

La CRE a transmis cette décision au ministre chargé de l'Énergie. Le ministre a indiqué à la CRE son intention de ne pas procéder à la publication de cette décision au *Journal officiel* de la République française et de recourir à son délai de deux mois lui permettant de demander de nouvelles délibérations sur l'évolution du TURPE 6 en application de l'article L.341-3 du code de l'énergie. Par conséquent, les évolutions indiquées ne s'appliqueront pas au 1^{er} août 2024.

DÉLIBÉRATION N° 2024-121

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 26 juin 2024 portant décision sur l'évolution au 1^{er} 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

Participaient à la séance : Emmanuelle WARGON, présidente, Anthony CELLIER, Ivan FAUCHEUX et Valérie PLAGNOL, commissaires.

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans le domaine de tension HTB (dits « TURPE 6 HTB ») sont entrés en vigueur le 1^{er} août 2021, en application de la délibération de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) du 21 janvier 2021 (ci-après « la Délibération tarifaire »).

En raison du contexte particulier de crise sur les marchés de gros de l'énergie, la CRE a modifié la Délibération tarifaire par la délibération du 5 janvier 2023¹.

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

Dans ce cadre, la présente délibération a pour objet de faire évoluer la grille tarifaire du TURPE 6 HTB au 1^{er} août 2024. Les principaux faits marquants sont les suivants :

- le niveau moyen du TURPE 6 HTB augmente de 4,99 % au 1^{er} août 2024, en application des formules d'évolution annuelle prévues par la délibération TURPE 6 HTB, résultant de :
 - o la prise en compte de l'inflation pour + 2,5 % ;
 - o le coefficient d'indexation annuelle automatique de 0,49 % ;
 - o la prise en compte du solde du compte de régularisation des charges et produits (CRCP) soit + 2,00 %. Le CRCP permet de protéger RTE, dans un sens comme dans l'autre, contre les variations de charges ou de recettes imprévisibles et non maîtrisables ;
- les recettes tarifaires de RTE sont inférieures de 402 M€ aux recettes tarifaires prévisionnelles en raison de plusieurs effets :
 - o la baisse des soutirages, du fait de la sobriété (20 TWh soutirés en moins), et d'un climat doux (7 TWh soutirés en moins) ;
 - o l'abattement électro-intensif versé aux consommateurs éligibles plus élevé que prévu ;

¹ 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)

Délibération n°2024-121

26 juin 2024

- la diminution de l'énergie injectée par rapport aux prévisions (54 TWh injectés en moins).
- les recettes d'interconnexion sont supérieures aux prévisions (+ 1 612 M€), du fait principalement de différentiels de prix de gros entre la France et les pays adjacents plus importants que prévu lors des enchères annuelles 2023 qui ont eu lieu fin 2022 alors que les prix de gros étaient élevés ;
- cette hausse des recettes d'interconnexion est partiellement compensée par :
 - la hausse des charges liées aux pertes d'électricité en ligne (+ 688 M€), majoritairement du fait d'un effet prix ;
 - la hausse des coûts liés à la constitution des réserves d'équilibrage (+395 M€ par rapport au prévisionnel), du fait principalement de la hausse des prix de gros de l'électricité ;
 - la hausse des charges relatives aux congestions nationales et internationales (+173 M€) du fait d'un effet prix et d'un effet volume ;
- l'écart entre l'inflation prévisionnelle et l'inflation réalisée sur les charges nettes d'exploitation sur la période TURPE 6 écoulée s'élève à 193 M€ en raison d'une inflation réalisée supérieure à l'inflation prévisionnelle sur la période.

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 2023 après prise en compte du versement anticipé exceptionnel d'une partie du solde du CRCP de RTE, en application des dispositions de l'article L. 341-4-2 du code de l'énergie. Cette compensation s'élève à 698 k€.

Sommaire

1. Cadre en vigueur pour l'évolution des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans le domaine de tension HTB.....	5
2. Evolution de la grille tarifaire du TURPE 6 HTB au 1 ^{er} août 2024	5
2.1. Solde du CRCP de RTE au 1 ^{er} janvier 2024.....	5
2.1.1. Solde prévisionnel du CRCP au 31 décembre 2023	5
2.1.2. Ecart entre les montants réalisés et montants prévisionnels pour l'année 2023	6
2.1.2.1. Revenu autorisé définitif au titre de l'année 2023	6
2.1.2.2. Recettes tarifaires perçues par RTE au titre de l'année 2023	7
2.1.3. Solde du CRCP au 1 ^{er} janvier 2024	7
2.2. Paramètres d'évolution de la grille tarifaire TURPE 6 HTB au 1 ^{er} août 2024	8
2.2.1. Evolution de l'indice des prix à la consommation.....	8
2.2.2. Facteur d'évolution annuel de la grille tarifaire	8
2.2.3. Coefficient k_{2024} en vue de l'apurement du solde du CRCP	8
2.3. Evolution de la grille tarifaire du TURPE 6 HTB au 1 ^{er} août 2024	8
3. Compensation à verser à Strasbourg Electricité réseaux (SER)	8
Décision de la CRE.....	10
Annexe 1 : calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2023	11
Postes de charges pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2023	13
Poste de recettes pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2023	20
Incitations financières au titre de régulations incitatives portant sur l'année 2023	23
Annexe 2 : compensation à verser à Strasbourg Electricité Réseaux.....	30
Annexe 3 : coefficients tarifaires applicables au 1 ^{er} août 2024	36
1. Composante annuelle de gestion (CG)	36
2. Composante annuelle de comptage.....	36
3. Composante annuelle d'injection	36
4. Composante annuelle de soutirage (CS) et composantes mensuelles de dépassement de puissance souscrite pour les domaines de tension HTB	36
4.1. Composante annuelle de soutirages (CS).....	36
4.1.1. Tarif pour le domaine HTB 3.....	36
4.1.2. Tarif pour le domaine de tension HTB 2	36
4.1.3. Tarif pour le domaine de tension HTB 1	37

5. Composante annuelle des alimentations complémentaires et de secours (CACS)	38
5.1. Alimentations complémentaires	38
5.2. Alimentation de secours.....	38
6. Composante de regroupement	39
7. Dispositions spécifiques relatives aux composantes annuelles des soutirages (CS) des gestionnaires de réseaux publics de distribution.....	39
7.1. Composante annuelle d'utilisation des ouvrages de transformation (CT)	39
8. Composante annuelle de dépassements ponctuels et programmés (CPP) pour les domaines de tension HTB2 et HTB1.....	39
9. Composante annuelle de l'énergie réactive.....	39
9.1. Principes généraux.....	39
9.2. Dispositions spécifiques relatives à la composante annuelle de l'énergie réactive entre deux gestionnaires de réseaux publics d'électricité	40
Annexe 4 : bilan de la qualité de service de RTE pour l'année 2023	41
Tableau récapitulatif de la qualité de service de RTE	41
Analyse de la qualité de service de RTE en 2023	42
Raccordement	42
Comptage.....	43
Traitement des réclamations	43
Qualité de l'onde de tension.....	43
Continuité d'alimentation.....	44
Tableau récapitulatif de la publication des données de RTE.....	44
Indicateurs de qualité de service relatif à la mise à disposition des données.....	44

1. Cadre en vigueur pour l'évolution des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans le domaine de tension HTB

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans le domaine de tension HTB, dits « TURPE 6 HTB », sont entrés en vigueur le 1^{er} août 2021, en application de la Délibération tarifaire. Ces tarifs sont conçus pour s'appliquer pour une durée d'environ quatre ans, avec un ajustement mécanique au 1^{er} août de chaque année.

La Délibération tarifaire prévoit à son paragraphe 2.2.2 une évolution mécanique du niveau des grilles tarifaires de RTE au 1^{er} août de chaque année. Cette évolution s'applique aux grilles tarifaires en vigueur, hors composante annuelle d'injection, qui reste figée sur toute la période tarifaire, et hors composante de soutirage, pour laquelle l'évolution s'applique aux grilles tarifaires de référence de l'année 2024. Chaque année N, le coefficient d'évolution annuelle est défini comme la somme de l'évolution de l'indice des prix à la consommation hors tabac, d'un facteur d'évolution annuel de la grille tarifaire fixé par la CRE dans la Délibération tarifaire et d'un facteur d'apurement du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP).

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

$$Z_N = IPC_N + X + K_N$$

- Z_N : coefficient d'évolution annuelle au 1^{er} août de l'année N, arrondi au centième de pourcent le plus proche ;
- IPC_N : le taux d'inflation prévisionnel pour l'année N pris en compte dans le projet de loi de finances de l'année N ;
- X : coefficient d'évolution annuel sur la grille tarifaire fixé par la CRE dans la présente délibération tarifaire, égal à 0,49 % ;
- K_N : coefficient d'évolution de la grille tarifaire provenant de l'apurement du solde du CRCP, compris entre - 2 % et + 2 %.

2. Evolution de la grille tarifaire du TURPE 6 HTB au 1^{er} août 2024

2.1. Solde du CRCP de RTE au 1^{er} janvier 2024

Le solde du CRCP au 31 décembre 2023 est calculé comme la somme :

- du solde prévisionnel du CRCP au 31 décembre 2023, détaillé au point 2.1.1 ;
- et de la différence, au titre de l'année 2023, entre :
 - la différence entre le revenu autorisé définitif, tel que défini dans l'annexe 1 de la Délibération tarifaire, et le revenu autorisé prévisionnel révisé de l'inflation (voir point 2.1.2.1) ;
 - la différence entre les recettes tarifaires perçues par RTE et les recettes tarifaires prévisionnelles réévaluées sur la base des évolutions réelles déjà appliquées à la grille tarifaire (voir point 2.1.2.2).

Le solde du CRCP au 1^{er} janvier 2024 est obtenu en actualisant le solde du CRCP au 31 décembre 2023 au taux sans risque en vigueur de 1,7 %.

2.1.1. Solde prévisionnel du CRCP au 31 décembre 2023

Le solde prévisionnel du CRCP de RTE au 31 décembre 2023 est égal à la somme du solde du CRCP au 1^{er} janvier 2023 et la différence au titre de l'année 2023 entre (i) le revenu autorisé prévisionnel révisé de l'inflation et (ii) les recettes prévisionnelles retenues dans la Délibération tarifaire, réévaluées sur la base des évolutions réelles déjà appliquées à la grille tarifaire.

Il s'élève à 220,3 M€₂₀₂₃ et se décompose de la manière suivante :

Tableau 1 : Montant du solde prévisionnel du CRCP au 31 décembre 2023

Composantes du CRCP à apurer au 1 ^{er} août 2024	Montant (M€)
Solde du CRCP au 1 ^{er} janvier 2023 [A]	51,5 M€ ₂₀₂₃
Revenu autorisé prévisionnel révisé de l'inflation au titre de l'année 2023 [B]	4 606,2 M€ ₂₀₂₃
Recettes prévisionnelles au titre de l'année 2023 [C]	4 437,4 M€ ₂₀₂₃
Solde prévisionnel du CRCP au 31 décembre 2023 [A]+([B]-[C])	220,3 M€₂₀₂₃

2.1.2. Ecart entre les montants réalisés et montants prévisionnels pour l'année 2023

2.1.2.1. Revenu autorisé définitif au titre de l'année 2023

Le revenu autorisé définitif au titre de 2023 s'élève à 4 181,6 M€ dont un malus global de 6,1 M€ d'incitations financières dans le cadre de la régulation incitative de la qualité de service et d'alimentation, des coûts unitaires de la gestion des actifs, de la maîtrise des coûts des grands projets de réseaux et des projets d'interconnexion.

Ce revenu autorisé définitif est inférieur de 424,6 M€ au montant prévisionnel pris en compte dans la délibération TURPE 6 HTB révisé de l'inflation réalisée (4 606,2 M€).

2.1.2.1.1. Charges et recettes permettant de déterminer le niveau de revenu autorisé définitif

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

- les recettes d'interconnexion (rentes de congestion et recettes issues du mécanisme de capacité) supérieures au prévisionnel (- 1 612,2 M€) ;
- les charges relatives aux pertes supérieures au prévisionnel (+ 687,7 M€) ;
- les charges relatives à la constitution des réserves d'équilibrage supérieures au prévisionnel (+ 394,6 M€) ;
- les charges relatives aux congestions nationales et internationales supérieures au prévisionnel (+ 173,3 M€) ;
- les abattements, pénalités et indemnités liées aux réserves d'équilibrage supérieures au prévisionnel (+ 74,0 M€) ;
- les charges de capital normatives non incitées supérieures au prévisionnel (+ 50,3 M€).

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

2.1.2.1.2. Régulations incitatives

Les différentes incitations financières issues du cadre de régulation incitative² génèrent en 2023 un malus global de 6,0 M€ pour RTE, qui se décompose comme :

- un malus de 7 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 5,4 M€ au titre de la régulation incitative des projets d'interconnexion résultant du cumul, d'une part, pour le projet IFA2, de la prime fixe (2,3 M€) et des pénalités variables (- 1,6 M€ sur le coût de réalisation et - 6,2 M€ sur le taux d'utilisation), et d'autre part pour le projet Savoie-Piémont, de la prime relative au coût de réalisation de 0,04 M€ ;
- un malus de 0,5 M€ au titre de la régulation incitative de la continuité d'alimentation, les performances de RTE ayant été très proches des objectifs fixés par la CRE. Ce malus est dû à une durée moyenne de coupure (3 min 5 s) supérieure à celle de référence (2 min 48 s) ;

² Hors incitations relatives aux coûts d'achats des pertes, aux congestions internationales et aux coûts de constitution des réserves d'équilibrage

Délibération n°2024-121

26 juin 2024

- un bonus de 0,9 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 M€ au titre de la régulation incitative des dépenses d'investissements sur les grands projets de réseaux, les budgets réalisés des projets Courseulles-sur-Mer, Argja-Cantegrit et Cholet-Distré étant inférieurs aux bandes de neutralité des budgets cibles fixés par la CRE ;
- une compensation de 5 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 2023 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 1.

Concernant la qualité de service, la CRE note les évolutions suivantes en 2023 :

- une amélioration du respect des délais de raccordement inscrits dans la proposition technique et financière (PTF) et dans la convention de raccordement, ces délais restant néanmoins toujours inférieurs aux attendus ;
- une diminution du respect des coûts de raccordement inscrits dans la PTF et une hausse du respect des coûts inscrits dans la convention de raccordement. Le respect des coûts inscrits dans la PTF et dans la convention de raccordement demeure globalement à un bon niveau ;
- une amélioration de la performance de RTE sur le traitement des réclamations ;
- une augmentation de la durée moyenne de dépassement de la tension maximale en HTB2, qui appelle à poursuivre le plan d'action engagé pour la gestion des situations de tension haute ;
- une augmentation du volume d'Énergie Non Evacuée (ENE) par les producteurs dû aux activités de RTE. Ce chiffre reflète une augmentation en nombre des limitations par rapport à 2022, notamment dans le cadre du développement de réseau selon les principes de dimensionnement optimal du réseau de transport.

Les résultats des indicateurs de suivi de la qualité de service font l'objet d'une analyse détaillée en annexe 4.

2.1.2.2. Recettes tarifaires perçues par RTE au titre de l'année 2023

Les recettes tarifaires perçues par RTE au titre de l'année 2023 s'établissent à 4 035,0 M€ et sont inférieures de 402,4 M€ aux recettes tarifaires prévisionnelles (4 437,4 M€). Cet écart s'explique par :

- des recettes d'injection inférieures au prévisionnel (- 13 M€), dû à un effet volume (-54 TWh d'injection) en lien avec la disponibilité du nucléaire ;
- des recettes de soutirage (puissance souscrite, énergie soutirée et dépassements de puissance souscrite) inférieures au prévisionnel (- 389 M€) expliquées par :
 - l'aléa climatique (- 161 M€), l'année 2023 ayant été une année chaude ce qui a entraîné une baisse des soutirages (- 7 TWh) et des dépassements de puissance souscrite ;
 - la sobriété (- 185 M€) entraînant de moindres soutirages pour les clients distributeurs (- 15 TWh) et industriels (- 5 TWh) ;
 - un abattement électro-intensif plus élevé que prévu en application du décret du 10 avril 2021³ (-43 M€).

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

Le solde du CRCP de RTE au 1^{er} janvier 2024 s'élève donc à 201,4 M€₂₀₂₄, à restituer à RTE et se décompose de la manière suivante :

Tableau 2 : Montant du solde du CRCP au 1^{er} janvier 2024

Composantes du CRCP à apurer au 1 ^{er} août 2024	Montant (M€)
Solde prévisionnel du CRCP au 31 décembre 2023 [A]	220,3 M€ ₂₀₂₃

³ 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.

Délibération n°2024-121

26 juin 2024

Revenu autorisé définitif au titre de l'année 2023 [B]	4 181,6 M€ ₂₀₂₃
Revenu autorisé prévisionnel révisé de l'inflation au titre de l'année 2023 [B']	4 606,2 M€ ₂₀₂₃
Recettes perçues par RTE au titre de l'année 2023 [C]	4 035,0 M€ ₂₀₂₃
Recettes prévisionnelles au titre de l'année 2023 [C']	4 437,4 M€ ₂₀₂₃
Solde du CRCP au 31 décembre 2023 [A] + ([B]-[B']) - ([C]-[C'])	198,1 M€₂₀₂₃
Actualisation au taux de 1,7%	3,4 M€
Solde du CRCP au 1^{er} janvier 2024 [A]+([B]-[C])	201,4 M€₂₀₂₄

Le solde du CRCP au 1^{er} janvier 2024 s'explique par la différence entre les recettes tarifaires et les recettes tarifaires prévisionnelles (- 402,4 M€) ainsi que la différence entre le revenu autorisé définitif et le revenu autorisé prévisionnel (-424,7 M€) auquel s'ajoute le solde prévisionnel du CRCP au 31 décembre 2023 (220,3 M€).

2.2. Paramètres d'évolution de la grille tarifaire TURPE 6 HTB au 1^{er} août 2024

2.2.1. Evolution de l'indice des prix à la consommation

L'indice des prix à la consommation (IPC) hors tabac, qui correspond au taux d'inflation prévisionnel pour l'année 2024 pris en compte dans le projet de loi de finances pour l'année 2024 est égal à 2,5 %. Pour rappel, la prévision de l'IPC dans la Délibération tarifaire du 21 janvier 2021 était de 1,5 % pour l'année 2024.

2.2.2. Facteur d'évolution annuel de la grille tarifaire

Le facteur d'évolution annuel sur la grille tarifaire X a été fixé dans la Délibération tarifaire à 0,49 % par an.

2.2.3. Coefficient k_{2024} en vue de l'apurement du solde du CRCP

La Délibération tarifaire prévoit que l'évolution de la grille tarifaire au 1^{er} août 2024 prend en compte un coefficient k qui vise notamment à apurer, d'ici au 31 juillet 2025, le solde du CRCP du 1^{er} janvier 2024. Le coefficient k est plafonné à plus ou moins 2 %.

La détermination du coefficient k nécessite d'évaluer les apurements prévisionnels du 1^{er} janvier 2024 au 31 juillet 2025. Ces apurements prévisionnels sont évalués comme l'écart entre :

- les recettes prévisionnelles résultant de l'application des grilles tarifaires effectivement mises en œuvre sur cette période ;
- les recettes prévisionnelles résultant de l'application de grilles tarifaires obtenues en recalculant les évolutions annuelles à compter de 2021 avec des coefficients d'apurement k nuls.

Le coefficient nécessaire pour apurer le solde du CRCP au 1^{er} janvier 2024 s'élève à 2,6 %. Ce chiffre atteint le plafonnement défini dans la délibération tarifaire, le coefficient k_{2024} est donc fixé à 2,0 %.

2.3. Evolution de la grille tarifaire du TURPE 6 HTB au 1^{er} août 2024

En application de la Délibération tarifaire, l'évolution de la grille tarifaire de RTE au 1^{er} août 2024 est égale à :

$$Z_{2024} = IPC_{2024} + X + k_{2024} = 4,99 \%$$

où $IPC_{2024} = 2,5 \%$, $X = 0,49 \%$ et $k_{2024} = 2,00 \%$.

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.

Délibération n°2024-121

26 juin 2024

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 2024, SER a transmis à la CRE les éléments nécessaires à la fixation du montant de la compensation au titre de l'année 2023 pour les deux sites électro-intensifs raccordés à son réseau pouvant en bénéficier.

Début 2023, SER a reçu de RTE un versement d'une partie du solde du CRCP correspondant à une réduction d'environ 48,2 % des charges HTB de SER au titre de 2022⁴. La prise en compte de ce montant implique une réduction de la compensation en déduction des charges nettes supportées par SER.

Les charges nettes supportées par SER pour l'année 2023 s'élèvent à 1 499 k€ après actualisation au 1^{er} janvier 2024, desquelles sont déduits 801 k€ de réduction de compensation après actualisation au 1^{er} janvier 2024.

Le montant de la compensation à verser par RTE en 2024 à SER s'élève donc à 698 k€.

Les détails du calcul du montant de la compensation à verser à SER sont précisés dans l'annexe 2.

La compensation versée par RTE constitue une moindre recette tarifaire au titre de l'année 2024⁵.

Elle sera prise en compte au solde du CRCP au 31 décembre 2024.

⁴ [Délibération de la CRE du 31 janvier 2023 portant décision relative à la fixation du montant total du versement anticipé exceptionnel d'une partie du solde du compte de régularisation des charges et produits \(CRCP\) de RTE](#)

Décision de la CRE

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans le domaine de tension HTB (dits « TURPE 6 HTB ») sont entrés en vigueur le 1^{er} août 2021, en application de la délibération n°2021-12 de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité (« Délibération tarifaire »).

En application des modalités prévues par les tarifs TURPE 6 HTB, l'évolution annuelle du TURPE 6 HTB s'élève à 4,99 % au 1^{er} août 2024 en application de la formule définie dans la Délibération tarifaire, soit :

$$Z_{2024} = IPC_{2024} + X + K_{2024} = 2,5 \% + 0,49 \% + 2,00 \% = 4,99 \%$$

Les coefficients de la grille tarifaire du TURPE 6 HTB qui découlent de la présente évolution figurent en annexe 3 de la présente délibération. Ils entrent en vigueur le 1^{er} août 2024.

Par ailleurs, le montant de la compensation couvrant les charges nettes supportées par Strasbourg Electricité Réseaux à verser par RTE en 2024 au titre de l'abattement pour les électro-intensifs, après prise en compte du versement anticipé exceptionnel d'une partie du solde du CRCP de RTE s'établit à 698 k€.

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

Délibéré à Paris, le 26 juin 2024.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

La présidente,

Emmanuelle WARGON

Annexe 1 : calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2023

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 2023. 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 tarifaire ») 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.

Montant au titre de l'année 2023 (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)	2323,5	2323,5	0,0
Charges de capital incitées "hors réseaux" hors Lille et Marseille	223,0	223,0	0,0
Charges de capital non incitées (y compris relatives aux projets de Lille et Marseille)	1 650,9	1 600,6	+50,3
Charges relatives à la compensation des pertes	1 204,3	516,7	+687,7
Charges d'exploitation liées à la constitution des réserves d'équilibrage	585,4	190,8	+394,6
Coûts de congestions nationales et internationales	210,4	37,1	+173,3
Charges liées au dispositif d'interruptibilité	36,3	73,8	-37,5
Coûts échoués récurrents (Valeur nette comptable des immobilisations démolies et études et travaux sans suite)	29,9	29,9	0,0
Indemnités versées par RTE aux GRD au titre des coupures longues au-delà de 9 M€	0,0	0,0	0,0
Frais d'études sans suite liés à l'abandon de grands projets d'investissement lorsque celles-ci ont été approuvées par la CRE	0,0	0,0	0,0
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	-36,6	0,0	-36,6
Coûts de contractualisation des flexibilités retenues à des fins de gestion	0,0	0,0	0,0

Délibération n°2024-121

26 juin 2024

des congestions dans le cadre des appels d'offres expérimentaux			
Indemnités versées par RTE aux producteurs éoliens en mer	0,0	0,0	0,0
Montants retenus au titre du mécanisme de prise en compte des projets de déploiement industriel des réseaux électriques intelligents	0,0	0,0	0,0
Ecart entre trajectoire prévisionnelle des services système tension et l'éventuelle mise à jour	0,0	0,0	0,0
Ecart entre trajectoire prévisionnelle des réserves d'équilibrage et l'éventuelle mise à jour	0,0	0,0	0,0
Ecarts annuels entre recettes prévisionnelles et revenu autorisé prévisionnel (lissage temporel)	-21,7	-21,7	0,0
Ecart entre la trajectoire de production immobilisée et la trajectoire de production immobilisée mise à jour	18,0	0,0	+18,0
Part variable des coûts de compensation synchrone	30,0	0,0	+30,0
Recettes			
Recettes d'interconnexion (rentes de congestion et recettes issues du mécanisme de capacité)	-1 955,6	-343,4	-1 612,2
Recettes nettes liées aux contrats d'échanges entre GRT	-1,8	-0,2	-1,6
Abattements et pénalités liés au dispositif d'interruptibilité et aux services système tension	-25,1	-14,3	-10,8
Abattements, pénalités et indemnités liés aux réserves d'équilibrage	-85,3	-11,2	-74,0
Recettes au titre des plus-values réalisées dans le cadre de la cession d'actifs immobiliers ou de terrains	0,3	0,0	+0,3
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	5,0	0,0	+5,0
Incitation à la maîtrise des dépenses d'investissement des grands projets de réseaux	1,0	0,0	+1,0
Incitation à la maîtrise des coûts des projets de réseaux en dehors des grands projets	0,0	0,0	0,0

Délibération n°2024-121

26 juin 2024

Incidations financières au développement des projets d'interconnexion	-5,4	0,0	-5,4
Régulation incitative de la continuité d'alimentation	-0,5	0,0	-0,5
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	-7,0	0,0	-7,0
Régulation incitative sur les volumes de compensation synchrone	0,9	0,0	+0,9
Apurement du solde du CRCP du TURPE 5 HTB	1,5	1,5	0,0
Total du revenu autorisé définitif	4 181,6	4 606,2	-365,7

Postes de charges pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2023

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

Le montant pris en compte dans le calcul du revenu autorisé définitif pour l'année 2023 est égal à 2 323,5 M€, soit :

- la valeur de référence définie dans la Délibération tarifaire, soit 2 130,6 M€
- divisée par le cumul de l'inflation prévisionnelle entre 2019 et 2023 (3,03 %) ;
- multipliée par le cumul de l'inflation réalisée entre 2019 et l'année 2023 (12,36 %).

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 2023 est égal à la valeur de référence définie dans la Délibération tarifaire soit 223,0 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 2023 à 1 650,9 M€, en hausse par rapport à la Délibération tarifaire de 50,3 M€, principalement en raison du report de la mise en œuvre d'une nouvelle méthodologie comptable pour les lignes aériennes.

d) Charges relatives à la compensation des pertes

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2023 est égal à la somme :

1. des charges relatives à la compensation des pertes effectivement supportées par RTE en 2023, soit 1 219,3 M€.
Ce montant correspond à un écart de + 702,7 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la Délibération tarifaire (516 ,7 M€). Cet écart résulte majoritairement d'un effet prix en lien avec la crise sur les marchés de l'énergie au cours de l'année 2022.

Il est à noter que ce montant inclut un retraitement comptable de -0,5 M€⁶.

⁶ Ce montant correspond au retraitement comptable correspondant à la compensation des pertes au titre du statut d'acteur obligé pour le financement de l'Appel d'Offre Long Terme.

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 2023, ainsi que la correction des incitations à la maîtrise du volume des pertes sur le RPT en 2022 et à la maîtrise du prix d'achat des pertes en 2022.

S'agissant du montant (provisoire) de l'incitation à la maîtrise du volume des pertes au titre de l'année 2023 :

- le volume des pertes estimé en 2023 est de 11,13 TWh pour un total d'injections physiques sur le RPT de 456,14 TWh, soit un taux de pertes de 2,44 % ;
- le taux de pertes de référence étant fixé par la Délibération tarifaire à 2,2 % du total des injections physique sur le RPT, le volume de référence pour l'année 2023 est de 10,04 TWh ;
- le prix de référence pour l'achat des pertes, fixé dans la délibération du 5 janvier 2023 à la valeur de 50€/MWh ;
- le volume des pertes supportées par RTE en 2023 étant supérieur au volume de référence, RTE supporte une pénalité (provisoire) de -10,96 M€ ;
- cette incitation provisoire sera corrigée en 2025 au terme de la consolidation des données de comptage.

S'agissant du montant de la régularisation de l'incitation à la maîtrise du volume des pertes au titre de l'année 2022 :

- l'incitation octroyée en 2022 au titre du dispositif relatif à la maîtrise du volume des pertes de l'année 2022 était de - 4,17 M€ en considérant que :
 - le volume de pertes 2022 était estimé à 10,08 TWh ;
 - le total d'injections physiques 2022 sur le RPT était estimé à 438,16 TWh ;
 - le prix de référence 2022 était estimé à 46,91 €/MWh.
- au terme de la consolidation des données de comptage, le montant définitif de l'incitation à la maîtrise du volume des pertes au titre de l'année 2022 s'établit à - 5,06 M€⁷ en considérant que :
 - le volume de pertes 2022 s'établit à 10,18 TWh ;
 - le total d'injections physiques 2022 sur le RPT s'établit à 438,31 TWh. Le taux de pertes de référence étant fixé par la Délibération tarifaire à 2,2 % du total des injections physiques sur le RPT, le volume de référence pour l'année 2022 s'établit à 9,64 TWh ;
 - le prix de référence 2022 s'établit à 46,94 €/MWh.
- en conséquence, la pénalité calculée initialement est augmentée de 0,89 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 2022.

S'agissant du montant (provisoire) de l'incitation à la maîtrise du prix d'achat des pertes au titre de l'année 2023 :

- 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 2,07 €/MWh ;
- le volume de pertes estimé en 2023 est de 11,02 TWh ;
- RTE supporte donc un malus (provisoire) de 4,56 M€ ;
- cette incitation provisoire sera corrigée en 2025 au terme de la consolidation des données de comptage.

⁷ Incitation (M€) = 20 % * (Volume_{référence,2022} - Volume_{constaté,2022}) * Prix_{référence,2022}

Délibération n°2024-121

26 juin 2024

S'agissant du montant de la régularisation de l'incitation à la maîtrise du prix d'achat des pertes au titre de l'année 2022 :

- l'incitation octroyée en 2023 au titre du dispositif relatif à la maîtrise du prix d'achat des pertes de l'année 2022 était de 4,59 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 2022 était estimé à -2,26 €/MWh ;
 - le volume des pertes 2022 était estimé à 10,17 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 2022 s'établit à 4,68 M€⁸ 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 2022 s'établit à -2,30 €/MWh ;
 - le volume de pertes 2022 s'établit à 10,17 TWh ;
- en conséquence, la prime calculée initialement est augmentée de 0,09 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 2022.

En conséquence, le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2023 et de 1 204,3 M€ (dont -15 M€ de pénalités globales).

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 2023, soit 586,1 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 2023 et les volumes de référence définis dans la délibération du 5 janvier 2023⁹, valorisés à un surcoût prévisionnel par rapport au prix marginal d'équilibrage.

En conséquence, le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2023 est de 585,4 M€.

Ce montant tient compte des charges réelles supportées par RTE au titre des différents types de réserves (586,1 M€) ainsi que du montant de l'incitation octroyée à RTE (-0,7 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 2023

En M€	Montants définis dans la délibération HTB	prévisionnels dans la TURPE 6	Montants réalisés 2023	Ecart
Réserve primaire		57,5	24,5	-33,0
Réserve secondaire		104,0	135,5	+31,5
Réserves rapide et complémentaire		6,0	242,6	+236,6

⁸ Incitation (M€) = 20 % * (Prix_{référence,2022} - Prix_{constaté 2022}) * Volume_{constaté 2022}

⁹ 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)

Délibération n°2024-121

26 juin 2024

Services système fréquence reconstitués	18,4	148,1	+129,7
Marges reconstituées	3,0	35,3	+32,3
Produit Fréquence	2,0	0,0	-2,0
Total	190,8	586,1	+395,2

Au titre de l'année 2023, l'écart entre les charges prévisionnelles et effectivement constatées s'élève donc à 395 M€.

La hausse des coûts de contractualisation des réserves rapide et complémentaire, supérieurs de 236,6 M€ à la trajectoire tarifaire, est due à un effet prix sur l'appel d'offres annuel, contractualisé à l'été 2022 lors de fortes tensions sur le marché de gros de l'électricité.

La hausse des coûts des ajustements pour reconstitution des services système, supérieurs de 129,7 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 32,3 M€ par rapport à la trajectoire, s'explique par un effet volume lié à la révision des règles MA-RE en avril 2021 (les ajustements activés avant la fenêtre opérationnelle sont désormais comptabilisés comme des ajustements pour cause de reconstitution des marges) et par un effet prix (les surcoûts constatés ont été de 200 €/MWh contre 87 €/MWh pris en compte dans la trajectoire).

La hausse des coûts de constitution de la réserve secondaire, supérieurs de 31,5 M€ en lien avec un effet prix, et un effet volume en lien avec l'évolution de la méthodologie de dimensionnement des réserves.

La baisse des coûts de constitution de la réserve primaire, inférieurs de 33 M€ à la trajectoire tarifaire, s'explique par un effet prix. Le prix moyen issu des appels d'offres est de 6 €/MWh, contre 13 €/MWh retenu dans la Délibération tarifaire, en lien avec la participation importante des batteries.

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 2023 est égal à 20 % de l'écart entre les volumes réalisés en 2023 et les volumes de référence, valorisés à un surcoût prévisionnel par rapport au prix marginal d'équilibrage, dans la limite de +/- 15 M€.

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 2023 s'établit à -0,73 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 2023 s'établit à - 1,67 M€¹⁰ en considérant que :
 - le volume constaté 2023 s'établit à 839 GWh ;
 - le volume de référence pour l'année 2023 s'établit à 600 GWh ;
 - le surcoût de référence pour l'année 2023 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 0,94 M€¹¹ en considérant que :
 - le volume constaté 2023 s'établit à 190 GWh ;
 - le volume de référence pour l'année 2023 s'établit à 270 GWh ;
 - le surcoût de référence pour l'année 2023 est de 59 €/MWh.

¹⁰ Incitation (M€) = 20 % * (Volume_{référence,2023} - Volume_{constaté,2023}) * Surcoût_{référence,2023}

¹¹ Incitation (M€) = 20 % * (Volume_{référence,2023} - Volume_{constaté,2023}) * Surcoût_{référence,2023}

f) Coûts de congestions nationales et internationales

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2023 est égal à la somme :

- des charges d'exploitation liées à la gestion des congestions nationales et internationales effectivement constatées en 2023 auxquelles est retranchée la moitié de la valeur des contrats soumis pour approbation à la CRE (voir ci-dessous), soit 210,4 M€ ;
- et, de 20% de l'écart entre les volumes d'ajustements pour motif congestion et de congestions internationales en 2023 et les volumes de référence définis dans la délibération du 5 janvier 2023¹², valorisés à un prix de référence.

En conséquence, le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2023 est de 269,3 M€.

Ce montant tient compte des charges réelles supportées par RTE au titre des congestions nationales et internationales (272,5 M€) ainsi que du montant de l'incitation octroyée à RTE (-3,1 M€).

Ecart par rapport à la trajectoire tarifaire

Au titre de l'année 2023, l'écart entre les charges prévisionnelles (37,1 M€) et effectivement constatées s'élève donc à 235,4 M€. La majorité de l'augmentation provient de la hausse des coûts de congestions nationales (+195 M€) en lien avec la conclusion de trois 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, pour un montant de 117,8 M€.

Or ces accords sont en cours d'analyse par la CRE au titre des articles L. 111-17 et L. 111-18 du code de l'énergie et font l'objet d'échanges contradictoires entre EDF et RTE, de sorte que leur impact définitif sur les charges de RTE n'est pas encore connu. En conséquence, la CRE retient de manière provisoire un montant de 58,9 M€ qui sera régularisé une fois le montant définitif connu.

Les congestions internationales sont également supérieures à la trajectoire (+40,3 M€). Cet écart s'explique par l'écart des prix de gros de l'électricité en France et en Espagne qui induit un coût unitaire élevé de *countertrading* à la frontière France-Espagne.

Incitation sur les volumes d'ajustements pour motif congestion et de congestions 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 2023 est égal à 20 % de l'écart entre les volumes réalisés en 2023 et les volumes de référence, valorisés à un prix de référence.

Le montant définitif de l'incitation à la maîtrise volumes d'ajustements pour motif congestion et de congestions internationales au titre de l'année 2023 s'établit à -3,12 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 2023 s'établit à -2,93 M€¹³ en considérant que :
 - le volume constaté 2023 s'établit à 352 GWh ;
 - le volume de référence pour l'année 2023 s'établit à 152 GWh ;
 - le prix de référence pour l'année 2023 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 -0,18 M€¹⁴ en considérant que :
 - le volume constaté 2023 s'établit à 1 844 GWh ;
 - le volume de référence pour l'année 2023 s'établit à 1 727 GWh ;

¹² 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)

¹³ Incitation (M€) = 20 % * (Volume_{référence,2023} - Volume_{constaté,2023}) * Surcoût_{référence,2023}

¹⁴ Incitation (M€) = 20 % * (Volume_{référence,2023} - Volume_{constaté,2023}) * Surcoût_{référence,2023}

- le prix de référence pour l'année 2023 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 2023 est égal aux charges liées au dispositif d'interruptibilité effectivement supportées par RTE, soit 36,3 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 2023 est égal à la somme :

- de la valeur de référence définie dans la délibération tarifaire pour 2023, 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 2023 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 a sollicité de retenir 2 M€ de coûts échoués non récurrents ou prévisibles. Après examen, la CRE estime que les coûts considérés, liés à des avaries ne sont pas de nature exceptionnelle ou imprévisible pour RTE. La CRE décide donc de ne pas retenir ces coûts échoués dans le calcul du CRCP.

En conséquence, le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2023 est de 29,9 M€.

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 2023 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 2023 est nul.

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

RTE conduit des études en vue de la réalisation de ses investissements. Lorsque l'investissement est réalisé, ces frais d'études sont intégrés aux coûts dudit investissement. En revanche, si ces études conduisent RTE à ne pas mettre en œuvre son projet d'investissement, ces frais d'études constituent des charges d'exploitation pour RTE. La délibération 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 2023. En conséquence, le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2023 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 2023, RTE a mené le règlement des écarts de l'année de livraison 2020 du mécanisme de capacité pour les acheteurs obligés et les responsables de périmètre de certification, conduisant à des recettes de 36,6 M€, alors que la délibération TURPE 6 retenait un solde global nul.

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2023 est donc égal à -36,6 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 le premier appel offre expérimental en 2022, dont le lauréat sera désigné dans le courant de l'année 2024, et n'a donc pas contractualisé d'appels d'offres expérimentaux en 2023. Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année 2023 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'avaries 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 2023. En conséquence, le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année 2023 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.

Au titre de l'année 2023, 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 2023 est nul.

o) Ecart entre 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 2023, en conséquence le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année 2023 est nul.

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

A partir de l'année 2023, 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 tarifaire).

Pour l'année 2023, la CRE a décidé de modifier la régulation incitative portant sur les coûts de constitution des réserves d'équilibrage¹⁵. 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 2023.

Pour l'année 2023, 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 18 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 2023, le montant de l'écart pris en compte pour le calcul du revenu autorisé est de 30 M€.

s) Ecart annuel 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.

Au titre de l'année 2023, l'écart annuel pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal à -22 M€.

Poste de recettes pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2023**a) Recettes d'interconnexion (rentes de congestion et recettes issues du mécanisme de capacité)****Rente de congestions**

Le montant retenu pour le réalisé au titre de l'année 2023 est égal aux recettes liées aux mécanismes de gestion des congestions aux interconnexions avec les pays voisins effectivement perçues par RTE¹⁶, soit 1 940,6 M€.

Ce montant correspond à un écart de + 1 652,5 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la Délibération tarifaire (288,1 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 et différentiels de prix par frontière est présenté dans les tableaux 1.3 et 1.4 ci-après.

Tableau 1.3 : Recettes d'interconnexions par frontière

En M€	Montants définis	prévisionnels dans la	Montants réalisés 2023	Ecart
-------	------------------	-----------------------	------------------------	-------

¹⁵ 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

¹⁶ Ces recettes sont nettes des indemnités versées par RTE en cas de réduction des capacités aux interconnexions.

Délibération n°2024-121

26 juin 2024

	délibération HTB	TURPE 6		
France – Angleterre		105,9	501,6	+395,7
France – Suisse		7,8	52,4	+44,6
France – Italie		55,7	397,5	+341,8
France – Espagne		58,9	492,8	+433,9
Région CORE		51,1	492,2	+441,1
<i>dont France - Belgique</i>		9,0	150,6	+141,6
<i>dont France - Allemagne</i>		22,9	270,9	+248,0
<i>dont flow-based</i>		19,2	70,7	+51,5
Réserve complémentaire (projet TERRE)		6,7	4,1	-2,6
Réserve rapide (projet MARI)		0,0	0,0	+0,0
Réserve secondaire (projet PICASSO)		2,0	0,0	-2,0
Total		288,1	1 940,6	+1 652,5

Tableau 1.4 : Différentiel de prix par frontière (en valeur absolue)

En €/MWh	Spread HTB ¹⁷	TURPE 6	Spread 2023 ¹⁸	réalisé	Ecart
France – Angleterre		6,1		11,0	+4,9
France – Belgique		1,5		0,4	-1,1
France – Allemagne		1,6		1,8	+0,2
France – Italie		3,4		30,7	+27,3
France - Espagne		3,8		9,8	+6,0

Recettes issues du mécanisme de capacité

Les recettes issues des mécanismes de capacité s'élèvent en 2023 à 15 M€. Le montant réalisé est inférieur aux 55 M€ pris en compte dans la trajectoire prévisionnelle de recettes des mécanismes de capacité de TURPE 6 HTB. L'écart global est donc de - 40M€.

Cet écart est principalement dû au mécanisme de capacité français, sur lequel RTE a dû réaliser un rachat de capacité au titre de 2023 en raison d'une moins bonne disponibilité des interconnexions aux frontières espagnole et anglaise.

Tableau 1.5 : Recettes issues du mécanisme de capacité

En M€	Montants prévisionnels définis dans la délibération TURPE 6 HTB	Montants réalisés 2023	Ecart
Mécanisme de capacité France	45,3	2,6	-42,7

¹⁷ Hypothèses de différentiels de prix prévisionnels prises en compte dans la trajectoire prévisionnelle de la délibération TURPE 6 HTB, en valeur absolue.

¹⁸ Prix spot moyen 2023, en valeur absolue.

Délibération n°2024-121

26 juin 2024

Mécanisme de capacité Royaume-Uni	10,0	12,4	+2,4
Total	55,3	15	-40,3

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 2023 au titre des contrats d'échanges entre gestionnaires de réseaux de transport, soit 1,8 M€.

Ce montant correspond à un écart de 1,6 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la délibération TURPE 6 HTB (0,2 M€).

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

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2023 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 25,1 M€.

Ce montant correspond à un écart de 10,8 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la délibération TURPE 6 HTB (14,3 M€).

d) Abattements et pénalités liées aux réserves d'équilibrage

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2023 est égal au montant des abattements, pénalités et indemnités effectivement perçus par RTE au titre des réserves d'équilibrage, soit 85,3 M€.

Ce montant correspond à un écart de +74,0 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 2023 correspond à 80 % du produit de cession net de la valeur nette comptable de l'actif cédé. Pour les actifs cédés par RTE en 2023, cela représente 0,3 M€.

Par ailleurs, RTE a demandé l'inscription au CRCP d'une moins-value au titre de l'année 2023 pour une perte globale de 35 k€ environ. 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 du bâtiment du poste source de Saint Usage et découle de l'application stricte d'une convention encadrant les cessions d'actifs entre RTE et Enedis et approuvée par la CRE en 2013¹⁹. Ainsi, la CRE retient 80% du montant de moins-value de cession pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année 2023, soit 0,03 M€.

En conséquence, le montant global retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année 2023 est égal à 0,3 M€.

f) Recettes issues d'éventuels versements de gestionnaires de nouvelles interconnexions exemptées

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année 2023 qui correspond aux recettes constatées issues de versements de gestionnaires de nouvelles interconnexions exemptées au titre de l'année 2023, est nul.

¹⁹ [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.

Incitations financières au titre de régulations incitatives portant sur l'année 2023

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

La délibération TURPE 6 HTB a introduit un mécanisme de régulation incitative portant sur le coût unitaire des dépenses liées aux charges d'exploitation de gestion des actifs. Ce mécanisme 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 2023, RTE perçoit une prime globale de 5,0 M€, correspondant à une compensation :

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

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2023 est donc égal à 5,0 M€.

b) Incitation à la maîtrise des dépenses d'investissement des 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.

Six projets concernés par ce mécanisme de régulation incitative ont été mis en service au cours de l'année 2023 : Fécamp, Saint-Brieuc, Courseulles-sur-Mer, Argia Cantegrit, Cholet Distré et Eguzon Marmagne. Par ailleurs, la régulation incitative du projet Saint-Nazaire mis en service en 2022 est sujette à recalcul des dépenses additionnelles d'investissement ayant été constatées après la mise en service du projet.

Pour les projets Saint-Nazaire, Fécamp, Saint-Brieuc et 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 projets²⁰. Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de ces projets est donc nul.

Pour le projet Courseulles-sur-Mer, le budget cible fixé par la CRE s'élève à 212,1 M€²¹. Le coût à terminaison affiché par RTE est de 187,3 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 90% du budget cible, soit 0,7 M€.

Pour le projet Argia Cantegrit, le budget cible fixé par la CRE s'élève à 60 M€²². Le coût à terminaison affiché par RTE est de 56,7 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 95% du budget cible, soit 0,1 M€.

²⁰ [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.

²¹ [Délibération de la CRE n°2021-32 du 4 février 2021 portant décision relative à la définition du budget cible du projet de raccordement du parc éolien en mer de Courseulles-sur-Mer](#)

²² [Délibération n°2021-243 de la CRE du 22 juillet 2021 portant décision relative à la définition du budget cible du projet de renouvellement de la ligne Argia-Cantegrit](#)

Délibération n°2024-121

26 juin 2024

Pour le projet Cholet Distré le budget cible fixé par la CRE s'élève à 36, M€²³. Le coût à terminaison affiché par RTE est de 33 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 basse de la bande de neutralité (34,3 M€), soit 0,2 M€.

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2022 est donc égal 1,0 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€.

Au cours de l'année 2023, 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 2017²⁴ 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 2,3 M€ au titre de l'année 2023 ;
- 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€²⁵. Le coût réalisé complet à la charge de RTE (coût de rémunération des IEC inclus) est de 440,7 M€, en partie imputable aux surcoûts et à un retard dû à la pandémie du COVID-19. 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 2023 ;
- 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 2023 est de 33,1%. La pénalité liée au taux d'utilisation s'élève donc à 6,2 M€ au titre de l'année 2023.

Au global, la régulation incitative de l'interconnexion IFA2 est fixée à -5,5 M€ au titre de l'année 2023.

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 2015²⁶ du fixe le dispositif incitatif applicable au projet Savoie Piémont. Trois primes ou pénalités distinctes sont prévues par cette délibération :

²³ [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](#)

²⁴ [Délibération de la CRE du 19 janvier 2017 portant projet de décision sur le projet d'interconnexion « IFA2 » - CRE](#)

²⁵ Ce montant correspond au budget cible de 378,2 M€₂₀₁₇ réévalué aux conditions économiques réelles de 2021.

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

Délibération n°2024-121

26 juin 2024

- la prime fixe annuelle visant à inciter à la réalisation du projet est fixée à 1,4 M€₂₀₁₄/an, soit 1,6 M€ au titre de l'année 2023 ;
- 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 M€²⁷. L'annuité de coût réalisé à la charge de RTE est de 41,3 M€. La prime est donc fixée à 36 k€ ;
- 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 2023 est de 19,6 %. La pénalité liée au taux d'utilisation s'élève donc à 2,9 M€ au titre de l'année 2023.

La délibération de mars 2015 prévoit que la somme des trois incitations est positive ou nulle et que si l'incitation relative aux coûts du projet est positive, elle est intégralement conservée par RTE même si la somme des autres incitations est négative. Le montant de la régulation incitative de l'interconnexion Savoie Piémont est donc fixé à 36 k€ au titre de l'année 2023.

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2023 est donc égal à -5,4 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 service²⁸ 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	<ul style="list-style-type: none">• 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	<ul style="list-style-type: none">• Suivi du respect des délais d'intervention de dépannage sur compteurs
Réclamations	<ul style="list-style-type: none">• 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	<ul style="list-style-type: none">• Suivi de la durée moyenne de dépassement de la tension maximale, par niveau de tension

²⁷ Ce montant correspond à l'annuité prévisionnelle de 36 M€₂₀₁₄ réévaluée aux conditions économiques réelles de 2023.

²⁸ En dehors de la régulation incitative sur la qualité d'alimentation et sur les données

	<ul style="list-style-type: none"> • Suivi de la fréquence moyenne des tensions se situant dans la plage exceptionnelle haute de tension, par niveau de tension
Continuité d'alimentation	<ul style="list-style-type: none"> • Suivi du respect des engagements contractuels du CART relatifs à la qualité d'électricité • 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 2023 s'établit à 7,0 M€ en considérant que :

- pour le segment « producteurs et GRD » :
 - le taux constaté s'établit à 39,5 % ;
 - le taux cible est de 55 % ;
- pour le segment « consommateurs » :
 - le taux constaté en 2023 s'établit à 67 % ;
 - le taux cible est de 75 %.

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	<ul style="list-style-type: none"> • 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 indicateurs²⁹ pour l'année 2023 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 sur notamment 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 2023, au titre de la régulation incitative de la continuité d'alimentation, est égal au minimum entre : zéro (M€) 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€.

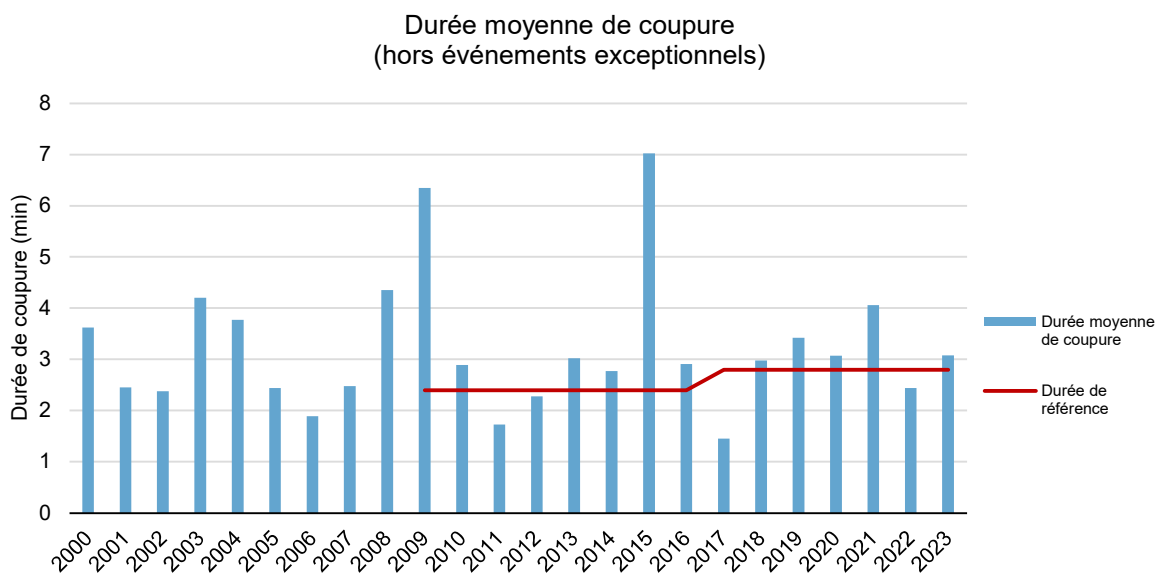
En 2023, la durée moyenne de coupure hors événements exceptionnels (3 min 5 s) a été supérieure à la durée moyenne de coupure de référence (fixée à 2 min 48 s).

La fréquence moyenne de coupure hors événements exceptionnels (0,421) a été inférieure à la fréquence moyenne de coupure de référence (fixée à 0,46).

Au global, RTE perçoit une pénalité de 0,5 M€ au titre de la régulation incitative de la continuité d'alimentation en 2023. La CRE constate que RTE a maintenu un niveau correct dans le domaine de la continuité d'alimentation, conformément aux objectifs fixés dans la Délibération tarifaire.

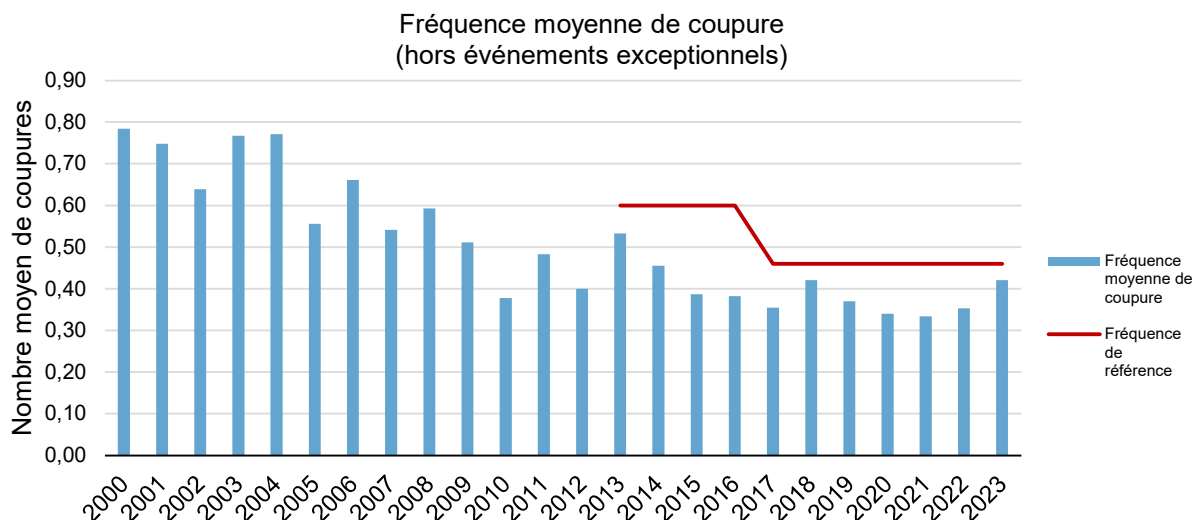
Pour information, les graphiques ci-dessous représentent l'évolution de la durée moyenne de coupure et de la fréquence moyenne de coupure depuis 2000. Il a été également représenté l'évolution des valeurs de référence définies dans les délibérations tarifaires depuis leur entrée en vigueur respectivement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

Graphique 1.1 : Evolution de la durée moyenne de coupure de 2000 à 2023



Graphique 1.2 : Evolution de la fréquence moyenne de coupure de 2000 à 2023

²⁹ A l'exception des indicateurs du suivi des écarts entre coûts réels et coûts inscrits dans la PTF/dans la convention de raccordement, et du suivi de la qualité de l'onde de tension en HTB1, que RTE sera en capacité de mesurer sur l'année 2022 pour une publication dès 2023.



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

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. Il n’y a donc pas de montant à prendre en compte dans le revenu autorisé définitif pour l’année 2023.

h) Régulation incitative sur la mise à disposition des données

Pour la période du TURPE 6 HTB, l’ensemble des indicateurs relatifs à la mise à disposition des données par RTE (qualité et délais) est présenté dans le tableau ci-après :

Tableau 1.8 : Indicateurs de qualité de services de RTE relatifs à la mise à disposition des données

	Indicateurs suivis
Accès au marché/données	<ul style="list-style-type: none"> • Suivi du taux de disponibilité de la plateforme Portail Services de RTE • Suivi du taux de fiabilité des données de tendance du mécanisme d’ajustement • Indicateur de suivi de la qualité du Niveau de Capacitif Effectif (NCE) et de l’Obligation estimé et définitif transmis par RTE aux acteurs concernés • Indicateur de suivi du respect du délai de publication de la déclaration d’évolution du Niveau de Capacité Certifié (NCC)³⁰ évolué sur le registre des capacités certifiées • Indicateur de suivi du respect des délais de certification (délai de transmission du contrat de certification à l’Exploitant de Capacité³¹) • Indicateur de suivi du respect du délai de transmission du contrôle du réalisé sur le mécanisme d’ajustement

³⁰ Le délai figurant dans les règles du mécanisme de capacité est au plus tard 5 jours ouvrés après cette déclaration (paragraphe 7.6.1.4)

³¹ Le délai figurant dans les règles du mécanisme de capacité est au plus tard 15 jours ouvrés après la date de réception par RTE de la demande de certification de l’EDC (paragraphe 7.5.1.5 pour les EDC raccordées au RPD et 7.5.2.1 pour les EDC raccordées au réseau de transport).

Délibération n°2024-121

26 juin 2024

Aucun de ces indicateurs ne fait l'objet d'une incitation financière en 2023.

Les résultats de ces indicateurs pour l'année 2023 sont publiés par RTE sur son site internet et sont précisés en annexe 4 de la présente délibération.

i) 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 TURPE 6 HTB a défini deux actions prioritaires devant être menée par RTE en 2023 :

- la publication de la carte des contraintes sur l'ensemble du RPT, au 1^{er} janvier 2023. RTE a publié cette carte le 22 novembre 2022 ;
- la mise en place d'un outil opérationnel permettant la correction des périmètres d'équilibre lors des activations de flexibilités locales, au 1^{er} mars 2023. L'outil a été mis en œuvre à compter du 1^{er} mars.

En conséquence, aucune pénalité ne sera appliquée à RTE au titre de l'année 2023.

Annexe 2 : 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 :
 - o augmenter les produits perçus par SER auprès des utilisateurs en transport ;
 - o 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 1er 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 2023

a. Abattement reversé par SER aux électro-intensifs

Les abattements reversés aux électro-intensifs déclarés par SER s'élèvent à 2 831 k€ au titre de l'année 2023.

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 2023 pour compenser 175 M€ de moindres recettes tarifaires liées à l'abattement prévisionnel versé par RTE aux clients électro-intensifs sur la période allant du 1er janvier 2023 au 31 décembre 2023. 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 2023 de RTE avant abattement (A)	4 435
Abattement électro-intensifs prévisionnel 2023 (B)	175
Recettes tarifaires prévisionnelles 2023 hors abattement (C = A – B)	4260
Prise en compte de l'abattement électro-intensifs prévisionnel dans le TURPE 6 HTB 2023 (D = A / C – 1)	4,11%

SER a perçu 6 984 k€ de recettes tarifaires HTB en 2023. En l'absence de prise en compte de l'abattement pour les électro-intensifs dans le niveau du TURPE 6 HTB, SER aurait perçu 276 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 2023 de SER (E)	6 984
Prise en compte de l'abattement électro-intensifs prévisionnel dans le TURPE 6 HTB 2023 (D)	4,11%

Délibération n°2024-121

26 juin 2024

Recettes tarifaires HTB 2023 de SER avant prise en compte de l'abattement électro-intensifs prévisionnel dans le TURPE 6 HTB ($F = E / (1 + D)$)	6 708
Recettes supplémentaires HTB 2023 pour SER ($G = E - F$)	276

Par ailleurs, SER a versé à RTE 36 680 k€ au titre de l'accès au réseau de transport en 2023. En l'absence de prise en compte de l'abattement pour les électro-intensifs dans le niveau du TURPE 6 HTB, SER aurait supporté 1 447 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 2023 de SER (I)	36 680
Prise en compte de l'abattement électro-intensifs prévisionnel dans le TURPE 6 HTB 2023 (E)	4,11%
Charges tarifaires HTB 2023 de SER avant prise en compte de l'abattement électro-intensifs prévisionnel dans le TURPE 6 HTB ($J = I / (1 + E)$)	35 233
Charges supplémentaires HTB 2023 de SER ($K = I - J$)	1 447

Au total, SER a donc supporté en 2023 une charge nette de 1 172 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 2023 de SER (H)	276
Charges supplémentaires HTB 2023 de SER (K)	1 447
Charges nettes supplémentaires HTB 2023 de SER ($M = K - H$)	1 172

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 k€ courants	Montant
Charges tarifaires HTB prévisionnelles 2023 d'ENEDIS (N)	3 691
Prise en compte de l'abattement électro-intensifs prévisionnel dans le TURPE 6 HTB 2023 (E)	4,11%
Charges tarifaires HTB prévisionnelles 2023 d'ENEDIS avant prise en compte de l'abattement électro-intensifs prévisionnel dans le TURPE 6 HTB ($O = N / (1 + E)$)	3 545
Recettes tarifaires prévisionnelles 2023 d'ENEDIS (P)	14 673

Délibération n°2024-121

26 juin 2024

Recettes tarifaires prévisionnelles 2023 d'ENEDIS avant prise en compte de l'abattement électro-intensifs dans le TURPE 6 HTB ($Q = P - N + O$)	14 527
Prise en compte de l'abattement électro-intensifs prévisionnel dans le TURPE 6 HTA-BT 2023 ($R = P/Q - 1$)	1,00%

SER a bénéficié de recettes additionnelles d'un montant de 2 529 k€ liées directement à la hausse du TURPE 6 HTA-BT due à l'abattement électro-intensifs en 2023 :

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 2023 de SER (S)	254 765
Prise en compte de l'abattement électro-intensifs prévisionnel dans le TURPE 6 HTA-BT 2023 (R)	1,00 %
Recettes HTA-BT 2023 de SER avant prise en compte de l'abattement électro-intensifs prévisionnel ($T = S/(1+R)$)	252 236
Recettes supplémentaires HTA-BT 2023 de SER ($U = S - T$)	2 529

d. Montant de la compensation

Les charges nettes supportées par SER pour l'année 2023 s'élèvent à 1 499 k€ après actualisation au 1^{er} janvier 2024 :

Tableau 2.7 : Montant de la compensation à verser à SER

En k€ courants	Montant
Abattement électro-intensifs versé au titre de 2023 par SER (V)	2 831
Charges nettes supplémentaires HTB 2023 de SER (M)	1 172
Recettes supplémentaires HTA-BT 2023 de SER (U)	2 529
Charges nettes supplémentaires de SER liées à l'abattement électro-intensifs au titre de l'année 2023, avant actualisation ($X = V + M - U$)	1 474
Taux d'actualisation 2024 (W)	1,70%
Charges nettes supplémentaires de SER liées à l'abattement électro-intensifs au titre de l'année 2023, actualisées au 1^{er} janvier 2024 ($Y = X*(1 + W)$)	1 499

c) Calcul de la compensation après prise en compte du versement exceptionnel d'une partie du solde du CRCP de RTE

a. Contexte

Début 2023 RTE a mis en œuvre un versement anticipé et exceptionnel d'une partie du solde de son compte de régularisation des charges et produits (CRCP) aux utilisateurs du réseau public de transport. Ce versement correspond à une réduction d'environ 48,2% du montant du TURPE HTB.

Ce montant n'a pas été pris en compte dans les éléments transmis par SER en mars 2023 pour le calcul de la compensation à verser à SER au titre de l'année 2022, fixé à 1 629 k€ à verser en 2023. Les paragraphes suivants détaillent le calcul, une fois le versement anticipé et exceptionnel de RTE pris en compte.

Délibération n°2024-121

26 juin 2024

Le versement exceptionnel induit une réduction de la compensation à verser à SER.

b. Abattement reversé par SER aux électro-intensifs

Les abattements reversés aux électro-intensifs déclarés par SER s'élèvent à 1 485 k€ au titre de l'année 2022.

c. 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 4,09 % en 2022 pour compenser 88 M€ de moindres recettes tarifaires liées à l'abattement prévisionnel versé par RTE aux clients électro-intensifs sur la période allant du 1er janvier 2022 au 31 décembre 2022. Ce manque à gagner pour RTE est compensé dans le niveau du TURPE 6 HTB.

Tableau 2.8 : Prise en compte de l'abattement électro-intensifs dans le TURPE 6 HTB

En M€ courants	Montant
Recettes tarifaires prévisionnelles 2022 de RTE avant abattement (A)	2 240
Abattement électro-intensifs prévisionnel 2022 (B)	88
Recettes tarifaires prévisionnelles 2022 hors abattement (C = A - B)	2 152
Prise en compte de l'abattement électro-intensifs prévisionnel dans le TURPE 6 HTB 2022 (D = A / C - 1)	4,09%

SER a perçu 3 573 k€ de recettes tarifaires HTB en 2022. En l'absence de prise en compte de l'abattement pour les électro-intensifs dans le niveau du TURPE 6 HTB, SER aurait perçu 3 432 k€ de moins de recettes auprès des utilisateurs en transport :

Tableau 2.9 : 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 2022 de SER (E)	3 573
Prise en compte de l'abattement électro-intensifs prévisionnel dans le TURPE 6 HTB 2022 (D)	4,09%
Recettes tarifaires HTB 2022 de SER avant prise en compte de l'abattement électro-intensifs prévisionnel dans le TURPE 6 HTB (F = E / (1 + D))	3 432
Recettes supplémentaires HTB 2022 pour SER (G = E - F)	140

Par ailleurs, SER a versé à RTE 18 992 k€ au titre de l'accès au réseau de transport en 2022. En l'absence de prise en compte de l'abattement pour les électro-intensifs dans le niveau du TURPE 6 HTB, SER aurait supporté 746 k€ de moins de charges d'accès au réseau public de transport :

Tableau 2.10 : 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 2022 de SER (I)	18 992
Prise en compte de l'abattement électro-intensifs prévisionnel dans le TURPE 6 HTB 2022 (E)	4,09%

Délibération n°2024-121

26 juin 2024

Charges tarifaires HTB 2022 de SER avant prise en compte de l'abattement électro-intensifs prévisionnel dans le TURPE 6 HTB ($J = I / (1 + E)$)	18 246
Charges supplémentaires HTB 2022 de SER ($K = I - J$)	746

Au total, SER a donc supporté en 2022 une charge nette de 606 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 2.11 : Effet net de la hausse du TURPE 6 HTB due à l'abattement électro-intensifs sur SER

En k€ courants	Montant
Recettes supplémentaires HTB 2022 de SER (H)	140
Charges supplémentaires HTB 2022 de SER (K)	746
Charges nettes supplémentaires HTB 2022 de SER ($M = K - H$)	606

d. 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 +0,52 %. Cette hausse est plus faible après la prise en compte du versement exceptionnel de RTE qui a réduit le montant total des charges tarifaires HTB payées par Enedis :

Tableau 2.12 : Prise en compte de l'abattement électro-intensifs dans le TURPE 6 HTA-BT

En M€ courants	Montant
Charges tarifaires HTB prévisionnelles 2022 d'Enedis (N)	1 888
Prise en compte de l'abattement électro-intensifs prévisionnel dans le TURPE 6 HTB 2022 (E)	4,09%
Charges tarifaires HTB prévisionnelles 2022 d'Enedis avant prise en compte de l'abattement électro-intensifs prévisionnel dans le TURPE 6 HTB ($O = N/(1 + E)$)	1 814
Recettes tarifaires prévisionnelles 2022 d'Enedis (P)	14 424
Recettes tarifaires prévisionnelles 2022 d'Enedis avant prise en compte de l'abattement électro-intensifs dans le TURPE 6 HTB ($Q = P - N + O$)	14 350
Prise en compte de l'abattement électro-intensifs prévisionnel dans le TURPE 6 HTA-BT 2022 ($R = P/Q - 1$)	0,52%

SER a bénéficié de recettes additionnelles d'un montant de 1265 k€ liées directement à la hausse du TURPE 6 HTA-BT due à l'abattement électro-intensifs en 2022 :

Tableau 2.13 : 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 2022 de SER (S)	245 921
Prise en compte de l'abattement électro-intensifs prévisionnel dans le TURPE 6 HTA-BT 2022 (R)	0,52%

Délibération n°2024-121

26 juin 2024

Recettes HTA-BT 2022 de SER avant prise en compte de l'abattement électro-intensifs prévisionnel ($T = S/(1+R)$)	244 655
Recettes supplémentaires HTA-BT 2022 de SER ($U = S - T$)	1 265

e. Montant de la compensation

Les charges nettes supportées par SER pour l'année 2022 s'élèvent à 841 k€ après actualisation au 1^{er} janvier 2024 :

Tableau 2.14 : Montant de la compensation à verser à SER

En k€ courants	Montant
Abattement électro-intensifs versé au titre de 2022 par SER (V)	1 486
Charges nettes supplémentaires HTB 2022 de SER (M)	606
Recettes supplémentaires HTA-BT 2022 de SER (U)	1 265
Charges nettes supplémentaires de SER liées à l'abattement électro-intensifs au titre de l'année 2022, avant actualisation ($X = V + M - U$)	827
Taux d'actualisation 2023 (W)	1,70%
Taux d'actualisation 2024 (Y)	1,70%
Charges nettes supplémentaires de SER liées à l'abattement électro-intensifs au titre de l'année 2022, actualisées au 1^{er} janvier 2024 ($Y = X*(1 + W)*(1+Y)$)	841

Le montant de la compensation fixée par la délibération du 31 mai 2023³², actualisée au 1^{er} janvier 2024 s'élève à 1 657 k€³³. L'écart de 801 k€ entre le montant de la compensation fixée en mai 2023 et le montant de la compensation calculée en prenant en compte le versement exceptionnel d'une partie du CRCP de RTE est déduit du montant de la compensation.

Le montant total de la compensation versée par RTE à SER en 2024 s'élève ainsi à 698 k€.

d) Effet sur les recettes tarifaires de RTE

La compensation sera versée par RTE à SER en 2024, et constitue une moindre recette tarifaire au titre de l'année 2024.

Elle sera prise en compte au solde du CRCP au 31 décembre 2024.

³² [Délibération de la CRE du 31 mai 2023 portant décision sur l'évolution au 1er août 2023 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](#)

³³ 1 629 k€ actualisé au taux de 1,70%

Annexe 3 : coefficients tarifaires applicables au 1^{er} août 2024

1. Composante annuelle de gestion (CG)

Tableau 3.1 : composante annuelle de gestion

α_1 (€/an) / contrat	Contrat d'accès au réseau
HTB	10 532,52 ³⁴

2. Composante annuelle de comptage

Tableau 3.2 : composante annuelle de comptage

Domaine de tension	Fréquence minimale de transmission	Propriété du dispositif de comptage	Composante annuelle de comptage (€/an)
HTB	Hebdomadaire	Gestionnaire de réseaux publics	3 466,68 ³⁵
HTB	Hebdomadaire	Utilisateur	622,44 ³⁶

3. Composante annuelle d'injection

Tableau 3.3 : composante annuelle d'injection

Domaine de tension	c€/MWh
HTB 3	23,00
HTB 2	23,00
HTB 1	0,00

4. Composante annuelle de soutirage (CS) et composantes mensuelles de dépassement de puissance souscrite pour les domaines de tension HTB

4.1. Composante annuelle de soutirages (CS)

4.1.1. Tarif pour le domaine HTB 3

Tableau 3.4 : composante annuelle de soutirage – domaine de tension HTB 3

Domaine de tension	c (c€/kWh)
HTB 3	0,37

4.1.2. Tarif pour le domaine de tension HTB 2

Tableau 3.5 : composante annuelle de soutirage – domaine de tension HTB 2 – version courte utilisation

Version courte utilisation	Heures de pointe (i = 1)	Heures pleines de saison haute (i = 2)	Heures creuses de saison haute (i = 3)	Heures pleines de saison basse (i = 4)	Heures creuses de saison basse (i = 5)
Coefficient pondérateur de	$b_1 = 3,36$	$b_2 = 3,36$	$b_3 = 3,36$	$b_4 = 3,36$	$b_5 = 3,36$

³⁴ Ce coefficient est l'arrondi à 12c€ de la valeur non arrondie de 10 532,52 €/an/contrat.

³⁵ Ce coefficient est l'arrondi à 12 c€ de la valeur non arrondie de 3 466,71 €/an.

³⁶ Ce coefficient est l'arrondi à 12 c€ de la valeur non arrondie de 622,41 €/an.

Délibération n°2024-121

26 juin 2024

puissance (€/kW/an)					
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 1,01$	$c_2 = 0,91$	$c_3 = 0,80$	$c_4 = 0,62$	$c_5 = 0,50$

Tableau 3.6 : composante annuelle de soutirage – domaine de tension HTB 2 – version moyenne utilisation

Version moyenne utilisation	Heures de pointe (i = 1)	Heures pleines de saison haute (i = 2)	Heures creuses de saison haute (i = 3)	Heures pleines de saison basse (i = 4)	Heures creuses de saison basse (i = 5)
Coefficient pondérateur de puissance (€/kW/an)	$b_1 = 4,20$	$b_2 = 4,08$	$b_3 = 3,84$	$b_4 = 3,60$	$b_5 = 3,48$
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 0,85$	$c_2 = 0,79$	$c_3 = 0,71$	$c_4 = 0,58$	$c_5 = 0,49$

Tableau 3.7 : composante annuelle de soutirage – domaine de tension HTB 2 – version longue utilisation

Version longue utilisation	Heures de pointe (i = 1)	Heures pleines de saison haute (i = 2)	Heures creuses de saison haute (i = 3)	Heures pleines de saison basse (i = 4)	Heures creuses de saison basse (i = 5)
Coefficient pondérateur de puissance (€/kW/an)	$b_1 = 11,16$	$b_2 = 10,68$	$b_3 = 8,40$	$b_4 = 5,88$	$b_5 = 4,32$
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 0,60$	$c_2 = 0,57$	$c_3 = 0,52$	$c_4 = 0,48$	$c_5 = 0,42$

4.1.3. Tarif pour le domaine de tension HTB 1

Tableau 3.8 : composante annuelle de soutirage – domaine de tension HTB 1 – version courte utilisation

Version courte utilisation	Heures de pointe (i = 1)	Heures pleines de saison haute (i = 2)	Heures creuses de saison haute (i = 3)	Heures pleines de saison basse (i = 4)	Heures creuses de saison basse (i = 5)
Coefficient pondérateur de puissance (€/kW/an)	$b_1 = 10,44$	$b_2 = 10,44$	$b_3 = 10,44$	$b_4 = 10,44$	$b_5 = 10,44$
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 2,21$	$c_2 = 1,86$	$c_3 = 1,59$	$c_4 = 1,02$	$c_5 = 0,72$

Tableau 3.9 : composante annuelle de soutirage – domaine de tension HTB 1 – version moyenne utilisation

Version moyenne utilisation	Heures de pointe (i = 1)	Heures pleines de saison haute (i = 2)	Heures creuses de saison haute (i = 3)	Heures pleines de saison basse (i = 4)	Heures creuses de saison basse (i = 5)
Coefficient pondérateur de puissance (€/kW/an)	b ₁ = 12,24	b ₂ = 12,00	b ₃ = 11,40	b ₄ = 10,92	b ₅ = 10,56
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	c ₁ = 1,69	c ₂ = 1,52	c ₃ = 1,37	c ₄ = 0,90	c ₅ = 0,67

Tableau 3.10 : composante annuelle de soutirage – domaine de tension HTB 1 – version longue utilisation

Version longue utilisation	Heures de pointe (i = 1)	Heures pleines de saison haute (i = 2)	Heures creuses de saison haute (i = 3)	Heures pleines de saison basse (i = 4)	Heures creuses de saison basse (i = 5)
Coefficient pondérateur de puissance (€/kW/an)	b ₁ = 37,92	b ₂ = 36,12	b ₃ = 28,56	b ₄ = 19,32	b ₅ = 14,16
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	c ₁ = 0,71	c ₂ = 0,68	c ₃ = 0,58	c ₄ = 0,54	c ₅ = 0,45

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

5.1. Alimentations complémentaires

Tableau 3.11 : alimentations complémentaires

Domaine de tension	Cellules (€/cellule/an)	Liaisons (€/km/an)
HTB 3	119 762,59	11 352,31
HTB 2	72 226,73	Liaisons aériennes : 7 237,45 Liaisons souterraines : 36 185,93
HTB 1	37 516,04	Liaisons aériennes : 4 294,55 Liaisons souterraines : 8 589,10

5.2. Alimentation de secours

Tableau 3.12 : alimentations de secours – réservation de puissance

Domaine de tension de l'alimentation	€/kW/an ou €/kVA/an
HTB 2	1,74
HTB 1	3,34

Tableau 3.13 : alimentation de secours – tarification du réseau public permettant le secours

Domaine de tension de l'alimentation principale	Domaine de tension de l'alimentation de secours	Prime fixe (€/kW/an)	Part énergie (c€/kWh)	α (c€/kW)
HTB 3	HTB 2	8,30	0,86	35,16
	HTB 1	6,10	1,47	26,04
HTB 2	HTB 1	1,78	1,47	7,82

6. Composante de regroupement

Tableau 3.14 : Composante de regroupement

Domaine de tension	k (c€/kW/km/an)
HTB 3	6,51
HTB 2	Liaisons aériennes : 16,93 Liaisons souterraines : 65,09
HTB 1	Liaisons aériennes : 85,94 Liaisons souterraines : 151,04

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

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

Tableau 3.15 : composante annuelle d'utilisation des ouvrages de transformation

Domaine de tension du point de connexion	Domaine de tension de la tarification appliquée	k (€/kW/an)
HTB 2	HTB 3	2,04
HTB 1 ou HTA 2	HTB 2	4,38
HTA 1	HTB 1	7,74

8. Composante annuelle de dépassements ponctuels et programmés (CPP) pour les domaines de tension HTB2 et HTB1

Tableau 3.16 : Composante annuelle de dépassements ponctuels programmés pour les domaines de tension HTB 2 et HTB 1

Domaine de tension	α
HTB 2	0,000143
HTB 1	0,000090

9. Composante annuelle de l'énergie réactive

9.1. Principes généraux

Tableau 3.17 : Composante annuelle de l'énergie réactive d'électricité

Coût unitaire du dépassement	€/Mvar.h
------------------------------	----------

Délibération n°2024-121

26 juin 2024

Zone de facturation pour l'énergie réactive absorbée par l'utilisateur	11,54
Zone de facturation pour l'énergie réactive fournie par l'utilisateur	1,01

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

Tableau 3.18 : Composante annuelle de l'énergie réactive entre deux gestionnaires de réseaux publics d'électricité

Coût unitaire du dépassement	€/Mvar.h
Zone de facturation pour l'énergie réactive absorbée	3,42
Zone de facturation pour l'énergie réactive fournie	0,59

Annexe 4 : bilan de la qualité de service de RTE pour l'année 2023

Tableau récapitulatif de la qualité de service de RTE

La délibération TURPE 6 HTB a introduit le suivi de la qualité de service à travers quatorze indicateurs. La délibération du 5 janvier 2023 portant modification du TURPE 6 HTB a complété ce dispositif avec cinq nouveaux indicateurs de suivi sur le raccordement. Lorsqu'ils sont disponibles, les résultats de ces indicateurs sont également donnés pour les années 2019 à 2021.

Tableau 4.1 : bilan des indicateurs de qualité de service de RTE entre 2019 et 2023 (hors indicateurs sur la publication des données)

Indicateurs	Unité	2019	2020	2021	2022	2023
Raccordement						
Taux de respect des délais inscrits dans la proposition technique et financière (PTF)	-	29%	34%	56%	47%	57%
Taux de respect des délais inscrits dans la convention de raccordement	-	90%	73%	86%	67%	82%
Taux de respect entre les coûts facturés et les coûts inscrits dans la convention de raccordement	-	-	100%	96%	97%	100%
Taux de respect entre les coûts facturés et les coûts inscrits dans la PTF +/-15 %	-	-	85%	96%	95%	92%
Délais moyens de raccordement par segment						
Eolien offshore	nombre de mois	-	-	-	115	128
EnR terrestre	nombre de mois	28	50	33	35	14
Distributeurs et Consommateurs	nombre de mois	44	28	20	24	20
Taux de PTF transmises dans le délai de 3 mois						
Producteurs et GRD (hors CTRP)		-	-	-	-	39%
Consommateurs		-	-	-	-	18%
Taux de PTF transmises dans le délai convenu						
Producteurs et GRD (hors CTRP)		-	-	-	-	55%
Consommateurs		-	-	-	-	67%
Nombre de PTF remises dans un délai supérieur à 6 mois						
Producteurs et GRD (hors CTRP)		-	-	-	12	39
Consommateurs		-	-	-	20	35
Délai convenu moyen de transmission des propositions techniques et financières						
Producteurs et GRD (hors CTRP)	nombre de mois	-	-	-	-	5,2
Consommateurs	nombre de mois	-	-	-	-	6
Délais moyens de transmission des propositions techniques et financières						
Producteurs et GRD (hors CTRP)	nombre de mois	-	-	-	-	4,5
Consommateurs	nombre de mois	-	-	-	-	6,7
Comptage						
Respect des délais d'intervention de dépannage sur compteurs	nombre de jours de retard cumulé	-	1992	1554	972	959
Réclamation						

Délibération n°2024-121

26 juin 2024

Taux de prise en charge d'une réclamation sous 10 jours	-	85%	88%	95%	87%	98%
Taux de traitement d'une réclamation sous 30 jours	-	80%	79%	82%	70%	81%
Durée moyenne globale du traitement d'une réclamation	nombre de jours	17	17	17	24	20
Qualité de l'onde de tension						
Durée moyenne de dépassement de la tension maximale par niveau de tension						
HTB3	min/poste		34	23	44	49
HTB2	min/poste		564	722	852	2568
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%	0%	3%
HTB3 dans la plage [428 kV ; 440 kV]	-	-	-	1%	1%	6%
HTB3 dans la plage [424 kV ; 428 kV]	-	1%	1%	2%	2%	9%
HTB3 dans la plage [420 kV ; 424 kV]	-	99%	99%	97%	97%	83%
HTB2 dans la plage [250 kV ; 255 kV]	-	-	0%	0%	0%	0%
HTB2 dans la plage [255 kV ; 270 kV]	-	0%	0%	0%	0%	0%
HTB2 dans la plage [247,5 kV ; 250 kV]	-	2%	2%	1%	2%	1%
HTB2 dans la plage [245 kV ; 247,5 kV]	-	98%	98%	99%	98%	98%
Continuité d'alimentation						
Taux de respect des engagements contractuels du CART relatifs à la qualité d'électricité						
Client industriels			93%	88%	95%	91%
Clients ferroviaires			86%	79%	87%	74%
Distributeurs			92%	98%	96%	93%
Energie Non Evacuée par les producteurs due aux activités de RTE sur le réseau public de transport	MWh	-	-	2387	10162	22539
Taux de respect des dates et de la durée des travaux planifiés par RTE sur le réseau public de transport pour les clients industriels	-	-	-	90%	95%	85%

Analyse de la qualité de service de RTE en 2023

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 améliorés en 2023 par rapport à 2022, passant de 47 % à 57 % et de 67 % à 82 %, respectivement. Néanmoins, ces résultats demeurent insuffisants.

Concernant les coûts, les indicateurs de respect entre les coûts facturés et les coûts inscrits dans la convention de raccordement et dans la PTF +/- 15 % se maintiennent à des niveaux satisfaisants.

La baisse du délai moyen de raccordement pour le segment EnR terrestre en 2023 par rapport à 2022 est conjoncturelle et s'explique par le faible nombre de raccordements EnR en HTB en 2023 et par la consistance des travaux associés (ajouts de production sur des sites de consommation existants ne nécessitant pas de travaux importants). Concernant l'éolien offshore, il s'agit de la mise à disposition des parcs de Courseulles, de Saint Brieux et de Fécamp, pour lesquels RTE s'est adapté aux plannings des producteurs et a mis à disposition les ouvrages de raccordement dans les délais prévus. Enfin, le

Délibération n°2024-121

26 juin 2024

délai moyen en 2023 pour le segment distributeurs et consommateurs est plus faible qu'en 2022 en raison d'une proportion plus importante de raccordements consommateurs sans création d'actifs.

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 1 de la présente délibération.

Les taux de transmission des PTF dans les délais convenus avec le demandeur en 2023 sont de 55% pour le segment « producteurs et GRD » et de 67% pour le segment « consommateurs ». Concernant le taux de PTF transmises dans un délai de trois mois, le niveau est de 39,5% pour le segment « producteurs et GRD ». Sur le segment « consommateurs », le taux est encore plus faible, s'établissant à 17,6 %. Ces résultats sont insuffisants.

Le nombre de PTF transmises en 2023 dans un délai supérieur à 6 mois s'élève à 39 pour le segment « producteurs et GRD » (soit 17% des PTF sur ce segment) et à 35 pour le segment « consommateurs » (soit 38 % des PTF sur ce segment). Si certains délais peuvent être justifiés par des circonstances spécifiques (adaptation ou révision de S3REnR, mise en place des offres de raccordement mutualisé dans les zones du Havre et de Fos-sur-Mer, etc.), la CRE considère nécessaire de réduire de tels délais extrêmes.

Les délais convenus de transmission des PTF sont en moyenne de 5,2 mois pour le segment « producteurs et GRD » et de 6 mois pour le segment « consommateurs ». Quant aux délais moyens de transmission des PTF, ils sont respectivement de 4,5 et 6,7 mois. La CRE constate que ce délai s'écarte du délai standard de trois mois inscrit dans la documentation technique de référence de RTE.

La CRE constate que RTE a fait face à une augmentation importante des demandes de raccordement sur son réseau, qui conduit globalement à des résultats dégradés sur le traitement des demandes. RTE a mis en œuvre différentes évolutions de ses procédures de raccordement afin de les adapter à cette augmentation du nombre de demandes. La CRE considère que cette thématique constitue un enjeu important de l'élaboration des prochains tarifs d'utilisation du réseau (TURPE 7 HTB) et instruira une évolution de ce cadre de régulation dans les prochains mois.

Comptage

Le respect des délais contractuels de réalisation d'une intervention de dépannage sur compteurs est resté stable en 2023 par rapport à 2022, passant de 972 à 959 jours de retard cumulé. RTE évoque des difficultés rencontrées entre les mois d'avril et de juin avec un sous-traitant en charge des dépannages de certains organes télécom. Cette période totalise à elle seule la moitié des jours de retard de l'année. La CRE invite RTE à poursuivre ses efforts sur ce sujet de façon à être en mesure d'atteindre son objectif de 700 jours de retard cumulé par an.

Traitement des réclamations

Le taux de respect des délais de réponse aux réclamations s'est amélioré en 2023 : le taux de traitement d'une réclamation sous 10 jours est passé de 89 % à 98 % et le taux de traitement d'une réclamation sous 30 jours est passé de 69 % à 81 %. La durée moyenne du traitement d'une réclamation reste de 20 jours, comme en 2022. Ces dynamiques ont eu lieu alors que RTE fait face à une augmentation du nombre de réclamations reçues (+49 %). Cette augmentation est due, selon RTE, aux nombreuses contestations des acteurs de marchés sur les appels d'offres « effacements » et « réserves rapide et complémentaire ». La CRE salue les efforts de RTE sur l'année 2023 ayant permis de revenir au niveau des taux historiques et l'invite à continuer dans cette dynamique.

Qualité de l'onde de tension

La durée moyenne de dépassement de la tension maximale a augmenté de façon significative au niveau de tension HTB2, passant de 842 minutes par poste en 2022 à 2568 minutes par poste en 2023. L'augmentation des problèmes de tensions hautes s'explique notamment par la baisse de la consommation d'électricité qui s'est maintenue en 2023, ainsi que par la moindre disponibilité du parc de production.

RTE explique ne pas être en mesure de fournir un indicateur fiable sur le dépassement de la tension maximale en HTB1, en raison du trop faible nombre de nœuds équipés de télémesures, affectant négativement la robustesse des données collectables. Les niveaux de tension supérieurs (HTB2 et HTB3) concernent principalement des installations de production, les installations de consommation étant majoritairement raccordées en HTB1. Par conséquent, la CRE demande à RTE de faire ses

Délibération n°2024-121

26 juin 2024

meilleurs efforts afin de fournir des résultats d'indicateurs qui soient représentatifs de la qualité de l'onde de tension de l'ensemble des utilisateurs du RPT.

La CRE rappelle sa demande à RTE, datant de la délibération TURPE 6 HTB, d'initier des travaux sur l'introduction d'autres indicateurs de qualité de l'onde de tension dans le cadre de ses groupes de travail dédiés, afin de répondre aux attentes des acteurs de marché sur ce sujet.

Enfin, RTE a indiqué à la CRE travailler à un plan d'action sur la maîtrise des tensions hautes sur son réseau, afin de s'adapter aux évolutions du système électrique des prochaines années et notamment au développement important de la production renouvelable. La CRE invite RTE à poursuivre ces travaux et rappelle sa demande de lancer une concertation sur l'évolution des règles services système tension avant la fin d'année 2024.

Continuité d'alimentation

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 en 2023 est de, respectivement, 91 % pour les industriels, 74 % dans le ferroviaire et de 93 % pour les distributeurs. Par rapport à 2022, ces taux sont en légère baisse pour le secteur industriel (95 % en 2022) et pour les distributeurs (96 % en 2022). Une baisse importante est en revanche constatée sur le secteur ferroviaire (87 % en 2022), sans que RTE ne fournisse de réelle explication à cette détérioration. La CRE demande à RTE de veiller à maintenir le taux de respect de ses engagements contractuels à un haut niveau et d'analyser plus précisément les évolutions dans le bilan transmis en 2025.

Le volume d'Energie Non Evacuée (ENE) par les producteurs dû aux activités de RTE sur le réseau public de transport s'élève à 22 539 MWh en 2023. Ce chiffre reflète une augmentation en nombre des limitations par rapport à 2023, notamment dans le cadre du développement de réseau selon les principes du dimensionnement optimal du réseau de transport (visant à faciliter l'accueil des énergies renouvelables), définis par RTE dans son Schéma Décennal de Développement du Réseau et approuvés par la CRE³⁷. La CRE est vigilante à ce que les volumes d'ENE demeurent maîtrisés et considère que ce sujet constituera un enjeu de l'élaboration des prochains tarifs TURPE 7.

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 baisse de façon significative, passant de 95,3% en 2022 à 84,7% en 2023. RTE évoque des difficultés rencontrées lors de chantiers, ayant conduit à des replanifications. 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. Cet enjeu sera instruit dans le cadre des travaux d'élaboration du TURPE 7.

Les résultats des indicateurs de continuité d'alimentation incités financièrement sont décrits en annexe 1 de la présente délibération.

Tableau récapitulatif de la publication des données de RTE

La délibération tarifaire a également introduit le suivi de la publication des données par RTE. La mise à disposition par RTE de données de marché auprès des acteurs constitue un enjeu important pour ces derniers, tant du point de vue de la qualité des données que de leurs délais de publication ou de transmission par RTE.

Indicateurs de qualité de service relatif à la mise à disposition des données

Tableau 4.2 : bilan des indicateurs relatifs à la mise à disposition des données entre 2019 et 2023

Indicateurs suivis (en %)	2019	2020	2021	2022	2023
Taux de disponibilité de la plateforme Portail Services de RTE	99%	100%	99%	97%	97%
Taux de fiabilité des données de tendance du mécanisme d'ajustement	100%	100%	99%	99%	100%

³⁷ Délibération du 23 juillet 2020 portant examen du Schéma Décennal de Développement du Réseau de transport de RTE élaboré en 2019

Délibération n°2024-121

26 juin 2024

Qualité du Niveau de Capacité Effectif (NCE) au titre du mécanisme de capacité (écart entre le NCE définitif et le NCE estimé)	-	-	90%	99%	99%
Qualité de l'obligation de capacité transmise aux acteurs au titre du mécanisme de capacité (écart entre l'obligation définitive et l'obligation estimée)	-	-	100%	100%	100%
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	-	-	100%	100%	99%
Taux de respect des délais de transmission du contrat de certification à l'Exploitant de Capacité (EDC)	-	-	100%	90%	91%
Taux de transmission par RTE du contrôle du réalisé sur le mécanisme d'ajustement dans les délais contractuels	-	-	100%	100%	100%
Taux de courbes de charges reçues par RTE dans les délais contractuels de la part des gestionnaires de réseau de distribution pour le contrôle du réalisé sur le mécanisme d'ajustement	-	-	99%	100%	99%

Le taux de disponibilité des portails du mécanisme d'ajustement, ainsi que le taux de fiabilité des données de tendance du mécanisme d'ajustement, font l'objet d'un suivi depuis TURPE 5. En 2023, le taux de disponibilité de la plateforme Portail Services de RTE (portail du mécanisme d'ajustement) reste stable par rapport à 2022 à 97 %. Ce niveau reste inférieur à celui atteint les années antérieures. La CRE invite RTE à faire ses meilleurs efforts pour retrouver un niveau de disponibilité similaire à celui de ces dernières années.

Le taux de fiabilité des données de tendance du mécanisme d'ajustement atteint 100% en 2023. Ce résultat est satisfaisant.

La délibération TURPE 6 HTB a introduit plusieurs indicateurs sur les données du mécanisme de capacité, concernant la qualité des données et le respect par RTE d'échéances réglementaires.

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 2023.

Les résultats des indicateurs de délais portent sur toutes les demandes conformes traitées en 2023, 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 a été respecté sur la totalité des demandes faites à RTE 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 reste stable en 2023 par rapport à 2022, et donc toujours dégradé par rapport à 2021. RTE explique avoir mis en place diverses mesures d'amélioration continue depuis mi-2023. La CRE invite RTE à poursuivre les actions engagées sur ce sujet.

Le taux de transmission par RTE du contrôle du réalisé sur le mécanisme d'ajustement dans les délais contractuels atteint 100 % en 2023. Le taux de courbes de charges reçues par RTE dans les délais contractuels de la part des gestionnaires de réseau de distribution pour le contrôle du réalisé est de 99 %. Ces résultats sont satisfaisants.