'équilibrage (M€)
Réserve primaire	536 MW	13,42 €/MW	63,0
Réserve secondaire	646 MW	18,77 €/MW	106,2
Réserve rapide et complémentaire	1505 MW	--	15,0
Services système fréquence reconstitués au motif d'une réévaluation de son besoin par RTE	99,5 GWh	34,00 €/MWh	3,4
Marges reconstituées	28 GWh	137,97 €/MWh	3,9
Charges réelles supportées par RTE			191,5

Les charges réelles supportées par RTE ont été inférieures au montant annuel de référence pour l'année 2018, grâce à un volume de réserves contractualisées moindre que les volumes de référence.

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé de l'année 2018 est donc de 206,1 M€, correspondant à la somme du montant annuel de référence et de 50 % de l'écart entre les charges réelles et ce montant de référence.

Ecart par rapport à la trajectoire tarifaire

Les trajectoires prévisionnelles prises en compte dans l'équilibre tarifaire ainsi que les écarts constatés avec les charges effectivement supportées par RTE sont présentés dans le tableau 1.4 ci-dessous.

Tableau 1.4 : Montant prévisionnels pris en compte dans l'équilibre tarifaire

Montants au titre de l'année 2018 (en M€)	Montants réels supportés par RTE [A]	Montants prévisionnels définis dans la Délibération tarifaire [B]	Ecart [A] – [B]
Réserve primaire	63,0	113,9	- 50,9
Réserve secondaire	106,2	109,6	- 3,4
Réserve rapide et complémentaire	15,0	32,6	- 17,6
Services système fréquence reconstitués au motif d'une réévaluation de son besoin par RTE	3,4	4,1	- 0,7
Marges reconstituées	3,9	11,3	- 7,5
Total	191,5	271,6	- 80,1

Les principaux écarts entre les trajectoires prévisionnelles et les trajectoires réalisées concernent les coûts de constitution de la réserve primaire, les coûts de contractualisation des réserves rapide et complémentaire ainsi que les coûts d'ajustement liés à la reconstitution des marges.

Les coûts de constitution de la réserve primaire ont été inférieurs d'environ 51 M€, soit environ 45 % par rapport à la trajectoire prévisionnelle, du fait principalement d'un effet prix important. Depuis le 16 janvier 2017, RTE constitue la réserve primaire au travers d'appels d'offres hebdomadaires menés en commun avec les GRT de cinq autres pays ; les prix résultant de ces appels d'offres ont été significativement inférieurs à la prévision (15,01 €/MWh en 2017 et 13,4 €/MWh en 2018 contre un prix moyen attendu de 22,3 €/MWh). Dans une moindre mesure, le volume de réserve primaire plus faible qu'anticipé (536 MW vs. 573 MW) résulte d'une répartition effectuée chaque année par l'ENTSO-E au prorata de la production nette de chaque pays.

Les coûts de contractualisation des réserves rapide et complémentaire ont été inférieurs d'environ 18 M€ à la trajectoire. Ces coûts résultent d'un appel d'offres organisé par RTE.

Les coûts des ajustements pour reconstitution des marges ont été inférieurs à la prévision à hauteur de 7,5 M€, essentiellement du fait d'un effet volume important (28 GWh vs. 182 GWh) compensé en partie par un effet prix défavorable (137,97 €/MWh vs. 62,6 €/MWh).

Services système fréquence reconstitués pour motif autre qu'une réévaluation du besoin de RTE

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2018, concernant les services système fréquence reconstitués pour motif autre qu'une réévaluation du besoin de RTE, sont les surcoûts effectivement supportés par RTE lorsqu'un responsable de réserve est défaillant ou que l'activation d'une offre sur le mécanisme d'ajustement pour cause d'équilibrage a généré la perte des services système chez l'acteur activé, soit 12,4 M€. Ce montant correspond à un écart de 3,3 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la Délibération tarifaire (15,7 M€).

f) Coûts de congestions internationales

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2018 est égal aux coûts de congestions internationales effectivement supportés par RTE, soit 11,2 M€. Ce montant correspond à un écart de 9,2 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la Délibération tarifaire (2,0 M€).

Cet écart s'explique principalement par une forte activation du *countertrading* sur la frontière France-Espagne en janvier 2018 ainsi qu'à un effet de bord comptable entre 2017 et 2018 (charges nettes sous-estimées sur les dernières semaines de 2017, corrigée en 2018).

g) Valeur nette comptable des immobilisations démolies

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2018 est égal à la valeur nette comptable constatée des immobilisations démolies, soit 25,3 M€. Ce montant correspond à un écart de -3,3 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la Délibération tarifaire (28,6 M€).

h) Charges liées au dispositif d'interruptibilité

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2018 est égal aux charges liées au dispositif d'interruptibilité effectivement supportées par RTE, soit 58,4 M€.

Ce montant correspond à un écart de -37,6 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la Délibération tarifaire (96 M€). Cet écart s'explique par :

- le résultat de l'appel d'offres 2018 conduisant à un coût de contractualisation de 88 M€ plus faible que l'enveloppe maximale (-8 M€) ;
- un incident survenu sur le site d'un des plus importants lauréats de l'appel d'offres 2018 qui n'a donc pas pu respecter les exigences techniques ni percevoir la rémunération associée à son contrat d'interruptibilité (-29 M€).

i) Charges liées aux contrats d'échanges entre GRT

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2018 est égal aux charges liées aux contrats d'échange effectivement supportées par RTE, soit -3,4 M€.

Ce montant correspond à un écart de -3,4 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la Délibération tarifaire (0,0 M€).

j) Dépenses ou recettes à l'interface entre le réseau public de transport et les nouvelles interconnexions exemptées

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2018 est égal aux dépenses (respectivement recettes) effectivement supportées (respectivement perçues) par RTE à l'interface entre le RPT et les nouvelles interconnexions exemptées, soit 0 M€.

k) Indemnités versées par RTE aux gestionnaires de réseaux de distribution au titre des coupures longues au-delà de 15M€

Les charges nettes d'exploitation incitées incluent un montant de référence de 7,5 M€ au titre des indemnités versées par RTE aux gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) au titre des coupures longues. A ce titre, si RTE verse un montant d'indemnités inférieur à 7,5 M€, il en conserve l'écart. A l'inverse, si RTE verse plus de 7,5 M€ d'indemnités, il en supporte le coût.

Par ailleurs, afin de ne pas exposer RTE à un risque financier excessif, les sommes versées par RTE aux GRD au-delà de 15 M€ sont compensées *via* le CRCP.

Au titre de l'année 2018, le montant des indemnités versées par RTE aux GRD au titre des coupures longues est de 0,8 M€.

En conséquence, le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre des indemnités versées par RTE aux GRD en 2018 au-delà de 15 M€, pour cause de coupures longues, est nul.

l) Frais d'études sans suite liés à l'abandon de grands projets d'investissement lorsque celles-ci ont été approuvées par la CRE

RTE conduit des études en vue de la réalisation de ses investissements. Lorsque l'investissement est réalisé, ces frais d'études sont intégrés aux coûts dudit investissement. En revanche, si ces études conduisent RTE à ne pas mettre en œuvre son projet d'investissement, ces frais d'études constituent des charges d'exploitation pour RTE. Le Délibération tarifaire TURPE 5 HTB prévoit que les frais d'études sans suite liés à l'abandon de grands projets d'investissement sont couverts *via* le CRCP lorsque ces études ont été approuvées par la CRE.

En 2018, le projet Midi-Provence a été abandonné par RTE à la suite d'évolutions de ses hypothèses en matière de consommation à l'horizon 2030, de parc de production et d'échanges avec l'Espagne. Les études relatives à ce projet d'investissement, dont le coût global était estimé à 490 M€, faisaient partie des programmes d'investissements de RTE, approuvés par la CRE. Les frais d'études relatifs à ce projet seront par conséquent couverts au CRCP.

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2018 est égal aux frais d'études sans suite effectivement supportés par RTE au titre du projet Midi-Provence, soit 9,4 M€.

m) Prise en compte des projets de déploiement industriel des réseaux électriques intelligents

RTE peut demander, une fois par an, pour prise en compte lors de l'évolution annuelle du TURPE HTB, l'intégration des surcoûts de charges d'exploitation liées à un projet ou un ensemble de projets relevant du déploiement des *Smart grids* dans la trajectoire des charges couvertes par le TURPE 5 HTB. Cette intégration est possible pour des projets impliquant des charges d'exploitation supérieures à 3 M€, sous réserve d'une analyse coûts-bénéfices favorable du projet. RTE doit, dans la cadre de sa demande, justifier que ces charges n'étaient pas prévues lors de

l'élaboration du TURPE 5 HTB. Le cas échéant, des éléments de régulation incitative associés à ces projets pourront être ajoutés.

Les charges d'exploitation prises en compte à ce titre, ainsi que les montants des incitations associées, sont intégrés dans le calcul *ex post* du revenu autorisé.

Au titre de l'année 2018, RTE n'a pas adressé de demande d'intégration de surcoûts de charges d'exploitation liées à un projet relevant du déploiement des *Smart grids*. En conséquence, le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé est nul.

n) Écarts annuels entre recettes prévisionnelles et revenu autorisé prévisionnel

Les écarts annuels entre recettes prévisionnelles et revenu autorisé prévisionnel sont ceux résultant de l'équilibre sur la période 2017-2020 entre les recettes prévisionnelles et le revenu autorisé prévisionnel pris en compte pour l'élaboration du TURPE 5 HTB.

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2018 est égal à la valeur de référence définie dans la Délibération tarifaire, soit 109,4 M€.

Postes de recettes retenus pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2018

a) Recettes d'interconnexion

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2018 est égal aux recettes liées aux mécanismes de gestion des congestions aux interconnexions avec les pays voisins effectivement perçues par RTE⁷, soit 405,0 M€.

Ce montant correspond à un écart de 10,0 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la Délibération tarifaire (415,0 M€). Cet écart s'explique par :

- Frontière France / Angleterre : +51 M€ du fait d'un différentiel de prix plus faible qu'anticipé.
 - o Prix anglais relativement peu élevé au moment des enchères long terme qui ont eu lieu en juin et juillet 2017 en raison d'une production éolienne importante ;
 - o Prix français plus élevé que prévu, conséquence d'une vague de froid à fin février, d'épisodes de fortes chaleurs en été qui ont entraîné des réductions de puissances sur plusieurs centrales nucléaires (du fait de contraintes environnementales sur les températures des sources de refroidissement) et d'une capacité de production nucléaire belge limitée qui a eu des conséquences sur le prix français.
- Frontière France / Italie : + 30 M€ du fait d'un différentiel de prix plus élevé qu'anticipé. Les écarts sont principalement imputables aux six premiers mois de l'année 2018 au cours desquels le prix italien a été soutenu par des prix du gaz et du carbone plus élevés que prévu ;
- Frontière France / Espagne : -15 M€.
 - o Le différentiel de prix a été plus faible qu'anticipé compte tenu de tensions sur le parc nucléaire français au moment de l'enchère (fin 2017).
 - o A cet effet, le prix s'ajoute un effet volume lié aux maintenances planifiées sur les mois de juillet, septembre, novembre et décembre 2018 sur l'interconnexion France - Espagne.
- Frontière France / Allemagne / Belgique : +24 M€ du fait d'un différentiel de prix plus élevé qu'anticipé
 - o Des prix belges élevés en mai et de septembre à décembre 2018 en raison d'une très faible disponibilité du parc nucléaire belge ;
 - o Des prix français élevés en hiver (températures en dessous des normales de saison) ;
 - o Des prix allemands bas à des périodes de production éolienne importante.
- Frontière France / Suisse : +2 M€

Le détail des recettes et des différentiels de prix par frontière est présenté dans les tableaux 1.5 et 1.6 ci-après.

⁷ Ces recettes sont nettes des indemnités versées par RTE en cas de réduction des capacités aux interconnexions.

Tableau 1.5 : Recettes d'interconnexions par frontière

En M€	Montant TURPE 5 HTB	Montant réalisé 2018	Ecart
France - Angleterre	147,1	95,7	-51,4
France - Suisse	7,5	9,3	1,8
France - Italie	75,5	105,9	30,4
France - Espagne	127,4	112,3	-15,1
Zone CWE	57,9	81,9	24
<i>dont France - Belgique</i>	9,6	24,1	14,5
<i>dont France - Allemagne</i>	30,3	33,4	3,1
<i>dont flow-based</i>	18	24,4	6,4
Total	415,4	405,0	-10,3

Tableau 1.6 : Différentiel de prix par frontière

En €/MWh	Spread TURPE 5 HTB	Spread Réalisé 2018	Ecart
France - Angleterre	17,1	14,8	-2,4
France - Italie	8	10,7	2,8
France - Espagne	11,6	7,3	-4,4
France - Belgique	0,3	5,1	4,8
France - Allemagne	-6,2	-5,7	0,4

b) Abattements, pénalités et indemnités liés aux services système et aux réserves d'équilibrage

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2018 est égal au montant des abattements, pénalités et indemnités effectivement perçus par RTE au titre des services système (fréquence et tension) et de la contractualisation des réserves rapide et complémentaire, soit 27,2 M€.

Ce montant correspond à un écart de 7,8 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la Délibération tarifaire (35,1 M€).

c) Solde éventuel restant sur les fonds pour le règlement du rééquilibrage en capacité des fournisseurs et le fonds pour le règlement des écarts des responsables de périmètre de certification

En application des dispositions des articles R. 335-12 et R. 335-33 du code de l'énergie, le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé est égal au solde éventuel restant effectivement sur les fonds pour le règlement du rééquilibrage en capacité des fournisseurs et le fonds pour le règlement des écarts des responsables de périmètre de certification.

Les dates limites de notification et de recouvrement du règlement financier relatif au rééquilibrage des acteurs sont fixées pour une année de livraison *N* en *N+3* (article 5.4 des règles du mécanisme de capacité). L'année 2018 constituant la deuxième année de mise en œuvre du mécanisme de capacité, aucune somme n'a à ce jour été versée aux fonds pour le règlement du rééquilibrage en capacité des fournisseurs et pour le règlement des écarts des responsables de périmètre de certification.

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2018 est donc nul.

Incitations financières au titre de la régulation incitative au titre de l'année 2018

a) Régulation incitative des investissements

La Délibération tarifaire a mis en place un mécanisme d'incitations financières au développement des projets d'interconnexion. Le montant de ces incitations est calculé dans une délibération propre à chaque projet.

Par ailleurs, la Délibération tarifaire a introduit une incitation à la maîtrise des dépenses d'investissement de projets de développement de réseaux, y compris les interconnexions et le raccordement des parcs éoliens en mer, d'un montant supérieur à 30 millions d'euros.

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé est égal à la somme :

- des incitations financières au développement des projets d'interconnexions définies dans les délibérations tarifaires propres à chaque projet.

Au cours de l'année 2018, aucun projet d'interconnexion concerné par un mécanisme de régulation incitative n'est entré en service. Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé est donc nul.

- des incitations à la maîtrise des dépenses d'investissement de projets de développement de réseaux ainsi que les investissements de raccordement des parcs éoliens en mer d'un montant supérieur à 30 M€ mis en service au cours de l'année N. Le cas échéant, le montant de cette incitation est recalculé en N+2 ou N+3 si des dépenses additionnelles d'investissement sont constatées après la mise en service du projet.

Au cours de l'année 2018, aucun projet concerné par le nouveau mécanisme de régulation incitative de la CRE n'est entré en service. Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé est donc nul.

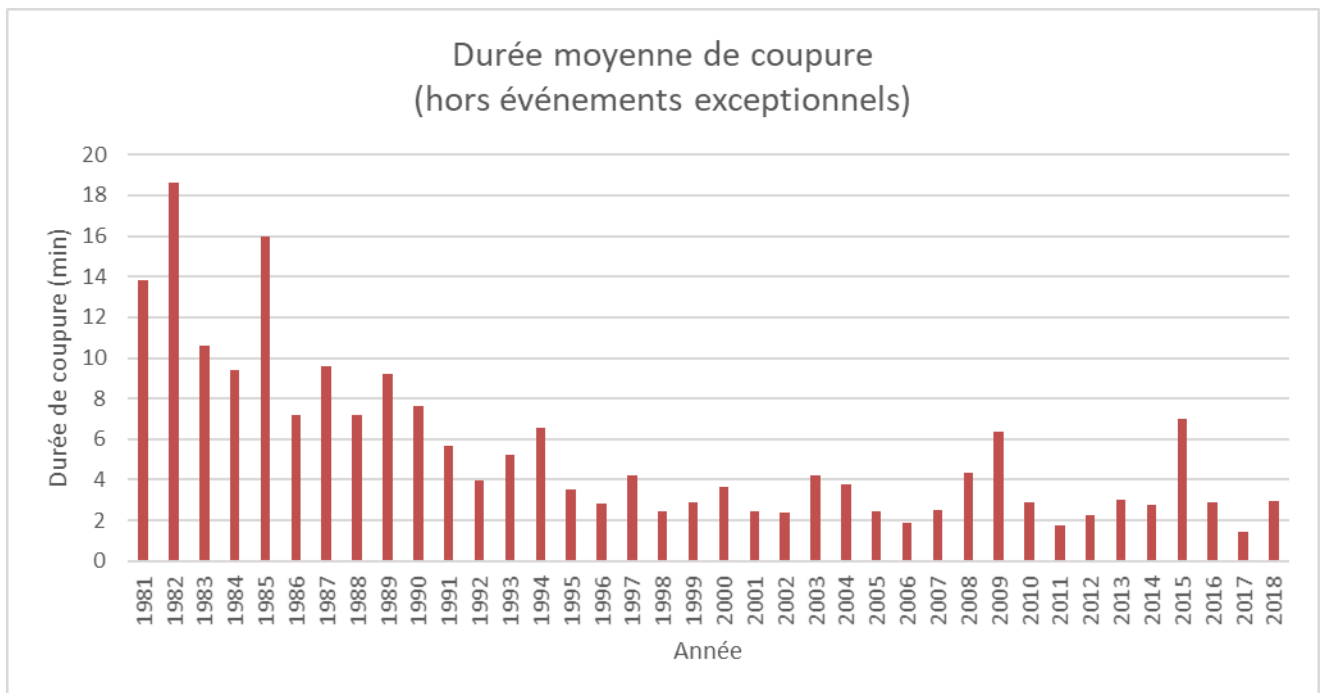
b) Régulation incitative de la continuité d'alimentation

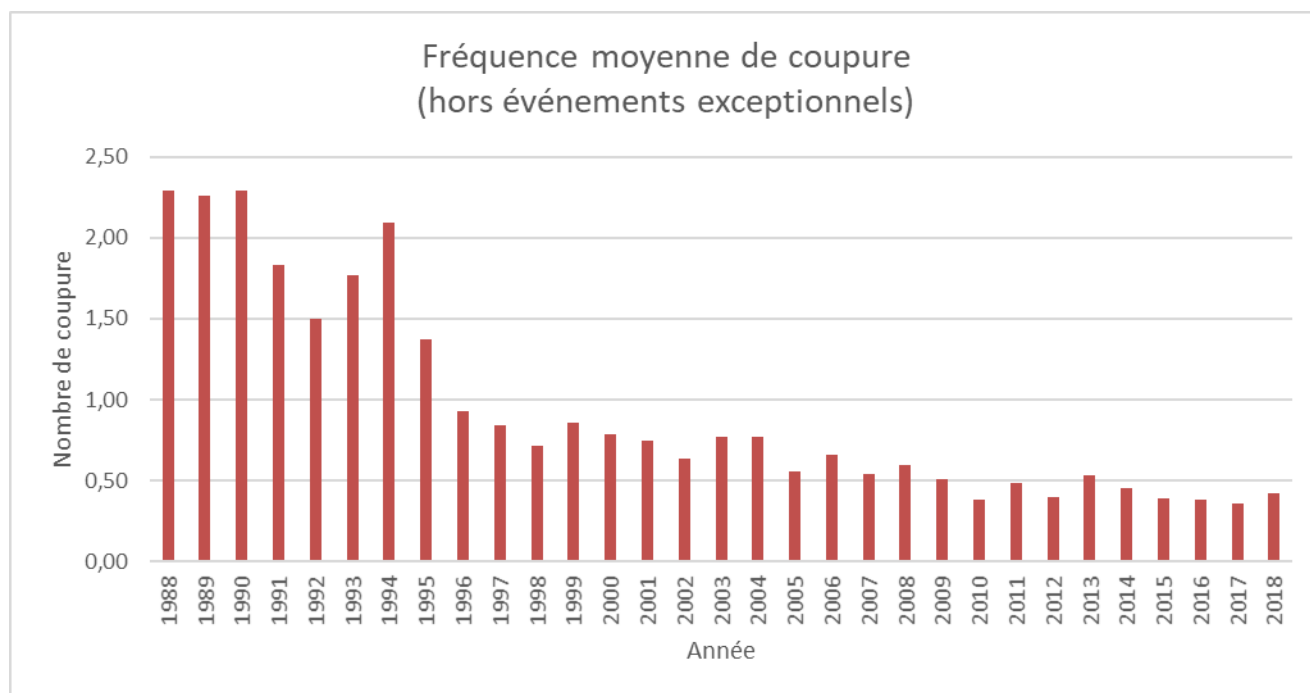
Un suivi de la continuité d'alimentation est mis en place pour RTE. Ce suivi est constitué d'indicateurs transmis régulièrement par RTE à la CRE. L'ensemble des indicateurs de suivi de la continuité d'alimentation mis en place pour RTE est rendu public sur son site Internet.

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2018, au titre de la régulation incitative de la continuité d'alimentation, est égal à la somme des incitations financières relatives à la durée et à la fréquence moyenne annuelle de coupure des utilisateurs raccordés en HTB, dans la limite globale de plus ou moins 45 M€.

En 2018, la durée moyenne de coupure hors événements exceptionnels (2 min 59 s) a été inférieure à la durée moyenne de coupure de référence (fixée à 2 min 48 s). RTE supporte en conséquence une pénalité de 3,1 M€.

Par ailleurs, la fréquence moyenne de coupure hors événements exceptionnels (0,421) a été inférieure à la fréquence moyenne de coupure de référence (fixée à 0,46). RTE bénéficie donc d'un bonus de 4,3 M€.





Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2018 donne lieu à une prime de 1,2 M€ au titre du mécanisme de régulation incitative de la continuité d'alimentation.

Apurement du solde du CRCP du TURPE 4 HTB au titre de l'année 2018

Le montant retenu au titre de l'apurement du solde du CRCP du TURPE 4 HTB est fixé à 29,2 M€ par la Délibération tarifaire.

Régulation incitative des dépenses de recherche et développement (R&D) au titre de l'année 2018

Si le montant total des dépenses de R&D réalisées sur la période 2017-2020 est inférieur aux montants de référence cumulés pris en compte pour l'élaboration du TURPE 5 HTB, la différence sera prise en compte dans le solde du CRCP de fin de période tarifaire. Il n'y a donc pas de montant à prendre en compte dans le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2018.

ANNEXE 2: COEFFICIENTS TARIFAIRES APPLICABLES AU 1^{ER} AOÛT 2019**1. Composante annuelle de gestion (CG)**

Tableau 2.1 : Composante annuelle de gestion

$a_1(\text{€}/\text{an}) / \text{contrat}$	Contrat d'accès au réseau
HTB	8952,60 ⁸

2. Composante annuelle de comptage (CC)

Tableau 2.2 : Composante annuelle de comptage

Domaine de tension	Fréquence minimale de transmission	Propriété du dispositif de comptage	Composante annuelle de comptage (€/an)
HTB	Hebdomadaire	Gestionnaire de réseaux publics	3095,40 ⁹
HTB	Hebdomadaire	Utilisateur	555,72 ¹⁰

3. Composante annuelle d'injections (CI)

Tableau 2.3 : Composante annuelle d'injections

Domaine de tension	c€/MWh
HTB 3	20
HTB 2	20
HTB 1	0

4. Composantes annuelles de soutirage (CS) et composantes mensuelles des dépassements de puissance souscrite (CMDPS) pour les domaines de tension HTB**4.1. Composante annuelle de soutirages (CS)****4.1.1. Tarif pour le domaine de tension HTB 3**

Tableau 2.4 : Composante annuelle de soutirage – Domaine de tension HTB 3

Domaine de tension	c (c€/kWh)
HTB 3	0,33

⁸ Ce coefficient est l'arrondi à 12 c€ de la valeur non arrondie de 8952,58 €/an/contrat.⁹ Ce coefficient est l'arrondi à 12 c€ de la valeur non arrondie de 3095,41 €/an.¹⁰ La valeur arrondie à 12 c€ de ce coefficient est identique à la valeur non arrondie, soit 555,71 €/an.

4.1.2. Tarif pour le domaine de tension HTB 2

Tableau 2.5 : Composante annuelle de soutirage – Domaine de tension HTB 2 – Version courte utilisation

Version courte utilisation	Heures de pointe (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)	$b_1 = 0,88$	$b_2 = 0,80$	$b_3 = 0,77$	$b_4 = 0,69$	$b_5 = 0,38$
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 1,41$	$c_2 = 0,88$	$c_3 = 0,88$	$c_4 = 0,69$	$c_5 = 0,55$

Tableau 2.6 : Composante annuelle de soutirage – Domaine de tension HTB 2 – Version moyenne utilisation

Version moyenne utilisation	Heures de pointe (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)	$b_1 = 4,57$	$b_2 = 4,37$	$b_3 = 4,34$	$b_4 = 3,44$	$b_5 = 2,16$
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 1,19$	$c_2 = 0,88$	$c_3 = 0,63$	$c_4 = 0,49$	$c_5 = 0,31$

Tableau 2.7 : Composante annuelle de soutirage – Domaine de tension HTB 2 – Version longue utilisation

Version longue utilisation	Heures de pointe (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)	$b_1 = 12,40$	$b_2 = 11,90$	$b_3 = 9,89$	$b_4 = 7,70$	$b_5 = 3,81$
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 0,85$	$c_2 = 0,62$	$c_3 = 0,44$	$c_4 = 0,28$	$c_5 = 0,21$

4.1.3. Tarif pour le domaine de tension HTB 1

Tableau 2.8 : Composante annuelle de soutirage – Domaine de tension HTB 1 – Version courte utilisation

Version courte utilisation	Heures de pointe (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)	$b_1 = 2,45$	$b_2 = 2,04$	$b_3 = 1,88$	$b_4 = 1,13$	$b_5 = 0,61$
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 2,39$	$c_2 = 1,94$	$c_3 = 1,61$	$c_4 = 1,26$	$c_5 = 0,90$

Tableau 2.9 : Composante annuelle de soutirage – Domaine de tension HTB 1 – Version moyenne utilisation

Version moyenne utilisation	Heures de pointe (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)	$b_1 = 18,41$	$b_2 = 17,67$	$b_3 = 14,63$	$b_4 = 9,90$	$b_5 = 4,64$
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 1,75$	$c_2 = 1,39$	$c_3 = 0,81$	$c_4 = 0,59$	$c_5 = 0,40$

Tableau 2.10 : Composante annuelle de soutirage – Domaine de tension HTB 1 – Version longue utilisation

Version longue utilisation	Heures de pointe (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)	$b_1 = 31,37$	$b_2 = 30,35$	$b_3 = 24,45$	$b_4 = 17,45$	$b_5 = 8,99$
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 1,43$	$c_2 = 1,05$	$c_3 = 0,62$	$c_4 = 0,40$	$c_5 = 0,15$

5. Composante annuelle des alimentations complémentaires et de secours (CACs)

5.1. Alimentations complémentaires

Tableau 2.11 : Alimentations complémentaires

Domaine de tension	Cellules (€/cellule/an)	Liaisons (€/km/an)
HTB 3	106 964,51	10 136,17
HTB 2	64 508,44	Liaisons aériennes : 6 462,12 Liaisons souterraines : 32 309,44
HTB 1	33 507,00	Liaisons aériennes : 3 834,50 Liaisons souterraines : 7 668,97

5.2. Alimentations de secours

Tableau 2.12 : Alimentations de secours – Réserve de puissance

Domaine de tension de l'alimentation	€/kW/an ou €/kVA/an
HTB 2	1,55
HTB 1	2,98

Tableau 2.13 : Alimentations de secours – Tarification du réseau public permettant le secours

Domaine de tension de l'alimentation principale	Domaine de tension de l'alimentation de secours	Prime fixe (€/kW/an)	Part énergie (c€/kWh)	α (c€/kW)
HTB 3	HTB 2	7,41	0,77	31,39
	HTB 1	5,45	1,32	23,25
HTB 2	HTB 1	1,59	1,32	6,98

6. Composante de regroupement (CR)

Tableau 2.14 : Composante de regroupement

Domaine de tension de l'alimentation	k (c€/kW/km/an)
HTB 3	5,81
HTB 2	Liaisons aériennes : 15,12 Liaisons souterraines : 58,12
HTB 1	Liaisons aériennes : 76,73 Liaisons souterraines : 134,87

7. Dispositions spécifiques relatives aux composantes annuelles des soutirages (CS) des gestionnaires de réseaux publics de distribution

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

Tableau 2.15 : 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)
HTB 2	HTB 3	1,82
HTB 1 ou HTA 2	HTB 2	3,91
HTA 1	HTB 1	6,91

8. Composante annuelle de dépassements ponctuels programmés (CDPP) pour les domaines de tension HTB 2 et HTB 1

Tableau 2.16 : Composante annuelle de dépassements ponctuels programmés pour les domaines de tension HTB 2 et HTB 1

Domaine de tension	α (€/kW/an)
HTB 2	0,000150
HTB 1	0,000095

9. Composante annuelle de l'énergie réactive (CER)

9.1. Flux de soutirage

Tableau 2.17 : Composante annuelle de l'énergie réactive – Flux de soutirage

Domaine de tension du point de connexion	Rapport $tg \phi_{max}$	c€/kvar.h
HTB 3	0,4	1,50
HTB 2	0,4	1,61
HTB 1	0,4	1,81

9.2. Flux d'injection

Tableau 2.18 : Composante annuelle de l'énergie réactive – Flux d'injection

Domaine de tension du point de connexion	c€/kvar.h
HTB 3	1,50
HTB 2	1,61
HTB 1	1,81

9.3. Dispositions spécifiques relatives à la composante annuelle de l'énergie réactive entre deux gestionnaires de réseaux publics d'électricité**Tableau 2.19 : Composante annuelle de l'énergie réactive entre deux gestionnaires de réseaux publics d'électricité**

Coût unitaire du dépassement	€/Mvar.h
Zone de facturation pour l'énergie réactive absorbée	3,05
Zone de facturation pour l'énergie réactive fournie	0,53

6 juin 2019

ANNEXE 3 : VERSION CORRIGÉE DE L'ANNEXE 4 (REGULATION INCITATIVE DES CHARGES LIEES A LA COMPENSATION DES PERTES) DE LA DELIBERATION DE LA CRE DU 17 NOVEMBRE 2016 PORTANT DÉCISION SUR LES TARIFS D'UTILISATION DES RÉSEAUX PUBLICS D'ÉLECTRICITÉ DANS LE DOMAINE DE TENSION HTB

Cette annexe est confidentielle.