

DÉLIBÉRATION N°2025-130

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 3 juin 2025 portant décision sur le solde du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) au 1^{er} janvier 2025 du tarif 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 : Emmanuelle WARGON, présidente, Anthony CELLIER, Ivan FAUCHEUX et Lova RINEL, commissaires.

En application des dispositions de l'article L. 341-3 du code de l'énergie, la Commission de régulation de l'énergie (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 ».

Le tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité dit « TURPE 7 HTB » entrera en vigueur le 1^{er} août 2025 en application de la délibération de la CRE du 13 mars 2025¹ (ci-après la Délibération TURPE 7 HTB ». Il succèdera au « TURPE 6 HTB », entré en vigueur le 1^{er} août 2021 en application de la délibération de la CRE du 21 janvier 2021² (ci-après la « Délibération TURPE 6 HTB ») modifiée par la délibération du 5 janvier 2023³.

Le TURPE 7 HTB, comme les précédents, a été fixé à partir d'hypothèses de charges et de volumes d'électricité consommés, établies pour la période tarifaire. Il a également été fixé à partir d'une prévision du solde du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) en sortie de la période TURPE 6 HTB.

Pour établir le niveau initial du TURPE 7 HTB, la CRE s'est fondée sur un montant prévisionnel du solde du CRCP du TURPE 6 HTB au 1^{er} janvier 2025 égal à 523,6 M€₂₀₂₅ (à restituer à RTE).

Dans ce cadre, la présente délibération a pour objet de fixer le solde définitif du CRCP de la période TURPE 6 HTB au 1^{er} janvier 2025. En tenant compte des données définitives, le montant définitif du CRCP s'élève à 467,7 M€₂₀₂₅ (à restituer à RTE). L'écart entre ce montant et le montant prévisionnel s'élève donc à -55,9 M€ et sera pris en compte lors de l'évolution de la grille tarifaire du 1^{er} août 2026 du TURPE 7 HTB.

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.

¹ [Délibération de la CRE du 13 mars 2025 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité \(TURPE 7 HTB\)](#)

² [Délibération de la CRE du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité \(TURPE 6 HTB\)](#)

³ [Délibération de la CRE du 5 janvier 2023 portant décision modifiant les délibérations de la CRE n°2021-12 du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité \(TURPE 6 HTB\) et n°2021-13 du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité \(TURPE 6 HTA-BT\)](#)

L'article D. 341-11-1 du code de l'énergie 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 2024, au titre de l'abattement pour les consommateurs électro-intensifs.

Sommaire

1. Cadre tarifaire en vigueur	4
2. Montant définitif du solde du CRCP du TURPE 6 HTB.....	4
2.1. Modalités de calcul du solde du CRCP	4
2.2. Calcul du solde définitif du CRCP du tarif TURPE 6	4
2.2.1. Solde du CRCP au 1 ^{er} janvier 2024	4
2.2.2. Revenu autorisé définitif au titre de l'année 2024.....	5
2.2.3. Montants relatifs au mécanisme de bilan de fin de période TURPE 6 HTB	6
2.2.3.1. R&D.....	6
2.2.3.2. Volumes de gestion des actifs.....	6
2.2.3.3. Maîtrise et priorisation des dépenses d'investissement	7
2.2.3.4. Autres effets à prendre en compte dans le solde définitif du TURPE 6 HTB au titre de 2024.....	7
2.2.4. Recettes tarifaires perçues par RTE au titre de l'année 2024	8
2.2.5. Solde du CRCP au 1 ^{er} janvier 2025	8
2.3. Ecart entre les CRCP provisoire et définitif de la période TURPE 6 pris en compte pour l'évolution annuelle au 1 ^{er} aout 2026.....	9
3. Compensation à verser à Strasbourg Electricité réseaux (SER)	9
Décision de la CRE	10
Annexe 1 : détail du calcul du CRCP de RTE au titre de l'année 2024.....	11
Annexe 2 : calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2024.....	13
Annexe 3 : compensation à verser à Strasbourg Electricité Réseaux	35
Annexe 4 : bilan de la qualité de service de RTE pour l'année 2024.....	39

1. Cadre tarifaire en vigueur

Le tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité dit « TURPE 6 HTB » est entré en vigueur le 1^{er} août 2021, en application de la Délibération TURPE 6 HTB. Ce tarif a été conçu pour s'appliquer pour une durée d'environ quatre ans. Il prendra fin au 31 juillet 2025, et sera remplacé par le tarif dit « TURPE 7 HTB », qui entrera en vigueur le 1^{er} août 2025 en application de la Délibération TURPE 7 HTB.

Les tarifs TURPE 6 HTB et TURPE 7 HTB comprennent chacun un compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) permettant, d'une part, de corriger, pour certains postes préalablement identifiés, les écarts entre les charges et les produits réels et les charges et les produits prévisionnels pris en compte pour établir le tarif et, d'autre part, de prendre en compte les incitations financières résultant des mécanismes visant à encourager RTE à améliorer sa performance.

Pour déterminer l'équilibre tarifaire de la période TURPE 7 HTB, la CRE a pris en compte un montant prévisionnel pour le solde définitif du CRCP de la période TURPE 6 HTB.

2. Montant définitif du solde du CRCP du TURPE 6 HTB

2.1. Modalités de calcul du solde du CRCP

Le solde définitif du CRCP du TURPE 6 HTB, au 31 décembre 2024 est calculé comme la somme :

- du solde du CRCP au 1^{er} janvier 2024, détaillé au point 2.2 ;
- de la différence, au titre de l'année 2024, entre :
 - le revenu autorisé définitif au titre de l'année 2024, (voir point 2.2.2), incluant des montants relatifs à plusieurs mécanismes pour lesquels un bilan est effectué en fin de période tarifaire (voir point 2.2.3), en particulier :
 - la régulation incitative sur les volumes de gestion des actifs ;
 - la régulation incitative des dépenses de recherche et développement (R&D) ;
 - les transferts de dépenses d'exploitation vers des dépenses d'investissement en cours de période tarifaire, comme prévu par la délibération n° 2023-01 du 5 janvier 2023.
 - et les recettes tarifaires perçues par RTE (voir point 2.2.4).

Le solde du CRCP au 1^{er} janvier 2025 est obtenu en actualisant le solde du CRCP au 31 décembre 2024 au taux sans risque en vigueur de 1,7 %.

Le détail du calcul du CRCP au titre de 2024 conformément aux modalités précisées par la Délibération TURPE 6 HTB est présenté en annexe 1.

2.2. Calcul du solde définitif du CRCP du TURPE 6 HTB

2.2.1. Solde du CRCP au 1^{er} janvier 2024

Le solde du CRCP au 1^{er} janvier 2024 s'élève à 201,4 M€₂₀₂₄, tel que calculé dans la délibération du 26 juin 2024⁴.

⁴ [Délibération de la CRE du 26 juin 2024 portant décision sur l'évolution au 1er août 2024 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](#)

2.2.2. Revenu autorisé définitif au titre de l'année 2024

Le revenu autorisé définitif au titre de 2024 s'élève à 4 600,6 M€ dont un malus total de 8,8 M€ d'incitations financières dans le cadre de la régulation incitative de maîtrise du coût des pertes électriques, de la qualité de service, des projets d'interconnexions, de la maîtrise des coûts des grands projets de réseaux et des coûts unitaires de la gestion des actifs.

Ce revenu autorisé définitif est inférieur de 102,3 M€ au montant prévisionnel pris en compte dans la Délibération TURPE 6 HTB révisé de l'inflation réalisée (4 702,9 M€).

L'écart entre le revenu autorisé définitif et le montant prévisionnel révisé de l'inflation s'explique notamment par :

- les rentes de congestion supérieures au prévisionnel (- 875,8 M€) ;
- les charges relatives aux pertes supérieures au prévisionnel (+ 487,4 M€) ;
- les charges relatives à la constitution des réserves d'équilibrage supérieures au prévisionnel (+ 250,4 M€) ;
- les charges relatives aux congestions nationales et internationales supérieures au prévisionnel (+ 134,4 M€).

Les montants et explications poste à poste sont détaillés en annexe 2.

Les différentes incitations financières issues du cadre de régulation incitative génèrent en 2024 un malus total de 8,8 M€ pour RTE, qui se décompose comme :

- un malus de 9,8 M€ au titre de la régulation incitative relative au coût d'achat des pertes ;
- un malus de 4,9 M€ au titre de la régulation incitative sur la qualité de service, qui incite les délais de transmission des propositions techniques et financières (PTF) ;
- un malus de 2,1 M€ au titre de la régulation incitative des volumes de congestions internationales, les volumes d'ajustements pour motif congestion étant supérieurs à la cible fixée par la CRE ;
- un malus de 0,7 M€ au titre de la régulation incitative des dépenses d'investissements sur les grands projets de réseaux, le budget réalisé du projet Sud Aveyron étant supérieur à la bande de neutralité du budget cible fixé par la CRE et le montant des incitations des projets Avelin Gavrelle et Cholet Distré versés en 2021 et 2023 étant également révisés ;
- un bonus de 1,4 M€ au titre de la régulation incitative sur les volumes de compensation synchrone, les volumes réalisés étant inférieurs à l'objectif fixé par la CRE ;
- un bonus de 1,4 M€ au titre de la régulation incitative sur les volumes d'ajustement pour cause reconstitution des services système et marges, les volumes réalisés d'ajustement pour cause marge étant inférieurs à l'objectif fixé par la CRE ;
- une compensation de 7,1 M€ au titre de la régulation incitative des coûts unitaires de la gestion des actifs qui représente la compensation de 50 % des surcoûts constatés par RTE en 2024 pour les politiques « mise en peinture des pylônes » et « réhabilitation des transformateurs de puissance ».

L'ensemble de ces résultats est détaillé et analysé en annexe 2.

Concernant la continuité d'alimentation, la CRE constate que RTE a maintenu un bon niveau de performance avec une durée et fréquence de coupure inférieures aux cibles fixées dans la Délibération TURPE 6 HTB. RTE ne supporte donc pas de pénalité au titre de la régulation incitative de la continuité d'alimentation en 2024 en raison du caractère asymétrique du mécanisme incitatif.

Concernant la qualité de service, la CRE note les évolutions suivantes en 2024 :

- une dégradation du respect des délais de raccordement inscrits dans la proposition technique et financière (PTF) et dans la convention de raccordement. Dans le cadre du TURPE 7, RTE est incité sur le respect des délais de raccordement inscrits dans la convention de raccordement, pour les cas des retards dus à RTE ;

- un maintien du bon niveau de respect des coûts de raccordement inscrits dans la PTF et dans la convention de raccordement ;
- une amélioration de la performance de RTE sur le traitement des réclamations ;
- une diminution de la durée moyenne de dépassement de la tension maximale en HTB 2. Néanmoins, ce niveau reste supérieur à ceux atteints par RTE lors des années antérieures à 2023, ce qui appelle à poursuivre le plan d'action engagé pour la gestion des situations de tension haute ;
- un maintien du volume d'Energie Non Evacuée (ENE) par les producteurs dû aux activités de RTE. Ce chiffre reflète l'augmentation du nombre de limitations entamée depuis 2023, notamment dans le cadre du développement de réseau selon les principes du dimensionnement optimal du réseau de transport.

Les résultats détaillés des indicateurs de suivi de la qualité de service sont présentés en annexe 4.

2.2.3. Montants relatifs au mécanisme de bilan de fin de période TURPE 6 HTB

2.2.3.1. R&D

Depuis le TURPE 4 HTB, la CRE a mis en place un mécanisme incitatif portant sur les dépenses de R&D de RTE. Celui-ci prévoit qu'un bilan soit fait à la fin de la période tarifaire :

- si les montants effectivement dépensés par RTE sur l'ensemble de la période tarifaire sont inférieurs à la trajectoire prévisionnelle cumulée, les montants non dépensés sont restitués aux utilisateurs ;
- si les montants effectivement dépensés par RTE sont supérieurs à la trajectoire prévisionnelle, RTE n'est pas compensé à due concurrence.

Le montant total des dépenses de R&D de RTE sur l'ensemble de la période tarifaire (165,8 M€⁵) étant supérieur au montant de référence pris en compte pour l'élaboration du tarif TURPE 6 HTB (165,7 M€⁶), il n'y a aucun montant à prendre en compte dans le solde définitif du CRCP du TURPE 6 HTB.

2.2.3.2. Volumes de gestion des actifs

La Délibération TURPE 6 HTB a introduit un dispositif de régulation spécifique sur la gestion des actifs concernant les postes de dépenses suivants : le plan « PSEM », le plan « corrosion », les politiques de réhabilitation et de remplacement des postes et des lignes. Cette régulation incitative prévoit un bilan des volumes de travaux effectivement réalisés par RTE par rapport à la trajectoire des volumes de références fixés dans l'annexe 6 de la Délibération TURPE 6 HTB à l'issue de la période tarifaire.

Si RTE n'a pas réalisé la totalité des opérations prévues sur cette période dans le cadre de sa politique de gestion des actifs, les dépenses prévisionnelles associées aux opérations non réalisées font l'objet d'une rétrocession aux utilisateurs du réseau, à hauteur des volumes non réalisés multipliés par les coûts unitaires ayant servi à la construction de la trajectoire tarifaire.

Concernant les volumes de travaux effectivement réalisés par RTE dans le cadre du plan « corrosion » au cours de la période TURPE 6, les opérations de remplacements d'isolateurs ont fait l'objet d'un changement de méthodologie de comptabilisation des charges d'exploitation vers les charges de capital (cf. 2.1.2.4). Néanmoins, l'analyse des trajectoires réalisées permet de conclure que les opérations correspondantes ont effectivement été réalisées malgré ce changement de comptabilisation. En corrigeant cet effet, les volumes de travaux effectivement réalisés par RTE pour le plan « corrosion » sont supérieurs aux volumes de référence fixés dans l'annexe 6 de la Délibération TURPE 6 HTB.

⁵ Correspond aux dépenses de R&D nettes des subventions, conformément au périmètre couvert par la régulation.

⁶ Montant de référence corrigé de l'inflation réellement constatée.

Les volumes de travaux effectivement réalisés par RTE dans le cadre des autres postes de dépenses (plan « PSEM », et les politiques de réhabilitation et remplacement des postes et des lignes) sont supérieurs aux volumes de référence fixés dans l'annexe 6 de la Délibération TURPE 6 HTB.

En conséquence, la CRE ne retient pas de reversement au titre du volume de travaux liés à la gestion des actifs.

2.2.3.3. Maîtrise et priorisation des dépenses d'investissement

Le TURPE 6 définit une enveloppe quadriennale constituant un plafond d'investissements. RTE est incité à ne pas dépasser cette enveloppe et, donc, à maîtriser ses dépenses et à prioriser ses projets :

- si la somme des dépenses d'investissements sur la période tarifaire est inférieure à cette enveloppe, aucune pénalité ni prime n'est appliquée à RTE ;
- en revanche, si la somme des dépenses d'investissements sur la période tarifaire dépasse l'enveloppe, alors une pénalité, égale à 20 % du dépassement, est appliquée à RTE via le CRCP.

Tableau 2 : Plafond d'investissements

M€ courants	2021	2022	2023	2024	Total
Plafond d'investissements présenté dans la Délibération TURPE 6 HTB	1 011	973	963	1 020	3 967
Plafond d'investissements remis à jour de l'inflation réalisée	1 021	1 024	1 050	1 116	4 211
Dépenses nettes soumises au plafond	882	952	1 136	1 233	4 203

Le plafond d'investissement défini dans la Délibération TURPE 6 HTB est fondé sur la chronique d'inflation prévisionnelle retenue dans cette délibération. Cette chronique prévisionnelle s'est avérée notablement inférieure à l'inflation effectivement observée sur la période 2021-2024. La CRE considère donc justifié de mettre à jour ce plafond d'investissement de l'inflation réalisée sur la période 2021-2024, conduisant à une réévaluation du plafond à 4 211 M€.

Sur la période TURPE 6, la somme des dépenses d'investissements réalisée (4 203 M€) est inférieure à l'enveloppe quadriennale prévisionnelle corrigée de l'inflation réalisée (4 211 M€). En conséquence, aucune prime ni pénalité n'est appliquée à RTE.

2.2.3.4. Autres effets à prendre en compte dans le solde définitif du TURPE 6 HTB au titre de 2024

Au cours de la période TURPE 6, RTE a informé la CRE de deux modifications notables de sa doctrine comptable, ayant fait l'objet d'échanges avec les commissaires aux comptes :

- une modification de comptabilisation des effectifs affectés aux dépenses d'investissements, visant à mieux comptabiliser le temps passé par des fonctions support sur les projets d'investissement ;
- une granulométrie plus fine du suivi comptable de certains actifs, visant à mieux refléter les durées de vie des différents éléments qui les composent. La mise en œuvre de cette modification a entraîné des transferts de dépenses de maintenance courantes, incitées à 100%, vers des renouvellements d'actifs, couverts à 100% au réel.

La délibération de la CRE du 5 janvier 2023 prévoit que, en cas de modification de la doctrine comptable entraînant le transfert de charges d'exploitation vers des dépenses d'investissements, la CRE contrôle en fin de période tarifaire les montants correspondants et les restitue le cas échéant aux utilisateurs du réseau public de transport via le CRCP.

RTE a transmis à la CRE un bilan des montants ayant fait l'objet d'un transfert de charges de capital vers des charges d'exploitation :

- RTE a comptabilisé un montant de 114,1 M€ au titre des effectifs indirects affectés aux dépenses d'investissement ;
- RTE a transféré une enveloppe de 12,1 M€ des charges d'exploitation vers les charges de capital en ce qui concerne les travaux de remplacement d'isolateurs.

Au vu de ces éléments, la CRE fixe le montant à restituer aux utilisateurs de réseau à 126,2 M€.

2.2.4. Recettes tarifaires perçues par RTE au titre de l'année 2024

Les recettes tarifaires perçues par RTE au titre de l'année 2024 s'établissent à 4 216,0 M€ et sont inférieures de 486,8 M€ aux recettes tarifaires prévisionnelles (4 702,8 M€). Cet écart s'explique par :

- des recettes de soutirage (puissance souscrite, énergie soutirée et dépassements de puissance souscrite) inférieures au prévisionnel (- 484 M€) expliquées par :
 - le décalage de l'évolution annuelle du TURPE 7 HTB d'août à novembre 2024 (-68 M€)
 - l'aléa climatique (- 143 M€), l'année 2024 ayant été une année chaude ce qui a entraîné une baisse des soutirages (- 8 TWh) et des dépassements de puissance souscrite ;
 - la sobriété (- 207 M€) entraînant de moindres soutirages pour les clients distributeurs (- 23 TWh) et industriels (- 1 TWh) ;
 - un abattement électro-intensif plus élevé que prévu en application du décret du 10 avril 2021⁷ (-66 M€) ;
- des recettes d'injection inférieures au prévisionnel (- 3 M€).

2.2.5. Solde du CRCP au 1^{er} janvier 2025

Le solde du CRCP de RTE au 1^{er} janvier 2025 s'élève donc à 467,7 M€₂₀₂₅, à restituer à RTE et se décompose de la manière suivante :

Tableau 3 : Montant du solde du CRCP au 1^{er} janvier 2025

Composantes du CRCP à apurer	Montant (M€)
Solde du CRCP au 1^{er} janvier 2024 [A]	201,4 M€ ₂₀₂₄
Revenu autorisé définitif au titre de l'année 2024 [B]	4 600,6 M€ ₂₀₂₄
Recettes perçues par RTE au titre de l'année 2024 [C]	4 216,0 M€ ₂₀₂₄
Régulation incitative des dépenses de R&D [D]	0 M€ ₂₀₂₄
Régulation incitative sur le volume de gestion des actifs [E]	0 M€ ₂₀₂₄
Régulation incitative à la maîtrise et à la priorisation des dépenses d'investissements [F]	0 M€ ₂₀₂₄
Restitution aux utilisateurs de réseau résultant de transfert de charges d'exploitation vers les charges de capital [G]	-126,2 M€ ₂₀₂₄
Solde du CRCP au 31 décembre 2024 [A]+[B]-[C]+[D]+[E]+[F]+[G]	459,9 M€₂₀₂₄
Actualisation au taux de 1,7%	7,8 M€
Solde du CRCP au 1^{er} janvier 2025 [A]+([B]-[C])	467,7 M€₂₀₂₅

⁷ Décret n° 2021-420 du 10 avril 2021 modifiant la partie réglementaire du code de l'énergie relative aux dispositions relative à la réduction de tarif d'utilisation du réseau public de transport accordée aux sites fortement consommateurs d'électricité.

2.3. Ecart entre les CRCP provisoire et définitif de la période TURPE 6 pris en compte pour l'évolution annuelle au 1^{er} août 2026

Le solde définitif du CRCP du TURPE 6 HTB au 1^{er} janvier 2025 s'élève à 467,7 M€₂₀₂₅ (cf. ci-dessus), à restituer à RTE. Dans le cadre de la Délibération TURPE 7 HTB, la CRE a pris en compte pour définir la trajectoire tarifaire un solde prévisionnel de ce CRCP au 1^{er} janvier 2025 de 523,6 M€₂₀₂₅. La différence entre ces deux montants, soit -55,9 M€₂₀₂₅ (en faveur des utilisateurs), sera prise en compte dans le cadre de la mise à jour annuelle du TURPE 7 HTB au 1^{er} août 2026.

3. Compensation à verser à Strasbourg Electricité réseaux (SER)

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, 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 mars 2025, SER a transmis à la CRE les éléments nécessaires à la fixation du montant de la compensation au titre de l'année 2024 pour les deux sites électro-intensifs raccordés à son réseau pouvant en bénéficier.

Les charges nettes supportées par SER pour l'année 2024 s'élèvent à 1 533 k€ après actualisation au 1^{er} janvier 2025.

Le montant de la compensation à verser par RTE en 2025 à SER s'élève donc à 1 533 k€.

Les détails du calcul du montant de la compensation à verser à SER sont précisés dans l'annexe 3.

La compensation versée par RTE constitue une moindre recette tarifaire au titre de l'année 2025. Elle sera prise en compte dans le calcul du solde du CRCP au 31 décembre 2025.

Décision de la CRE

Le tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité de RTE, dit tarif « TURPE 7 HTB », entrera en vigueur le 1^{er} août 2025, en application de la délibération n°2025-77 du 13 mars 2025 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité (TURPE 7 HTB).

Pour déterminer l'équilibre tarifaire de la période TURPE 7 HTB, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a notamment pris en compte un montant prévisionnel pour le solde du CRCP de la période tarifaire précédente (TURPE 6 HTB). La différence entre le montant définitif (467,7 M€) et le montant prévisionnel du solde du CRCP du TURPE 6 HTB retenu dans la Délibération TURPE 7 HTB (523,6 M€) sera prise en compte lors de l'évolution de la grille tarifaire au 1^{er} août 2026 (-55,9 M€).

Le montant de la compensation couvrant les charges nettes supportées par Strasbourg Electricité Réseaux pour l'année 2024 au titre de l'abattement pour les électro-intensifs s'établit à 1 533 k€.

La présente délibération sera publiée au *Journal officiel* de la République française et sur le site internet de la CRE. Elle sera transmise aux ministres chargés de l'énergie et de l'économie.

Délibéré à Paris, le 3 juin 2025.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

La présidente,

Emmanuelle WARGON

Annexe 1 : détail du calcul du CRCP de RTE au titre de l'année 2024

L'annexe 1 de la délibération tarifaire TURPE 6 HTB détaille le calcul et l'apurement du CRCP. Elle prévoit que pour la période TURPE 6, à compter de 2021, le solde définitif du CRCP au 31 décembre de l'année *N* est calculé comme la somme :

1. du solde prévisionnel du CRCP au 31 décembre de l'année *N*, défini comme la somme du solde du CRCP au 1^{er} janvier de l'année *N* et la différence au titre de l'année *N* entre le revenu autorisé prévisionnel, révisé de l'inflation et les recettes prévisionnelles calculées à partir des hypothèses d'énergie soutirée et injectée ainsi que de puissances souscrites sur le réseau de RTE, réévaluées sur la base des évolutions réelles déjà appliquées à la grille tarifaire. Pour l'année 2024, ce solde prévisionnel s'élève à 201,6 M€ ;

CRCP 1er janvier 2024	201,4 M€
+ Revenu autorisé prévisionnel	4 702,9 M€
- Recettes prévisionnelles révisées des évolutions tarifaires réellement appliquées	4 702,8 M€
Solde prévisionnel du CRCP au 31 décembre 2024	201,6 M€

2. de la différence, au titre de l'année *N*, entre :
 - a. la différence entre le revenu autorisé définitif (4 600,6 M€), tel que défini ci-après, et le revenu autorisé prévisionnel révisé de l'inflation (4 702,9 M€). Pour 2024, cette différence s'élève à -102,3 M€ ;
 - b. la différence entre les recettes perçues par RTE (4 216,0 M€) et les recettes prévisionnelles réévaluées sur la base des évolutions réelles déjà appliquées à la grille tarifaire (4 702,8 M€). Pour 2024, cette différence s'élève à -486,8 M€..

Pour l'année 2024, cette différence s'élève au total à 384,5 M€

+ Différences de revenu autorisé	-102,3 M€
- Différences de recettes tarifaires	-486,8 M€
Ecart au titre de 2024	384,5 M€

3. et des montants relatifs au bilan de fin de période tarifaire, soit – 126,2 M€ pour l'année 2024

Régulation incitative des dépenses de R&D	0 M€
Régulation incitative sur le volume de gestion des actifs	0 M€
Régulation incitative à la maîtrise et à la priorisation des dépenses d'investissements	0 M€
Restitution aux utilisateurs de réseaux résultants de transfert de charges d'exploitation vers les charges de capital	-126,2 M€
Montants relatifs au bilan de fin de période tarifaire	- 126,2 M€

Solde prévisionnel du CRCP au 31 décembre 2024	201,6 M€
Ecart au titre de 2024	384,5 M€
Montants relatifs au bilan de fin de période tarifaire	-126,2 M€
Solde du CRCP au 31 décembre 2024	459,9 M€

Le solde du CRCP au 1^{er} janvier de l'année $N+1$ est obtenu en actualisant le solde définitif du CRCP au 31 décembre de l'année N au taux sans risque en vigueur de 1,7 %.

Solde du CRCP au 31 décembre 2024	459,9 M€
+ Actualisation du solde du CRCP au 1er janvier $N+1$	7,8 M€
Solde du CRCP au 1er janvier N	467,7 M€

Annexe 2 : calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2024

Le tableau ci-après présente le revenu autorisé définitif pour les postes de charges, de recettes et les incitations financières au titre de l'année 2024. Il indique également, pour information, le montant prévisionnel pris en compte dans la délibération n°2021-12 de la CRE du 21 janvier 2021 (« Délibération TURPE 6 HTB ») révisé de l'inflation et l'écart entre le revenu autorisé définitif et ce montant prévisionnel.

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

Tableau 1.1 : Revenu autorisé définitif au titre de 2024

Montant au titre de l'année 2024 (en M€)	Montants pris en compte pour le revenu autorisé définitif [A]	Montants prévisionnels définis dans la Délibération TURPE 6 HTB révisés de l'inflation [B]	Ecart [A]-[B]
Charges			
Charges nettes d'exploitation (CNE) incitées (hors coûts échoués)	2369,7	2369,7	0,0
Charges de capital incitées "hors réseaux" hors Lille et Marseille	235,1	235,1	0,0
Charges de capital non incitées (y compris relatives aux projets de Lille et Marseille)	1674,1	1678,0	-4,0
Charges relatives à la compensation des pertes	1007,8	530,1	477,7
Charges d'exploitation liées à la constitution des réserves d'équilibrage	443,6	192	251,7
Coûts de congestions nationales et internationales	174,0	42	131,6
Charges liées au dispositif d'interruptibilité	60,2	73,8	-13,6
Coûts échoués récurrents (Valeur nette comptable des immobilisations démolies et études et travaux sans suite)	30,0	30,0	0,0
Indemnités versées par RTE aux GRD au titre des coupures longues au-delà de 9 M€	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
Solde éventuel restant sur le fonds pour le règlement du rééquilibrage en capacité des fournisseurs et le fonds pour le règlement des écarts des responsables de périmètre de certification	-89,1	0	-89,1

Délibération n°2025-130

3 juin 2025

Coûts de contractualisation des flexibilités retenues à des fins de gestion des congestions dans le cadre des appels d'offres expérimentaux	0	0	0,0
Indemnités versées par RTE aux producteurs éoliens en mer	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
Ecart entre trajectoire prévisionnelle des services système tension et l'éventuelle mise à jour	0	0	0,0
Ecart entre trajectoire prévisionnelle des réserves d'équilibrage et l'éventuelle mise à jour	0	0	0,0
Ecart annuel entre recettes prévisionnelles et revenu autorisé prévisionnel (lissage temporel)	-81,8	-81,8	0,0
Ecart entre la trajectoire de production immobilisée et la trajectoire de production immobilisée mise à jour	24,0	0,0	24,0
Part variable des coûts de compensation synchrone	-5,0	0,0	-5,0
Recettes			
Recettes d'interconnexion (rentes de congestion et recettes issues du mécanisme de capacité)	-1185,4	-341,5	-843,9
Recettes nettes liées aux contrats d'échanges entre GRT	2,0	-0,2	2,2
Abattements et pénalités liés au dispositif d'interruptibilité et aux services système tension	-18,5	-14,3	-4,2
Abattements, pénalités et indemnités liés aux réserves d'équilibrage	-43,2	-11,2	-32,0
Recettes au titre des plus-values réalisées dans le cadre de la cession d'actifs immobiliers ou de terrains	0,0	0,0	0,0
Recettes issues d'éventuels versements des gestionnaires de nouvelles interconnexions exemptées	0,0	0,0	0,0
Incitations financières			
Régulation incitative sur le coût unitaire de la gestion des actifs	7,1	0,0	7,1

Incitation à la maîtrise des dépenses d'investissement des grands projets de réseaux	-0,7	0,0	-0,7
Incitation à la maîtrise des coûts des projets de réseaux en dehors des grands projets	0,0	0,0	0,0
Incitations financières au développement des projets d'interconnexion	-1,2	0,0	-1,2
Régulation incitative de la continuité d'alimentation	0,0	0,0	0,0
Régulation incitative sur la mise à disposition des données (qualité et délais)	0,0	0,0	0,0
Régulation incitative permettant de soutenir l'innovation à l'externe (actions prioritaires)	0,0	0,0	0,0
Régulation incitative sur la qualité de service	-4,9	0,0	-4,9
Régulation incitative sur les volumes de compensation synchrone	1,4	0,0	1,4
Apurement du solde du CRCP du TURPE 5 HTB	1,5	1,5	0,0
Total du revenu autorisé définitif	4 600,6	4 702,9	-102,3

1. Postes de charges pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2024

a) Charges nettes d'exploitation incitées (hors coûts échoués)

Le montant pris en compte dans le calcul du revenu autorisé définitif pour l'année 2024 est égal à 2 369,7 M€ :

- la valeur de référence définie dans la Délibération TURPE 6 HTB, soit 2 165,5 M€,
- divisée par le cumul de l'inflation prévisionnelle entre 2019 et 2024 (4,58 %) ;
- multipliée par le cumul de l'inflation réalisée entre 2019 et l'année 2024 (14,44 %).

b) Charges de capital normatives incitées « hors réseaux » (hors projets de Lille et Marseille)

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2024 est égal à la valeur de référence définie dans la Délibération TURPE 6 HTB soit 235,1 M€.

c) Charges de capital normatives non incitées (y compris relatives aux projets de Lille et Marseille)

Les charges de capital normatives non incitées s'élèvent en 2024 à 1 674,1 M€, en légère baisse par rapport à la Délibération TURPE 6 HTB de 4 M€.

d) Charges relatives à la compensation des pertes

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2024 est égal à la somme :

1. des charges relatives à la compensation des pertes effectivement supportées par RTE en 2024, soit 1 017,5 M€.
Ce montant correspond à un écart de +487,4 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la Délibération TURPE 6 HTB (530,1 M€). Cet écart résulte au premier ordre d'un effet prix défavorable et au second ordre d'un effet volume défavorable ;
2. et, dans la limite de plus ou moins 15 M€, la somme des incitations à la maîtrise du volume et du prix d'achat des pertes sur le RPT en 2024, ainsi que la correction des incitations à la maîtrise du volume et du prix d'achat des pertes sur le RPT en 2023 :
 - a. *S'agissant du montant (provisoire) de l'incitation à la maîtrise du volume des pertes au titre de l'année 2024 :*
 - i. le volume des pertes estimé en 2024 est de 12,31 TWh pour un total d'injections physique sur le RPT de 489,44 TWh soit un taux de pertes de 2,51 % ;
 - ii. le taux de pertes de référence étant fixé par la Délibération TURPE 6 HTB à 2,2 % du total des injections physique sur le RPT, le volume de référence pour l'année 2024 est de 10,77 TWh ;
 - iii. le prix de référence pour l'achat des pertes, fixé dans la délibération du 5 janvier 2023 à la valeur de 50 €/MWh ;
 - iv. le volume des pertes supportées par RTE en 2024 étant supérieur au volume de référence, RTE supporte une pénalité (provisoire) de -15,39 M€ ;
 - v. cette incitation provisoire sera corrigée en 2026 au terme de la consolidation des données de comptage.
 - b. *S'agissant du montant de la régularisation de l'incitation à la maîtrise du volume des pertes au titre de l'année 2023 :*
 - i. l'incitation octroyée en 2024 au titre du dispositif relatif à la maîtrise du volume des pertes de l'année 2023 était de -10,96 M€ en considérant que :
 - a. le volume de pertes 2023 était estimé à 11,13 TWh ;
 - b. le total d'injections physiques 2023 sur le RPT était estimé à 456,14 TWh ;
 - c. le prix de référence 2023 est fixé par la délibération du 5 janvier 2023 à 50 €/MWh.
 - ii. 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 2023 s'établit à - 10,10 M€⁸ en considérant que :
 - a. le volume de pertes 2023 s'établit à 11,05 TWh ;
 - b. le total d'injections physiques 2023 sur le RPT s'établit à 456,24 TWh. Le taux de pertes de référence étant fixé par la Délibération TURPE 6 HTB à 2,2 % du total des injections physiques sur le RPT, le volume de référence pour l'année 2023 s'établit à 10,04 TWh ;
 - c. le prix de référence 2023 est fixé par la délibération du 5 janvier 2023 à 50 €/MWh.

⁸ Incitation (M€) = 20 % * (Volume_{référence,2023} - Volume_{constaté,2023}) * Prix_{référence,2023}

- iii. en conséquence, la pénalité calculée initialement est diminuée de 0,86 M€ et imputée à RTE au titre de la mise en œuvre du dispositif incitatif à la maîtrise du volume de pertes au titre de l'année 2023.
- c. *S'agissant du montant (provisoire) de l'incitation à la maîtrise du prix d'achat des pertes au titre de l'année 2024 :*
 - i. l'écart entre le prix d'achat des pertes de RTE et le prix d'achat des pertes de référence dont les modalités de calcul sont définies dans une annexe confidentielle de la Délibération TURPE 6 HTB, s'établit à -2 €/MWh ;
 - ii. le volume de pertes estimé en 2024 est de 12,2 TWh ;
 - iii. RTE reçoit donc un bonus (provisoire) de 4,87 M€ ;
 - iv. cette incitation provisoire sera corrigée en 2026 au terme de la consolidation des données de comptage.
- d. *S'agissant du montant de la régularisation de l'incitation à la maîtrise du prix d'achat des pertes au titre de l'année 2023 :*
 - l'incitation octroyée en 2024 au titre du dispositif relatif à la maîtrise du prix d'achat des pertes de l'année 2023 était de -4,56 M€ en considérant que :
 - l'écart entre le prix d'achat des pertes de RTE et le prix d'achat des pertes de référence au titre de 2023 était estimé à 2,07 €/MWh ;
 - le volume des pertes 2023 était estimé à 11,02 TWh ;
 - au terme de la consolidation des données de comptage et de la prise en compte des derniers achats de garanties de capacité, le montant définitif de l'incitation à la maîtrise du prix d'achat des pertes au titre de l'année 2023 s'établit à -4,66 M€⁹ en considérant que :
 - l'écart entre le prix d'achat des pertes de RTE et le prix d'achat des pertes de référence au titre de 2023 s'établit à -2,11 €/MWh ;le volume de pertes 2023 s'établit à 11,05 TWh ;
 - en conséquence, la pénalité calculée initialement est augmentée de 0,1 M€ et imputée à RTE au titre de la mise en œuvre du dispositif incitatif à la maîtrise du prix d'achat des pertes au titre de l'année 2023.

En conséquence, le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2024 et de 1 007,8 M€ (dont -9,8 M€ de pénalités au titre des régulations incitatives).

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

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal à la somme :

- des charges d'exploitation liées à la constitution et à la reconstitution des réserves d'équilibrage effectivement constatées en 2024, soit 442,2 M€ ;
- et, dans la limite de plus ou moins 15 M€, de 20% de l'écart entre les volumes d'ajustements pour motif de reconstitution des services système et marges réalisés en 2024 et les volumes de référence définis dans la délibération du 5 janvier 2023¹⁰, valorisés à un surcoût prévisionnel par rapport au prix marginal d'équilibrage.

⁹ Incitation (M€) = 20 % * (Prix_{référence,2023} - Prix_{constaté 2023}) * Volume_{constaté 2023}

¹⁰ Délibération n°2023-01 de la CRE du 5 janvier 2023 portant décision modifiant les délibérations de la Commission de régulation de l'énergie n°2021-12 du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité (TURPE 6 HTB) et n°2021-13 du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE 6 HTA-BT)

En conséquence, le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2024 est de 443,6 M€.

Ce montant tient compte des charges réelles supportées par RTE au titre des différents types de réserves (442,2 M€) ainsi que du montant des régulations incitatives spécifiques (+1,4 M€).

Ecart par rapport à la trajectoire tarifaire

Tableau 1.2 : Montants prévisionnels pris en compte dans l'équilibre tarifaire et calcul de l'incitation portant sur les charges de réserves d'équilibrage de RTE au titre de l'année 2024

En M€	Montants prévisionnels définis dans la Délibération TURPE 6 HTB	Montants réalisés 2024	Ecart
Réserve primaire	57,5	8,8	-48,7
Réserve secondaire	104,0	295,1	+191,1
Réserves rapide et complémentaire	7,0	27,1	+20,1
Services système fréquence reconstitués	18,4	82,1	+63,7
Marges reconstituées	3,0	29,2	+26,2
Produit Fréquence	2,0	0	-2,0
Total	191,8	442,2	+250,4

Au titre de l'année 2024, l'écart entre les charges prévisionnelles et effectivement constatées s'élève donc à 250,4 M€.

La hausse des coûts de constitution de la réserve secondaire, supérieurs de 191,1 M€ à la trajectoire tarifaire, est due principalement à un effet prix lié à la réouverture de l'appel d'offres depuis juin 2024, ainsi qu'à un effet volume en lien avec l'évolution de la méthodologie de dimensionnement des réserves effectuée en 2022.

La hausse des coûts des ajustements pour reconstitution des services système, supérieurs de 63,7 M€ à la trajectoire tarifaire, est due principalement à un effet prix en lien avec la hausse des prix de gros de l'électricité.

La hausse des coûts d'ajustement pour reconstitution des marges, supérieurs de 26,2 M€ par rapport à la trajectoire, s'explique par un effet volume (220 GWh constatés en 2024 contre 53 GWh dans la trajectoire) et par un effet prix en lien avec la hausse des prix de gros de l'électricité (168 €/MWh en moyenne en 2024 contre 87 €/MWh pris en compte dans la trajectoire).

La hausse des coûts de contractualisation des réserves rapide et complémentaire, supérieurs de 18 M€ à la trajectoire tarifaire, est due à un effet prix en lien avec la hausse des prix de gros de l'électricité.

La baisse des coûts de constitution de la réserve primaire, inférieurs de 49 M€ à la trajectoire tarifaire, s'explique principalement par un effet prix lié à la participation importante des batteries (5,4 €/MW.h en moyenne contre 13 €/MW.h dans la Délibération TURPE 6 HTB), un produit de 14 M€ lié à la *FCR Cooperation*¹¹, ainsi que par un effet volume (486 MW requis contre 508 MW dans la Délibération TURPE 6 HTB).

Incitation sur les volumes d'ajustements pour motif de reconstitution des services système et marges

En application de la délibération du 5 janvier 2023, le calcul du montant de l'incitation sur les volumes d'ajustements pour motif de reconstitution des services système et marges au titre de l'année 2024 est égal à 20 % de l'écart entre les volumes réalisés en 2024 et les volumes de référence, valorisés à un surcoût prévisionnel par rapport au prix marginal d'équilibrage, dans la limite de +/-15 M€.

¹¹ La FCR cooperation est un marché commun utilisant la méthode d'échange des réserves pour le réglage de fréquence définie dans le règlement européen relatif à l'équilibrage de l'électricité (EBGL).

Le montant définitif de l'incitation à la maîtrise volumes d'ajustements pour motif de reconstitution des services système et marges au titre de l'année 2024 s'établit à 1,39 M€ en considérant que :

- s'agissant de l'incitation sur les volumes d'ajustements pour motif de reconstitution des services système, le montant du dispositif relatif à la maîtrise du volume au titre de l'année 2024 s'établit à - 1,21 M€¹² en considérant que :
 - le volume constaté 2024 s'établit à 773 GWh ;
 - le volume de référence pour l'année 2024 s'établit à 600 GWh ;
 - le surcoût de référence pour l'année 2024 est de 35 €/MWh ;
- s'agissant de l'incitation sur les volumes d'ajustements pour motif de reconstitution des marges, le montant du dispositif relatif à la maîtrise du volume au titre de l'année 2023 s'établit à 2,6 M€¹³ en considérant que :
 - le volume constaté 2024 s'établit à 220 GWh ;
 - le volume de référence pour l'année 2024 s'établit à 440 GWh ;
 - le surcoût de référence pour l'année 2024 est de 59 €/MWh.

f) Coûts de congestions nationales et internationales

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2024 est égal à la somme :

- des charges d'exploitation liées à la gestion des congestions nationales et internationales effectivement constatées en 2024, soit 133,0 M€ ;
- des montants restants relatifs aux accords en amont du J-1 pour le maintien sur le réseau d'un groupe du Blayais pour la gestion des tensions hautes dans le Sud-Ouest en 2023 à la suite de leur analyse par la CRE au titre des articles L.111-17 et L.111-18 du code de l'énergie, soit 43,1 M€ après actualisation au 1^{er} janvier 2024 ;
- et, de 20% de l'écart entre les volumes d'ajustements pour motif congestion et de congestions internationales en 2024 et les volumes de référence définis dans la délibération du 5 janvier 2023¹⁴, valorisés à un prix de référence.

En conséquence, le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2024 est de 174,0 M€.

Ce montant tient compte des charges réelles supportées par RTE au titre des congestions nationales et internationales (176,1 M€) ainsi que du montant de la régulation incitative spécifique (-2,1 M€).

Ecart par rapport à la trajectoire tarifaire

L'écart entre les charges prévisionnelles (41,7 M€) et celles effectivement constatées (133,0 M€) s'élève donc à +91,2 M€. Cet écart s'explique :

- par un écart de +45,0 M€ sur les congestions nationales, en raison de prix d'offres plus élevés sur le mécanisme d'ajustement en lien avec la hausse des prix de gros de l'électricité par rapport aux prévisions de la délibération TURPE 6, ainsi que les charges liées aux écrêtements de production EnR plus importantes que prévu par la délibération TURPE 6 ;

¹² Incitation (M€) = 20 % * (Volume_{référence,2024} - Volume_{constaté,2024}) * Surcoût_{référence,2024}

¹³ Incitation (M€) = 20 % * (Volume_{référence,2024} - Volume_{constaté,2024}) * Surcoût_{référence,2024}

¹⁴ Délibération n°2023-01 de la CRE du 5 janvier 2023 portant décision modifiant les délibérations de la Commission de régulation de l'énergie n°2021-12 du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité (TURPE 6 HTB) et n°2021-13 du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE 6 HTA-BT)

- par un écart de +46,2 M€ sur les congestions internationales, en lien avec la frontière France-Espagne, en raison d'un prix unitaire de countertrading qui reste élevé sur cette frontière par rapport aux hypothèses de la Délibération TURPE 6.

Incitation sur les volumes de congestions nationales et internationales

En application de la délibération du 5 janvier 2023, le calcul du montant de l'incitation sur les volumes d'ajustements pour motif congestion et de congestions internationales au titre de l'année 2024 est égal à 20 % de l'écart entre les volumes réalisés en 2024 et les volumes de référence, valorisés à un prix de référence.

Le montant définitif de l'incitation à la maîtrise des volumes d'ajustements pour motif congestion et de congestions internationales au titre de l'année 2024 s'établit à -2,06 M€ en considérant que :

- s'agissant de l'incitation sur les volumes d'ajustements pour motif congestion, le montant du dispositif relatif à la maîtrise du volume au titre de l'année 2024 s'établit à -1,39 M€¹⁵ en considérant que :
 - le volume constaté 2024 s'établit à 270 GWh ;
 - le volume de référence pour l'année 2024 s'établit à 175 GWh ;
 - le prix de référence pour l'année 2024 est de 73,3 €/MWh ;
- s'agissant de l'incitation sur les volumes de congestions internationales, le montant du dispositif relatif à la maîtrise du volume au titre de l'année 2023 s'établit à -0,67 M€¹⁶ en considérant que :
 - le volume constaté 2024 s'établit à 2 149 GWh ;
 - le volume de référence pour l'année 2024 s'établit à 1 727 GWh ;
 - le prix de référence pour l'année 2024 est de 7,9 €/MWh.

g) Charges liées au dispositif d'interruptibilité

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année 2024 est égal aux charges liées au dispositif d'interruptibilité effectivement supportées par RTE, soit 60,2 M€.

h) Coûts échoués (valeur nette comptable des immobilisations démolies et études et travaux sans suite)

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année 2024 est égal à la somme :

- de la valeur de référence définie dans la Délibération TURPE 6 HTB pour 2024, soit 29,9 M€ ; et
- des éventuels autres coûts échoués, jugés non récurrents ou prévisibles, qui seront effectivement retenus par la CRE au titre de l'année 2024 à l'issue d'un examen, sur la base de dossiers argumentés par RTE, des actifs sortis de l'inventaire avant la fin de leur durée de vie comptable. RTE n'a pas soumis de dossier à la CRE au titre de 2024.

En conséquence, le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2024 est de 29,9 M€.

¹⁵ Incitation (M€) = 20 % * (Volume_{référence,2023} - Volume_{constaté,2023}) * Surcoût_{référence,2023}

¹⁶ Incitation (M€) = 20 % * (Volume_{référence,2023} - Volume_{constaté,2023}) * Surcoût_{référence,2023}

i) Indemnités versées par RTE au GRD au titre des coupures longues au-delà de 9 M€

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année 2024 est :

- nul si le montant des indemnités effectivement versées par RTE aux GRD au titre des coupures longues issues du RPT est inférieur à 9 M€ ;
- égal à la différence entre, d'une part, les indemnités effectivement versées par RTE aux GRD au titre des coupures longues issues du réseau public de transport et, d'autre part, 9 M€, si le montant des indemnités effectivement versées est supérieur à 9 M€.

RTE n'a pas versé d'indemnité aux GRD pour un montant supérieur à 9 M€ au titre des coupures longues issues du réseau public de transport. En conséquence le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2024 est nul.

j) Frais d'étude sans suite liés à l'abandon de grands projets d'investissement lorsque ces études 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 TURPE 6 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.

Aucun grand projet de réseau n'a été abandonné par RTE au cours de l'année 2024. En conséquence, le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2024 est nul.

k) Coûts de rééquilibrage et pénalités éventuelles versées par les acteurs de mécanismes de capacité

En application des dispositions des articles R. 335-50 et R. 335-56 du code de l'énergie, le montant retenu pour le calcul ex post du revenu autorisé est égal au solde éventuel restant effectivement sur le 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). En 2024, RTE a mené le règlement des écarts de l'année de livraison 2021 du mécanisme de capacité pour les acheteurs obligés et les responsables de périmètre de certification, conduisant à des recettes de 83,3 M€, alors que la Délibération TURPE 6 retenait un solde global nul.

Une provision de 5,8 M€ pour créance irrécouvrable a été implicitement intégrée au CRCP de l'année 2023 au titre du règlement de l'année de livraison 2020. Le bilan financier réalisé par RTE au titre de cette année ne précisait pas qu'il s'agissait d'une provision. La CRE considère que cette provision n'aurait pas dû être prise en compte dans le calcul du solde du fonds pour le règlement du rééquilibrage en capacité. Elle décide donc de retraiter ce montant des charges couvertes au titre du CRCP de l'année 2024. L'éventuelle prise en compte de la créance irrécouvrable au CRCP sera ainsi étudiée au titre de l'année où elle viendrait à se matérialiser.

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2024 est donc égal à -89,1 M€.

l) Coûts de contractualisation des flexibilités retenues à des fins de gestion des congestions dans le cadre des appels d'offres expérimentaux

En application de la feuille de route validée par la CRE à l'occasion de l'examen du schéma décennal de développement du réseau, RTE doit mener des appels d'offres expérimentaux afin de contractualiser des flexibilités à des fins de gestion des congestions.

RTE a lancé un appel offre sur la zone de Perquie (Landes) en 2022, qui a été attribué à EDF Renouvelables en 2024. Le contrat entre RTE et EDF Renouvelables a fait l'objet d'une approbation de la CRE en septembre 2024¹⁷. Cette contractualisation n'ayant pas donné lieu à des coûts pour RTE au cours de l'année 2024, le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année 2024 est donc nul.

m) Indemnités versées par RTE aux producteurs éoliens en mer

En application du 4° de l'article L. 341-2 du code de l'énergie, le tarif d'utilisation du réseau public de transport d'électricité couvre les indemnités versées par RTE aux producteurs d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable implantées en mer (i) en cas de dépassement du délai de raccordement prévu par la convention de raccordement ou, à défaut, à l'article L. 342-3 et (ii) en cas d'avarie ou de dysfonctionnement des ouvrages de raccordement entraînant une limitation partielle ou totale de la production d'électricité en application de l'article L. 342-7-1.

Le 4° de l'article L. 341-2 prévoit néanmoins que « *lorsque la cause du retard ou de la limitation de la production du fait d'une avarie ou d'un dysfonctionnement des ouvrages de raccordement des installations de production en mer est imputable au gestionnaire de réseau, ce dernier est redevable d'une partie de ces indemnités, dans la limite d'un pourcentage et d'un montant en valeur absolue calculés sur l'ensemble des installations par année civile, fixés par arrêté du ministre chargé de l'énergie pris après avis de la Commission de régulation de l'énergie.* »

L'arrêté du 10 novembre 2017 fixant le barème et le plafond du montant des indemnités visées au 4° de l'article L. 341-2 du code de l'énergie, restant à la charge du gestionnaire de réseau pris à cet effet prévoit que le montant à la charge de RTE couvert par le TURPE est déterminé par la CRE dans la limite de 40 % des indemnités versées, et dans la limite d'un plafond fixé à 70 M€ par année civile pour toutes les installations de production.

En application de ces dispositions, la CRE détermine, au cas par cas, le montant des indemnités restant à la charge de RTE au titre de l'année N.

RTE n'a pas versé d'indemnités aux producteurs éoliens en mer en 2024. En conséquence, le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année 2024 est nul.

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

RTE peut demander, une fois par an, pour une prise en compte lors de l'évolution annuelle du TURPE, l'intégration des surcoûts de charges d'exploitation et/ou de charges de capital normatives associées à des investissements SI et liées à un projet, ou un ensemble de projets, relevant du déploiement des réseaux électriques intelligents (*Smart grids*). Cette intégration est possible pour des projets impliquant des charges d'exploitation ou des charges de capital normatives associées à des investissements SI supérieures à 1 M€, sous réserve d'une analyse coût-bénéfice favorable du projet, et pour des charges non prévues lors de l'entrée en vigueur du TURPE. Le cas échéant, des éléments de régulation incitative associés à ces projets peuvent être ajoutés.

Les charges d'exploitation et de capital ainsi que les montants des incitations associées retenus à ce titre dans le calcul du revenu autorisé définitif de l'année N sont déterminés par la CRE.

¹⁷ Délibération de la CRE n°2024-157 du 4 septembre 2024 portant approbation d'un contrat entre RTE et EDF Renouvelables concernant la contractualisation de flexibilités locales pour la résolution des congestions.

Au titre de l'année 2024, 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 du revenu autorisé définitif de l'année 2024 est nul.

o) Ecart entre la trajectoire prévisionnelle des services système tension et l'éventuelle mise à jour

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année *N* correspond à l'écart entre la trajectoire de référence retenue au titre des services système tension de l'année *N* et l'éventuelle mise à jour de cette trajectoire au titre de cette même année.

Aucune mise à jour de la trajectoire de référence n'a été effectuée en 2024, en conséquence le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année 2024 est nul.

p) Ecart entre trajectoire prévisionnelle des réserves d'équilibrage et l'éventuelle mise à jour

A partir de l'année 2022, le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année *N* correspond à l'écart entre la trajectoire de référence retenue au titre des réserves d'équilibrage de l'année *N* et l'éventuelle mise à jour de cette trajectoire au titre de cette même année (voir § 2.3.1.4 de la Délibération TURPE 6 HTB).

Pour l'année 2024, la CRE a décidé de modifier la régulation incitative portant sur les coûts de constitution des réserves d'équilibrage¹⁸. Le dispositif fondé sur une trajectoire prévisionnelle a ainsi été supprimé et remplacé par une incitation portant sur les volumes pour motifs ajustement pour reconstitution des services système et des marges.

q) Ecart entre la trajectoire de production immobilisée et la trajectoire de production immobilisée mise à jour

La délibération du 5 janvier 2023 prévoit une correction du niveau des charges d'exploitation de RTE en corrigeant la trajectoire de production immobilisée pour l'année 2024.

Pour l'année 2024, l'écart entre la trajectoire de production immobilisée de la Délibération TURPE 6 HTB et la trajectoire pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal à 24 M€.

r) Part variable des coûts de compensation synchrone

La délibération du 5 janvier 2023 prévoit d'inclure au CRCP l'écart entre le réalisé et la trajectoire remise à jour de l'inflation sur la part variable de la rémunération de la compensation synchrone pour les années 2023 et 2024.

Pour l'année 2024, le montant de l'écart pris en compte pour le calcul du revenu autorisé est de -5 M€.

s) Ecarts annuels entre recettes prévisionnelles et revenu autorisé prévisionnel (lissage temporel)

Les écarts annuels entre recettes prévisionnelles et revenu autorisé prévisionnel sont ceux résultant de l'équilibre sur la période 2021-2024 entre les recettes prévisionnelles et le revenu autorisé prévisionnel pris en compte pour l'élaboration du TURPE 6.

¹⁸ Délibération de la CRE du 6 janvier 2022 relative à la régulation incitative portant sur les coûts de constitution des réserves d'équilibrage de RTE pour l'année 2022

Au titre de l'année 2024, l'écart annuel pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal à -81,8 M€.

2. Poste de recettes pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2024

a) Recettes d'interconnexion (rentes de congestion et recettes issues du mécanisme de capacité)

Rente de congestion

Le montant retenu pour le réalisé au titre de l'année 2024 est égal aux recettes liées aux mécanismes de gestion des congestions aux interconnexions avec les pays voisins effectivement perçues par RTE¹⁹, soit -1 156,6 M€.

Ce montant correspond à un écart de -875,9 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la Délibération TURPE 6 HTB (-280, 7 M€). Globalement, cet écart s'explique par un effet prix lié à des écarts de prix importants entre la France et les autres pays.

Le détail des recettes par frontière est présenté dans le tableau 1.3. ci-après.

Tableau 1.3 : Recettes d'interconnexions par frontière

En M€	Montants définis Délibération HTB	prévisionnels dans la TURPE 6	Montants réalisés 2024	Ecart
France – Angleterre		-105,8	-294,4	-188,6
France – Suisse		-7,8	-65,8	-58,0
France – Italie		-36,7	-348	-311,3
France – Espagne		-69,3	-206,1	-136,8
Région CORE		-51,1	-234,8	-183,7
<i>dont France - Belgique</i>		-9,0	-43,9	-34,9
<i>dont France - Allemagne</i>		-22,9	-84,4	-61,5
<i>dont flow-based</i>		-19,2	-106,5	-87,3
Réserve complémentaire (projet TERRE)		-6,7	-7,5	-0,8
Réserve rapide (projet MARI)		-1,3	0	+1,3
Réserve secondaire (projet PICASSO)		-2,0	0	+2,0
Total		-280,7	-1 156,6	-875,9

Recettes issues du mécanisme de capacité

Les recettes issues des mécanismes de capacité s'élèvent en 2024 à -28,8 M€. Le montant réalisé est inférieur aux -60,8 M€ pris en compte dans la trajectoire prévisionnelle de recettes des mécanismes de capacité de TURPE 6 HTB. L'écart global est donc de +32,0 M€.

¹⁹ Ces recettes sont nettes des indemnités versées par RTE en cas de réduction des capacités aux interconnexions.

Cet écart est principalement dû au mécanisme de capacité français sur lequel l'enchère du 5 décembre 2024 a abouti à un prix nul de la capacité pour l'année de livraison 2025.

Tableau 1.4 : Recettes issues du mécanisme de capacité

En M€	Montants prévisionnels définis dans la Délibération TURPE 6 HTB	Montants réalisés 2024	Ecart
Mécanisme de capacité France	-45,3	-4,8	+40,5
Mécanisme de capacité Royaume-Uni	-15,5	-24,0	-8,5
Total	-60,8	-28,8	+32,0

b) Recettes nettes liées aux contrats d'échange entre GRT

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal aux recettes nettes effectivement perçues par RTE pour l'année 2024 au titre des contrats d'échanges entre gestionnaires de réseaux de transport, soit 2,0 M€.

Ce montant correspond à un écart de 2,2 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la Délibération TURPE 6 HTB (-0,2 M€).

c) Abattements et pénalités liés au dispositif d'interruptibilité et aux services système tension

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2024 est égal au montant des abattements, pénalités et indemnités effectivement perçus par RTE au titre des services système tension et du dispositif d'interruptibilité, soit -18,5 M€.

Ce montant correspond à un écart de -4,2 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la Délibération TURPE 6 HTB (-14,3 M€).

d) Abattements et pénalités liés aux réserves d'équilibrage

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2024 est égal au montant des abattements, pénalités et indemnités effectivement perçus par RTE au titre des réserves d'équilibrage, soit -43,2 M€.

Ce montant correspond à un écart de -32,0 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la Délibération TURPE 6 HTB (-11,2 M€).

Dans sa délibération du 5 janvier 2023, la CRE a décidé d'inclure l'intégralité de ce montant au CRCP de RTE.

e) Recettes au titre des plus-values réalisées dans le cadre de la cession d'actifs immobiliers ou de terrains

En ce qui concerne les plus-values de cession, le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année 2024 correspond à 80 % du produit de cession net de la valeur nette comptable de l'actif cédé. Pour les actifs cédés par RTE en 2024, cela représente -0,2 M€.

Par ailleurs, RTE a demandé l'inscription au CRCP d'une moins-value au titre de l'année 2024 pour une perte globale de 0,2 M€. Conformément au 2.1.2.4.2 de la Délibération TURPE 6 HTB, la CRE a examiné les dossiers argumentés que RTE lui a transmis. Cette moins-value est liée à la cession de plusieurs bâtiments de postes sources sur 11 sites et découle de l'application d'une convention encadrant les cessions d'actifs entre RTE et Enedis et approuvée par la CRE en 2013²⁰. Ainsi, la CRE retient 80 % du montant de moins-value de cession pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année 2024, soit 0,2 M€.

En conséquence, le montant global retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année 2024 est égal à 0 M€.

f) Recettes issues d'éventuels versements des gestionnaires d'interconnexion exemptées

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année 2024, qui correspond aux recettes constatées issues de versements de gestionnaires de nouvelles interconnexions exemptées au titre de l'année 2024, est nul.

3. Incitations financières au titre de régulations incitatives portant sur l'année 2024

a) Régulation incitative sur le coût unitaire de gestion des actifs

Le mécanisme introduit par la Délibération TURPE 6 HTB prévoit la compensation au CRCP de 50 % des surcoûts constatés par RTE pour les politiques « mise en peinture des pylônes » et « réhabilitation des transformateurs de puissance ».

Pour chacune de ces 2 politiques, les montants retenus pour le calcul du revenu autorisé correspondent à 50 % du produit entre le volume réalisé d'une part, et l'écart entre le coût unitaire réalisé et le coût unitaire de référence d'autre part. Ainsi, au titre de l'année 2024, RTE perçoit une compensation globale de 7,1 M€, correspondant :

- au surcoût sur la peinture des pylônes en acier galvanisé ;
- au surcoût sur la peinture des pylônes en acier noir ;
- au surcoût sur la réhabilitation des transformateurs de puissance.

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2024 est donc égal à 7,1 M€.

b) Incitation à la maîtrise des dépenses d'investissements de grands projets de réseaux

La délibération TURPE 5 HTB a introduit un mécanisme de régulation incitative des dépenses d'investissement des projets de réseaux d'un montant supérieur à 30 M€. Ce mécanisme a été reconduit dans la Délibération TURPE 6 HTB.

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé est égal à la somme des incitations à la maîtrise des dépenses d'investissement de projets de réseaux 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.

²⁰ [Délibération](#) de la Commission de régulation de l'énergie du 31 janvier 2013 portant approbation d'une convention relative à la cession d'actifs entre RTE et ERDF à la suite des évolutions de catégories des postes sources.

Deux projets concernés par ce mécanisme de régulation incitative ont été mis en service au cours de l'année 2024 : Sud-Aveyron et le raccordement du parc éolien en mer de Gruissan. Par ailleurs, les régulations incitatives de six projets mis en service en 2023, les raccordements des parcs éoliens en mer de Fécamp, Saint-Brieuc, Courseulles-sur-Mer ainsi que les projets Argia Cantegrit, Cholet Distré et Eguzon Marmagne, et d'un projet mis en service en 2021, Avelin Gavrelle, sont sujettes à recalcul en raison de dépenses additionnelles d'investissement ayant été constatées après la mise en service du projet.

Pour les projets de raccordement des parcs éoliens en mer de Saint-Nazaire, Fécamp, Saint-Brieuc, Gruissan ainsi que le projet Eguzon Marmagne, RTE indique des coûts à terminaison se situant à l'intérieur des bandes de neutralité définies dans les délibérations fixant les budgets cibles de ces projets²¹. Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de ces projets est donc nul.

Le projet Cholet Distré a fait l'objet d'une prime de 0,3 M€ en 2023. Depuis, le coût à terminaison a été revu à la baisse. Le budget cible fixé par la CRE s'élève à 36 M€²². Le coût à terminaison affiché aujourd'hui par RTE est de 32 M€, toujours situé en dehors de la bande de neutralité. Conformément à la délibération fixant le budget cible, le montant de la prime retenue pour ce projet est donc égal à 20 % de l'écart entre les dépenses réalisées et la borne basse de la bande de neutralité (34,3 M€), soit 0,4 M€. Compte tenu de la prime de 0,3 M€ versée au CRCP de 2023, le montant à verser au titre de 2024 est donc fixé à 0,1 M€.

Pour le projet Sud-Aveyron, le budget cible fixé par la CRE s'élève 71 M€²³. Le coût à terminaison affiché par RTE est de 87 M€, situé en dehors de la bande de neutralité. Conformément à la délibération fixant le budget cible, le montant de la prime retenue pour ce projet est donc égal à 20 % de l'écart entre les dépenses réalisées et la borne haute de la bande de neutralité (78,1 M€), soit -1,8 M€.

Le projet Avelin-Gavrelle a fait l'objet d'une pénalité de 10 M€ en 2021. Depuis, le coût à terminaison a été revu à la baisse. Le budget cible fixé par la CRE s'élève à 163 M€²⁴. Le coût à terminaison affiché aujourd'hui par RTE est de 224 M€, toujours situé en dehors de la bande de neutralité. Conformément à la délibération fixant le budget cible, le montant de la prime retenue pour ce projet est donc égal à 20% de l'écart entre les dépenses réalisées et la borne haute de la bande de neutralité (179,3 M€), soit -9 M€. Compte tenu de la pénalité de 10 M€ versée au CRCP de 2021, le montant à verser au titre de 2024 est donc fixé à 1 M€.

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2024 est donc égal à - 0,7 M€.

c) Incitation à la maîtrise des coûts des projets de réseaux en dehors des grands projets

La Délibération TURPE 6 HTB introduit un mécanisme incitatif fondé sur la sélection, par la CRE, et sans critère prédéfini, de quelques projets ou catégories de projets dont le budget est en deçà du seuil de 30 M€, afin d'en auditer le budget et d'appliquer une régulation incitative identique à celle applicable aux projets d'investissements dont le budget est supérieur ou égal à 30 M€.

²¹ [Délibération n°2019-190 de la CRE du 24 juillet 2019 portant décision relative à la définition du budget cible du projet de raccordement du parc éolien en mer de Saint-Nazaire](#) ; [Délibération n°2020-052 de la CRE du 19 mars 2020 portant décision relative à la définition du budget cible du projet de raccordement du parc éolien en mer de Saint-Brieuc](#) ; [Délibération n°2020-006 de la Commission de régulation de l'énergie du 16 janvier 2020 portant décision relative à la définition du budget cible du projet de renforcement de la liaison Eguzon – Marmagne](#) ; [Délibération de la CRE du 28 octobre 2021 portant décision relative à la définition du budget cible du projet de raccordement du parc éolien en mer de Gruissan](#)

²² [Délibération n°2022-206 de la CRE du 13 juillet 2022 portant décision relative à la définition du budget cible du projet de réhabilitation de la ligne aérienne Cholet – Distré 2](#)

²³ [Délibération de la CRE du 25 avril 2019 portant décision relative à la définition du budget cible du projet de création du poste électrique 400/225 kV Sud – Aveyron](#)

²⁴ [Délibération de la CRE du 22 novembre 2018 portant décision relative à la définition du budget cible du projet de renforcement de la ligne 400 kV entre le sud de Lille et le nord-ouest d'Arras de RTE](#)

Au cours de l'année 2024, aucun projet concerné par le nouveau mécanisme de régulation incitative de la CRE n'est entré en service. Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif est donc nul.

d) Incitations financières au développement des projets d'interconnexion

Le mécanisme incitatif pour les interconnexions repose sur trois incitations distinctes :

- une incitation financière à la réalisation des investissements d'interconnexion dans les meilleurs délais se matérialisant par l'attribution d'une prime fixe versée à la mise en service du projet ;
- une incitation à la minimisation des coûts de réalisation du projet prenant la forme d'une prime ou d'une pénalité, fixée en fonction du différentiel entre le budget cible du projet et les dépenses d'investissement réalisées ;
- une incitation sur l'utilisation de l'ouvrage prenant la forme d'une prime ou d'une pénalité, fixée en fonction du différentiel entre les flux réalisés par rapport aux flux initialement prévus par la CRE.

L'interconnexion IFA2, d'une capacité de 1 GW entre la France et le Royaume-Uni, a été mise en service en janvier 2021. La délibération de la CRE de février 2017²⁵ fixe le dispositif incitatif applicable au projet IFA2. Trois primes ou pénalités distinctes sont prévues par cette délibération :

- la prime fixe annuelle visant à inciter à la réalisation du projet est fixée à 2 M€₂₀₁₆/an, soit 2,4 M€ au titre de l'année 2024 ;
- la prime ou pénalité liée aux coûts du projet est fixée à 30 % de l'écart entre le coût réalisé complet (coût de rémunération des IEC inclus) et un coût de référence de 397,7 M€²⁶. Le coût réalisé complet à la charge de RTE (coût de rémunération des IEC inclus) est de 440,7 M€. L'annualisation de cette pénalité sur 10 ans en prenant pour taux d'actualisation le CMPC en vigueur lors de la mise en service de l'interconnexion (4,6%) mène à une pénalité de 1,6 M€ au titre de l'année 2024 ;
- la prime ou pénalité annuelle liée à l'utilisation de l'ouvrage est égale à 30 % du produit entre la valeur unitaire du point de taux d'utilisation de l'interconnexion (0,59 M€₂₀₁₆) et l'écart entre le taux d'utilisation réalisé et un taux d'utilisation de référence de 63 %. Le taux d'utilisation de l'interconnexion sur l'année 2024 est de 45,5%. La pénalité liée au taux d'utilisation s'élève donc à 3,9 M€ au titre de l'année 2024.

Au global, la régulation incitative de l'interconnexion IFA2 est fixée à -3,1 M€ au titre de l'année 2024.

L'interconnexion Savoie Piémont, d'une capacité de 1,2 GW entre la France et l'Italie a été mise en service en août 2023. La délibération de la CRE de mars 2015²⁷ fixe le dispositif incitatif applicable au projet Savoie Piémont. Trois primes ou pénalités distinctes sont prévues par cette délibération :

- la prime fixe annuelle visant à inciter à la réalisation du projet est fixée à 1,4 M€₂₀₁₄/an, soit 1,7 M€ au titre de l'année 2024 ;
- la prime ou pénalité liée aux coûts du projet est fixée à 5 % de l'écart entre l'annuité du coût réalisé et une annuité de référence fixée à 42,8 M€²⁸. L'annuité de coût réalisé à la charge de RTE est de 41,5 M€. La prime est donc fixée à 37 k€ ;

²⁵ [Délibération de la CRE du 19 janvier 2017 portant projet de décision sur le projet d'interconnexion « IFA2 » - CRE](#)

²⁶ Ce montant correspond au budget cible de 378,2 M€₂₀₁₇ réévalué aux conditions économiques réelles de 2021.

²⁷ [Délibération de la CRE du 26 mars 2015 portant décision relative au mécanisme d'incitations financières du projet d'interconnexion « Savoie-Piémont »](#)

²⁸ Ce montant correspond à l'annuité prévisionnelle de 36 M€₂₀₁₄ réévaluée aux conditions économiques réelles de 2024.

- la prime ou pénalité annuelle liée à l'utilisation de l'ouvrage est égale à 5 % du produit entre la valeur unitaire du point de taux d'utilisation de l'interconnexion (0,78 M€₂₀₁₄) et l'écart entre le taux d'utilisation réalisé et un taux d'utilisation de référence de 83%. Le taux d'utilisation de l'interconnexion sur l'année 2024 est de 89,1 %. La prime liée au taux d'utilisation s'élève donc à 0,3 M€ au titre de l'année 2024.

Au global, la régulation incitative de l'interconnexion Savoie-Piémont est fixée à 2 M€ au titre de l'année 2024.

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2024 est donc égal à -1,2 M€.

e) Régulation incitative de la qualité de service

La Délibération TURPE 6 HTB a renforcé le suivi de la qualité de service de RTE en introduisant de nouveaux indicateurs portant sur les thématiques de raccordements, réclamations, qualité de l'onde de tension et continuité d'alimentation.

Les indicateurs de qualité de service²⁹ suivis par RTE, prévus par la Délibération TURPE 6 HTB de janvier 2021, sont présentés dans le tableau ci-après :

Tableau 1.6 : Indicateurs de qualité de services de RTE (hors indicateurs relatifs à la mise à disposition des données)

Indicateurs de qualité de service de RTE	
Raccordements	- Suivi du respect des délais inscrits dans la PTF - Suivi du respect des délais inscrits dans la convention de raccordement - Suivi des écarts entre les coûts réels et les coûts inscrits dans la convention de raccordement - Suivi des écarts entre les coûts réels et les coûts inscrits dans la PTF +/-15 % - Suivi des délais moyens de raccordement par segment : éolien en mer / EnR terrestres / distributeurs et consommateurs
Comptage	Suivi du respect des délais d'intervention de dépannage sur compteurs
Réclamations	- Suivi du taux de réponse sous 10 jours - Suivi du taux de traitement des réclamations sous 30 jours - Suivi de la durée moyenne globale de traitement des réclamations
Qualité de l'onde de tension	- Suivi de la durée moyenne de dépassement de la tension maximale, par niveau de tension - Suivi de la fréquence moyenne des tensions se situant dans la plage exceptionnelle haute de tension, par niveau de tension
Continuité d'alimentation	Suivi du respect des engagements contractuels du CART relatifs à la qualité d'électricité

²⁹ En dehors de la régulation incitative sur la qualité d'alimentation et sur les données

	• Suivi de l'Energie Non Evacuée par les producteurs due aux activités de RTE sur le réseau public de transport • Suivi du respect des dates et de la durée des travaux planifiés par RTE sur le réseau public de transport pour les clients industriels
--	---

Aucun des indicateurs ci-dessus ne fait l'objet d'une incitation financière.

Incitation sur les propositions techniques et financières

La délibération du 5 janvier 2023 a introduit, pour les années 2023 et 2024, une régulation incitative sur la transmission des propositions techniques et financières dans les délais. Celle-ci se décline en deux segments, selon un mécanisme symétrique, avec une valorisation de 300 k€ par point de pourcentage en écart au taux cible :

- pour le segment « producteurs et GRD » : incitation sur le taux de transmission des propositions techniques et financières dans un délai inférieur à 3 mois ;
- pour le segment « consommateurs » : incitation sur le taux de transmission des propositions techniques et financières dans les délais convenus avec le demandeur.

Le montant définitif de l'incitation sur les propositions techniques et financières en 2024 s'établit à -4,9 M€ en considérant que :

- pour le segment « producteurs et GRD » :
 - le taux constaté en 2024 s'établit à 49,5 % ;
 - le taux cible est de 70 % ;
- pour le segment « consommateurs » :
 - le taux constaté en 2024 s'établit à 84,1 % ;
 - le taux cible est de 80 %.

En outre de cette régulation incitative, la CRE a complété le dispositif de suivi de la qualité de service prévu par la Délibération TURPE 6 HTB, par les indicateurs suivants :

Tableau 1.7 : Indicateurs de qualité de services de RTE additionnels

	Indicateurs de qualité de services de RTE additionnels
Raccordements	• taux de propositions techniques et financières transmises dans les délais convenus avec le demandeur ; • taux de propositions techniques et financières transmises dans un délai de trois mois ; • nombre de propositions techniques et financières transmises dans un délai supérieur à six mois ; • délai convenu moyen de transmission des propositions techniques et financières (en nombre de mois) ; • délai moyen de transmission des propositions techniques et financières (en nombre de mois).

Les résultats de ces indicateurs³⁰ pour l'année 2024 ont été publiés par RTE sur son site internet et sont rappelés en annexe de la présente délibération.

f) Régulation incitative de la continuité d'alimentation

Un suivi de la continuité d'alimentation a été mis en place pour RTE depuis le tarif TURPE 3 HTB, et porte notamment sur deux indicateurs : la durée moyenne de coupure et la fréquence moyenne de coupure, hors événements exceptionnels.

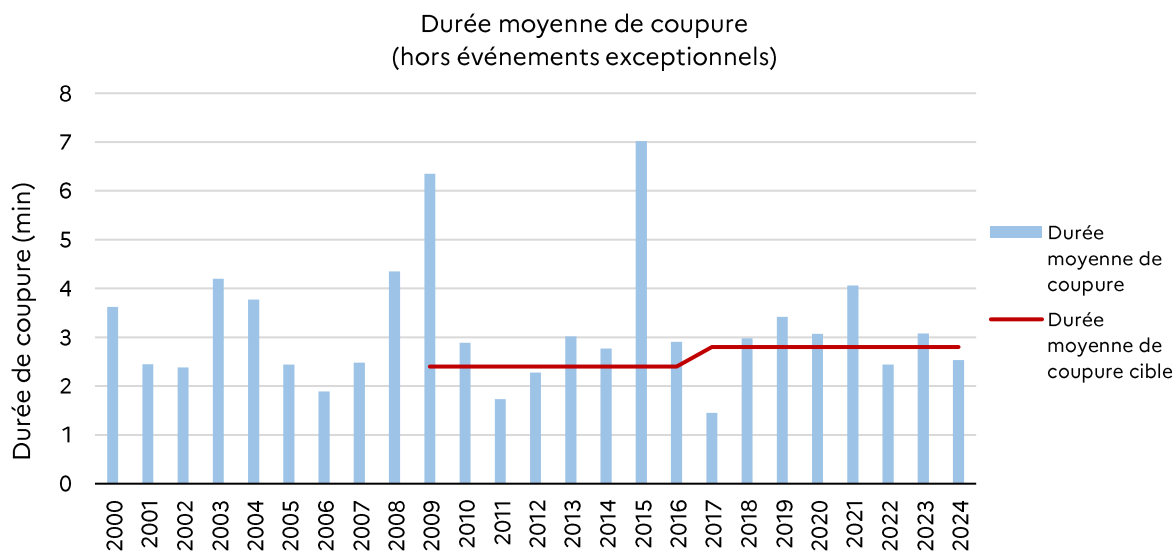
La Délibération TURPE 6 HTB a introduit une incitation financière asymétrique sur ces deux indicateurs. Ainsi, le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2024, au titre de la régulation incitative de la continuité d'alimentation, est égal au minimum entre : zéro et 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 de - 45 M€.

En 2024, la durée moyenne de coupure hors événements exceptionnels (2 min 32 s) a été inférieure à la durée moyenne de coupure de référence (fixée à 2 min 48 s).

La fréquence moyenne de coupure hors événements exceptionnels (0,43) a été inférieure à la fréquence moyenne de coupure de référence (fixée à 0,46).

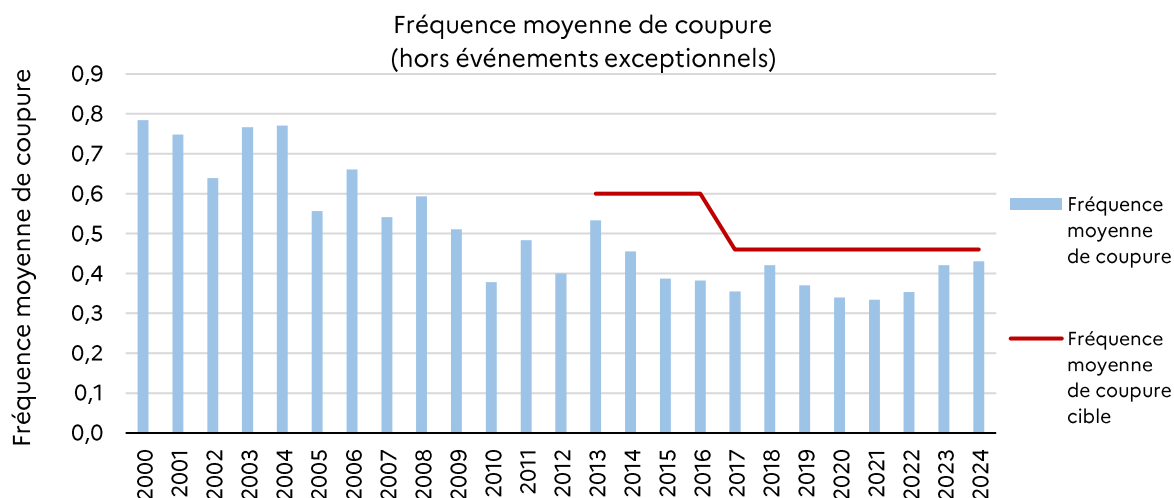
Au global, RTE ne supporte pas de pénalité au titre de la régulation incitative de la continuité d'alimentation en 2024. La CRE constate que RTE a maintenu un bon niveau dans le domaine de la continuité d'alimentation, conformément aux objectifs fixés dans la Délibération TURPE 6 HTB.

Pour information, les graphiques ci-dessous représentent l'évolution de la durée moyenne de coupure et de la fréquence moyenne de coupure depuis 2000. Il a été également représenté l'évolution des valeurs de référence définies dans les délibérations tarifaires depuis leur entrée en vigueur respectivement en 2009 et 2013.



Graphique 1.1 : Evolution de la durée moyenne de coupure de 2000 à 2024

³⁰ A l'exception du suivi de la qualité de l'onde de tension en HTB1, que RTE publiera en 2026 pour l'année 2025.



Graphique 1.2 : Evolution de la fréquence moyenne de coupure de 2000 à 2024

g) Régulation incitative permettant de soutenir l'innovation à l'externe (actions prioritaires)

La Délibération TURPE 6 HTB a introduit un mécanisme incitant financièrement RTE à réaliser dans les délais certaines actions identifiées comme « prioritaires », c'est-à-dire accompagnant la capacité à innover des acteurs du système électrique.

La délibération du 5 janvier 2023 a défini une action prioritaire devant être menée par RTE en 2024 : partage des capacités transfrontalières françaises sur la plateforme MARI pour les activations programmées qui ont lieu chaque quart d'heure, au 24 juillet 2024. RTE s'étant couplé à la plateforme MARI pour partager ses capacités d'échange avec ses voisins le 18 juillet 2024, aucune pénalité ne sera appliquée à RTE au titre de l'année 2024.

4. Montants à prendre en compte en fin de période

a) Régulation incitative des dépenses de recherche et développement (R&D)

La Délibération TURPE 6 HTB prévoit que si le montant total des dépenses de R&D réalisées sur la période 2021-2024 est inférieur aux montants de référence cumulés pris en compte pour l'élaboration du tarif TURPE 6 HTB, la différence sera prise en compte dans le solde du CRCP de fin de période tarifaire.

Or, les dépenses de R&D (nettes des subventions) engagées par RTE sur la période 2021-2024 se sont élevées à 165,8 M€ et sont donc supérieures de 0,2 M€ à la valeur prévisionnelle définie dans la Délibération TURPE 6 HTB (165,6 M€). 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 2024.

b) Régulation incitative sur le volume de gestion des actifs

Le mécanisme introduit par la Délibération TURPE 6 HTB prévoit un bilan des volumes de travaux effectivement réalisés par RTE par rapport à la trajectoire des volumes de références fixés dans la délibération à l'issue de la période tarifaire.

Si RTE n'a pas réalisé la totalité des opérations prévues sur cette période dans le cadre de sa politique de gestion des actifs, les dépenses prévisionnelles associées aux opérations non réalisées font l'objet d'une rétrocession aux utilisateurs du réseau, à hauteur des volumes non réalisés multipliés par les coûts unitaires ayant servi à la construction de la trajectoire tarifaire.

Concernant les volumes de travaux effectivement réalisés par RTE dans le cadre du plan « corrosion » au cours de la période TURPE 6, les opérations de remplacements d'isolateurs ont fait l'objet d'un changement de méthodologie de comptabilisation des charges d'exploitation vers les charges de capital (cf. 2.1.2.4). Néanmoins, l'analyse des trajectoires réalisées permet de conclure que les opérations correspondantes ont bien été réalisées malgré ce changement de comptabilisation. En corrigeant cet effet, les volumes de travaux effectivement réalisés par RTE pour le plan « corrosion » sont supérieurs aux volumes fixés dans la délibération.

Les volumes de travaux effectivement réalisés par RTE dans le cadre des autres postes de dépenses (plan « PSEM », et les politiques de réhabilitation et remplacement des postes et des lignes) sont supérieurs aux volumes cibles fixés par la Délibération TURPE 6 HTB.

En conséquence, la CRE ne retient pas de reversement au titre du volume de travaux liés à la gestion des actifs.

c) Régulation incitative à la maîtrise et la priorisation des dépenses d'investissement

Le TURPE 6 définit une enveloppe quadriennale constituant un plafond d'investissements. RTE est incité à ne pas dépasser cette enveloppe et, donc, à maîtriser ses dépenses et à prioriser ses projets :

- si la somme des dépenses d'investissements sur la période tarifaire est inférieure à cette enveloppe, aucune pénalité ni prime n'est appliquée à RTE ;
- en revanche, si la somme des dépenses d'investissements sur la période tarifaire dépasse l'enveloppe, alors une pénalité, égale à 20 % du dépassement, est appliquée à RTE via le CRCP.

Tableau 2 : Plafond d'investissements

M€ courants	2021	2022	2023	2024	Total
Plafond d'investissements présenté dans la Délibération TURPE 6 HTB	1 011	973	963	1 020	3 967
Plafond d'investissements remis à jour de l'inflation réalisée	1 021	1 024	1 050	1 116	4 211
Dépenses nettes soumises au plafond	882	952	1 136	1 233	4 203

Le plafond d'investissement défini dans la Délibération TURPE 6 HTB est fondé sur la chronique d'inflation prévisionnelle retenue dans cette délibération. Cette chronique prévisionnelle s'est avérée notablement inférieure à l'inflation effectivement observée sur la période 2021-2024. La CRE considère donc justifié de mettre à jour ce plafond d'investissement de l'inflation réalisée sur la période 2021-2024, conduisant à une réévaluation du plafond à 4 211 M€.

Sur la période TURPE 6, la somme des dépenses d'investissements réalisée (4 203 M€) est inférieure à l'enveloppe quadriennale prévisionnelle corrigée de l'inflation réalisée (4 211 M€). En conséquence, aucune prime ni pénalité n'est appliquée à RTE.

d) Restitution des montants transférés des OPEX vers les CAPEX en cours de période tarifaire aux utilisateurs de réseau

Au cours de la période TURPE 6, RTE a informé la CRE de deux modifications notables de sa doctrine comptable, ayant fait l'objet d'échanges avec les commissaires aux comptes :

- une modification de comptabilisation des effectifs affectés aux dépenses d'investissements, visant à mieux comptabiliser le temps passé par des fonctions support sur les projets d'investissement ;

- une granulométrie plus fine du suivi comptable de certains actifs, visant à mieux refléter les durées de vie des différents éléments qui les composent. La mise en œuvre de cette modification a entraîné des transferts de dépenses de maintenance courantes, incitées à 100%, vers des renouvellements d'actifs, couverts à 100% au réel.

La délibération de la CRE du 5 janvier 2023 prévoit que, en cas de modification de la doctrine comptable entraînant le transfert de charges d'exploitation vers des dépenses d'investissements, la CRE contrôle en fin de période tarifaire les montants correspondants et les restitue le cas échéant aux utilisateurs du réseau public de transport via le CRCP.

RTE a transmis à la CRE un bilan des montants ayant fait l'objet d'un transfert de charges de capital vers des charges d'exploitation :

- RTE a comptabilisé un montant de 114,1 M€ au titre des effectifs indirects affectés aux dépenses d'investissement ;
- RTE a transféré une enveloppe de 12,1 M€ des charges d'exploitation vers les charges de capital en ce qui concerne les travaux de remplacement d'isolateurs.

Au vu de ces éléments, la CRE fixe le montant à restituer aux utilisateurs de réseau à 126,2 M€.

Annexe 3 : compensation à verser à Strasbourg Electricité Réseaux

a) 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 en 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 2021 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 en distribution.

b) Calcul de la compensation au titre de 2024

a. Abattement reversé par SER aux électro-intensifs

Les abattements reversés aux électro-intensifs déclarés par SER s'élèvent à 3 049 k€ au titre de l'année 2024.

b. 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 6 HTB de 4,11 % en 2024 pour compenser 181 M€ de moindres recettes tarifaires liées à l'abattement prévisionnel versé par RTE aux clients électro-intensifs sur la période allant du 1^{er} janvier 2024 au 31 décembre 2024. Ce manque à gagner pour RTE est compensé dans le niveau du TURPE 6 HTB. Tableau 2.1 : Prise en compte de l'abattement électro-intensifs dans le TURPE 6 HTB

En M€ courants	Montant
Recettes tarifaires prévisionnelles 2024 de RTE avant abattement (A)	4 580
Abattement électro-intensifs prévisionnel 2024 (B)	181
Recettes tarifaires prévisionnelles 2024 hors abattement (C = A – B)	4 399
Prise en compte de l'abattement électro-intensifs prévisionnel dans le TURPE 6 HTB 2024 (D = A / C – 1)	4,11%

SER a perçu 7 393 k€ de recettes tarifaires HTB en 2024. En l'absence de prise en compte de l'abattement pour les électro-intensifs dans le niveau du TURPE 6 HTB, SER aurait perçu 292 k€ de moins de recettes auprès des utilisateurs en transport :

Tableau 2.2 : Effet de la hausse du TURPE 6 HTB due à l'abattement électro-intensifs sur les recettes HTB de SER

En k€ courants	Montant
Recettes tarifaires HTB 2024 de SER (E)	7 393
Prise en compte de l'abattement électro-intensifs prévisionnel dans le TURPE 6 HTB 2024 (D)	4,11%
Recettes tarifaires HTB 2024 de SER avant prise en compte de l'abattement électro-intensifs prévisionnel dans le TURPE 6 HTB ($F = E / (1 + D)$)	7 101
Recettes supplémentaires HTB 2024 pour SER ($G = E - F$)	292

Par ailleurs, SER a versé à RTE 37 910 k€ au titre de l'accès au réseau de transport en 2024. En l'absence de prise en compte de l'abattement pour les électro-intensifs dans le niveau du TURPE 6 HTB, SER aurait supporté 1 498 k€ de moins de charges d'accès au réseau public de transport :

Tableau 2.3 : Effet de la hausse du TURPE 6 HTB due à l'abattement électro-intensifs sur les charges HTB de SER

En k€ courants	Montant
Charges tarifaires HTB 2024 de SER (I)	37 910
Prise en compte de l'abattement électro-intensifs prévisionnel dans le TURPE 6 HTB 2024 (E)	4,11%
Charges tarifaires HTB 2024 de SER avant prise en compte de l'abattement électro-intensifs prévisionnel dans le TURPE 6 HTB ($J = I / (1 + E)$)	36 412
Charges supplémentaires HTB 2024 de SER ($K = I - J$)	1 498

Au total, SER a donc supporté en 2024 une charge nette de 1 206 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 2.4 : Effet net de la hausse du TURPE 6 HTB due à l'abattement électro-intensifs sur SER

En k€ courants	Montant
Recettes supplémentaires HTB 2024 de SER (H)	292
Charges supplémentaires HTB 2024 de SER (K)	1 498
Charges nettes supplémentaires HTB 2024 de SER ($M = K - H$)	1 206

c. 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 6 HTA-BT de +1,00 % :

Tableau 2.5 : Prise en compte de l'abattement électro-intensifs dans le TURPE 6 HTA-BT

En M€ courants	Montant
Charges tarifaires HTB prévisionnelles 2024 d'ENEDIS (N)	3 746
Prise en compte de l'abattement électro-intensifs prévisionnel dans le TURPE 6 HTB 2024 (E)	4,11%
Charges tarifaires HTB prévisionnelles 2024 d'ENEDIS avant prise en compte de l'abattement électro-intensifs prévisionnel dans le TURPE 6 HTB ($O = N/(1 + E)$)	3 598
Recettes tarifaires prévisionnelles 2024 d'ENEDIS (P)	14 890
Recettes tarifaires prévisionnelles 2024 d'ENEDIS avant prise en compte de l'abattement électro-intensifs dans le TURPE 6 HTB ($Q = P - N + O$)	14 742
Prise en compte de l'abattement électro-intensifs prévisionnel dans le TURPE 6 HTA-BT 2024 ($R = P/Q - 1$)	1,00%

SER a bénéficié de recettes additionnelles d'un montant de 2 748 k€ liées directement à la hausse du TURPE 6 HTA-BT due à l'abattement électro-intensifs en 2024 :

Tableau 2.6 : Effet de la hausse du TURPE 6 HTA-BT due à l'abattement électro-intensifs sur les recettes de SER

En k€ courants	Montant
Recettes HTA-BT 2024 de SER (S)	276 403
Prise en compte de l'abattement électro-intensifs prévisionnel dans le TURPE 6 HTA-BT 2024 (R)	1,00%
Recettes HTA-BT 2024 de SER avant prise en compte de l'abattement électro-intensifs prévisionnel ($T = S/(1+R)$)	273 655
Recettes supplémentaires HTA-BT 2024 de SER ($U = S - T$)	2 748

d. Montant de la compensation

Les charges nettes supportées par SER pour l'année 2024 s'élèvent à 1 533² k€ après actualisation au 1^{er} janvier 2025 :

Tableau 2.7 : Montant de la compensation à verser à SER

En k€ courants	Montant
Abattement électro-intensifs versé au titre de 2024 par SER (V)	3 049
Charges nettes supplémentaires HTB 2024 de SER (M)	1 206
Recettes supplémentaires HTA-BT 2024 de SER (U)	2 748

Charges nettes supplémentaires de SER liées à l'abattement électro-intensifs au titre de l'année 2024, avant actualisation ($X = V + M - U$)	1 507
Taux d'actualisation 2025 (W)	1,70%
Charges nettes supplémentaires de SER liées à l'abattement électro-intensifs au titre de l'année 2024, actualisées au 1^{er} janvier 2025 ($Y = X \cdot (1 + W)$)	1 533

c) Effet sur les recettes tarifaires de RTE

La compensation sera versée par RTE à SER en 2025, et constitue une moindre recette tarifaire au titre de l'année 2025.

Elle sera prise en compte au solde du CRCP au 31 décembre 2025.

Annexe 4 : bilan de la qualité de service de RTE pour l'année 2024

Tableau 1 : bilan des indicateurs de qualité de service de RTE en 2024 (hors indicateurs sur la publication des données)

Indicateurs	Unité	2024
Raccordement		
Taux de respect des délais inscrits dans la proposition technique et financière (PTF)	-	51%
Taux de respect des délais inscrits dans la convention de raccordement	-	67%
Taux de respect entre les coûts facturés et les coûts inscrits dans la convention de raccordement	-	100%
Taux de respect entre les coûts facturés et les coûts inscrits dans la PTF +/- 15 %	-	92%
Délais moyens de raccordement par segment		
Eolien offshore	nombre de mois	72
EnR terrestre	nombre de mois	28
Distributeurs et Consommateurs	nombre de mois	29
Taux de PTF transmises dans le délai de 3 mois		
Producteurs et GRD (hors CTRP)		50%
Consommateurs		24%
Taux de PTF transmises dans le délai convenu		
Producteurs et GRD (hors CTRP)		65%
Consommateurs		84%
Nombre de PTF remises dans un délai supérieur à 6 mois		
Producteurs et GRD (hors CTRP)		42
Consommateurs		28
Délai convenu moyen de transmission des propositions techniques et financières		
Producteurs et GRD (hors CTRP)	nombre de mois	4,7
Consommateurs	nombre de mois	5,7
Délais moyens de transmission des propositions techniques et financières		
Producteurs et GRD (hors CTRP)	nombre de mois	4,2
Consommateurs	nombre de mois	5,9
Comptage		
Respect des délais d'intervention de dépannage sur compteurs	nombre de jours de retard cumulé	427
Réclamation		

Taux de prise en charge d'une réclamation sous 10 jours	-	94%
Taux de traitement d'une réclamation sous 30 jours	-	92%
Durée moyenne globale du traitement d'une réclamation	nombre de jours	16
Qualité de l'onde de tension		
Durée moyenne de dépassement de la tension maximale par niveau de tension		
HTB3	min/poste	59
HTB2	min/poste	1864
Fréquence moyenne des tensions se situant dans la plage exceptionnelle haute de tension par niveau de tension		
HTB3 dans la plage [440 kV ; 462 kV]	-	0%
HTB3 dans la plage [428 kV ; 440 kV]	-	0%
HTB3 dans la plage [424 kV ; 428 kV]	-	2%
HTB3 dans la plage [420 kV ; 424 kV]	-	97%
HTB2 dans la plage [250 kV ; 255 kV]	-	0%
HTB2 dans la plage [255 kV ; 270 kV]	-	0%
HTB2 dans la plage [247,5 kV ; 250 kV]	-	1%
HTB2 dans la plage [245 kV ; 247,5 kV]	-	99%
Continuité d'alimentation		
Taux de respect des engagements contractuels du CART relatifs à la qualité d'électricité		
Client industriels		85%
Clients ferroviaires		71%
Distributeurs		97%
Energie Non Evacuée par les producteurs due aux activités de RTE sur le réseau public de transport	MWh	30 900
Taux de respect des dates et de la durée des travaux planifiés par RTE sur le réseau public de transport pour les clients industriels	-	83%

Analyse de la qualité de service de RTE en 2024

Raccordement

Les indicateurs du taux de respect des délais inscrits dans la PTF et du taux de respect des délais inscrits dans la convention de raccordement se sont tous deux dégradés en 2024 par rapport à 2023, passant de 57 % à 51 % et de 82 % à 67 %, respectivement.

Les indicateurs du taux respect entre les coûts facturés et les coûts inscrits dans la convention de raccordement et du taux de respect entre les coûts facturés et les coûts inscrits dans la PTF +/-15 % se maintiennent à des niveaux satisfaisants en 2024.

Les délais moyens de raccordement augmentent en 2024 par rapport à 2023, sauf pour le segment éolien mer. Concernant les raccordements de consommateurs industriels et de distributeurs, les délais augmentent entre 2023 et 2024, traduisant une part plus importante de PTF avec créations d'actifs par rapport à 2023. Sur les EnR en mer, le délai moyen de 2024 correspond au délai d'un unique projet : la mise à disposition du parc éolien flottant de Gruissan. Sur les EnR terrestres, en 2023 seuls 2 projets ont été mis à disposition. Il s'agissait de projets sans création d'actifs, ce qui explique le délai moyen réduit. En 2024, il y a eu la mise à disposition de 7 projets, dont 4 avec création d'actifs, ce qui explique le délai moyen supérieur à celui de l'année précédente.

La délibération du 5 janvier 2023 modifiant la délibération du 21 janvier sur le TURPE 6 HTB a renforcé le suivi du traitement des raccordements par RTE à travers de nouveaux indicateurs sur le raccordement, détaillés ci-dessous. Les résultats des indicateurs sur la remise des PTF incités financièrement sont décrits en annexe 2 de la présente délibération.

Les taux de transmission des PTF dans les délais convenus avec le demandeur en 2024 sont de 65 % (contre 55 % en 2023) pour le segment « producteurs et GRD » et de 84 % pour le segment « consommateurs » (contre 67 % en 2023). Le taux de transmission des PTF dans un délai de trois mois est de 50 % pour le segment « producteurs et GRD » (contre 40 % en 2023) et de 24 % sur le segment « consommateurs » (contre 18 % en 2023). Ces résultats sont en hausse mais doivent être encore améliorés.

Le nombre de PTF transmises dans un délai supérieur à 6 mois en 2024 s'élève à 42 pour le segment « producteurs et GRD » (contre 39 en 2023), ce qui représente 15 % des PTF sur ce segment (contre 17 % en 2023). Pour le segment « consommateurs », le nombre de PTF transmises dans un délai supérieur à 6 mois en 2024 est de 28 (contre 35 en 2023), ce qui représente 38 % des PTF sur ce segment (contre 32 % en 2023). Si certains délais peuvent être justifiés par des circonstances spécifiques (adaptation ou révision de S3REnR, mise en place des ORREM, etc.), la CRE considère nécessaire de réduire de tels délais extrêmes.

Les délais convenus de transmission des PTF sont en légère baisse par rapport à 2023, en moyenne de 4,7 mois pour le segment « producteurs et GRD » (contre 5,2 mois en 2023) et de 5,7 mois pour le segment « consommateurs » (contre 6,0 mois en 2023). Les délais moyens de transmission des PTF sur ces segments sont respectivement de 4,2 mois (contre 4,5 mois en 2023) et 5,9 mois (contre 6,7 mois en 2023). Ces résultats s'améliorent légèrement mais demeurent éloignés du délai standard de trois mois inscrit dans la documentation technique de référence de RTE.

Comptage

Le respect des délais contractuels de réalisation d'une intervention de dépannage sur compteurs s'est amélioré en 2024 par rapport à 2023, passant de 959 à 427 jours de retard cumulé. Cette bonne performance en 2024 par rapport aux années précédentes s'explique par une baisse du nombre d'interventions sur l'année, mais est surtout le résultat des efforts de RTE sur ce sujet. La CRE invite RTE à stabiliser ces résultats.

Traitement des réclamations

La performance de RTE sur le traitement des réclamations s'est améliorée au global en 2024 : le taux de traitement d'une réclamation sous 30 jours est passé de 81 % à 92 % et la durée moyenne du traitement d'une réclamation est passée de 20 à 16 jours. Le taux de traitement d'une réclamation sous 10 jours s'est néanmoins dégradé tout en restant à un niveau satisfaisant, passant de 98 % à 94 %. Ces dynamiques ont eu lieu alors que RTE fait face à une augmentation du nombre de réclamations reçues en 2024 (+34 %), sous l'effet, d'après RTE, de contestations sur les volumes certifiés au titre du mécanisme de capacité, ainsi que de réclamations liées à la qualité de l'électricité, notamment associées à des creux de tension. La CRE salue les efforts de RTE sur l'année 2024 et l'invite à continuer dans cette dynamique.

Qualité de l'onde de tension

L'année 2024, en comparaison de 2023, a globalement été plus favorable à la tenue du plan de tension. En effet, 2024 a connu une meilleure disponibilité des groupes de production, notamment les groupes hydrauliques. Des mises en service de moyens de compensation ont localement aidé à la maîtrise des tensions hautes.

En conséquence, la durée moyenne de dépassement de la tension maximale a baissé de façon significative au niveau de tension HTB 2, passant de 2 568 minutes par poste en 2023 à 1 864 minutes par poste en 2024. Au niveau de tension HTB 3, elle s'est légèrement dégradée, passant de 47 minutes par poste en 2023 à 59 minutes par poste en 2024.

RTE explique ne pas être en mesure de fournir un indicateur fiable sur le dépassement de la tension maximale en HTB 1, en raison du trop faible nombre de nœuds équipés de télémesures, affectant négativement la robustesse des données collectables. Les niveaux de tension supérieurs (HTB 2 et HTB 3) concernent principalement des installations de production, les installations de consommation étant majoritairement raccordées en HTB 1.

La CRE rappelle sa demande à RTE, faite dans la délibération TURPE 7 HTB, de publier les indicateurs de qualité de l'onde de tension pour le niveau de tension HTB 1. Leur absence est préjudiciable aux utilisateurs raccordés à ce niveau de tension, qui constituent par ailleurs la majorité des clients raccordés au RPT.

Continuité d'alimentation

Les engagements en matière de continuité d'alimentation sont établis sur l'année civile (du 1^{er} janvier au 31 décembre) pour une durée de 3 ans. Pour l'année 2024, le taux de respect des engagements contractuels du contrat d'accès au réseau de transport (CART) relatifs à la qualité de l'électricité pris par RTE à l'égard de ses clients est de, respectivement, 85 % pour les industriels, 71 % dans le ferroviaire et 97 % pour les distributeurs. La CRE constate une dégradation du respect des engagements pour le secteur ferroviaire par rapport au dernier triennal (79 % en 2021). La CRE considère nécessaire d'améliorer ces résultats. A l'exception du secteur ferroviaire, les taux de respect des engagements demeurent satisfaisants.

Le volume d'Energie Non Evacuée (ENE) par les producteurs éoliens et photovoltaïques raccordés sur le RPT dû aux activités de RTE sur le RPT s'élève à 30,9 GWh en 2024 (cette valeur n'étant pas définitive), contre 30,8 GWh en 2023 (valeur définitive). Ce volume est calculé pour les limitations à réseau complet (69,5 %), pour les limitations lors de pertes d'ouvrages (0,5 %) et pour les limitations lors de travaux programmés (30 %).

Le taux de respect des dates et de la durée des travaux planifiés par RTE sur le réseau public de transport pour les clients industriels poursuit sa baisse, passant de 85 % en 2023 à 83 % en 2024. La CRE demande à RTE de veiller à maintenir un haut de qualité de service dans la planification de ses interventions, dans un contexte d'augmentation des travaux à réaliser sur le réseau de transport.

Les résultats des indicateurs de continuité d'alimentation incités financièrement sont décrits en annexe 2 de la présente délibération.

Tableau 2 : bilan des indicateurs relatifs à la mise à disposition des données en 2024

Indicateurs suivis (en %)	2024
Taux de disponibilité de la plateforme Portail Services de RTE	99,7%
Taux de fiabilité des données de tendance du mécanisme d'ajustement	100,0%
Qualité du Niveau de Capacité Effectif (NCE) au titre du mécanisme de capacité (écart entre le NCE définitif et le NCE estimé)	98,0%
Qualité de l'obligation de capacité transmise aux acteurs au titre du mécanisme de capacité (écart entre l'obligation définitive et l'obligation estimée)	99,9%

Taux de respect du délai de publication de la déclaration d'évolution du Niveau de Capacité Certifié (NCC) évolué sur le registre des Capacités Certifiées	99,8%
Taux de respect des délais de transmission du contrat de certification à l'Exploitant de Capacité (EDC)	99,6%
Taux de transmission par RTE du contrôle du réalisé sur le mécanisme d'ajustement dans les délais contractuels	100,0%

Le taux de disponibilité de la plateforme Portail Services de RTE s'établit à 99,7 % en 2024, en hausse par rapport à 2023 (97,0 %). Le taux de fiabilité des données de tendance du mécanisme d'ajustement demeure à 100,0 % en 2024, comme depuis 2022. Ces résultats sont satisfaisants.

Concernant les données du mécanisme de capacité, les indicateurs sur la qualité des estimations d'obligation et de niveau de capacité effectif (NCE) permettent de comparer les résultats des calculs estimés par RTE un an après l'année de livraison avec les calculs définitifs publiés trois années après l'année de livraison concernée. Ces deux indicateurs se situent à des niveaux satisfaisants en 2024.

Concernant le mécanisme de capacité, les résultats des indicateurs de respect des délais portent sur toutes les demandes conformes traitées en 2024, calculés toutes années de livraison confondues. Le taux de respect du délai de publication de la déclaration d'évolution du Niveau de Capacité Certifié (NCC) évolué sur le registre des capacités certifiées demeure satisfaisant en 2024 à 99,8 % (contre 99,3 % en 2023). Le taux de respect des délais de transmission du contrat de certification par RTE à l'Exploitant de Capacité (EDC) dans les délais contractuels s'améliore en 2024 (99,6 %) par rapport à 2023 (90,6 %), résultant, d'après RTE, de diverses mesures d'amélioration continue mises en place depuis fin 2023.

Enfin, le taux de transmission par RTE du contrôle du réalisé sur le mécanisme d'ajustement dans les délais contractuels se maintient à 100,0 % en 2024. Ces résultats sont satisfaisants.