



## DELIBERATION N° 2020-094

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 14 mai 2020 portant décision sur l'évolution au 1<sup>er</sup> août 2020 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, Ivan FAUCHEUX 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<sup>er</sup> août 2017, en application de la délibération de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) du 17 novembre 2016<sup>1</sup> (ci-après « la Délibération tarifaire ») modifiée par la délibération l'énergie du 24 janvier 2019 portant sur l'extension de la régulation incitative des investissements de RTE aux raccordements des parcs éoliens en mer<sup>2</sup>.

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 -1,08 % au 1<sup>er</sup> août 2020, en application des modalités prévues par la Délibération tarifaire.

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 2019 en application des dispositions de l'article L. 341-4-2 du code de l'énergie. Cette compensation s'élève à 208 k€.

<sup>1</sup> 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

<sup>2</sup> Délibération n° 2019-015 de la Commission de régulation de l'énergie du 24 janvier 2019 portant décision sur l'extension de la régulation incitative des investissements de RTE aux raccordements des parcs éoliens en mer et modifiant la délibération « TURPE 5 HTB »

# SOMMAIRE

<b>1. CADRE EN VIGUEUR POUR L'EVOLUTION DES TARIFS D'UTILISATION DES RESEAUX PUBLICS D'ELECTRICITE DANS LE DOMAINE DE TENSION HTB.....</b>	<b>3</b>
<b>2. EVOLUTION DE LA GRILLE TARIFAIRE DU TURPE 5 HTB AU 1<sup>ER</sup> AOUT 2020.....</b>	<b>4</b>
2.1 EVOLUTION DE L'INDICE DES PRIX A LA CONSOMMATION HORS TABAC.....	4
2.2 SOLDE DU CRCP DE RTE AU 1 <sup>ER</sup> JANVIER 2020 .....	4
2.2.1 Solde du CRCP au 1 <sup>er</sup> janvier 2019.....	4
2.2.2 Revenu autorisé calculé <i>ex post</i> au titre de l'année 2019 .....	4
2.2.3 Recettes perçues par RTE au titre de l'année 2019 .....	4
2.2.4 Produits exceptionnels au titre de l'année 2019 .....	5
2.2.5 Solde du CRCP au 1 <sup>er</sup> janvier 2020.....	5
2.3 COEFFICIENT $K_{2020}$ EN VUE DE L'APUREMENT DU SOLDE DU CRCP .....	5
2.4 EVOLUTION DE LA GRILLE TARIFAIRE DU TURPE 5 HTB AU 1 <sup>ER</sup> AOUT 2020.....	5
<b>3. COMPENSATION A VERSER A STRASBOURG ELECTRICITE RESEAUX.....</b>	<b>6</b>
3.1 PRINCIPES DE CALCUL DE LA COMPENSATION .....	6
3.2 ABATTEMENT REVERSE PAR SER AUX ELECTRO-INTENSIFS.....	6
3.3 EFFET DE L'AJUSTEMENT A LA HAUSSE DU TURPE HTB .....	6
3.4 EFFET DE L'AJUSTEMENT A LA HAUSSE DU TURPE HTA-BT .....	8
3.5 MONTANT DE LA COMPENSATION .....	8
3.6 EFFET SUR LES RECETTES TARIFAIRES DE RTE.....	9
<b>DECISION DE LA CRE .....</b>	<b>10</b>
<b>ANNEXE 1 : CALCUL DU REVENU AUTORISE EX POST AU TITRE DE L'ANNEE 2019 .....</b>	<b>11</b>
POSTES DE CHARGES RETENUS POUR LE CALCUL <i>EX POST</i> DU REVENU AUTORISE AU TITRE DE L'ANNEE 2019 .....	12
POSTES DE RECETTES RETENUS POUR LE CALCUL <i>EX POST</i> DU REVENU AUTORISE AU TITRE DE L'ANNEE 2019 .....	17
INCITATIONS FINANCIERES AU TITRE DE LA REGULATION INCITATIVE AU TITRE DE L'ANNEE 2019 .....	19
APUREMENT DU SOLDE DU CRCP DU TURPE 4 HTB AU TITRE DE L'ANNEE 2019 .....	20
REGULATION INCITATIVE DES DEPENSES DE RECHERCHE ET DEVELOPPEMENT (R&D) AU TITRE DE L'ANNEE 2019.....	20
<b>ANNEXE 2 : COEFFICIENTS TARIFAIRES APPLICABLES AU 1<sup>ER</sup> AOUT 2020.....</b>	<b>21</b>

## **1. CADRE EN VIGUEUR POUR L'ÉVOLUTION DES TARIFS D'UTILISATION DES RESEAUX 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<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> août de chaque année.

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

Chaque année *N*, le coefficient d'évolution annuelle est défini 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<sup>er</sup> 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 %.

## **2. EVOLUTION DE LA GRILLE TARIFAIRE DU TURPE 5 HTB AU 1<sup>ER</sup> AOUT 2020**

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

Pour rappel, l'inflation<sup>3</sup> prévisionnelle entre l'année 2018 et l'année 2019 retenue dans la Délibération tarifaire est égale à 1,40 %.

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

### **2.2 Solde du CRCP de RTE au 1<sup>er</sup> janvier 2020**

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

- du solde du CRCP au 1<sup>er</sup> 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 RTE au titre de cette même année.

Le solde du CRCP au 1<sup>er</sup> janvier 2020 est obtenu en actualisant le solde du CRCP au 31 décembre 2019 au taux sans risque en vigueur de 2,7 %.

#### **2.2.1 Solde du CRCP au 1<sup>er</sup> janvier 2019**

Le solde du CRCP au 1<sup>er</sup> janvier 2019 est de 155,2 M€ en faveur de RTE, conformément à la délibération de la CRE du 6 juin 2019<sup>4</sup>.

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

Le revenu autorisé calculé *ex post* au titre de 2019 s'élève à 4 150,3 M€, et est inférieur de 188,2 M€ au montant prévisionnel pris en compte dans la délibération TURPE 5 HTB (4 338,4 M€). Cet écart s'explique notamment par :

- des recettes d'interconnexion inférieures à la prévision (+65,4 M€) compensées par des recettes tirées du mécanisme de capacité en France non prises en compte lors de l'élaboration du TURPE 5 HTB (-95,5 M€);
- des charges de capital non incitées inférieures à la prévision (-41,5 M€) ;
- un coût de compensation des pertes inférieur à la prévision (-24,4 M€) associé à une prime sur leur volume et leur prix d'achat (3,2 M€) ;
- un coût de constitution des réserves d'équilibrage inférieur à la prévision (-97,1 M€) associé à une prime sur les volumes de réserves (+13,3 M€) ;
- un coût associé au dispositif d'interruptibilité inférieur à la prévision (-16,9 M€) ;
- une pénalité sur la continuité d'alimentation (-0,7 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 2019**

Les recettes tarifaires perçues par RTE au titre de l'année 2019 s'établissent à 4 277,7 M€ pour 415,0 TWh soutirés sur le réseau public de transport (RPT), soit un écart de 60,7 M€ par rapport aux recettes prévisionnelles fixées dans la délibération tarifaire (4 338,4 M€) fondées sur une hypothèse de soutirage de 426,9 TWh. Cet écart s'explique par la compensation d'effets contraires :

- des écarts à la baisse liés principalement à des effets volume : soutirages et puissances souscrites plus faibles que prévus (-78 M€) et aléa climatique (-101 M€) ;
- des écarts à la hausse liés principalement aux conséquences des hausses tarifaires réalisées en 2018 et 2019 ;
- un écart de +29 M€ au titre de l'abattement à destination des consommateurs électro-intensifs (166 M€ de moindres recettes contre 195 M€ prévus, ce qui représente un moindre coût pour RTE) ;
- un écart de l'ordre de -7 M€ sur les recettes de la composante d'injection (90 M€ réalisés contre 97 M€ prévus, ce qui représente de moindres recettes) en raison notamment de l'indisponibilité de certains moyens de production nucléaire

<sup>3</sup> 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).

<sup>4</sup> Délibération de la CRE du 6 juin 2019 portant décision sur l'évolution au 1<sup>er</sup> 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

### 2.2.4 Produits exceptionnels au titre de l'année 2019

Au cours de l'année 2019, RTE a procédé à la vente d'un actif immobilier situé à Lyon, le site des Cuirassiers. Cette cession a conduit RTE à réaliser un produit exceptionnel d'environ 35 M€.

Cet actif étant presque entièrement amorti au moment de sa cession, il a été financé en grande majorité par les utilisateurs de réseau. Il en est de même pour le bâtiment acquis par RTE pour reloger ses équipes situées auparavant dans le bâtiment des Cuirassiers. Ainsi, la CRE considère que les utilisateurs de réseaux doivent pouvoir bénéficier de ce produit de cession exceptionnel.

Or, ce produit de cession ne figurait pas dans le dossier tarifaire de RTE et n'a donc pas été intégré dans le niveau du TURPE 5 HTB.

En conséquence, la vente du bâtiment des Cuirassiers conduit à restituer 25,1 M€ aux utilisateurs de réseau via le CRCP.

### 2.2.5 Solde du CRCP au 1<sup>er</sup> janvier 2020

En application des dispositions de la Délibération tarifaire, le solde du CRCP du TURPE 5 HTB au 1<sup>er</sup> janvier 2020 s'élève donc à 2,8 M€<sub>2020</sub> en faveur de RTE. Le tableau 1 ci-après présente le calcul du montant du solde du CRCP au 1<sup>er</sup> janvier 2020 :

**Tableau 1 : Montant du solde du CRCP au 1<sup>er</sup> janvier 2020**

Composantes du CRCP à apurer au 1 <sup>er</sup> août 2020	Montant (M€ <sub>2019</sub> )
Solde du CRCP au 1 <sup>er</sup> janvier 2019 [A]	155,2
Revenu autorisé calculé <i>ex post</i> au titre de l'année 2019 [B]	4 150,3
Recettes tarifaires perçues par RTE au titre de l'année 2019 [C]	4 277,7
Produits de cession du site des Cuirassiers [D]	25,1
<b>Solde du CRCP au 31 décembre 2019 [A] + [B] - [C] - [D]</b>	<b>2,7</b>
Actualisation au taux sans risque de 2,70 %	0,1
<b>Solde du CRCP au 1<sup>er</sup> janvier 2020</b>	<b>2,8</b>

### 2.3 Coefficient K<sub>2020</sub> en vue de l'apurement du solde du CRCP

La Délibération tarifaire prévoit que l'évolution de la grille tarifaire au 1<sup>er</sup> août 2020 prend en compte un coefficient K<sub>2020</sub> qui vise notamment à apurer, d'ici le 31 juillet 2021, le solde du CRCP du 1<sup>er</sup> janvier 2020. Le coefficient K<sub>2020</sub> est plafonné à plus ou moins 2 %.

Le solde du CRCP à apurer au 1<sup>er</sup> janvier 2020 est significativement inférieur à celui du 1<sup>er</sup> janvier 2019. Ainsi, compte tenu des hausses antérieures de tarifs en 2018 et 2019 (K<sub>2018</sub> et K<sub>2019</sub> étaient respectivement de + 2,00 % et + 0,55 %), le coefficient K<sub>2020</sub> nécessaire pour apurer le solde du CRCP au 1<sup>er</sup> janvier 2020 (soit 2,8 M€) est négatif et devrait être de - 3,88 %. Compte tenu du plafonnement du coefficient d'apurement à plus ou moins 2 %, le coefficient K<sub>2020</sub> est donc fixé à - 2,00 %.

### 2.4 Evolution de la grille tarifaire du TURPE 5 HTB au 1<sup>er</sup> août 2020

En application de la Délibération tarifaire, l'évolution de la grille tarifaire de RTE au 1<sup>er</sup> août 2020 est égale à :

$$Z_{2020} = IPC_{2020} + K_{2020} = -1,08 \%$$

où IPC<sub>2020</sub> = + 0,92 % et K<sub>2020</sub> = - 2,00 %.

### 3. COMPENSATION A VERSER A STRASBOURG ELECTRICITE RESEAUX

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 2020, SER a transmis à la CRE les éléments nécessaires à la fixation du montant de la compensation au titre de l'année 2019 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<sup>er</sup> 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 1 726 k€ au titre de l'année 2019.

#### 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 2019 pour compenser 245 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<sup>er</sup> 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€<sup>5</sup> 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 195 M€ pour la période du 1<sup>er</sup> janvier 2019 au 31 décembre 2019. Ce manque à gagner pour RTE est compensé dans le niveau du TURPE 5 HTB.

<sup>5</sup> 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 2019 de RTE avant abattement (A)	4 338
Apurement annuel de l'abattement électro-intensifs au titre de l'année 2016 (B)	50
Abattement électro-intensifs prévisionnel 2019 (C)	195
Recettes tarifaires prévisionnelles 2019 hors abattement et apurement (D = A - B - C)	4 093
<b>Prise en compte de l'abattement électro-intensifs prévisionnel dans le TURPE 5 HTB 2019 (E = A / D - 1)</b>	<b>+ 5,99 %</b>

SER a perçu 6 903 k€ de recettes tarifaires HTB en 2019. En l'absence de prise en compte de l'abattement pour les électro-intensifs dans le niveau du TURPE 5 HTB, SER aurait perçu 390 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 2019 de SER (F)	6 903
Prise en compte de l'abattement électro-intensifs prévisionnel dans le TURPE 5 HTB 2019 (E)	+ 5,99 %
Recettes tarifaires HTB 2019 de SER avant prise en compte de l'abattement électro-intensifs prévisionnel dans le TURPE 5 HTB (G = F / (1 + E))	6 513
<b>Recettes supplémentaires HTB 2019 pour SER (H = F - G)</b>	<b>390</b>

Par ailleurs, SER a versé à RTE 38 111 k€ au titre de l'accès au réseau de transport en 2019. En l'absence de prise en compte de l'abattement pour les électro-intensifs dans le niveau du TURPE 5 HTB, SER aurait supporté 2 154 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 2019 de SER (I)	38 111
Prise en compte de l'abattement électro-intensifs prévisionnel dans le TURPE 5 HTB 2019 (E)	+ 5,99 %
Charges tarifaires HTB 2019 de SER avant prise en compte de l'abattement électro-intensifs prévisionnel dans le TURPE 5 HTB (J = I / (1 + E))	35 957
<b>Charges supplémentaires HTB 2019 de SER (K = I - J)</b>	<b>2 154</b>

Au total, SER a donc supporté en 2019 une charge nette de 1 764 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 2019 de SER (H)	390
Charges supplémentaires HTB 2019 de SER (K)	2 154
<b>Charges nettes supplémentaires HTB 2019 de SER (M = K - H)</b>	<b>1 764</b>

### 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 +1,54 % :

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

En M€ courants	Montant
Charges tarifaires HTB 2019 d'ENEDIS (N)	3 657
Prise en compte de l'abattement électro-intensifs prévisionnel dans le TURPE 5 HTB 2019 (E)	+ 5,99 %
Charges tarifaires HTB 2019 d'ENEDIS avant prise en compte de l'abattement électro-intensifs prévisionnel dans le TURPE 5 HTB ( $O = N / (1 + E)$ )	3 450
Recettes tarifaires prévisionnelles 2019 d'ENEDIS (P)	13 617
Recettes tarifaires prévisionnelles 2019 d'ENEDIS avant prise en compte de l'abattement électro-intensifs dans le TURPE 5 HTB ( $Q = P - N + O$ )	13 410
<b>Prise en compte de l'abattement électro-intensifs prévisionnel dans le TURPE 5 HTA-BT 2019 (<math>R = P/Q - 1</math>)</b>	<b>+ 1,54 %</b>

SER a bénéficié de recettes additionnelles d'un montant de 3 287 k€ liées directement à la hausse du TURPE 5 bis HTA-BT due à l'abattement électro-intensifs en 2019 :

**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 2019 de SER (S)	216 514
Prise en compte de l'abattement électro-intensifs prévisionnel dans le TURPE 5 HTA-BT 2019 (R)	+ 1,54 %
Recettes HTA-BT 2019 de SER avant prise en compte de l'abattement électro-intensifs prévisionnel ( $T = S / (1 + R)$ )	213 228
<b>Recettes supplémentaires HTA-BT 2019 de SER (<math>U = S - T</math>)</b>	<b>3 287</b>

### 3.5 Montant de la compensation

Les charges nettes supportées par SER pour l'année 2019 s'élèvent à 208 k€ après actualisation au 1<sup>er</sup> janvier 2020 :



**Tableau 8 : Montant de la compensation à verser à SER**

En k€ courants	Montant
Abattement électro-intensifs versé au titre de 2019 par SER (V)	1 726
Charges nettes supplémentaires HTB 2019 de SER (M)	1 764
Recettes supplémentaires HTA-BT 2019 de SER (U)	3 287
Charges nettes supplémentaires de SER liées à l'abattement électro-intensifs au titre de l'année 2019, avant actualisation ( $X = V + M - U$ )	203
Taux d'actualisation 2019 (W)	2,70 %
<b>Charges nettes supplémentaires de SER liées à l'abattement électro-intensifs au titre de l'année 2019, actualisées au 1<sup>er</sup> janvier 2020 (<math>Y = X \times (1 + W)</math>)</b>	<b>208</b>

### **3.6 Effet sur les recettes tarifaires de RTE**

La compensation versée par RTE constitue une moindre recette tarifaire au titre de l'année 2019.

Elle sera prise en compte au solde du CRCP au 31 décembre 2020.

**DECISION 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<sup>er</sup> 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 - 1,08 % au 1<sup>er</sup> août 2020 en application de la formule définie dans la Délibération tarifaire, soit :

$$Z_{2020} = IPC_{2020} + k_{2020} = +0,92 \% - 2 \% = -1,08 \%$$

Les coefficients de la grille tarifaire du TURPE 5 HTB qui découlent de la présente évolution figurent en annexe 2 de la présente délibération. Ils entrent en vigueur le 1<sup>er</sup> août 2020.

Le montant de la compensation couvrant les charges nettes supportées par Strasbourg Electricité Réseaux pour l'année 2019 au titre de l'abattement pour les électro-intensifs s'établit à 208 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 à la ministre de la transition écologique et solidaire ainsi qu'au ministre de l'économie et des finances.

**Délibéré à Paris, le 14 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 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 2019. 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, telles 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, telles qu'un produit ou une pénalité pour RTE.

**Tableau 1.1 : Revenu autorisé calculé ex post**

Montants au titre de l'année 2019 (en M€)	Montants pris en compte pour le revenu autorisé calculé ex post [A]	Montants prévisionnels définis dans la Délibération tarifaire [B]	Ecart [A] – [B]
<b>Charges</b>			
Charges nettes d'exploitation (CNE) incitées	2036,0	2034,8	1,1
Charges de capital incitées « hors réseaux »	148,6	148,6	0,0
Charges de capital non incitées	1661,3	1702,8	-41,5
Charges relatives à la compensation des pertes <i>dont régulation incitative</i>	426,1 3,2	447,0	-20,9
Charges d'exploitation liées à la constitution des réserves d'équilibrage <i>dont régulation incitative</i>	209,5 13,3	293,1	83,7
Coûts de congestions internationales	-1,1	2,0	-3,1
Valeur nette comptable des immobilisations démolies	22,7	28,6	-6,0
Charges liées au dispositif d'interruptibilité	79,1	96,0	-16,9
Charges liées aux contrats d'échanges entre GRT	-1,2	0,0	-1,2
Dépenses ou recettes à l'interface entre le réseau public de transport et les nouvelles interconnexions exemptées	0,0	0,0	0,0
Indemnités versées par RTE aux GRD au titre des coupures longues au-delà de 15 M€	0,0	0,0	0,0
Frais d'études sans suite liés à l'abandon de grands projets d'investissement lorsque celles-ci ont été approuvées par la CRE	0,0	0,0	0,0
Montants retenus au titre du mécanisme de prise en compte des projets de déploiement industriel des réseaux électriques intelligents	0,0	0,0	0,0
Ecart annuel entre recettes prévisionnelles et revenu autorisé prévisionnel	11,9		

Montants au titre de l'année 2019 (en M€)	Montants pris en compte pour le revenu autorisé calculé ex post [A]	Montants prévisionnels définis dans la Délibération tarifaire [B]	Ecart [A] - [B]
<b>Recettes</b>			
Recettes d'interconnexion et recettes issues des mécanismes de capacité	450,2	420,0	30,2
Abattements et pénalités liés aux services système et aux réserves d'équilibrage	20,9	35,6	- 14,7
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	0,0	0,0	0,0
<b>Incitations financières</b>			
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	- 0,7	0,0	- 0,7
<b>Apurement du solde du CRCP du TURPE 4 HTB</b>			
Apurement du solde du CRCP du TURPE 4 HTB	29,2		-
<b>Total du revenu autorisé calculé ex post</b>	<b>4150,3</b>	<b>4338,4</b>	<b>-188,2</b>

**Postes de charges retenus pour le calcul ex post du revenu autorisé au titre de l'année 2019**

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

Le montant retenu pour le calcul ex post du revenu autorisé au titre de l'année 2019 est égal à 2 036,0 M€, soit la valeur de référence définie dans la Délibération tarifaire (2 034,8 M€) :

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

**b) Charges de capital incitées « hors réseaux »**

Le montant retenu pour 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 corrigée de l'inflation, soit 148,6 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 2019 est égal à 1 661,3 M€. Ce montant correspond à un écart de 41,6 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la Délibération tarifaire corrigée de l'inflation (1 702,9 M€), et ce en raison de moindres mises en service que prévu en 2016 et 2018 (- 30 M€ de rémunération de la base d'actifs régulés et + 16 M€ sur la rémunération des immobilisations en cours) et de dotations aux amortissements inférieures à ce qui était anticipé (- 27 M€).

**d) Charges relatives à la compensation des pertes**

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2019 est égal à la somme :

1. des charges relatives à la compensation des pertes effectivement supportées par RTE en 2019, soit 422,9 M€.

Ce montant correspond à un écart de -24,1 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la Délibération tarifaire (447 M€). Cet écart résulte d'un effet prix lié à un prix moyen des pertes de 38,2 €/MWh inférieur au prix anticipé (40,3 €/MWh).

Il est à noter que la charge nette imputable à RTE avait été surestimée au 31/12/2018 à hauteur de 26,6 M€. L'effet de bord comptable entre 2018 et 2019 lié à cet écart a mécaniquement conduit à une baisse de 26,6 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 2019 ainsi que la correction de l'incitation à la maîtrise du volume des pertes sur le RPT en 2018

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

- l'incitation octroyée en 2018 au titre du dispositif relatif à la maîtrise du volume des pertes de l'année 2018 était de - 1,4 M€ en considérant que :
  - le volume de pertes 2018 était estimé à 11,09 TWh
  - le total d'injections physiques 2018 sur le RPT était estimé à 512,82 TWh
  - le prix de référence 2018 était estimé à 43,07 €/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 2018 s'établit à - 1,2 M€<sup>6</sup> en considérant que :
  - le volume de pertes 2018 s'établit à 10,99 TWh
  - le total d'injections physiques 2018 sur le RPT s'établit à 510,41 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 2018 s'établit à 10,72 TWh
  - le prix de référence 2018 s'établit à 43,47 €/MWh
- en conséquence, une réduction de la pénalité initialement estimée de 0,2 M€ est octroyée à RTE au titre de la mise en œuvre du dispositif incitatif à la maîtrise du volume de pertes au titre de l'année 2018

*S'agissant du montant de l'incitation à la maîtrise du volume des pertes au titre de l'année 2019*

- le volume des pertes estimé en 2019 est de 11,07 TWh pour un total d'injections physiques sur le RPT de 497,76 TWh, soit un taux de pertes de 2,22 % ;
- 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 2019 est de 10,45 TWh ;
- le volume des pertes supportées par RTE en 2019 étant supérieur au volume de référence, RTE supporte une pénalité de 2,4 M€.

*S'agissant de l'incitation à la maîtrise du prix d'achat des pertes au titre de l'année 2019*

- le prix d'achat des pertes par RTE s'établit à 38,19 €/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 formules de calcul du prix de référence dans le cadre de la délibération du 6 juin 2019 susmentionnée ; le prix d'achat des pertes de référence, calculé selon ces modalités corrigées, s'établit à 40,63 €/MWh ;
- RTE bénéficie donc d'une prime de 5,4 M€.

En conséquence, le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2019 est de 426,1 M€.

<sup>6</sup> Incitation (M€) = 10 % \* (Volume<sub>référence,2018</sub> - Volume<sub>constaté,2018</sub>) \* Prix<sub>référence,2018</sub>  
avec Volume<sub>référence,2018</sub> = 10,72 TWh, Volume<sub>constaté,2018</sub> = 10,99 TWh et Prix<sub>référence,2018</sub> = 43,47 €/MWh

**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 2019 (209,5 M€) inclut le montant retenu au titre des réserves d'équilibrage (195,3 M€), d'une part, et des services système fréquence reconstitués pour motif autre qu'une réévaluation du besoin de RTE (14,2 M€), d'autre part.

**Réserves d'équilibrage**

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé pour les réserves d'équilibrage au titre de l'année 2019 est égal à 195,3 M€.

Ce montant tient compte des charges réelles supportées par RTE au titre des différents types de réserves (181,9 M€) ainsi que du montant de l'incitation octroyée à RTE (13,3 M€) compte tenu des volumes de réserves effectivement contractualisés ou constitués par RTE. Le détail de ces éléments est présenté dans le tableau 1.2 ci-dessous.

**Tableau 1.2 : Charges réelles relatives aux réserves d'équilibrage en 2019**

	Volume effectif	Coût des réserves d'équilibrage (M€)
Réserve primaire	527 MW	47,9
Réserve secondaire	644,9 MW	109,8
Réserves rapide et complémentaire	1505 MW	18,3
Services système fréquence reconstitués au motif d'une réévaluation de son besoin par RTE	151,1 GWh	4,5
Marges reconstituées	5,3 GWh	1,5
<b>Charges réelles supportées par RTE</b>		<b>181,9</b>

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 1.3 ci-dessous.

**Tableau 1.3 : Montants prévisionnels pris en compte dans l'équilibre tarifaire**

Montants au titre de l'année 2019 (en M€)	Montants réels supportés par RTE [A]	Montants prévisionnels définis dans la Délibération tarifaire [B]	Ecart [A] - [B]
Réserve primaire	47,9	116,5	-68,6
Réserve secondaire	109,8	111,9	-2,1
Réserves rapide et complémentaire	18,3	33,2	-14,9
Services système fréquence reconstitués au motif d'une réévaluation de son besoin par RTE	4,5	4,2	0,3
Marges reconstituées	1,5	11,6	-10,1
<b>Total</b>	<b>181,9</b>	<b>277,3</b>	<b>-95,4</b>

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 surcoûts d'ajustement liés à la reconstitution des marges.

Les coûts de constitution de la réserve primaire ont été inférieurs d'environ 69 M€, soit environ 59 % 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 menés en commun avec les GRT de cinq autres pays, pour des périodes de livraison hebdomadaires avant le 1<sup>er</sup> juillet 2019 puis quotidiennes à partir de cette date ; les prix résultant de ces appels d'offres ont été significativement inférieurs à la prévision (15,01 €/MWh en 2017, 13,4 €/MWh en 2018 et 10,4 €/MWh en 2019 contre un prix moyen attendu de 23,1 €/MWh). Dans une moindre mesure, le volume de réserve primaire plus faible qu'anticipé (527 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 15 M€ à la trajectoire. Ces coûts résultent d'un appel d'offres organisé par RTE.

Les surcoûts des ajustements pour reconstitution des marges ont été inférieurs à la prévision à hauteur de 10 M€, essentiellement du fait d'un effet volume important (5,3 GWh vs. 182 GWh) compensé en partie par un effet prix défavorable (285,48 €/MWh vs. 63,6 €/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 2019, 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 14,2 M€. Ce montant correspond à un écart de 1,6 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la Délibération tarifaire (15,8 M€).

#### **f) Coûts de congestions internationales**

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2019 est égal aux coûts de congestions internationales effectivement supportés par RTE, soit -1,1 M€. Ce montant correspond à un écart de -3,1 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la Délibération tarifaire (2,0 M€).

L'analyse de cet écart doit être faite en distinguant, d'une part, la charge de congestion internationale au titre de l'année 2019 (6,6 M€) résultant principalement d'actions de *countertrading* sur la frontière France-Espagne et, d'autre part, un correctif comptable de -7,6 M€ portant sur le coût des écarts du RE *countertrading* (charges nettes surestimées en 2018 et corrigées en 2019).

#### **g) Valeur nette comptable des immobilisations démolies**

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2019 est égal à la valeur nette comptable constatée des immobilisations démolies, soit 22,7 M€. Ce montant correspond à un écart de -6,0 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 2019 est égal aux charges liées au dispositif d'interruptibilité effectivement supportées par RTE, soit 79,1 M€.

Ce montant correspond à un écart de -16,9 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la Délibération tarifaire (96 M€). Cet écart s'explique par :

- le résultat de l'appel d'offres 2019 conduisant à un coût de contractualisation de 87 M€ plus faible que l'enveloppe maximale (-9 M€) ;
- une estimation au 31/12/2019 des abattements de rémunération concernant quelques sites n'ayant pas pu atteindre le nombre d'heures minimal requis dans l'année pour bénéficier de l'intégralité de la rémunération (-8 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 2019 est égal aux charges liées aux contrats d'échange effectivement supportées par RTE, soit -1,2 M€.

Ce montant correspond à un écart de -1,2 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 2019 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 2019, le montant des indemnités versées par RTE aux GRD au titre des coupures longues est de 0,6 M€.

En conséquence, le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre des indemnités versées par RTE aux GRD en 2019 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. La 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.

Au titre de l'année 2019, aucun abandon de projet pour lequel des études avaient été approuvées par la CRE n'a été constaté. En conséquence, le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé est nul.

**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 coût-bénéfice 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 2019, 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) Ecarts 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 2019 est égal à la valeur de référence définie dans la Délibération tarifaire, soit 11,9 M€.



**Postes de recettes retenus pour le calcul ex post du revenu autorisé au titre de l'année 2019****a) Recettes d'interconnexion et recettes issues des mécanismes de capacité*****Recettes d'interconnexion***

Le montant retenu pour le calcul ex post du revenu autorisé au titre de l'année 2019 est égal aux recettes liées aux mécanismes de gestion des congestions aux interconnexions avec les pays voisins effectivement perçues par RTE<sup>7</sup>, soit 351,6 M€.

Ce montant correspond à un écart de - 65,4 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la Délibération tarifaire (417 M€). Cet écart s'explique par :

- Frontière France / Angleterre : - 57,5 M€ du fait d'un prix français plus élevé qu'anticipé et donc d'un différentiel de prix plus faible que prévu, lié à :
  - o Des températures en-dessous des normales de saison en janvier 2019
  - o Des 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 (rivières, fleuves, mers) ;
  - o Une disponibilité nucléaire basse en France au début de l'hiver 2019-2020 due à des retours de maintenance retardés.
- Frontière France / Italie : + 23,1 M€ du fait d'un différentiel de prix plus élevé qu'anticipé. Cet écart est principalement imputable à une hausse non anticipée du prix italien soutenu par des prix du gaz et du carbone plus élevés que prévu ;
- Frontière France / Espagne : - 39,1 M€.
  - o Le différentiel de prix a été plus faible qu'anticipé compte tenu d'un prix français plus élevé que dans la prévision tarifaire (cf. supra) ;
  - o A cet effet prix s'ajoute un effet volume. Le 28 et 31 mars 2019, la ligne 400 kV Cantegrit-Argia-Hernani a connu une avarie. Deux phases de travaux ont été programmées pour permettre de préserver dans le temps l'intégrité de la liaison, d'assurer la sécurité d'alimentation régionale et de garantir les capacités d'interconnexion. La première phase de travaux a nécessité une réduction d'environ un tiers des valeurs usuelles jusqu'en décembre 2019.
- Frontière France / Allemagne / Belgique : + 8,3 M€
  - o Le différentiel de prix entre la France et la Belgique a été plus élevé qu'anticipé du fait d'une disponibilité réduite du parc nucléaire belge au dernier trimestre 2018 (enchère annuelle 2019 conduite en décembre 2018) ;
  - o Sur la frontière France-Allemagne, la convergence des prix a été plus forte que prévu, en raison d'une production éolienne moins importante que prévu en Allemagne
- Frontière France / Suisse : - 0,2 M€

Le détail des recettes et des différentiels de prix par frontière est présenté dans les tableaux 1.4 et 1.5 ci-après.

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

**Tableau 1.4 : Recettes d'interconnexions par frontière**

En M€	Montant TURPE 5 HTB	Montant réalisé 2019	Ecart
France - Angleterre	146,9	89,4	- 57,5
France - Suisse	7,5	7,3	- 0,2
France - Italie	75,7	98,8	+ 23,1
France - Espagne	127,4	88,3	- 39,1
Zone CWE	59,6	67,9	+ 8,3
<i>dont France - Belgique</i>	9,6	19,1	+ 9,5
<i>dont France - Allemagne</i>	32,0	30,0	- 2,0
<i>dont flow-based</i>	18,0	18,8	+ 0,8
<b>Total</b>	<b>417</b>	<b>351,6</b>	<b>- 65,4</b>

**Tableau 1.5 : Différentiel de prix par frontière**

En €/MWh	Spread TURPE 5 HTB	Spread Réalisé 2019	Ecart
France - Angleterre	17,0	9,5	- 7,5
France - Italie	8,0	11,8	+ 3,8
France - Espagne	11,6	8,2	- 3,4
France - Belgique	0,3	-0,1	- 0,4
France - Allemagne	-6,7	-1,8	+ 4,9

***Recettes issues des mécanismes de capacité***

Les recettes issues des mécanismes de capacité s'élèvent en 2019 à 98,5 M€. Le montant réalisé est supérieur aux 3,0 M€ pris en compte dans la trajectoire prévisionnelle de recettes des mécanismes de capacité du TURPE 5. L'écart global est donc de +95,6 M€.

Cet écart est dû à l'ouverture du mécanisme de capacité français à la participation des capacités transfrontalières.

**Tableau 1.6 : Recettes issues des mécanismes de capacité**

En M€	Montant TURPE 5 HTB	Montant réalisé 2019	Ecart
Mécanisme de capacité britannique	3,0	3,2	+ 0,2
Mécanisme de capacité français	0	95,4	+ 95,4
<b>Total</b>	<b>3,0</b>	<b>98,5</b>	<b>+ 95,5</b>

**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 2019 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 20,9 M€.

Ce montant correspond à un écart de -14,7 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la Délibération tarifaire (35,6 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 2019 constituant la troisième 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 2019 est donc nul.

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

#### **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<sup>8</sup>, 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 2019, 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 2019, 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**

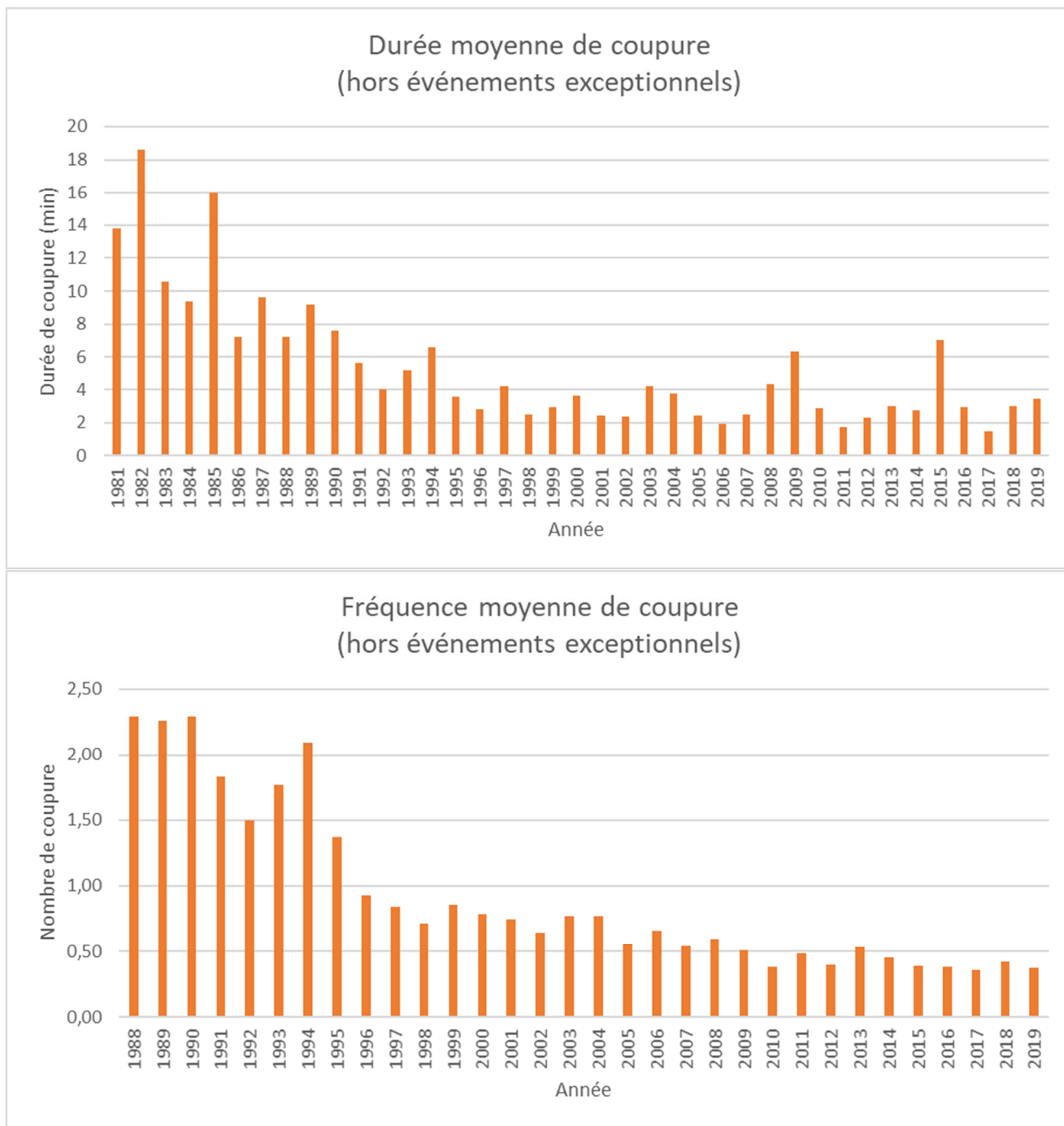
Un suivi de la continuité d'alimentation est mis en place pour RTE. Ce suivi est constitué d'indicateurs transmis régulièrement par RTE à la CRE. L'ensemble des indicateurs de suivi de la continuité d'alimentation mis en place pour RTE est rendu public sur son site Internet.

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2019, 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 2019, la durée moyenne de coupure hors événements exceptionnels (3 min 25 s) a été supérieure à la durée moyenne de coupure de référence (fixée à 2 min 48 s). RTE supporte en conséquence une pénalité de 10,5 M€.

Par ailleurs, la fréquence moyenne de coupure hors événements exceptionnels (0,370) a été inférieure à la fréquence moyenne de coupure de référence (fixée à 0,46). RTE bénéficie donc d'une prime de 9,8 M€.

<sup>8</sup> L'extension du dispositif incitatif au raccordement des parcs éoliens en mer d'un montant supérieur à 30 M€ a été introduite au travers de la délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 24 janvier 2019 portant décision sur l'extension de la régulation incitative des investissements de RTE aux raccordements des parcs éoliens en mer et modifiant la délibération « TURPE 5 HTB »



Le montant retenu pour le calcul ex post du revenu autorisé au titre de l'année 2019 donne lieu à une pénalité pour RTE de 0,7 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 2019**

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 2019**

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 2019.



**ANNEXE 2 : COEFFICIENTS TARIFAIRES APPLICABLES AU 1<sup>ER</sup> AOUT 2020**

**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	8855,88 <sup>9</sup>

**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	3061,92 <sup>10</sup>
HTB	Hebdomadaire	Utilisateur	549,72 <sup>11</sup>

**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	0,32

<sup>9</sup> Ce coefficient est l'arrondi à 12 c€ de la valeur non arrondie de 8855,89 €/an/contrat.

<sup>10</sup> Ce coefficient est l'arrondi à 12 c€ de la valeur non arrondie de 3061,98 €/an.

<sup>11</sup> La valeur arrondie à 12 c€ de ce coefficient est identique à la valeur non arrondie, soit 549,71 €/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)
<b>Coefficient pondérateur de puissance</b> (€/kW/an)	$b_1 = 0,87$	$b_2 = 0,79$	$b_3 = 0,76$	$b_4 = 0,69$	$b_5 = 0,37$
<b>Coefficient pondérateur de l'énergie</b> (c€/kWh)	$c_1 = 1,39$	$c_2 = 0,87$	$c_3 = 0,87$	$c_4 = 0,69$	$c_5 = 0,54$

**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)
<b>Coefficient pondérateur de puissance</b> (€/kW/an)	$b_1 = 4,52$	$b_2 = 4,32$	$b_3 = 4,29$	$b_4 = 3,40$	$b_5 = 2,13$
<b>Coefficient pondérateur de l'énergie</b> (c€/kWh)	$c_1 = 1,18$	$c_2 = 0,87$	$c_3 = 0,62$	$c_4 = 0,49$	$c_5 = 0,30$

**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)
<b>Coefficient pondérateur de puissance</b> (€/kW/an)	$b_1 = 12,26$	$b_2 = 11,77$	$b_3 = 9,78$	$b_4 = 7,62$	$b_5 = 3,77$
<b>Coefficient pondérateur de l'énergie</b> (c€/kWh)	$c_1 = 0,84$	$c_2 = 0,61$	$c_3 = 0,44$	$c_4 = 0,28$	$c_5 = 0,21$

**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)
<b>Coefficient pondérateur de puissance</b> (€/kW/an)	b <sub>1</sub> = 2,43	b <sub>2</sub> = 2,02	b <sub>3</sub> = 1,86	b <sub>4</sub> = 1,11	b <sub>5</sub> = 0,60
<b>Coefficient pondérateur de l'énergie</b> (c€/kWh)	c <sub>1</sub> = 2,36	c <sub>2</sub> = 1,92	c <sub>3</sub> = 1,59	c <sub>4</sub> = 1,25	c <sub>5</sub> = 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)
<b>Coefficient pondérateur de puissance</b> (€/kW/an)	b <sub>1</sub> = 18,22	b <sub>2</sub> = 17,48	b <sub>3</sub> = 14,47	b <sub>4</sub> = 9,79	b <sub>5</sub> = 4,59
<b>Coefficient pondérateur de l'énergie</b> (c€/kWh)	c <sub>1</sub> = 1,73	c <sub>2</sub> = 1,37	c <sub>3</sub> = 0,80	c <sub>4</sub> = 0,58	c <sub>5</sub> = 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)
<b>Coefficient pondérateur de puissance</b> (€/kW/an)	b <sub>1</sub> = 31,03	b <sub>2</sub> = 30,02	b <sub>3</sub> = 24,19	b <sub>4</sub> = 17,26	b <sub>5</sub> = 8,89
<b>Coefficient pondérateur de l'énergie</b> (c€/kWh)	c <sub>1</sub> = 1,42	c <sub>2</sub> = 1,04	c <sub>3</sub> = 0,61	c <sub>4</sub> = 0,40	c <sub>5</sub> = 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	105 809,30	10 026,70
HTB 2	63 811,75	Liaisons aériennes : 6 392,33 Liaisons souterraines : 31 960,50
HTB 1	33 145,12	Liaisons aériennes : 3 793,08 Liaisons souterraines : 7 586,15

**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	1,53
HTB 1	2,95

**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	7,33	0,76	31,05
	HTB 1	5,39	1,30	23,00
HTB 2	HTB 1	1,57	1,30	6,90

**6. Composante de regroupement (CR)**

**Tableau 2.14 : Composante de regroupement**

Domaine de tension de l'alimentation	k (c€/kW/km/an)
HTB 3	5,75
HTB 2	Liaisons aériennes : 14,96 Liaisons souterraines : 57,49
HTB 1	Liaisons aériennes : 75,90 Liaisons souterraines : 133,41



**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	1,80
HTB 1 ou HTA 2	HTB 2	3,87
HTA 1	HTB 1	6,84

**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	$\alpha$ (€/kW/an)
HTB 2	0,000149
HTB 1	0,000094

**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	1,49
HTB 2	0,4	1,59
HTB 1	0,4	1,79

**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	1,49
HTB 2	1,59
HTB 1	1,79

**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	3,02
Zone de facturation pour l'énergie réactive fournie	0,52