RÉPUBLIQUE FRANÇAISE
Liberté
Égalité
Fraternité

CRE COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉNERGIE

DÉLIBÉRATION N°2025-77

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 13 mars 2025 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité (TURPE 7 HTB)

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

Les articles L. 341-2, L. 341-3 et L. 341-4 du code de l'énergie encadrent les compétences de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) en matière de tarification de l'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité. La CRE peut procéder aux modifications de cadre de régulation, de niveau et de structure des tarifs qu'elle estime justifiées au vu notamment de l'analyse de la comptabilité des opérateurs et de l'évolution prévisible des charges de fonctionnement et d'investissement.

Le tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité de RTE, dit TURPE 6 HTB, est entré en vigueur le 1er août 2021 pour une durée d'environ quatre ans, en application de la délibération de la CRE du 21 janvier 2021[1]. La présente délibération définit le TURPE 7 HTB, qui entrera en vigueur le 1er août 2025 pour une durée d'environ quatre ans.

Compte tenu du besoin de visibilité des acteurs de marché et dans l'objectif de mener un processus de consultation large et participatif sur les prochains tarifs d'utilisation des réseaux d'électricité, la CRE a procédé à une première consultation publique en date du 14 décembre 2023[2], portant spécifiquement sur la structure du TURPE. Entre janvier et septembre 2024, elle a organisé cinq ateliers thématiques ouverts au public, sur la structure tarifaire, la flexibilité au service des réseaux d'électricité, le raccordement des utilisateurs aux réseaux d'électricité, la qualité de service de RTE et d'Enedis et la trajectoire prévisionnelle des investissements de RTE et d'Enedis. Elle a également organisé un atelier sur l'accessibilité et la valorisation des données des gestionnaires de réseaux. Enfin, elle a mené une seconde consultation publique portant sur l'ensemble des sujets en octobre 2024[3].

Les supports des ateliers, transmis aux participants, ont été publiés sur le site internet de la CRE avec la consultation publique du 11 octobre 2024. À l'issue de chaque atelier, la CRE a reçu des contributions de certains acteurs. Les réponses aux deux consultations publiques sont également publiées sur le site internet de la CRE.

Conformément à la loi, le TURPE 7 HTB est fixé de manière à couvrir les coûts de RTE dans la mesure où ils correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace. La présente délibération se fonde notamment sur la demande tarifaire de RTE ainsi que sur les échanges avec ce dernier, sur des analyses internes, sur des rapports d'audits externes[4] et sur le retour des acteurs à l'issue des ateliers et en réponse aux consultations publiques. La CRE a également auditionné RTE à plusieurs reprises ainsi que ses actionnaires.

---

[1] Délibération de la CRE du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité.

[2] Consultation publique n°2023-13 du 14 décembre 2023 portant sur la structure tarifaire des prochains tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité « TURPE 7 ».

[3] Consultation publique n°2024-15 du 11 octobre 2024 relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité (TURPE 7 HTB).

[4] Un audit de la demande relative aux charges d'exploitation de RTE (hors charges liées à l'exploitation du système électrique) pour la période 2025-2028 et un audit de la demande de taux de rémunération des actifs régulés des gestionnaires de réseaux de transport et de distribution d'électricité.

En application des dispositions de l'article L. 341-3 du code de l'énergie, la présente délibération prend en compte les orientations de politique énergétique sur le TURPE HTB adressées à la CRE par un courrier de la ministre chargée de l'énergie en date du 26 octobre 2023, publié avec la consultation publique du 11 octobre 2024.

Le Conseil supérieur de l'énergie, consulté par la CRE sur le projet de décision, a rendu son avis le 6 mars 2025.

Principaux enjeux du tarif de transport d'électricité (TURPE 7 HTB)

Le tarif TURPE 7 HTB doit répondre aux enjeux de la période tarifaire (2025-2028), tout en préparant le réseau de transport d'électricité aux défis de moyen et long terme du système électrique.

Ainsi, la période tarifaire du TURPE 7 sera marquée par des politiques volontaristes d'électrification des usages, et notamment une hausse prévue de la consommation des sites industriels raccordés au réseau de transport, ainsi qu'une croissance de la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables (EnR) terrestres et en mer. En outre, le vieillissement du réseau de transport d'électricité français, dont la moyenne d'âge atteint 50 ans, et la nécessité d'améliorer la résilience des réseaux face au changement climatique, nécessiteront un effort de maintenance et de renouvellement accru dans les années à venir.

Dans ce contexte, les dépenses prévisionnelles annuelles d'investissement de RTE sont en très forte hausse (de 2,1 Md€ en 2023 à 6,2 Md€ en 2028), comme celles de ses homologues européens. RTE a publié en février 2025 le nouveau schéma décennal de développement du réseau[5] (SDDR) représentant un volume d'investissements de l'ordre de 100 Md€ d'ici à 2040, après mise en œuvre des principes de mutualisation et de priorisation des investissements. Le TURPE 7 HTB accompagne cette forte croissance d'activité, tout en incitant l'opérateur à viser un haut degré de performance et à maintenir une qualité de service et d'alimentation à un niveau élevé.

Le réseau de transport d'électricité devra s'adapter au rythme de la progression de l'électrification, entraînant une hausse de la consommation, et du développement des EnR pour permettre leur raccordement dans des délais satisfaisants. La saturation progressive de nombreuses zones du réseau de transport est de nature à retarder le raccordement de nouvelles installations de consommation ou de production dans l'attente de travaux. Dans ce contexte, le TURPE 7 HTB prend en compte les récentes évolutions législatives et règlementaires, permettant d'anticiper la création de nouvelles infrastructures pour réduire les délais de raccordement. Le recours aux flexibilités (stockage, modulation de la demande et de la production, etc.) est également indispensable pour permettre à RTE de réduire les délais de raccordement et de concentrer les investissements sur les zones prioritaires pour l'électrification des usages et le développement de moyens de production bas-carbone. À ce titre, le TURPE 7 HTB renforce les moyens et les incitations pour RTE afin de mieux mobiliser les flexibilités physiques du système électrique.

Le TURPE 7 HTB donne des moyens supplémentaires significatifs à RTE pour accompagner et faciliter l'électrification croissante des usages tout en maintenant un niveau élevé de performance dans l'utilisation des moyens alloués et la qualité du service aux utilisateurs. Cet objectif est d'autant plus important dans une période de forte croissance des investissements, pour laquelle des gains d'efficience doivent être atteints, notamment par la standardisation des opérations, déjà initiée par RTE au cours des dernières années.

Par la présente délibération, la CRE fixe le TURPE 7 HTB de RTE et présente ci-après de manière synthétique ses principales parties : le niveau tarifaire, la structure tarifaire et le cadre de régulation.

[5] Le schéma de développement du réseau (SDDR) 2025 sera soumis à l'examen de la CRE après consultation des acteurs de marché.

NIVEAU DU TARIF

Évolution des charges à couvrir

RTE a formulé une demande d'évolution tarifaire exposant ses prévisions de coûts pour la période 2025-2028 ainsi que ses demandes relatives au cadre de régulation.

La demande du dossier tarifaire de RTE aurait conduit à une hausse du tarif unitaire moyen de 12,2 % par rapport à la grille tarifaire au 1er novembre 2024, applicable au 1er août 2025, puis à une évolution à l'inflation aux 1ers août 2026, 2027 et 2028.

La CRE a retenu une évolution tarifaire de 9,6 % qui a été effectuée dans le cadre du TURPE 6, afin d'anticiper l'apurement du compte de régularisation des charges et produits (CRCP), applicable au 1er février 2025. Une telle évolution, suivie d'une évolution proche de l'inflation aux 1ers août 2026, 2027 et 2028, permet par ailleurs de couvrir l'ensemble des charges prévisionnelles du TURPE 7 HTB.

Pour prendre sa décision, en plus de ses analyses propres, de la large consultation des acteurs et des échanges avec RTE, la CRE s'est appuyée sur des études de consultants externes dont les rapports sont publiés sur le site internet de la CRE. Ces études portent sur les sujets suivants :

- un audit de la demande relative aux charges d'exploitation (hors charges liées à l'exploitation du système électrique) et aux investissements hors réseaux de RTE pour la période 2025-2028 ;
- un audit de la demande du taux de rémunération des actifs régulés des gestionnaires de réseaux de transport et de distribution d'électricité.

Au terme de ses analyses, des retours des acteurs à la consultation publique du 11 octobre 2024 et des échanges complémentaires qu'elle a eus avec RTE, la CRE retient une hausse des charges à couvrir moins importante que celle demandée par RTE. Le tarif donne cependant les moyens à RTE de mener à bien un programme d'investissements ambitieux et nécessaire tout en maintenant un niveau de qualité d'alimentation et de service élevé.

Charges d'exploitation (hors charges liées à l'exploitation du système électrique)

La CRE retient une trajectoire de charges d'exploitation, hors charges liées à l'exploitation du système électrique, pour le TURPE 7 HTB prenant principalement en compte :

- la hausse des coûts de maintenance, dans un contexte de vieillissement du réseau et de tension sur les chaînes d'approvisionnement en équipements électriques ;
- une croissance des charges de personnel donnant à RTE les moyens suffisants pour le traitement des demandes de raccordements et la croissance des investissements.

Au global, sur la période du TURPE 7, la trajectoire des charges nettes d'exploitation de RTE, hors charges liées à l'exploitation du système électrique, s'élève à 2 497 M€ par an en moyenne pour la période du TURPE 7, à comparer à un niveau constaté en 2023 de 2 017 M€, soit +24 %.

La trajectoire de charges nettes d'exploitation du TURPE 7 HTB correspond à une enveloppe globale. RTE répartira cette enveloppe entre les différentes natures de charge, en fonction de ses choix de gestion.

Charges liées à l'exploitation du système électrique

La CRE retient une trajectoire de charges liées à l'exploitation du système électrique de 1 656 M€ par an en moyenne, en baisse de 26 % par rapport au niveau exceptionnellement élevé constaté en 2023 en raison de prix de l'électricité moins élevés sur la période du TURPE 7.

Charges de capital

Rémunération du capital

La CRE définit le coût moyen pondéré du capital (CMPC) sur la base d'une méthode à structure normative qui assure une rémunération raisonnable des capitaux investis.

La CRE fait évoluer cette méthode pour mieux prendre en compte la dynamique de court terme des taux d'intérêt, sur le modèle de ses décisions tarifaires de début 2024 s'agissant des opérateurs d'infrastructures gazières. Pour déterminer le niveau de rémunération du TURPE 7 HTB, la CRE retient :

- un taux sans risque nominal déterminé selon la méthode utilisée pour le tarif TURPE 6 HTB et les tarifs précédents, fondée sur l'analyse de paramètres de long terme, qui s'établit à 1,4 % ;
- un taux sans risque nominal fondé sur des données économiques plus récentes, qui s'établit à 3,3 %.

La pondération retenue par la CRE entre ces deux taux repose sur une répartition normative de la part respective des nouveaux actifs et des anciens actifs de RTE, évaluée pour la période du TURPE 7. Elle s'établit à 70 % pour le taux fondé sur des données de long terme, et à 30 % pour le taux fondé sur des données plus récentes.

Compte tenu des valeurs retenues par la CRE pour les autres paramètres, le CMPC de RTE pour le TURPE 7 HTB est de 5,0 % nominal, avant impôts.

Enfin, la CRE retient une prime de rémunération spécifique de 0,5 % pour les actifs constitutifs de raccordement des parcs éoliens en mer, qui engendrent une complexité et des risques pour RTE supérieurs au reste de son activité. La construction de ces actifs s'établissant sur des durées significativement plus longues que les autres projets de RTE, la CRE fixe également une rémunération des immobilisations en cours de ces actifs au CMPC.

Trajectoire d'investissements et financement de RTE

RTE prévoit un programme d'investissements en forte croissance, avec un total de 19,5 Md€ entre 2025 et 2028, soit 4,9 Md€ par an, à comparer à 1,8 Md€ par an en moyenne réalisé sur 2021-2023. La CRE retient la trajectoire prévue par RTE qui répond aux enjeux de la transformation du système électrique.

La hausse des investissements entraînera nécessairement une hausse de l'endettement de RTE pendant le TURPE 7. La CRE vérifiera que la structure financière de RTE, aujourd'hui saine, continuera de lui permettre de remplir l'ensemble de ses missions.

Niveau des charges de capital

Les dépenses d'investissements de RTE pour le développement du réseau en mer s'accélèrent fortement pendant la période TURPE 7 et les projets associés sont caractérisés par des durées d'immobilisation en cours et d'amortissement particulièrement élevées comparativement aux investissements de RTE pendant la période du TURPE 6. Le TURPE 7 HTB prévoit en conséquence une hausse modérée de la base d'actifs régulés (BAR) de RTE de 17 Md€ au 1er janvier 2025 à 20 Md€ au 1er janvier 2028.

Le niveau moyen des charges de capital à couvrir pour TURPE 7 HTB s'élève à 2 216 M€ en moyenne par an, pour un montant réalisé en 2023 de 1 846 M€, soit +20 %.

Recettes d'interconnexion

La CRE retient des recettes d'interconnexion s'élevant à 1 445 M€ par an en moyenne sur la période du TURPE 7. Cette trajectoire prudente tient compte des fortes incertitudes sur les différentiels de prix de gros de l'électricité entre pays voisins dans les années futures.

La CRE a proposé, dans la consultation publique du 11 octobre 2024, de réserver les excédents éventuels de recettes d'interconnexion au financement des investissements de RTE sous réserve que les montants correspondants ne soient pas soumis à un prélèvement pour le versement de dividendes.

Les actionnaires n'ayant pas donné suite à cette proposition, le cadre tarifaire des recettes d'interconnexion reste inchangé.

Solde du CRCP en fin de période TURPE 6

Le revenu autorisé de RTE intègre, en complément des charges d'exploitation et de capital à couvrir, l'apurement du solde du CRCP de fin de TURPE 6 HTB, estimé à 524 M€. Ce solde est particulièrement élevé du fait, d'une part de la flambée des prix de gros de l'électricité durant la crise de l'énergie qui a eu lieu pendant la période TURPE 6, ce qui a fortement augmenté les coûts d'exploitation du système électrique (pertes, réserves, congestions), et d'autre part de la baisse de la consommation qui a réduit les recettes de RTE.

Trajectoire de consommation

La CRE retient une trajectoire de consommation en croissance (+3,1 %/an en moyenne), particulièrement pour les clients directement raccordés au réseau public de transport (RPT). La multiplication des demandes de raccordement devrait se traduire par une hausse de la consommation industrielle de 9 TWh/an sur la période du TURPE 7, portée par le développement de nouveaux usages tels que les *datacenters* (+1,5 TWh/an) ou la production d'hydrogène par électrolyse (+3,5 TWh/an). Ces évolutions auront un effet limité sur les recettes du TURPE 7 HTB, en raison de la réduction du tarif de transport d'électricité prévue par les dispositions de l'article L. 341-4-2 du code de l'énergie pour les sites fortement consommateurs d'électricité.

Évolution du TURPE 7 HTB

La somme des charges à couvrir incluant le CRCP s'élèvent à 5 056 M€ en moyenne par an sur la période du TURPE 7, à comparer à 4 182 M€ en 2023, soit +21 %. La hausse prévue des consommations ne compense que partiellement l'augmentation des charges. En conséquence, une hausse du tarif est nécessaire sur la période 2025-2028.

Dans sa délibération n° 2025-09 du 15 janvier 2025, la CRE a décidé de faire évoluer de manière exceptionnelle le TURPE 6 HTB au 1er février 2025 afin d'apurer de manière anticipée le solde du CRCP prévisionnel au 1er janvier 2025 de 524 M€.

En tenant compte de cet effet, l'évolution exceptionnelle du TURPE 6 HTB de +9,6 % au 1er février 2025 permet, de couvrir l'ensemble des charges prévisionnelles du TURPE 7 HTB ainsi que le montant restant à apurer du CRCP de fin du TURPE 6 HTB, sans effectuer de mouvement en niveau au 1er août 2025. Les mouvements suivants, sur la base des hypothèses actuellement connues, seront proches de l'inflation aux 1ers août des années 2026, 2027 et 2028.

STRUCTURE DES TERMES TARIFAIRES

La CRE reconduit en TURPE 7 HTB la structure tarifaire du TURPE 6 HTB avec des ajustements de méthode mineurs.

La CRE reconduit la méthode appliquée pour le tarif TURPE 6 HTB, en y apportant des améliorations sur la prise en compte des pointes d'injection du réseau, afin de la rendre plus robuste aux évolutions du système. Les grilles tarifaires évoluent peu dans leur structure entre TURPE 6 HTB et TURPE 7 HTB.

Les heures creuses l'après-midi en été seront généralisées à partir de janvier 2027 pour le niveau de tension HTB.

Dans ses consultations publiques, la CRE a proposé de faire évoluer le placement des heures pleines et des heures creuses des gestionnaires de réseau afin de tenir compte de l'évolution du mix de production électrique. L'abondance de la production photovoltaïque en saison estivale (avril à octobre inclus) l'après-midi se traduit par une moindre tension du réseau dans les zones de consommation sur ces mêmes heures.

À la suite du retour positif de la majorité des contributeurs, la CRE met en œuvre ces évolutions, qui concernent également les clients raccordés sur le réseau de transport d'électricité. Les heures creuses de tous les clients raccordés au réseau de transport d'électricité seront ainsi saisonnalisées, avec un placement généralisé d'heures creuses les après-midis d'été à partir du 1er janvier 2027. Les plages d'heures creuses de la majorité du territoire national (hors régions Nouvelle-Aquitaine et Occitanie) seront ainsi placées :

- de 22h à 6h en saison haute (novembre à mars) ;
- de 2h à 6h puis de 12h à 16h en saison basse (avril à octobre).

S'agissant des régions Nouvelle-Aquitaine et Occitanie, la CRE estime pertinent de différencier le placement des heures pleines et des heures creuses par rapport au reste du territoire, en raison du fort développement de la production photovoltaïque dans ces deux régions. Les plages d'heures creuses de ces deux régions seront donc placées, à partir du 1er janvier 2027 :

- de 2h à 4h et de 10h à 16h en saison haute (novembre à mars) ;
- de 10h à 18h en saison basse (avril à octobre).

Le placement actuel des plages d'heures creuses (entre 23h et 7h toute l'année pour tous les utilisateurs) sera conservé jusqu'au 31 décembre 2026 afin de laisser suffisamment de temps aux clients concernés pour s'adapter aux futures règles de placement.

La CRE introduit une composante tarifaire optionnelle transitoire pour les sites d'injection-soutirage.

Les sites d'injection-soutirage ont la capacité de s'adapter de manière symétrique aux contraintes du réseau. La CRE introduit, pour la période du TURPE 7, une tarification permettant d'exploiter au mieux cette capacité au bénéfice du réseau.

Ainsi, les sites d'injection-soutirage recevront une incitation à un fonctionnement contracyclique en fonction de la zone de réseau dans laquelle ils se situent (incitation, par exemple, à injecter lorsque les autres utilisateurs de la zone soutirent fortement).

Pour le TURPE 7 HTB, la CRE retient, à titre transitoire, compte tenu pour l'heure des difficultés techniques liées à la mise en œuvre de cette composante, que seront éligibles à cette tarification les installations situées dans les zones de réseau dimensionnées en injection par de la production photovoltaïque, ainsi que les zones de réseau dimensionnées en soutirage par la consommation résidentielle.

REGULATION INCITATIVE DE RTE

En lien avec la transformation en cours du système électrique, la CRE met en œuvre plusieurs évolutions significatives des régulations incitatives de RTE.

La CRE a identifié, sur la base notamment des retours des acteurs de marché, quatre objectifs prioritaires pour RTE et retient des cadres incitatifs adaptés pour le TURPE 7 HTB :

I) Réduire les délais des raccordements au réseau de transport

Le raccordement au réseau électrique est une étape clé des projets d'installations de production et de consommation. Le raccordement rapide au réseau de RTE est donc un enjeu majeur pour permettre l'électrification des usages au niveau national et *in fine* l'atteinte de l'objectif de neutralité carbone à l'horizon 2050.

Le TURPE 6 HTB avait déjà prévu un renforcement du suivi de la performance de RTE dans les raccordements. Les résultats ont été inférieurs aux objectifs du TURPE 6 HTB, dans un contexte de très forte croissance des demandes de raccordement. RTE ayant maintenu une bonne performance sur les coûts de raccordement, l'objectif prioritaire fixé par la CRE pour le TURPE 7 HTB est de réduire les délais de raccordement à toutes les étapes, des études préalables jusqu'à la réalisation des travaux.

Dans ce cadre, le TURPE 7 HTB accorde des moyens supplémentaires tout en prévoyant des incitations renforcées à RTE dans les domaines suivants :

- réduction des délais de remise des études préalables au raccordement ;
- réduction des délais de raccordement ;
- accélération des raccordements dans les zones de mutualisation et pour les schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR), selon une logique de priorisation retenue dans la trajectoire d'investissement ;
- amélioration de la transparence sur le raccordement, par le développement des outils de visualisation de la capacité sur le réseau de transport et la publication d'un rapport annuel sur la performance de RTE en matière de raccordement.

La CRE est attentive à la forte augmentation des demandes de raccordement sur le réseau de transport et a déjà fait évoluer les conditions préalables à ces demandes, afin d'en renforcer le niveau de maturité. Ces travaux se poursuivront au cours de la période du TURPE 7 et intègreront les résultats du nouveau SDDR de RTE.

II) Investir dans le réseau de transport tout en maitrisant les coûts

Le programme d'investissements de RTE sur la période du TURPE 7 (2025-2028) est marqué notamment par des enjeux forts de raccordement de nouveaux consommateurs industriels et de nouvelles capacités de production. RTE prévoit également une accélération du renouvellement de son réseau dans les prochaines années, afin d'en limiter le vieillissement.

L'augmentation des investissements doit s'accompagner d'une démarche d'efficience et de maîtrise des coûts. À cette fin, le TURPE 7 HTB introduit une régulation incitative sur les coûts unitaires d'investissements de RTE. Elle porte sur une part significative des investissements de RTE, de l'ordre de 500 M€/an. Les grands projets d'investissements font par ailleurs toujours l'objet d'une régulation incitative dédiée via la fixation de budgets cibles. La CRE invite également RTE à poursuivre la démarche engagée ces dernières années afin d'améliorer le suivi des opérations réalisées, notamment dans le domaine du renouvellement du réseau.

Enfin, le TURPE 7 HTB prévoit une incitation à réaliser les projets structurants de développement du réseau dans les délais, dont les objectifs seront définis sur la base des études du nouveau SDDR. La réalisation de ces projets est un prérequis essentiel aux raccordements de clients dans certaines zones et à la limitation des contraintes qui pourraient se manifester sur le réseau.

III) Recourir aux flexibilités au service du réseau

Le recours à la flexibilité comme outil supplémentaire pour le dimensionnement et l'exploitation des réseaux est récent pour les gestionnaires de réseaux. Les évolutions rapides du système électrique rendent désormais nécessaire l'usage plus systématique de cet outil.

La CRE introduit pour le TURPE 7 HTB un cadre de régulation pour RTE afin d'inciter :

- au recours, quand c'est pertinent, à la flexibilité en complément ou en substitution du réseau, RTE conservant une part de l'économie générée ;
- à l'accélération du développement des automates locaux de gestion du réseau (automates NAZA), et à l'optimisation du recours aux écrêtements de production renouvelable ;
- à la mise en œuvre de gabarits pour standardiser les raccordements flexibles de capacités de stockage, qui permettent de réduire les coûts et les délais de raccordement, en contrepartie de limitations ciblées à l'injection ou en soutirage.

IV) Maintenir les bonnes performances de RTE sur la gestion des interconnexions

La CRE introduit une incitation financière de RTE au respect du seuil européen minimal de 70 % de capacités à mettre à disposition des échanges transfrontaliers et à la disponibilité des interconnexions à courant continu. Ce mécanisme vise à maintenir le haut niveau de performance de RTE dans la gestion des capacités transfrontalières et la disponibilité des interconnexions aux frontières françaises.

En dehors de ces évolutions, la CRE retient un cadre de régulation tarifaire dans la continuité des tarifs précédents.

La CRE reconduit pour le TURPE 7 HTB les principaux mécanismes du cadre de régulation tarifaire du TURPE 6 HTB : durée d'environ quatre ans, régulation incitative à la maîtrise des charges d'exploitation, régulation incitative de la qualité de service, couverture *a posteriori* de certains écarts via le CRCP, encadrement de l'apurement annuel du CRCP. Toutefois, afin de réduire le risque d'un CRCP élevé sur la période TURPE 7, la CRE porte le plafond du coefficient k d'évolution annuelle du TURPE de +/-2 à +/-3 % et modifie la prise en compte de l'inflation dans l'évolution annuelle du TURPE.

Chiffres clés 2025-2028 (en € courants)

	Prévisionnel TURPE 7 M€/an	*2023 réalisé M€*
Charges nettes d'exploitation	4 153	4 251
dont charges nettes d'exploitation hors charges liées au système électrique	2 497	2 017
dont charges liées au système électrique	1 656	2 234
Recettes d'interconnexion	1 445	1 956
Apurement du CRCP	132	1,5
Charges de capital M€/an	2 216	1 846
Taux de rémunération du capital (nominal avant impôts)		
Coût moyen pondéré du capital (CMPC)	5,0 %	*4,6 %*
Prime additionnelle applicable aux actifs constitutifs de raccordement de parcs éoliens en mer	0,5 %	*0 %*
Investissements M€/an	4 870	2 077

Grilles simplifiées des composantes de soutirage et d'injection au 1er août 2025

Composante de soutirage

TURPE 7 - Grille au 1er août 2025 – HTB 1	PTE	HPH	HCH	HPE	HCE
CU €/kW	11,76	11,76	11,76	11,76	11,76
MU €/kW	13,44	13,20	12,48	12,12	11,88
LU €/kW	41,64	39,36	28,92	19,08	13,92
CU c€/kWh	2,55	2,19	1,66	1,02	0,67
MU c€/kWh	2,02	1,79	1,45	0,93	0,65
LU c€/kWh	0,73	0,70	0,63	0,57	0,52

Rappel - TURPE 6 – 1er février 2025 – HTB 1	PTE	HPH	HCH	HPE	HCE
CU €/kW	11,52	11,52	11,52	11,52	11,52
MU €/kW	13,32	13,08	12,48	12,00	11,64
LU €/kW	41,52	36,60	31,32	21,12	15,48
CU c€/kWh	2,42	2,04	1,74	1,12	0,79
MU c€/kWh	1,85	1,67	1,50	0,98	0,74
LU c€/kWh	0,77	0,75	0,64	0,59	0,49

TURPE 7 - Grille au 1er août 2025 – HTB 2	PTE	HPH	HCH	HPE	HCE
CU €/kW	3,48	3,48	3,48	3,48	3,48
MU €/kW	4,32	4,20	3,84	3,60	3,48
LU €/kW	11,28	10,68	7,92	5,40	4,08
CU c€/kWh	1,19	1,07	0,87	0,65	0,52
MU c€/kWh	0,98	0,92	0,79	0,61	0,51
LU c€/kWh	0,67	0,64	0,59	0,52	0,48

Rappel - TURPE 6 – 1er février 2025 – HTB 2	PTE	HPH	HCH	HPE	HCE
CU €/kW	3,72	3,72	3,72	3,72	3,72
MU €/kW	4,56	4,56	4,20	3,96	3,84
LU €/kW	12,24	11,76	9,24	6,48	4,80
CU c€/kWh	1,11	1,00	0,88	0,68	0,55
MU c€/kWh	0,93	0,87	0,78	0,64	0,54
LU c€/kWh	0,66	0,62	0,57	0,53	0,46

	TURPE 7 - Grille au 1er août 2025	Rappel - TURPE 6 – 1er février 2025
HTB 3 (c€/kWh)	0,41	0,41

Composante d'injection

	TURPE 7 - Grille au 1er août 2025	Rappel - TURPE 6 – 1er février 2025
HTB 1 (c€/MWh)	0,00	0,00
HTB 2 (c€/MWh)	37,00	23,00
HTB 3 (c€/MWh)	37,00	23,00

Aux 1ers août 2026, 2027, 2028, les grilles évoluent selon la formule IPC -0,05 % + k (compris entre +/- 3 %).

Sommaire

1. Compétences de la CRE et processus d'élaboration tarifaire 14
1.1. Compétences de la CRE 14
1.2. Processus d'élaboration tarifaire 14
1.2.1. Consultation des parties prenantes 14
1.2.2. Orientations de politique énergétique 16
1.2.3. Transparence 16
2. Cadre de régulation tarifaire 17
2.1. Grands principes de construction du TURPE 7 HTB 17
2.1.1. Construction du revenu autorisé de RTE 17
2.1.2. Rémunération des actifs et couverture des investissements 20
2.1.3. Principe du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) 25
2.2. Calendrier tarifaire 26
2.2.1. Une période tarifaire d'environ 4 ans 26
2.2.2. Principes d'évolution annuelle du tarif 27
2.2.3. Calcul du solde du CRCP 28
2.2.4. Calcul du coefficient k 28
2.3. Régulation incitative à la maîtrise des coûts 28
2.3.1. Incitation à la maîtrise des charges d'exploitation 28
2.3.2. Régulation incitative des investissements 44
2.3.3. Régulation incitative relative aux interconnexions 48
2.3.4. Régulation incitative conjointe des charges d'exploitation et des charges de capital 51
2.4. Régulation incitative relative aux raccordements 55
2.4.1. Rappel de la régulation incitative du TURPE 6 HTB 55
2.4.2. Adaptation du dispositif pour le TURPE 7 HTB 56
2.5. Régulation incitative de la qualité de service 65
2.6. Régulation incitative de la qualité d'alimentation 68
2.6.1. Régulation incitative relative à la continuité d'alimentation 68
2.6.2. Dispositif relatif aux coupures longues sur le réseau public de distribution issues du réseau public de transport 70
2.7. Régulation incitative pour le développement du recours aux flexibilités 70
2.7.1. Contexte et enjeux du développement des flexibilités locales 70
2.7.2. Rappel du cadre de régulation du TURPE 6 HTB 71

2.7.3. Cadre de régulation pour le développement du recours aux flexibilités pour le TURPE 7 HTB 71
2.8. Régulation incitative de la R&D et de l'innovation 76
2.8.1. Régulation incitative de la R&D 76
2.8.2. Projets de réseaux électriques intelligents *(« smart grids »)* 77
2.9. Régulation incitative des actions prioritaires 77
3. Niveau des charges à couvrir et trajectoire d'évolution du tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité 80
3.1. Charges nettes d'exploitation hors charges liées à l'exploitation du système électrique 80
3.1.1. Demande de RTE 81
3.1.2. Retour de la consultation publique 82
3.1.3. Approche d'analyse retenue par la CRE 82
3.1.4. Synthèse des résultats de l'audit et analyse de la CRE 83
3.2. Charges d'exploitation du système électrique 90
3.2.1. Demande de RTE 90
3.2.2. Analyse de la CRE et synthèse des ajustements retenus 91
3.3. Recettes tirées de la vente de capacité d'interconnexion et des mécanismes de capacité 95
3.3.1. Demande de RTE 96
3.3.2. Analyse de la CRE et synthèse des ajustements retenus 96
3.4. Paramètres de rémunération 97
3.5. Investissements et charges de capital normatives 100
3.5.1. Trajectoire d'investissements prévisionnelle 100
3.5.2. Subventions et participations reçues de tiers relatives aux investissements 107
3.5.3. Charges de capital normatives prévisionnelles 108
3.6. CRCP prévisionnel au 1er janvier 2025 109
3.7. Hypothèses d'évolution des soutirages et des injections 111
3.7.1. Evolutions prévues par RTE pendant la période TURPE 7 111
3.7.2. Analyse de la CRE 113
3.8. Prise en compte de l'abattement à destination des consommateurs électro-intensifs 114
3.9. Trajectoire d'évolution du tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité 115
3.9.1. Revenu autorisé sur la période TURPE 7 115
3.9.2. Revenu autorisé lissé 115

4. Structure tarifaire 116
4.1. Contexte et enjeux 117
4.1.1. Une transformation du système énergétique qui impliquera une adaptation des réseaux 117
4.1.2. Des besoins de flexibilité croissants qui appellent des signaux tarifaires adaptés pour réduire la pointe 119
4.1.3. Principes de tarification des réseaux 121
4.2. Maintien de la structure générale du TURPE 6 HTB 122
4.2.1. Typologie des coûts et composantes tarifaires associées 122
4.2.2. Une répartition part puissance / part énergie qui reflète les coûts du réseau 123
4.3. Évolution de la structure du TURPE 7 HTB 124
4.3.1. Optimisation du placement des plages d'heures creuses 124
4.3.2. Composante de gestion 128
4.3.3. Composante de comptage 128
4.3.4. Composante de soutirage 129
4.3.5. Composante mensuelle de dépassement des puissances souscrites 131
4.3.6. Tarification de l'énergie réactive 132
4.3.7. Tarification de l'injection en HTB 3 et HTB 2 134
4.4. Introduction d'une tarification transitoire injection-soutirage 135
4.4.1. Réflexion sur la mise en place d'une nouvelle composante annuelle d'injection-soutirage pour les installations de stockage 135
4.4.2. Modalités de la composante annuelle d'injection-soutirage 135
5. Tarif d'utilisation du réseau 143
5.1. Règles tarifaires 143
5.1.1. Définitions 143
5.1.2. Structure des tarifs 147
5.2. Grilles tarifaires d'utilisation du réseau public de transport d'électricité 147
5.2.1. Grilles au 1er août 2025 147
5.2.2. Évolution des termes tarifaires 167
Décision de la CRE 168
Annexe 1 : Valeurs de référence pour la mise à jour annuelle du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans le domaine de tension HTB à compter du 1er août 2026 169

Annexe 2 (confidentielle) : Régulation incitative des charges relatives à l'avantage en nature énergie 187

Annexe 3 (confidentielle) : Régulation incitative à la maîtrise des coûts unitaires de la gestion des actifs et des investissements récurrents dans le réseau de RTE 188

Annexe 4 : Régulation incitative relative à la qualité de service (hors raccordement et flexibilités) 189

Annexe 5 (confidentielle) : Régulation incitative portant sur le prix d'achat des charges liées à la compensation des pertes pour le TURPE 7 HTB 194

Annexe 6 : Régulation incitative relative aux interconnexions 195

Annexe 7 : Régulation incitative relative à la qualité d'alimentation 198

Annexe 8 : Régulation incitative relative aux raccordements 201

Annexe 9 : Régulation incitative pour le développement du recours aux flexibilités 207

Annexe 10 : Evolutions de factures modélisées 208

Annexe 11 : Méthode utilisée pour calculer la composante de soutirage et la composante d'injection-soutirage 209

1. Compétences de la CRE et processus d'élaboration tarifaire

1.1. Compétences de la CRE

Les articles L. 341-2, L. 341-3 et L. 341-4 du code de l'énergie définissent les compétences de la CRE en matière de tarification de l'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité. À ce titre, l'article L. 341-3 dispose que « [l]*es méthodes utilisées pour établir les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité sont fixées par la Commission de régulation de l'énergie* ».

L'article L. 341-2 du code de l'énergie prévoit que « *les tarifs d'utilisation du réseau public de transport et des réseaux publics de distribution sont calculés de manière transparente et non discriminatoire, afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires de ces réseaux dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace* ».

Par ailleurs, l'article L. 341-3 du même code dispose que la CRE « *peut prévoir un encadrement pluriannuel d'évolution des tarifs et des mesures incitatives appropriées, tant à court terme qu'à long terme, pour encourager les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution à améliorer leurs performances, notamment en ce qui concerne la qualité de l'électricité, à favoriser l'intégration du marché intérieur de l'électricité et la sécurité de l'approvisionnement et à rechercher des efforts de productivité* ». En outre, cet article dispose également que la CRE « *prend en compte les orientations de politique énergétique indiquées par l'autorité administrative* ».

L'article L. 341-4 du même code dispose que « [l]*a structure et le niveau des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution d'électricité sont fixés afin d'inciter les clients à limiter leur consommation aux périodes où la consommation de l'ensemble des consommateurs est la plus élevée au niveau national. Ils peuvent également inciter les clients à limiter leur consommation aux périodes de pointe au niveau local. A cet effet, la structure et le niveau des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution peuvent, sous réserve d'assurer la couverture de l'ensemble des coûts prévue à l'article L. 341-2 et de manière proportionnée à l'objectif de maîtrise des pointes électriques, s'écarter pour un consommateur de la stricte couverture des coûts de réseau qu'il engendre* ».

L'article L.134-1 du code de l'énergie dispose que la CRE précise les règles concernant « [l]*es missions des gestionnaires de réseaux publics de transport et de distribution d'électricité en matière d'exploitation et de développement des réseaux* », ainsi que celles relatives aux « *conditions d'accès aux réseaux et de leur utilisation, y compris la méthodologie de calcul des tarifs d'utilisation des réseaux et les évolutions de ces tarifs* ».

Enfin, l'article L. 341-3 du code de l'énergie dispose que « *le gestionnaire du réseau public de transport issu de la séparation juridique imposée à Electricité de France par l'article L. 111-57 adresse, à la demande de la Commission de régulation de l'énergie, les éléments notamment comptables et financiers nécessaires afin que cette dernière puisse se prononcer sur l'évolution en niveau et en structure des tarifs* ». Le TURPE 7 HTB est déterminé grâce aux éléments comptables et financiers transmis par RTE.

La présente délibération de la CRE définit la méthode d'établissement du tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité, et fixe le tarif dit « TURPE 7 HTB » qui entrera en vigueur à compter du 1er août 2025 pour environ quatre ans.

1.2. Processus d'élaboration tarifaire

1.2.1. Consultation des parties prenantes

Compte tenu du besoin de visibilité des acteurs de marché et dans l'objectif de mener un processus de consultation large et participatif sur les prochains tarifs d'utilisation des réseaux d'électricité, la CRE s'est appuyée, en plus de ses analyses propres et des études de consultants externes, sur les résultats de deux consultations publiques et cinq ateliers thématiques pour établir le TURPE 7 HTB.

La première consultation publique, en date du 14 décembre 2023[6], portait sur la structure tarifaire des prochains tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité. Cette consultation a permis d'exposer les premières orientations de la CRE concernant la structure tarifaire et de recueillir l'avis des acteurs de marché sur ces orientations pour le TURPE 7 HTB sur la période 2025-2028. 23 réponses ont été reçues.

La CRE a ensuite organisé, entre janvier et septembre 2024, cinq ateliers thématiques ouverts au public :

- le premier, en date du 31 janvier 2024, portait sur la structure tarifaire du TURPE 7 HTB. Cet atelier a notamment permis de présenter les évolutions envisagées par la CRE concernant le placement des heures pleines et heures creuses, l'évolution de la méthode de calcul de la composante de soutirage, ainsi que l'introduction d'une tarification soutirage-injection. Cet atelier a regroupé 201 participants ;
- le deuxième, en date du 25 avril 2024, portait sur la mobilisation des flexibilités au service des réseaux, afin de présenter les orientations envisagées par la CRE concernant l'intégration des flexibilités aux méthodes de dimensionnement des réseaux et le développement des offres de raccordement intelligentes. Cet atelier a regroupé 201 participants ;
- le troisième, en date du 28 mai 2024, concernait les enjeux d'accélération des raccordements, notamment la réduction des délais des études préalables au raccordement d'une part, et des raccordements mutualisés (S3EnR, zones de mutualisation) d'autre part, l'optimisation des délais de raccordement et l'amélioration de la transparence sur les données du raccordement. Cet atelier a regroupé 197 participants ;
- le quatrième, en date du 3 juillet 2024, portait sur la qualité de service et la continuité d'alimentation des gestionnaires de réseaux d'électricité. Cet atelier a regroupé 140 participants ;
- le cinquième, en date du 10 septembre 2024, portait sur le niveau et la régulation incitative des investissements des gestionnaires de réseaux. Cet atelier a permis de présenter les trajectoires prévisionnelles d'investissements pour la période tarifaire du TURPE 7, ainsi que les premières orientations concernant le cadre de régulation associé. Cet atelier a regroupé 167 participants.

À l'issue de ces ateliers, la CRE a organisé une consultation publique du 11 octobre 2024 au 22 novembre 2024[7], portant sur ses orientations finales pour le TURPE 7 HTB. 83 réponses ont été reçues.

Les réponses non confidentielles aux deux consultations sont publiées sur le site internet de la CRE, de même que les supports des ateliers.

À la suite de cette consultation publique, la CRE a organisé cinq tables rondes avec des fournisseurs, des associations de consommateurs, industriels d'une part, et résidentiels d'autre part, des autorités concédantes et collectivités locales et des acteurs de marchés tels que des producteurs, des stockeurs ou des agrégateurs de flexibilité. Ces tables rondes ont permis au collège de la CRE de recueillir les remarques sur les orientations présentées dans les consultations publiques des tarifs de distribution et de transport d'électricité.

Enfin, la CRE a auditionné RTE, ainsi que ses actionnaires, à plusieurs reprises.

[6] Consultation publique n°2023-13 de la CRE du 14 décembre 2023 portant sur la structure tarifaire des prochains tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité « TURPE 7 » .

[7] Consultation publique n°2024-15 du 11 octobre 2024 relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité (TURPE 7 HTB).

1.2.2. Orientations de politique énergétique

En application des dispositions de l'article L. 341-3 du code de l'énergie, la CRE prend en compte les orientations de politique énergétique du Gouvernement pour établir le TURPE. La ministre chargée de l'énergie a transmis ces orientations pour le TURPE 7 HTB et le TURPE 7 HTA-BT par courrier en date du 26 octobre 2023, publié sur le site de CRE[8]. Ces orientations portent sur :

- les enjeux de financement par les gestionnaires de réseaux de la forte hausse des investissements résultant des orientations de politique énergétique, qui ne devront pas être freinés par le contexte d'inflation. Ces réflexions portent notamment sur les modalités de prise en compte des investissements annuels ;
- l'adaptation du cadre de régulation aux enjeux d'accélération de la production d'énergies renouvelables, en recherchant l'optimisation des coûts et des délais de raccordement, et l'accélération permise notamment par les possibilités ouvertes par la loi d'accélération de la production d'énergie renouvelable et par les choix de mutualisation. Cette question pourrait s'étendre aux installations de recharge de véhicules électriques de haute puissance ;
- la nécessité de maintenir des signaux tarifaires liés aux pointes de consommation permettant de refléter les coûts engendrés ou évités sur le réseau, notamment les heures pleines et creuses, les options de type « pointe mobile » ou les options horosaisonnalisées suffisamment différenciées pour être incitatives ;
- la nécessité que le tarif encourage au développement des flexibilités réseaux lorsque celles-ci sont pertinentes en complément du réseau ;
- la prise en compte des besoins liés à l'adaptation de la construction et du renouvellement des réseaux électriques pour permettre leur résilience face au changement climatique ;
- l'enjeu de soutenabilité pour le consommateur final, dans un contexte d'évolutions du système électrique susceptibles de renchérir les prix ;
- le maintien d'incitations permettant, tout en assurant une rémunération suffisante au gestionnaire de réseau, l'atteinte d'un haut niveau de performance économique et de gestion et d'une qualité de service élevée ;
- la garantie d'un haut niveau de qualité d'alimentation sur l'ensemble du territoire, et l'enjeu de développement et de renouvellement du réseau dans les zones rurales, dont la transition énergétique accroît les besoins.

1.2.3. Transparence

La CRE est attachée à assurer la transparence des travaux d'élaboration des tarifs de réseau pour toutes les parties intéressées.

Dans cette démarche, la CRE a publié sur son site internet, en même temps que sa dernière consultation publique l'ensemble des études externes sur lesquelles elle s'est appuyée[9]. Ces études portent sur les sujets suivants :

- un audit de la demande de RTE relative à ses charges et produits d'exploitation pour la période 2025-2028 ;
- un audit de la demande de RTE relative à la rémunération des charges de capital pour la période 2025-2028.

[8] Lettre de la ministre chargée de l'énergie publiée dans le cadre de la consultation publique n°2024-15 du 11 octobre 2024 relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité (TURPE 7 HTB).

[9] Études publiées dans le cadre de la consultation publique n°2024-15 du 11 octobre 2024 relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité (TURPE 7 HTB).

Par ailleurs, afin d'illustrer la méthode qu'elle a mise en œuvre pour définir la structure du TURPE 7 HTB, la CRE publiera, au 1er semestre 2025, les différentes modélisations effectuées à chaque étape de calcul, ainsi que l'ensemble des données utilisées, à l'exception des informations commercialement sensibles qui seront anonymisées.

2. Cadre de régulation tarifaire

2.1. Grands principes de construction du TURPE 7 HTB

Le TURPE 7 HTB repose sur la définition d'une trajectoire de revenu autorisé et de recettes prévisionnelles à percevoir par RTE.

Le TURPE 7 HTB comprend également un cadre de régulation limitant le risque financier de RTE et/ou des utilisateurs, pour certains postes de charges ou de produits prédéfinis, à travers leur prise en compte *a posteriori* dans un compte de régularisation des charges et produits (CRCP).

Le TURPE 7 HTB définit un cadre de régulation incitative pluriannuelle qui incite financièrement RTE à la performance.

La prise en compte de l'ensemble de ces éléments permet d'établir le tarif applicable au 1er août 2025 pour une durée de 4 ans environ ainsi que ses modalités d'évolution annuelle.

2.1.1. Construction du revenu autorisé de RTE

Dans la présente délibération, la CRE fixe le revenu autorisé prévisionnel de RTE pour la période 2025-2028 sur la base du dossier tarifaire transmis par RTE et de ses propres analyses. En application de l'article L. 341-2 du code de l'énergie, le revenu autorisé couvre les coûts de RTE dans la mesure où ils correspondent à ceux d'un opérateur efficace.

Dans la consultation publique du 11 octobre 2024, la CRE a proposé, en s'appuyant sur un bilan d'ensemble du TURPE depuis plusieurs périodes tarifaires, de reconduire les principes de construction du revenu autorisé définis dans le TURPE 6 HTB. La très large majorité des répondants ont répondu favorablement. La CRE reconduit ces principes pour le TURPE 7 HTB.

Ce revenu autorisé prévisionnel de RTE se compose des charges nettes d'exploitation (CNE), des charges de capital normatives (CCN), des recettes d'interconnexion (RI), de l'apurement du solde du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) et d'un terme de lissage (LIS) :

$$RA = CNE + CCN - RI + CRCP + LIS$$

Avec :

- RA : revenu autorisé prévisionnel sur la période ;
- CNE : charges nettes d'exploitation prévisionnelles sur la période (cf. 2.1.1.1.) ;
- CCN : charges de capital normatives prévisionnelles sur la période (cf. 2.1.1.2.) ;
- RI : recettes d'interconnexion prévisionnelles sur la période (cf. 3.3.) ;
- CRCP : apurement du solde du CRCP de la période tarifaire précédente (cf. 3.6.) ;
- LIS : terme de lissage (cf. 3.9.2.).

Le cadre tarifaire permet de garantir la perception du revenu autorisé.

2.1.1.1. Charges nettes d'exploitation (CNE)

Les CNE de RTE sont constituées des charges liées à l'exploitation du système électrique et des charges nettes d'exploitation hors charges liées à l'exploitation du système électrique.

Les charges liées à l'exploitation du système électrique comprennent :

- les charges d'énergie pour la compensation des pertes générées par les transits sur le réseau de transport ;
- les charges liées aux réserves d'équilibrage et au réglage de la tension ;
- les charges découlant de la résolution des congestions nationales et internationales ;
- les charges liées aux contrats d'échanges entre GRT ;
- les charges liées au mécanisme de compensation inter-GRT pour les transits internationaux ;
- le solde du compte ajustement écart du mécanisme d'ajustement ;
- le solde du mécanisme de capacité ;
- les charges liées au dispositif d'interruptibilité.

Les charges nettes d'exploitation hors charges liées à l'exploitation du système électrique comprennent les charges brutes d'exploitation (qui se composent principalement des dépenses de personnel, des impôts et taxes et des achats autres que ceux liés à l'exploitation du système électrique) desquelles sont déduits les produits d'exploitation (la production immobilisée et les recettes de prestations annexes notamment).

Le niveau des charges nettes d'exploitation retenu est déterminé à partir de l'ensemble des coûts nécessaires à l'activité de RTE, gestionnaire du réseau public de transport d'électricité, dans la mesure où, en application de l'article L. 341-2 du code de l'énergie, ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace.

2.1.1.2. Charges de capital normatives (CCN)

Les CCN comprennent la rémunération et l'amortissement du capital immobilisé ou en cours d'immobilisation. Le calcul de ces deux composantes est établi à partir de la valorisation et de l'évolution des actifs exploités par RTE – la base d'actifs régulés (BAR) – et des immobilisations en cours (IEC, c'est-à-dire les dépenses d'investissements engagées qui n'ont pas encore donné lieu à la mise en service d'actifs). La BAR est déterminée sur la base d'une valeur nette des actifs immobilisés, déduction faite des subventions et participations reçues de tiers.

Les CCN correspondent à la somme de l'amortissement des actifs constitutifs de la BAR et de la rémunération du capital immobilisé. Le TURPE 7 HTB retient un calcul différencié des charges de capital normatives selon la nature des actifs considérés (cf. 2.1.2.4.) :

- pour les actifs constitutifs de raccordement de parcs éoliens en mer, la rémunération du capital correspond au produit de la valeur de la BAR par le coût moyen pondéré du capital (CMPC) auquel est ajoutée une prime spécifique de rémunération de 0,5 % (CMPC + 0,5 %) et au produit de la valeur des IEC par le coût moyen pondéré du capital (CMPC).

  $$CCN_{\substack{Raccordements\ des \\ parcs\ éoliens\ en\ mer}} = \text{Amortissement de la BAR} + \text{BAR x (CMPC} + 0{,}5\ \%) + \text{IEC x CMPC}$$

- pour tous les autres actifs, la rémunération du capital correspond au produit de la valeur de la BAR par le coût moyen pondéré du capital (CMPC) et au produit de la valeur des IEC par le coût de la dette.

  $$CCN_{Autres\ actifs} = \text{Amortissement de la BAR} + \text{BAR x CMPC} + \text{IEC x coût de la dette}$$

2.1.1.3. Traitement des actifs sortis de l'inventaire (coûts échoués, cession d'actifs)

2.1.1.3.1. Traitement des coûts échoués

Par « coûts échoués », la CRE entend la valeur nette comptable des actifs retirés de l'inventaire avant la fin de leur durée de vie économique, ainsi que les charges relatives aux études techniques et démarches en amont qui ne pourraient pas être immobilisées si les projets ne se réalisaient pas.

Dans le TURPE 6 HTB, la CRE distingue le traitement des coûts échoués de la manière suivante :

- les coûts échoués récurrents ou prévisibles (« frais d'études et travaux sans suite » et « Valeur Nette Comptable (VNC) des immobilisations démolies ») font l'objet d'une trajectoire tarifaire incitée ;
- les frais d'études sans suite pour des grands projets lorsque ceux-ci ont fait l'objet d'une approbation préalable et explicite de la CRE sont couverts par le tarif via le CRCP ;
- la couverture des autres coûts échoués est examinée par la CRE au cas par cas, sur la base de dossiers argumentés présentés par RTE.

Les coûts à couvrir, le cas échéant, par le tarif, sont pris en compte à hauteur de leur valeur comptable déduction faite des éventuels produits de cession.

RTE considère que la forte croissance des investissements pendant le TURPE 7, devant permettre l'accueil de nouveaux utilisateurs et le renforcement du réseau existant, entraînera un besoin accru d'anticipation des investissements, qui crée un risque supplémentaire de coûts échoués variables et imprévisibles. RTE demande donc que ce poste soit couvert par le CRCP.

Dans la consultation publique du 11 octobre 2024, la CRE a indiqué qu'elle considère que le cadre de régulation du TURPE 6 HTB est bien adapté. Il permet à la fois d'assurer la couverture des coûts échoués récurrents de RTE via une trajectoire incitée, et de traiter au cas par cas les coûts échoués exceptionnels, selon le caractère efficace des coûts présentés par l'opérateur. En dehors des situations exceptionnelles, la CRE estime important d'inciter RTE à minimiser les coûts échoués, qu'il s'agisse de la destruction d'actifs ou des études sans suite.

RTE a indiqué dans sa réponse à la consultation publique que la proposition de la CRE de reconduire le cadre du TURPE 6 HTB pourrait être de nature à ralentir des projets d'investissements pour lesquels des démolitions d'immobilisation seraient nécessaires (notamment en ce qui concerne les projets pour l'adaptation du réseau ou de raccordement). La CRE estime effectivement que les immobilisations démolies associées à ces projets sont particulièrement peu maîtrisables pour RTE, étant donné qu'elles dépendent au premier ordre des demandes de raccordement de futurs clients et d'éventuelles mesures de compensation que RTE pourrait avoir à mettre en œuvre dans le cadre de nouveaux projets d'adaptation du réseau. En conséquence, le TURPE 7 HTB prévoit la couverture à 100 % au CRCP de l'écart entre la trajectoire prévisionnelle et les charges réalisées pour la VNC des immobilisations démolies dans le cadre de projets d'adaptation du réseau ou de raccordement. La CRE demande à RTE de lui transmettre annuellement un suivi détaillé de l'ensemble des immobilisations démolies et auditera leur catégorisation en fonction de la nature des projets.

En ce qui concerne les frais d'études sans suite, le TURPE 6 HTB prévoit leur couverture systématique au CRCP lorsque les projets ont fait l'objet d'une approbation préalable et explicite de la CRE. La CRE considère que ces modalités permettent à RTE de lancer les études nécessaires à l'anticipation des investissements, tout en garantissant que les projets envisagés sont utiles à la collectivité. La CRE maintient donc pour le TURPE 7 HTB la couverture par le CRCP des frais d'études sans suite pour les projets ayant été préalablement et explicitement approuvés par la CRE.

En conclusion, les modalités suivantes sont mises en œuvre pour le TURPE 7 HTB :

- les coûts échoués récurrents ou prévisibles (« frais d'étude et travaux sans suite » et « Valeur Nette Comptable (VNC) des immobilisations démolies » hors projets d'adaptation du réseau et de raccordement) font l'objet d'une trajectoire tarifaire incitée ;
- les charges liées à la « Valeur Nette Comptable (VNC) des immobilisations démolies » pour les projets d'adaptation du réseau et de raccordement sont couvertes par le tarif via le CRCP ;
- les frais d'études sans suite pour des grands projets lorsque ceux-ci ont fait l'objet d'une approbation préalable et explicite de la CRE sont couverts par le tarif via le CRCP ;
- la couverture des autres coûts échoués est examinée par la CRE au cas par cas, sur la base de dossiers argumentés présentés par RTE.

Les coûts à couvrir, le cas échéant, par les tarifs, sont pris en compte à hauteur de leur valeur comptable déduction faite des éventuels produits de cession.

2.1.1.3.2. Traitement des actifs cédés

Lorsqu'un actif est cédé par un gestionnaire de réseau, il quitte son patrimoine, sort de la BAR et cesse, de fait, de générer des charges de capital (amortissement et rémunération). Cette cession peut générer une plus-value pour l'opérateur (différence entre le prix de cession et la valeur nette comptable).

En particulier, les actifs immobiliers, qui sont intégrés à la BAR, amortis et rémunérés pendant toute la durée de leur présence dans le patrimoine des opérateurs, sont susceptibles, le jour de leur revente, de générer une plus-value, parfois importante.

Dans le TURPE 6 HTB, le traitement tarifaire des actifs cédés était le suivant :

- si la cession donne lieu à une plus-value comptable, le produit de cession net de la valeur nette comptable de l'actif cédé est intégré à 80 % au CRCP de façon à faire bénéficier les utilisateurs de réseau de la majeure partie des gains tirés de la revente de ces actifs, tout en préservant une incitation pour RTE à maximiser ce gain. RTE conserve, ainsi, 20 % de la plus-value comptable ;
- une cession donnant lieu à une moins-value comptable fera l'objet d'un examen de la CRE, sur la base d'un dossier argumenté présenté par RTE.

Pour le TURPE 7, RTE demande de modifier le cadre de régulation pour les moins-values inférieures à 500 k€, en prévoyant la couverture systématique au CRCP à hauteur de 80 % de leur montant. RTE demande également la couverture systématique et intégrale au CRCP des moins-values associées à des transferts de propriété de postes sources entre RTE et Enedis.

Dans sa consultation publique, la CRE indiquait qu'elle considère que le cadre de régulation des actifs cédés du TURPE 6 HTB est bien adapté.

La CRE a proposé un traitement systématique et simplifié pour les moins-values d'un montant inférieur à 500 k€ avec la mise en place d'une trajectoire incitée à 100 %. Par ailleurs, la CRE, dans sa consultation publique, était favorable à la demande de RTE concernant les transferts de propriété entre RTE et Enedis, dont les principes font l'objet d'une convention approuvée par la CRE[10].

La majorité des répondants est favorable à la proposition de la CRE.

Dans le TURPE 7 HTB, le traitement tarifaire des actifs cédés est le suivant :

- les plus-values et moins-values de cession concernant les transferts de propriété de postes sources entre RTE et Enedis sont couvertes à 100 % par le CRCP ;
- dans les autres cas :
    - si la cession donne lieu à une plus-value comptable, le produit de cession net de la valeur nette comptable de l'actif cédé est intégré à 80 % au CRCP de façon à faire bénéficier les utilisateurs de réseau de la majeure partie des gains tirés de la revente de ces actifs, tout en préservant une incitation pour RTE à maximiser ce gain. RTE conserve, ainsi, 20 % de la plus-value comptable ;une cession donnant lieu à une moins-value comptable supérieure à 500 k€ fera l'objet d'un examen de la CRE, sur la base d'un dossier argumenté présenté par RTE.

2.1.2. Rémunération des actifs et couverture des investissements

2.1.2.1. Modalités de calcul de la base d'actifs régulés

La CRE reconduit, pour le TURPE 7 HTB, les modalités de calcul de la base d'actifs régulés prévues dans le TURPE 6 HTB.

[10] Délibération de la CRE 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.

Ainsi, la valeur de la BAR est calculée à partir de la valeur nette comptable des actifs en service[11], diminuée des subventions d'investissement perçues[12], des participations reçues de tiers et des produits constatés d'avance de la part d'Artéria, filiale de RTE, selon les principes exposés dans la communication de la CRE du 7 décembre 2006 relative à l'audit des activités de développement du réseau de fibres optiques et de valorisation des points hauts d'Artéria pour l'exercice 2005[13].

La date conventionnelle d'entrée des actifs dans la BAR est le 1er janvier de l'année suivant leur mise en service. La BAR progresse au rythme des investissements mis en service et diminue au rythme des sorties d'actifs et des dotations aux amortissements couvertes par le TURPE.

2.1.2.2. Modalités de calcul du taux de rémunération

La CRE a fait appel à un consultant externe pour analyser les paramètres financiers du calcul des charges de capital des gestionnaires de réseaux publics d'électricité ainsi que les demandes de RTE concernant le calcul des charges de capital. La version non confidentielle du rapport du consultant a été publiée sur le site de la CRE dans le cadre de la consultation publique du 11 octobre 2024.

Dans la consultation publique du 11 octobre 2024, la CRE a proposé de faire évoluer la méthode de calcul du CMPC pour prendre en compte la remontée des taux observée au cours des deux dernières années. Pour déterminer le CMPC applicable pendant la période du TURPE 7, la CRE envisageait de faire évoluer la méthode de calcul de la rémunération pour mieux prendre en compte la dynamique de court terme des taux d'intérêt, en cohérence avec ses décisions de début 2024 pour les opérateurs d'infrastructures gazières. Pour déterminer le niveau de rémunération applicable pendant le TURPE 7 HTB, la CRE envisageait en conséquence de retenir :

- un taux sans risque nominal déterminé selon la méthode utilisée pour le TURPE 6 HTB et fondée sur l'analyse de paramètres long terme ;
- un taux sans risque nominal fondé sur la prise en compte de données économiques plus récentes.

La CRE a précisé dans sa consultation publique qu'elle privilégiait de combiner ces deux taux dans un taux pondéré.

La majorité des répondants sont favorables aux orientations de la CRE.

Compte tenu des retours à la consultation publique, la méthode de calcul du CMPC évolue pour le TURPE 7 HTB en pondérant deux taux, l'un fondé sur une analyse de paramètres de long terme et l'autre tenant compte de données économiques plus récentes. Cette pondération repose sur une répartition normative de la part respective des anciens actifs et des nouveaux actifs au cours de la période tarifaire du TURPE 7. Le détail des paramètres retenus pour le calcul du CMPC est donné dans la partie 3.4.

2.1.2.3. Modalités de rémunération des immobilisations en cours (IEC)

Dans le TURPE 6 HTB, les immobilisations en cours sont rémunérées, de façon normative, au coût nominal de la dette applicable pendant la période tarifaire.

[11] Les immobilisations ayant bénéficié de la revalorisation de 1976 sont incluses dans la BAR à leur valeur d'acquisition (hors réévaluation).

[12] Les subventions d'investissement constituent une aide dont bénéficie l'entreprise en vue d'acquérir ou de créer des valeurs immobilisées pour l'activité future.

[13] Communication de la CRE du 7 décembre 2006 relative à l'audit des activités de développement du réseau de fibres optiques et de valorisation des points hauts d'@rtéria (filiale de RTE) pour l'exercice 2005.

Dans sa consultation publique du 11 octobre 2024, la CRE a indiqué envisager de :

- retenir une rémunération au niveau du CMPC (sans prime spécifique pour les actifs mis en service) pour les IEC et les avances versées pour les projets de raccordement de parcs éoliens en mer, les durées d'immobilisations en cours sous-jacentes étant significativement plus longues du fait de la nature des travaux et des tensions sur l'approvisionnement des matériels ;
- maintenir une rémunération des IEC au coût de la dette pour les autres actifs, afin d'inciter à une mise en service rapide des projets.

La majorité des acteurs ayant répondu à la consultation publique, notamment les associations de consommateurs, sont favorables à une rémunération au CMPC des IEC des projets de raccordement de parcs éoliens en mer. RTE et certains acteurs sont favorables à un élargissement de cette mesure à l'ensemble des projets de réseau en mer, y compris les interconnexions ou les éventuels projets de renforcement du réseau avec une ou plusieurs ligne(s) sous-marine(s).

La CRE estime que les durées d'immobilisation en cours des projets de raccordement de parcs éoliens en mer sont significativement plus longues que celles des autres projets de RTE, notamment en raison des éventuelles avances de paiement associées. La CRE prévoit par ailleurs de poursuivre les incitations spécifiques pour la mise en service de ces projets dans les meilleurs délais (cf. partie 2.1.2.3.). En revanche, les durées d'immobilisation en cours associées aux projets d'interconnexion en cours de construction pour la période TURPE 7 (Celtic avec l'Irlande et Golfe de Gascogne avec l'Espagne) ne diffèrent pas significativement des grands projets terrestres. En outre, la CRE ne poursuivant pas le mécanisme incitatif spécifique de prime fixe pour la mise en service des interconnexions dans les meilleurs délais (cf. partie 2.3.3.), il n'existera donc plus d'incitation spécifique à une mise en service rapide des projets d'interconnexion au cours de la période TURPE 7. S'agissant des projets de renforcement du réseau, la CRE considère que le cadre de régulation doit être identique entre les projets maritimes et terrestres, le choix des solutions relevant d'une analyse technico-économique et devant être défini en concertation avec les parties prenantes.

Le TURPE 7 HTB introduit une rémunération différenciée des IEC :

- pour les actifs constitutifs de raccordement de parcs éoliens en mer, les IEC sont rémunérées au niveau du CMPC (sans la prime spécifique pour les actifs mis en service) ;
- pour tous les autres actifs, les IEC sont rémunérées au coût de la dette.

Les avances versées par RTE dans les contrats d'approvisionnement des matériels pour les raccordements de parcs éoliens en mer sont considérées comme des IEC, quelle que soit leur qualification comptable.

2.1.2.4. Cadre de régulation et prime spécifique de rémunération pour les actifs constitutifs de raccordement de parcs éoliens en mer

Dans le TURPE 6 HTB, le cadre de régulation applicable aux projets de raccordement de parcs éoliens en mer[14] vise à s'assurer que la réalisation et l'exploitation sont les plus efficaces possibles quant à la réduction des avaries sur ces ouvrages, et donc des interruptions pour les producteurs. Ce cadre comprend notamment :

- une trajectoire incitée à 100 % concernant les dépenses de réparation en cas d'avaries sur ces actifs ;

[14] Sont considérés comme des parcs éoliens en mer, au sens de la présente délibération, les installations production d'électricité à partir d'énergies renouvelables implantées en mer mentionnées à l'article L. 342-16 du code de l'énergie.

- une couverture partielle au CRCP des indemnités versées aux producteurs éoliens en mer en cas de dépassement du délai de raccordement et, pour les parcs de l'AO 3 et suivants, en cas d'avaries ou de dysfonctionnement de ces ouvrages. L'arrêté du 10 novembre 2017[15] prévoit notamment que la CRE détermine le montant des indemnités restant à la charge de RTE dans la limite de 40 % des indemnités versées, et dans la limite d'un plafond de 70 M€ par année civile pour toutes les installations de production.

Dans sa consultation publique du 11 octobre 2024, la CRE a proposé de reconduire le cadre de régulation spécifique pour les raccordements de parcs éoliens en mer. La CRE a considéré que l'introduction d'un plafond pluriannuel pour les coûts de réparation des avaries pour les raccordements de parcs éoliens en mer était pertinente afin de limiter le risque total auquel RTE était exposé.

Par ailleurs, la CRE a considéré que les risques associés aux raccordements de parcs éoliens en mer différaient des autres catégories d'ouvrages en raison du coût potentiel des avaries et des indemnités que RTE peut être amené à verser aux producteurs éoliens en mer. Ainsi, même si la méthodologie MEDAF permet en principe de tenir compte de l'ensemble des risques auxquels l'opérateur est soumis, le raccordement de parcs éoliens en mer constitue une activité nouvelle pour les gestionnaires de réseau de transport (GRT) comparables, difficile à intégrer dans l'analyse du bêta des actifs. Sur la base des risques d'exploitation liés aux avaries et des éventuelles indemnités que RTE pourrait verser aux producteurs éoliens en mer, la CRE a évalué dans la consultation publique le niveau d'une prime éventuelle entre 0,25 % et 0,5 %.

Enfin, la CRE a proposé la couverture par le CRCP des risques liés aux coûts de réparation des avaries en mer pour les interconnexions et a considéré que le cadre de régulation associé ne justifiait pas l'introduction d'une éventuelle prime de rémunération.

RTE et certains répondants se sont montrés majoritairement favorables à la poursuite du cadre de régulation en vigueur et à la mise en œuvre d'une prime de rémunération spécifique pour les raccordements de parcs éoliens en mer. Ils souhaitent néanmoins que cette prime soit fixée à un niveau plus élevé et étendue à l'ensemble des projets de réseau en mer, dont les interconnexions et les projets de renforcement du réseau. La majorité des autres acteurs ayant répondu à cette question sont favorables à une prime adaptée aux risques des projets de raccordement de parcs éoliens en mer.

Au vu de l'ensemble de ces éléments, la CRE reconduit, pour le TURPE 7 HTB, le cadre de régulation du TURPE 6 HTB pour les coûts de réparation des avaries des raccordements de parcs éoliens en mer et les indemnités que RTE pourrait être amené à verser aux producteurs éoliens en mer.

Pour les coûts de réparation des avaries des raccordements de parcs éoliens en mer, la CRE introduit un plafond de couverture au CRCP fondé sur les probabilités d'occurrence et les coûts estimés de réparation des avaries. Les dépenses de réparation en cas d'avaries sur les actifs constitutifs de raccordement de parcs éoliens en mer seront donc à 100 % à la charge de RTE, dans la limite d'un plafond pluriannuel fixé à 50 M€ pour l'ensemble de la période tarifaire TURPE 7.

Par ailleurs, le TURPE 7 HTB introduit une prime de rémunération additionnelle pour les actifs constitutifs de raccordement de parcs éoliens en mer. La CRE estime que le niveau de cette prime doit refléter le niveau des risques liés à l'exploitation de ces actifs. La méthodologie utilisée pour le calcul de cette prime spécifique de rémunération est décrite au paragraphe 3.4. Cette prime étant liée aux risques d'exploitation, elle n'a vocation à s'appliquer que pour la rémunération des actifs mis en service, en addition au CMPC, et non pour la rémunération des IEC.

En synthèse, le cadre de régulation du TURPE 7 HTB spécifique pour les actifs constitutifs de raccordement de parcs éoliens en mer comprend les éléments suivants :

- les dépenses de réparation en cas d'avaries sur les actifs constitutifs de raccordement de parcs éoliens en mer sont à 100 % à la charge de RTE, dans la limite d'un plafond pluriannuel fixé à 50 M€ pour l'ensemble de la période tarifaire TURPE 7. Les éventuelles dépenses au-delà de ce plafond sont couvertes au CRCP et seront calculées lors de l'élaboration du CRCP définitif de la période TURPE 7 ;

[15] 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.

- la CRE déterminera, au cas par cas, le montant des indemnités versées aux producteurs éoliens en mer restant à la charge de RTE dans la limite de 40 % des indemnités versées, et dans la limite d'un plafond de 70 M€ par année civile[16] ;
- une prime spécifique de rémunération est appliquée pour les actifs constitutifs de raccordement de parcs éoliens en mer mis en service, dont le niveau reflète les risques spécifiques liés à l'exploitation de ces actifs.

Pour les interconnexions ayant une partie sous-marine, la CRE retient une couverture à 100 % par le CRCP des écarts entre la trajectoire prévisionnelle et le réalisé pour les coûts de réparation des actifs d'interconnexion en cas d'avaries survenues pendant la période TURPE 7, après déduction éventuelle des compensations perçues de tiers, y compris les assurances. La CRE n'introduit pas de prime spécifique de rémunération pour les interconnexions ayant une partie sous-marine car les risques associés à l'exploitation de ces actifs ne diffèrent pas des autres actifs terrestres exploités par RTE.

2.1.2.5. Demandes supplémentaires de RTE relatives au cadre de rémunération

2.1.2.5.1. Prise en compte de la fiscalité des subventions d'investissement

Dans le cadre prévu par le TURPE 6 HTB, les subventions d'investissement publiques et privées sont déduites de la BAR de RTE, car ces investissements ne sont pas financés par RTE mais par des tiers. RTE demande une rémunération du stock de subventions d'investissement privées à hauteur de 2 % par an indiquant que les actifs subventionnés font l'objet de risques d'exploitation et que les règles tarifaires créent des effets de trésorerie, les subventions d'investissement privées étant soumises à l'impôt sur les sociétés.

Dans la consultation publique, la CRE a considéré qu'il n'était pas nécessaire d'introduire de rémunération additionnelle des subventions d'investissement car la rémunération établie par la méthodologie MEDAF couvre l'ensemble des risques auxquels RTE est soumis.

La majorité des consommateurs et fournisseurs ayant répondu sur ce sujet sont favorables à la proposition de la CRE. RTE et d'autres répondants considèrent que le stock de subventions devrait faire l'objet d'une rémunération, notamment en raison des effets liés à la fiscalité.

La CRE maintient son analyse concernant le traitement des subventions d'investissement et décide de ne pas introduire une rémunération additionnelle des subventions d'investissement.

2.1.2.5.2. Préfinancement des investissements par les recettes d'interconnexion

Dans la consultation publique du 11 octobre 2024, la CRE a envisagé la mise en place d'un compte de financement des interconnexions visant à allouer au préfinancement des investissements les recettes d'interconnexion excédant la trajectoire prévue par le TURPE 7 HTB. La CRE a considéré qu'un tel dispositif devait s'accompagner d'un engagement des actionnaires de RTE à ce que les montants correspondants ne donnent lieu à aucun prélèvement de dividendes.

Une majorité des répondants à la consultation publique est favorable à la proposition de la CRE, y compris à la condition que les montants affectés à ce compte ne donnent lieu à aucun prélèvement de dividendes. Les associations de consommateurs ayant répondu à la consultation publique sont quant à elles défavorables à ce mécanisme, estimant qu'il viendrait renchérir le TURPE lors des périodes où les recettes d'interconnexion sont élevées, pouvant coïncider avec des prix de gros élevés pour les consommateurs. RTE et ses actionnaires sont partagés sur le mécanisme proposé, estimant notamment que ce mécanisme doit prendre en compte des effets liés à l'impôt sur les sociétés.

Les actionnaires de RTE n'ont pas donné suite à la proposition de la CRE sur l'absence de prélèvement de dividendes sur les montants qui seraient affectés au compte de financement. Dans ces conditions, la CRE maintient inchangé le cadre de régulation relatif à l'utilisation des recettes d'interconnexion.

[16] Conformément aux dispositions de 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.

2.1.2.6. Enjeux relatifs au financement long terme des actifs de RTE et à sa structure financière

Le TURPE 7 sera marqué par la très forte augmentation des investissements de RTE, dont les trajectoires prévisionnelles prévoient un triplement entre 2023 et 2028. Par ailleurs, le SDDR 2025 de RTE fait état d'un volume d'investissement de l'ordre de 100 Md€ d'ici à 2040, alors que la base d'actifs régulés de RTE était de 15,6 Md€ au 1er janvier 2023.

La CRE estime que le financement des investissements de RTE et le maintien de sa solidité financière sont des enjeux majeurs pour les périodes tarifaires à venir. La méthodologie utilisée pour la construction des charges de capital normatives, fondée sur un niveau de coût moyen pondéré du capital issu du modèle d'évaluation des actifs financiers (« MEDAF ») et sur des paramètres normatifs dont le niveau est évalué sur la base d'entreprises comparables, est robuste pour déterminer la rémunération que peuvent espérer les apporteurs de fonds au vu des risques liés à l'activité de RTE.

À court terme, la CRE constate que RTE bénéficie de très bonnes conditions de financement et d'une notation « A Stable » par Standard & Poor's[17], meilleure que celle de la majorité des GRT européens comparables. À moyen ou long terme, compte tenu de sa trajectoire prévisionnelle d'investissements, la CRE estime qu'un renforcement des capitaux propres de RTE sera indispensable parallèlement à l'augmentation de sa dette. Cette tendance est déjà observable chez les principaux gestionnaires de réseaux de transport d'électricité européens confrontés à des programmes d'investissements comparables (Royaume-Uni, Pays-Bas, Belgique, Allemagne), lesquels ont eu recours récemment à des augmentations de capital.

Dans ce contexte, la CRE suivra attentivement l'évolution de la situation financière de RTE, notamment en termes de renforcement des capitaux propres, afin de s'assurer que la structure financière de l'entreprise ne soit pas un frein à la réalisation de ses investissements et à l'accomplissement de l'ensemble de ses missions.

2.1.3. Principe du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP)

Calcul et apurement

Le niveau du TURPE est fixé par la CRE à partir d'hypothèses sur le niveau prévisionnel des charges et des recettes de chaque opérateur. Un mécanisme de régularisation *a posteriori*, le CRCP, prend en compte tout ou partie des écarts entre les charges et les produits réellement constatés et les charges et les produits prévisionnels, sur des postes prédéfinis. Le CRCP protège les opérateurs de la variation de certains postes de coûts ou de recettes en compensant certains déficits, et protège également le consommateur en permettant la rétrocession de certains surplus. Il est également utilisé pour le versement des incitations financières résultant de l'application des mécanismes de régulation incitative.

Calculé au 31 décembre de chaque année N, le CRCP est apuré, dans la limite d'une évolution tarifaire annuelle associée à cet apurement définie par le facteur k (cf. partie 2.2.4.). Dans le cas où cette limite est atteinte et ne permet pas l'apurement intégral du solde du CRCP dans l'évolution tarifaire de l'année N+1, le solde non apuré au cours de l'année N+1 est reporté à l'année N+2. En outre, le solde du CRCP constaté en fin de période tarifaire est pris en compte lors de l'établissement du revenu autorisé de la période suivante. Le solde du CRCP est ainsi remis à zéro en début de chaque période tarifaire.

Le plafond k de +/-2 % est utilisé depuis plusieurs périodes dans la plupart des tarifs de réseaux d'électricité et de gaz car il donne une bonne visibilité aux acteurs de marché sur la trajectoire des tarifs pendant la période tarifaire de quatre ans. Il a fonctionné sans difficulté pendant plus de dix ans.

[17] Notation assignée par S&P Global Ratings le 26 avril 2024.

Toutefois, RTE a demandé de faire évoluer les modalités d'apurement du CRCP, notamment via le rehaussement du plafond d'apurement du CRCP à +/-3 %, en cohérence avec les évolutions introduites par la CRE dans les tarifs des opérateurs gaziers en 2024. En effet, pendant la période TURPE 6 des variations significatives ont été constatées, particulièrement sur le niveau des recettes d'interconnexion, conduisant à une restitution anticipée d'une partie du solde du CRCP de RTE en 2023[18] et une évolution exceptionnelle au 1er février 2025[19].

Dans la consultation publique, la CRE a proposé d'augmenter le plafond du k de +/-2 % à +/-3 % afin d'améliorer l'apurement du CRCP et d'éviter qu'il ne s'incrémente durablement par des écarts pérennes d'inflation.

Les répondants à la consultation publique sont largement favorables à la proposition de la CRE.

En conséquence, la CRE retient pour le TURPE 7 HTB un niveau de plafond du k à +/-3 %.

Neutralité financière du dispositif

Afin d'assurer la neutralité financière du CRCP, le solde du CRCP au 1er janvier de l'année N+1 est obtenu en actualisant le solde du CRCP au 31 décembre de l'année N. Depuis l'introduction du mécanisme du CRCP dans les tarifs, ce taux d'actualisation a été défini comme le taux sans risque. La CRE a proposé d'appliquer, pour la période TURPE 7, le taux sans risque de court terme pour actualiser le solde du CRCP.

Les répondants à la consultation publique sont largement favorables à la proposition de la CRE.

La CRE retient pour le TURPE 7 HTB une actualisation du CRCP au taux sans risque de court terme, soit 3,3 % (voir partie 3.4.).

2.2. Calendrier tarifaire

2.2.1. Une période tarifaire d'environ 4 ans

Le TURPE 6 HTB a été fixé pour une durée d'environ quatre ans. Dans la consultation publique, la CRE envisageait de maintenir cette durée pour le tarif TURPE 7 HTB.

Dans leurs réponses à la consultation du 11 octobre 2024, les acteurs de marché se sont déclarés favorables au maintien de cette durée d'environ quatre ans, considérant, comme la CRE, qu'elle offre au marché de la visibilité sur l'évolution des tarifs de réseaux.

Le TURPE 7 HTB s'applique donc pour une durée d'environ quatre ans, à compter du 1er août 2025. Il vise à couvrir les charges des années calendaires 2025 à 2028. Il évolue ensuite annuellement, au 1er août de chaque année, selon les modalités décrites au 2.3.3. de la présente délibération.

Clause de rendez-vous à mi-période tarifaire

Par ailleurs, le TURPE 7 HTB prévoit, comme c'était le cas dans le tarif précédent, une clause de rendez-vous, activable par RTE au bout de deux ans.

Ainsi, les conséquences éventuelles de nouvelles dispositions législatives ou réglementaires ou d'une décision juridictionnelle ou quasi-juridictionnelle pourront donner lieu à un réexamen de la trajectoire tarifaire pour les deux dernières années de la période tarifaire (2027 et 2028) si le niveau des charges nettes d'exploitation retenues dans le TURPE 7 HTB se trouve modifié d'au moins 1 %.

[18] 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.

[19] Délibération de la CRE du 15 janvier 2025 portant décision sur l'évolution exceptionnelle du TURPE 6 HTB au 1er février 2025.

2.2.2. Principes d'évolution annuelle du tarif

Dans le cadre du TURPE 6 HTB, et afin d'éviter les évolutions trop imprévisibles du tarif d'utilisation des réseaux, la CRE a retenu une évolution annuelle mécanique :

$$Z = IPC + X + k$$

Où :

- Z est la variation de la grille tarifaire au 1er août de l'année N exprimée en pourcentage et arrondie à 0,01 % près ;
- IPC est, pour un ajustement de la grille tarifaire au 1er août de l'année N, le taux d'inflation hors tabac prévisionnel pour l'année N pris en compte dans la loi de finances de l'année N ;
- X est le facteur d'évolution annuel sur la grille tarifaire fixée par la CRE à 0,49 % ;
- k est l'évolution de la grille tarifaire, exprimée en pourcentage, résultant notamment de l'apurement du solde du CRCP, k est compris entre +2 % et -2 % ;

Pour répondre aux demandes de RTE d'améliorer le rythme d'apurement du CRCP, la CRE a proposé deux évolutions pour le TURPE 7 HTB :

- pour mieux prendre en compte l'effet de l'inflation, la mise à jour tarifaire annuelle pour l'année N prendrait en compte la correction de l'écart d'inflation au titre de l'année N-1 entre la prévision du projet de loi de finances (PLF) de l'année N et le niveau réalisé tel que calculé par l'INSEE ;
- le plafonnement des facteurs d'apurement k serait fixé à +/-3 % contre +/-2 % durant la période tarifaire TURPE 6.

Compte tenu des réponses favorables à la consultation publique, la CRE retient ces évolutions.

En conséquence, le niveau des grilles tarifaires du TURPE 7 HTB évolue annuellement au 1er août de chaque année N, à compter de 2026, du pourcentage de variation suivant, par rapport au niveau du tarif en vigueur au 31 juillet de l'année N :

$$Z = IPC + X + k$$

Où :

- Z est la variation de la grille tarifaire au 1er août de l'année N exprimée en pourcentage et arrondie à 0,01 % près ;
- IPC est le taux d'inflation hors tabac prévisionnel pour l'année N pris en compte dans le projet de loi de finances de l'année N auquel est ajouté l'écart entre l'inflation réalisée de l'année N-1 telle que calculée par l'INSEE[20] et le taux d'inflation hors tabac prévisionnel pour l'année N-1 pris en compte dans le projet de loi de finances pour l'année N-1 ;
- X est le facteur d'évolution annuel sur la grille tarifaire fixé par la CRE dans la présente délibération tarifaire, égal à -0,05 % (cf. paragraphe 3.9.2.) ;
- k est l'évolution de la grille tarifaire exprimée en pourcentage, résultant de l'apurement du solde du CRCP, compris entre -3 % et +3 %.

En outre, la CRE pourra prendre en compte, lors des évolutions annuelles du TURPE 7 HTB, des évolutions de la régulation incitative de la qualité de service et de la continuité d'alimentation de RTE (ajout, modification ou suppression d'indicateurs, objectifs ou incitations financières).

[20] L'inflation réalisée de l'année N-1 est définie comme l'évolution de la valeur moyenne de l'Indice des prix à la consommation hors tabac pour l'ensemble des ménages France entière (référence INSEE 1763852) constatée sur l'année civile N-1, par rapport à la valeur moyenne du même indice constatée sur l'année civile N-2.

2.2.3. Calcul du solde du CRCP

Le solde global du CRCP est calculé après la clôture définitive des comptes annuels de RTE. Il est égal au montant à verser ou à déduire du CRCP au titre de l'année écoulée (année N-1) auquel s'ajoute le solde du CRCP non apuré au titre des années antérieures.

Le montant à verser ou à déduire au CRCP est calculé par la CRE, au 31 décembre de chaque année, en fonction de l'écart entre le réalisé, pour chaque poste concerné, et les montants de référence définis en annexe 1. Tout ou partie de l'écart est versé au CRCP, la quote-part étant déterminée en fonction du taux de couverture prévu par la présente délibération.

Les postes de charges et de recettes couverts pour tout ou partie au CRCP pour la période du TURPE 7 sont fixés au paragraphe 2.3.1. de la présente délibération. Les données comptables présentées par RTE seront utilisées comme base des charges et produits réalisés pris en compte à travers le CRCP, quand cela est possible. Le cas échéant, la prise en compte des différents postes à travers le CRCP sera assortie de contrôles sur le caractère efficace et prudent des charges engagées. Ces contrôles pourront porter, en particulier, sur les investissements engagés par RTE et sur les charges relatives à la compensation des pertes électriques, aux réserves d'équilibrage et différences diverses. Les conséquences des audits conduits par la CRE sur le TURPE 7 HTB seront prises en compte au travers du CRCP. Les éventuelles primes ou pénalités liées aux mécanismes de régulation incitative sont également prises en compte via le CRCP.

Par une délibération en date du 15 janvier 2025, la CRE a décidé d'anticiper l'apurement du solde prévisionnel du CRCP de fin du TURPE 6 HTB à partir du 1er février 2025. Ce solde finira d'être apuré pendant la période du TURPE 7. La différence entre le solde définitif du CRCP de fin du TURPE 6 HTB (qui sera fixé après la clôture des comptes 2024 de RTE) et ce solde prévisionnel sera prise en compte lors de l'évolution tarifaire au 1er août 2026. Les montants de référence et les taux de couverture permettant de calculer ce solde définitif sont définis dans le TURPE 6 HTB.

2.2.4. Calcul du coefficient k

L'évolution du niveau tarifaire annuel, au 1er août de l'année *N*, prend en compte un coefficient k qui vise à apurer, au 31 juillet de l'année *N+1*, le solde du CRCP constaté au 1er janvier de l'année *N*. Le coefficient k est plafonné à +/-3 %.

Le coefficient k est déterminé chaque année de manière à ce que l'évolution tarifaire effectivement mise en œuvre permette de couvrir, dans la limite de son plafonnement, la somme des coûts à couvrir suivants :

- le revenu autorisé prévisionnel lissé pour l'année *N* défini par la présente délibération, mis à jour de l'inflation ;
- l'apurement prévisionnel du solde du CRCP, sur l'année *N*.

Les recettes prévisionnelles résultant de l'application des grilles tarifaires effectivement mises en œuvre sur cette période sont fondées sur des hypothèses d'énergie soutirée et injectée ainsi que de puissances souscrites sur le réseau de RTE.

2.3. Régulation incitative à la maîtrise des coûts

2.3.1. Incitation à la maîtrise des charges d'exploitation

Le TURPE 6 HTB prévoit que les charges nettes d'exploitation, à l'exception de certains postes prédéfinis difficiles à prévoir ou à maîtriser pour RTE, font l'objet d'une incitation à 100 %.

Au vu du bilan positif des précédentes périodes tarifaires et de l'appréciation favorable des acteurs formulée dans le cadre de la consultation publique du 11 octobre 2024, la CRE reconduit ce principe pour le TURPE 7 HTB.

Ainsi, à l'exception des natures de charges et recettes couvertes en tout ou partie au CRCP, présentées au 2.3.1.1. de la présente délibération, les écarts par rapport à la trajectoire fixée pour la période du TURPE 7 seront à la charge ou au bénéfice de l'opérateur.

2.3.1.1. Couverture au CRCP de certains postes

Les tarifs de réseau sont calculés à partir d'hypothèses sur les charges et les recettes qui permettent de définir des trajectoires d'évolution pour les différents postes sur toute la période couverte par ces tarifs.

Comme indiqué au paragraphe 2.1.3. de la présente délibération, un mécanisme de régularisation *a posteriori*, le CRCP, permet de prendre en compte les écarts entre les charges et les produits réellement constatés, d'une part, et les charges et les produits prévisionnels sur certains postes préalablement identifiés, d'autre part.

L'intégration d'un poste au CRCP est notamment appréhendée à l'aune des deux axes suivants :

- la prévisibilité : un poste prévisible est un poste pour lequel il est possible, pour l'opérateur et pour la CRE, de prévoir, avec une confiance raisonnable, le niveau des coûts supportés et des recettes perçues par l'opérateur sur une période tarifaire ;
- la maîtrise : un poste maîtrisable est un poste pour lequel l'opérateur est en mesure de contrôler le niveau de dépenses/recettes au cours d'une année, ou bien dispose d'un pouvoir de négociation ou d'influence quant à son niveau, si celui-ci découle d'une tierce partie.

Ces principes sont applicables depuis plusieurs périodes tarifaires. Par ailleurs, le traitement tarifaire ne se résume pas à une alternative unique s'agissant de la couverture du poste, entre 100 % et 0 % au CRCP. Pour certains postes faiblement maîtrisables et/ou prévisibles, il est pertinent d'inciter partiellement les opérateurs.

Dans sa consultation publique, la CRE envisageait plusieurs évolutions par rapport au TURPE 6 HTB concernant la couverture des charges et produits de RTE par le CRCP :

<u>Mécanisme de compensation inter-GRT (ITC)</u>

L'Inter-TSO Compensation (ITC) est un mécanisme de compensation entre les gestionnaires de réseau de transport européens, encadré par le règlement (UE) n° 838/2010 du 23 septembre 2010 fixant des orientations relatives au mécanisme de compensation entre gestionnaires de réseau de transport et à une approche réglementaire commune pour la fixation des redevances de transport et est mis en œuvre par l'ENTSO-E sous le contrôle de l'ACER et de la Commission européenne. Au total, 36 pays participent au mécanisme de compensation financière ITC.

L'ITC vise à compenser chaque GRT pour les coûts que génèrent les flux transfrontaliers sur son réseau, en termes de compensation des pertes électriques et en besoin d'infrastructures.

Dans le TURPE 6 HTB, l'ITC est incité à 100 % : les écarts entre la trajectoire prévisionnelle et les charges réalisées sont intégralement au bénéfice ou à la charge de RTE. RTE demande que ce poste soit intégralement couvert au CRCP pour le TURPE 7 HTB au motif que ce poste serait variable et non maîtrisable.

La CRE partage le constat de RTE concernant l'imprévisibilité du poste. Cependant, ce poste est partiellement maîtrisable par RTE, notamment car ce dernier participe à la détermination des règles de calcul de cette compensation. Dans la consultation publique, la CRE a proposé une couverture partielle au CRCP. La majorité des répondants est favorable à la proposition de la CRE.

Pour le TURPE 7 HTB, l'ITC est couvert à 80 % au CRCP. Ainsi, 20 % de l'écart entre la trajectoire et le montant réalisé sera ainsi à la charge ou au bénéfice de l'opérateur.

<u>Inflation sur les charges nettes d'exploitation incitées</u>

Le TURPE 6 HTB prévoit la couverture au CRCP de l'écart entre l'inflation prévisionnelle prise en compte par la CRE pour les charges nettes d'exploitation incitées et l'inflation réellement constatée la même année.

RTE a analysé la corrélation entre l'évolution du niveau des CNE incitées réalisées et l'évolution de l'inflation pendant le TURPE 6. L'analyse de RTE conclut que le niveau des CNE incitées réalisées évolue selon le taux d'inflation constaté l'année N-1. Or, le TURPE 6 couvre les CNE de l'année N de l'évolution de l'inflation sur la même année. En conséquence, RTE demande de couvrir au CRCP l'écart entre l'inflation prévisionnelle et l'inflation réelle de l'année N-1 pour les CNE incitées.

Dans la consultation publique, la CRE a indiqué que l'analyse réalisée par RTE était cohérente mais qu'il existait de multiples facteurs d'évolution des charges de RTE et que l'indexation sur l'inflation ne constituait qu'une approximation. RTE observe une meilleure corrélation avec l'inflation passée au cours du TURPE 6 mais rien ne garantit la persistance de ce résultat. La CRE a également noté que les autres opérateurs, qu'il s'agisse d'Enedis ou des opérateurs gaziers, n'ont pas fait de demande en ce sens.

La CRE a donc proposé dans sa consultation publique de reconduire le cadre du TURPE 6 HTB. Les répondants de la consultation publique ont indiqué préférer maintenir la cohérence entre les différents cadres applicables aux opérateurs régulés.

Le TURPE 7 HTB reconduit le cadre du TURPE 6 HTB, soit la couverture au CRCP de l'écart entre l'inflation prévisionnelle prise en compte dans la trajectoire de CNE incitées et l'inflation réellement constatée la même année, selon les modalités précisées en annexe 1.

« Tarif agent »

Les salariés des Industries Électriques et Gazières (IEG), dont fait partie RTE, bénéficient d'un tarif préférentiel pour le gaz et l'électricité (dit « tarif agent »). Chaque entreprise faisant partie des IEG verse en contrepartie à EDF et Engie chaque année un montant visant à couvrir l'écart entre le tarif agent et le coût de fourniture de ce tarif par EDF et Engie.

Dans le cadre du TURPE 6, ces charges sont entièrement incitées, comme la majorité des charges d'exploitation. La hausse des prix de l'énergie au cours de la période tarifaire TURPE 6 a conduit à une forte hausse du coût du tarif agent, restée à la charge de RTE. RTE a demandé que les effets liés à l'évolution des prix de marché de l'énergie et des taxes soient intégrés dans le périmètre du CRCP, du fait du caractère non maîtrisable des prix de l'électricité et du gaz sur les marchés, sur le modèle des délibérations ATRT8[21], ATS3[22] et ATRD7[23].

Le coût de ce poste pour RTE a augmenté de près de 32 % entre 2021 et 2023, sous l'effet de la forte hausse des prix de l'énergie. La CRE partage l'analyse de RTE sur le caractère non maîtrisable de ce poste en ce qui concerne les effets des variations des prix de l'électricité et du gaz. Pour le TURPE 7 HTB, la CRE a proposé dans sa consultation publique de couvrir au CRCP à 100 % les effets prix sur la base d'une référence de prix pour l'électricité et le gaz.

Toutefois, le montant des reversements de RTE à EDF est fixé dans le cadre d'un contrat négocié entre les différentes entreprises concernées. Afin de maintenir un cadre de régulation incitatif pour cette compensation, la CRE a proposé dans sa consultation publique de maintenir une incitation, éventuellement partielle, sur les volumes d'énergie consommés au titre du tarif agent, en cohérence avec les objectifs de sobriété fixés pendant la crise de l'énergie de 2022-2023.

La plupart des répondants s'étant exprimés sur cette proposition sont favorables à un alignement du TURPE 7 sur les modalités retenues pour l'ATRD7, l'ATRT8 et l'ATS3.

[21] Délibération de la CRE du 30 janvier 2024 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga (ATRT8).

[22] Délibération de la CRE du 30 janvier 2024 portant décision sur le tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane (ATS3).

[23] Délibération n°2024-40 de la CRE du 15 février 2024 portant décision sur le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF.

En conséquence, la CRE maintient pour la période TURPE 7 l'incitation sur l'effet « volume » (hors effets liés aux variations climatiques) des charges liées au tarif agent, considérant qu'elles sont en partie maîtrisables et prévisibles par RTE en ce qu'il peut notamment mener des actions pour inciter les bénéficiaires du tarif agent à adapter leur consommation d'énergie et que les efforts nationaux de sobriété de consommation promus par les pouvoirs publics s'appliquent également à ces derniers. Cette évolution est par ailleurs similaire à celle déjà décidée par la CRE pour les opérateurs gaziers dans les tarifs ATRD7, ATRT8 et ATS3.

S'agissant des effets « prix », le TURPE 7 HTB prévoit la couverture à 100 % au CRCP les effets liés à l'évolution des prix de marché de l'énergie et des taxes. La CRE retient pour la période tarifaire, une référence de prix de l'électricité et du gaz fondée sur des publications récurrentes et objectives :

- pour l'électricité, les tarifs réglementés de vente de l'électricité (sous réserve des effets d'éventuels boucliers tarifaires ou équivalent) ;
- pour le gaz, le prix repère de vente du gaz naturel, avec l'option adaptée à la consommation moyenne des bénéficiaires du tarif agent (sous réserve des effets d'éventuels boucliers tarifaires ou équivalents).

L'écart de prix entre la trajectoire prévisionnelle et cette référence, constaté chaque année *ex post*, sera couvert au CRCP à 100 %. En revanche, les écarts qui proviendraient du choix d'une référence de prix pour le calcul des charges liées au tarif agent différente de celle retenue par la CRE ne seront pas couverts. Les modalités de calcul sont décrites dans l'annexe 2 confidentielle de la présente délibération.

Déplacements d'ouvrages à la demande de tiers

Les déplacements d'ouvrages à la demande de tiers consistent en des travaux de mise en conformité des ouvrages, lorsque des projets de construction émanant de tiers le nécessitent (hors projets de mise en souterrain d'initiative locale, MESIL). Ces travaux sont, selon les cas, à la charge de RTE ou des tiers demandeurs.

Le TURPE 6 HTB prévoit que ces déplacements d'ouvrage font l'objet d'une trajectoire incitée.

RTE considère que ce poste n'est pas prévisible puisqu'il dépend de la demande de tiers (projets d'aménagement du territoire et projets de construction) qui présentent des risques importants de non-concrétisation et de décalage. Par ailleurs, RTE estime ne disposer d'aucune capacité d'arbitrage sur ces projets et ne pas pouvoir s'opposer à leur mise en œuvre. RTE demande que les charges et recettes liées au déplacement des ouvrages à la demande de tiers soient couvertes au CRCP.

Dans la consultation publique d'octobre 2024, la CRE a indiqué qu'au regard des montants constatés limités et faiblement variables, elle considère que ces charges sont suffisamment prévisibles, et qu'il importe de continuer d'inciter RTE à minimiser le coût des travaux, même dans les cas où il ne peut pas s'opposer à leur mise en œuvre.

Le TURPE 7 HTB reconduit le cadre du TURPE 6 HTB, avec une incitation à 100% des charges et recettes liées aux déplacements des ouvrages à la demande de tiers.

Coûts de transfert des actifs HTA 1 vers les GRD

RTE est actuellement propriétaire d'ouvrages exploités à un niveau de tension relevant de la distribution (HTA), notamment des ouvrages de raccordement de clients. Certains de ces ouvrages arrivant en fin de vie, la question de leur renouvellement et du transfert des clients HTA vers le périmètre d'Enedis et des entreprises locales de distribution (ELD) se pose.

RTE considère que la trajectoire des éventuels coûts associés à ces transferts est incertaine et a demandé qu'elle soit donc couverte au CRCP. S'agissant des transferts d'actifs HTA 1 en propriété de RTE vers le périmètre d'Enedis, les principes de transfert devront être formalisés dans une convention entre RTE et Enedis, qui sera soumise à l'approbation de la CRE au titre de l'article L. 111-17 du code de l'énergie. La CRE a donc proposé dans sa consultation publique de couvrir ces coûts au CRCP sur demande justifiée de RTE.

Les répondants sont favorables à la proposition de la CRE.

Le TURPE 7 HTB couvre au CRCP les coûts associés aux transferts des actifs HTA 1 en propriété de RTE vers le périmètre des gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) après analyse de la CRE sur la base d'un dossier justifié de RTE et, en complément, dans le cas des transferts vers le périmètre d'Enedis, sous réserve de l'approbation par la CRE au titre de l'article L. 111-17 du code de l'énergie de la convention précisant les principes de transfert des actifs HTA 1 vers le périmètre d'Enedis.

Avantages postérieurs à l'emploi (APE) et à long terme (ALT)

Une partie des charges de personnel de RTE est constituée d'avantages postérieurs à l'emploi et à long terme. Ces charges couvrent notamment les cotisations retraite, les indemnités de fin de carrière, les indemnités en cas d'accident du travail ou de maladie professionnelle. Les charges de personnel comprennent une trajectoire de provision annuelle pour les APE et ALT.

RTE indique que le calcul des provisions est largement dépendant d'hypothèses, notamment financières (taux d'inflation long terme, taux d'actualisation). RTE note que d'importants écarts ont été constatés entre les provisions prévisionnelles et réalisées en raison des variations de taux d'actualisation.

Dans la consultation publique, la CRE a rappelé l'importance de la cohérence des cadres de régulation entre les opérateurs. Pour l'ensemble des opérateurs de réseau, les charges de personnel font l'objet d'une trajectoire incitée, fixée pour toute la durée de la période tarifaire (environ quatre ans).

La CRE a donc proposé dans sa consultation publique de reconduire le cadre du TURPE 6 HTB pour la période TURPE 7. Les répondants sont favorables à cette proposition.

La CRE reconduit le cadre du TURPE 6 HTB, soit l'incitation à 100 % des dotations pour avantages postérieurs à l'emploi et à long terme.

Projet de loi de finances (PLF) pour l'année 2025

À la suite de la consultation publique, et consécutivement à l'adoption d'une motion de censure par l'Assemblée nationale le 4 décembre 2024, RTE a demandé la prise en compte au CRCP des conséquences de la loi de finances pour l'année 2025 pour le TURPE 7 HTB.

La CRE constate que les impôts et les taxes sont incités à 100 % pour RTE dans le cadre du TURPE HTB. La CRE estime toutefois que la situation liée à l'adoption du PLF pour l'année 2025 est exceptionnelle et que les implications associées sont particulièrement imprévisibles.

En conséquence, la CRE pourra prendre en compte au CRCP les implications de la loi de finances pour l'année 2025, sur la base d'une demande argumentée de RTE.

Ainsi, les postes couverts au CRCP pour le TURPE 7 HTB sont les suivants :

Postes couverts en totalité au CRCP :

L'écart entre l'inflation prévisionnelle prise en compte par la CRE pour les charges nettes d'exploitation incitées et l'inflation réellement constatée est couvert en totalité au CRCP, selon les modalités précisées en annexe 1.

Les charges couvertes en totalité (prises en compte à 100 %) au CRCP sont les suivantes :

- les charges de capital supportées par RTE hors retraitement des charges de capital couvertes en anticipation au cours de la période TURPE 6 pour les systèmes d'information (cf. partie 3.5.3.) ;
- les charges liées au dispositif d'interruptibilité ;
- les frais d'études sans suite pour des grands projets lorsque ceux-ci ont fait l'objet d'une approbation préalable et explicite de la CRE (cf. partie 2.1.1.3.1.) ;
- les soldes éventuels, positifs ou négatifs, du fonds pour le règlement du rééquilibrage en capacité des fournisseurs et du fonds pour le règlement des écarts des responsables de périmètre de certification, en application des dispositions des articles R. 335-50 et R. 335-56 du code de l'énergie ;
- les coûts de contractualisation des flexibilités retenues à des fins de gestion des congestions dans le cadre des appels d'offres flexibilités locales de RTE ;

- les coûts de réparation des avaries sur les interconnexions en mer survenues au cours de la période TURPE 7, nets des éventuelles compensations perçues de tiers, y compris les assurances.

Les produits couverts en totalité (pris en compte à 100 %) au CRCP sont les suivants :

- les recettes perçues par RTE au titre des composantes tarifaires ;
- les recettes tirées de la vente des capacités d'interconnexion et les recettes tirées des mécanismes de capacité (désignées sous le terme « recettes d'interconnexion »), nettes des indemnités versées par RTE en cas de réduction des capacités aux interconnexions ;
- les recettes liées aux contrats entre gestionnaires de réseau de transport ;
- les abattements, pénalités et indemnités liés au dispositif d'interruptibilité et aux services système tension ;
- les abattements, pénalités et indemnités liés aux services système et aux réserves rapide et complémentaire ;
- les recettes issues d'éventuels versements des gestionnaires de nouvelles interconnexions exemptées à RTE lorsqu'un mécanisme de partage des profits a été mis en place ;
- les recettes perçues par RTE au titre du paiement préalable des PTF lorsque les demandeurs ne donnent pas suite à leur demande.

Postes couverts en partie au CRCP :

- les charges associées au mécanisme de compensation inter-GRT (ITC) prises en compte à 80 %, c'est-à-dire que RTE a une incitation sur ce poste à hauteur de 20 % (cf. partie 2.3.1.1.) ;
- les plus-values de cession d'actifs immobiliers et de terrains, prises en compte à 80 %, c'est-à-dire que RTE a une incitation sur ce poste à hauteur de 20 % (cf. partie 2.1.1.3.2.) ;
- les indemnités versées par RTE aux GRD au titre des coupures longues, prises en compte à 100 % au-delà de 6,5 M€/an (cf. partie 2.6.2.) ;
- les coûts de réparation des avaries sur les raccordements de parcs éoliens en mer, après déduction éventuelle des compensations perçues de tiers, y compris les assurances, et au-delà d'un plafond de 50 M€ sur toute la période TURPE 7 (cf. partie 2.1.2.4.).

Postes qui font l'objet d'un cadre de régulation spécifique :

- les charges liées à la compensation des pertes (cf. partie 2.3.1.2.) ;
- les charges de constitution des réserves d'équilibrage[24] (cf. partie 2.3.1.3.) ;
- les charges associées à la part variable de la compensation synchrone (cf. partie 2.3.1.5.) ;
- les charges associées aux congestions internationales et nationales (cf. partie 2.3.1.4.) ;
- les charges d'exploitation de R&D (cf. partie 2.8.) ;
- les charges des opérations de gestion des actifs (cf. partie 2.3.4.2.) ;
- les charges des études exploratoires de raccordement (cf. partie 2.4.) ;
- les charges du « tarif agent » liées à l'évolution des prix de l'énergie, des taxes et aux variations climatiques, selon les modalités de couverture détaillées dans l'annexe 2 ;
- les coûts de transferts des actifs HTA1 aux GRD, sur demande justifiée de RTE ;

[24] Ces charges incluent les coûts de contractualisation des services système fréquence, des réserves rapide et complémentaire ainsi que les coûts de reconstitution des services système et des marges.

- la valeur nette comptable des immobilisations démolies, fait l'objet d'un cadre spécifique dans le TURPE 7 HTB (cf. partie 2.1.1.3.1.) ;
- les créances irrécouvrables des responsables d'équilibre, après analyse au cas par cas de la CRE ;
- les indemnités versées aux producteurs éoliens en mer en cas de dépassement du délai de raccordement ou en cas d'avaries ou de dysfonctionnement des ouvrages de raccordement entraînant une limitation partielle ou totale de la production. Conformément aux dispositions de l'arrêté du 10 novembre 2017, la CRE déterminera le montant des indemnités restant à la charge de RTE dans la limite de 40 % des indemnités versées, et dans la limite d'un plafond de 70 M€ par année civile (cf. partie 2.1.2.4.) ;
- les écarts sur les charges résultant des dispositions de la loi de finances 2025 sur les taux de l'impôt sur les sociétés et la CVAE, sur la base d'une demande argumentée de RTE.

Par ailleurs, le CRCP est utilisé pour gérer les bonus et malus générés par les incitations, portant notamment sur :

- les achats système, à savoir : les pertes électriques sur le réseau de RTE (cf. partie 2.3.1.2.), les réserves d'équilibrage (cf. partie 2.3.1.3.), les congestions nationales et internationales (cf. partie 2.3.1.4.), les services système tension (cf. partie 2.3.1.5.) ;
- la maîtrise des coûts unitaires pour la gestion des actifs (cf. partie 2.3.4.2.) ;
- la maîtrise des coûts des projets d'investissement (budgets cibles des grands projets) (cf. partie 2.3.2.2.) ;
- la maîtrise des coûts des projets d'investissement « hors réseaux » (cf. partie 2.3.4.1.) ;
- la réalisation dans les temps des projets prioritaires du SDDR (cf. partie 2.3.2.3.) ;
- les interconnexions (cf. partie 2.3.3.) ;
- la qualité de service et la continuité d'alimentation (cf. parties 2.5. et 2.6.) ;
- les charges de recherche et développement (R&D), conformément aux modalités de couverture détaillées dans la partie 2.8. ;
- les actions prioritaires (cf. partie 2.9.) ;
- les flexibilités au service du réseau (cf. partie 2.7.) ;
- les raccordements (cf. partie 2.4.).

2.3.1.2. Régulation incitative relative aux pertes sur le réseau de transport d'électricité

Les pertes du réseau de transport d'électricité correspondent à la différence entre les injections totales sur le réseau de transport (incluant les imports) et les soutirages totaux (incluant les exports). Le transport d'électricité induit des pertes d'énergie sur les ouvrages du réseau (à environ 80 % par « effet Joule » sur les lignes, mais également dans les postes et liées à la conductivité de l'air) dont RTE supporte le coût de compensation.

Les pertes électriques de RTE représentent, pour la période 2021-2023, environ 11 TWh par an pour un coût moyen de 743 M€/an, c'est-à-dire environ 21 % des charges totales de RTE. La couverture des pertes par RTE constitue donc un enjeu financier important, particulièrement dans le contexte d'évolutions telles que la fin de l'ARENH.

2.3.1.2.1. Rappel de la régulation incitative du TURPE 6 HTB

Depuis le TURPE 5 HTB, RTE est incité à maîtriser le coût d'achat de ses pertes en agissant, d'une part sur les volumes de pertes, d'autre part sur le coût moyen d'achat des pertes. En effet, bien que certains facteurs, sur lesquels RTE a peu ou n'a pas d'influence, aient un impact sur les pertes électriques et leurs coûts (les conditions climatiques, les plans de production, les prix de gros ou les

échanges aux interconnexions par exemple), RTE dispose de leviers à la fois sur les volumes (mesures topologiques, coordination des plannings de maintenance, etc.) et sur les prix d'achat (via une politique d'achat efficace) des pertes.

La régulation applicable pour le TURPE 6 HTB repose sur les principes suivants :

- la détermination *ex post* d'un volume de référence et d'un prix moyen d'achat de référence, permettant de calculer un coût d'achat des pertes de référence ;
- une incitation à hauteur de 20 % de la différence, constatée chaque année *ex post*, entre ce coût de référence des pertes et le coût de la couverture des pertes réalisé par RTE, dans la limite d'un plafond fixé à +/-15 M€ par an (sur le prix et les volumes) afin de limiter le risque porté par RTE. Pour le TURPE 6 HTB, l'incitation est calculée comme suit :
    - incitation sur les prix : $Incitation\ prix = 20\% * V_{constaté} * (P_{réf} - P_{constaté})$

      avec :
        - $V_{constaté}$ correspondant au volume de pertes constaté de l'opérateur ;
        - $P_{réf}$ correspondant au prix de référence d'achat des pertes de l'opérateur ;
        - $P_{constaté}$ correspondant au prix constaté d'achat des pertes de l'opérateur ;
    - incitation sur les volumes : $Incitation\ volume = 20\% * P_u * (V_{réf} - V_{constaté})$

      avec :
        - P_u correspondant au prix unitaire gelé de 50 €/MWh pour les années 2023 et 2024, et à $P_{réf}$ pour les années 2021 et 2022 ;
        - $V_{réf}$ correspondant au volume de pertes de référence de l'opérateur ;
        - $V_{constaté}$ correspondant au volume de pertes constaté de l'opérateur.

L'incitation totale de l'opérateur est calculée comme la somme de ces deux incitations.

2.3.1.2.2. Régulation incitative relative aux pertes sur le réseau de transport

Dans la consultation publique, la CRE a proposé de maintenir le principe d'une régulation incitative des pertes du TURPE 6 HTB tout en la faisant évoluer dans ses paramètres.

Régulation incitative sur le volume des pertes

La CRE a proposé, dans la consultation publique du 11 octobre 2024, de conserver la régulation incitative sur le volume de pertes pour le TURPE 7 HTB, en abaissant éventuellement le taux d'incitation de 20 % à 10 % (soit revenir au taux d'incitation du TURPE 5 HTB).

La majorité des répondants, dont RTE, accueille favorablement cette évolution. Certains acteurs considèrent que RTE ne doit pas être incité sur le volume de pertes car il ne dispose pas de leviers d'action suffisants.

La CRE considère que RTE doit demeurer incité sur la maîtrise du volume total de pertes sur son réseau. RTE dispose de leviers pour réduire le volume de pertes, tels que les choix d'investissements et les actions sur la topologie de réseau en exploitation et en développement. Le taux à 10 % permet de tenir compte des leviers limités de RTE sur la maîtrise de son volume de pertes.

En outre, plusieurs acteurs considèrent que le taux de pertes cible proposé par la CRE, fondé sur l'historique, doit être réhaussé. Dans sa réponse à la consultation publique, RTE souligne que le taux de pertes est en croissance depuis plusieurs années et atteint selon les estimations pour 2024 des niveaux éloignés de l'historique. RTE propose une formule plus adaptée à la dynamique en cours et fondée sur les deux paramètres dont dépendront principalement les pertes pour la période TURPE 7 : le taux d'utilisation du réseau HTB 3 et les soutirages sur le réseau HTB 1 et HTB 2.

La CRE partage l'analyse de RTE et constate que la modélisation proposée par RTE est cohérente avec le retour d'expérience des dernières années. La CRE retient donc cette nouvelle approche pour calculer les volumes de référence pour le TURPE 7 HTB (cf. ci-après).

En complément, la CRE a proposé une incitation portant sur le volume de pertes pouvant être évité grâce à la gestion opérationnelle de la topologie du réseau de RTE. RTE a identifié un certain nombre d'éléments de réseau qui pourraient être optimisés dynamiquement, ce qui permettrait une réduction supplémentaire des pertes par rapport à la situation actuelle. Cette révision du processus d'optimisation des pertes nécessite des moyens humains (analyses spécifiques de réseau, formation des opérateurs, standardisation des pratiques à la maille régionale, coordination à la maille nationale, etc.) et matériels (développement des outils SI permettant l'aide à la décision pour les opérateurs et *monitoring* des réductions réalisées). La majorité des acteurs s'est prononcée en faveur de cette proposition.

Au vu de ces éléments, la régulation incitative sur le volume des pertes pour le TURPE 7 HTB repose sur les principes suivants :

- le volume de pertes de référence (en TWh) est calculé, pour chaque année N, selon la formule suivante :

$$V_{référence,N} = A * Taux\ d'utilisation_{HTB3,N} + B * Soutirages_{HTB2\ et\ HTB1,N} + C$$

avec :

$Taux\ d'utilisation_{HTB3,N}$: le taux de transit moyen des lignes électriques HTB 3 (rapport entre l'intensité électrique moyenne sur l'année et l'intensité de secours temporaire le taux d'utilisation, en %), tel que défini dans la partie 2.3.2.4. ;

$Soutirages_{HTB2\ et\ HTB1}$: le volume de soutirages, en TWh, sur les niveaux de tension HTB 2 et HTB 1 ;

et les paramètres fixes suivants (paramétrés sur un historique récent) : A : 86 844 ; B : 1,46 % ; C : -10 843.

Le tableau ci-dessous décrit les volumes prévisionnels de pertes de référence retenus pour le TURPE 7 HTB et qui seront mis à jour chaque année sur la base de la formule précédente.

En TWh	2025	2026	2027	2028
Volumes prévisionnels de pertes de référence	11,92	12,19	12,53	12,84

Tableau 1. Volumes prévisionnels de pertes de référence pour le TURPE 7 HTB

Pour rappel, les volumes de pertes réalisés sur la période TURPE 6 sont les suivants :

En TWh	2021	2022	2023 (est.)	2024 (est.)
Volumes de pertes réalisés	11,19	10,18	11,13	12,31

Tableau 2. Volumes de pertes réalisés/estimés sur la période TURPE 6

- RTE est incité sur le volume des pertes à hauteur de 10 % ;
- l'écart entre le volume de référence et le volume constaté est valorisé au prix moyen d'achat d'énergie et de capacité pour la compensation des pertes de référence (cf. ci-après).

En complément, la CRE met en place, à partir du 1er janvier 2026 afin de laisser un temps suffisant à RTE pour mettre en place les processus internes correspondants, un mécanisme de régulation incitative complémentaire sur la mise en œuvre par RTE d'une réduction du volume de pertes :

- à la fin de chaque année, RTE transmet à la CRE un dossier présentant la mise en œuvre de la stratégie d'optimisation des pertes et les résultats de celle-ci sur la maîtrise du volume de pertes sur l'année écoulée ;

- après audit de la CRE sur la mise en œuvre de l'optimisation, RTE reçoit annuellement 10 %, via le CRCP, des gains estimés sur les pertes valorisés au prix moyen d'achat d'énergie et de capacité pour la compensation des pertes de référence (cf. ci-après), dans la limite de 1 M€/an.

Régulation incitative sur le prix d'achat des pertes

La CRE retient pour le TURPE 7 HTB un dispositif similaire à celui du TURPE 6 HTB, à savoir une stratégie de couverture progressive du risque prix, en achetant régulièrement des quantités dont le cumul permet de couvrir le volume total annuel de pertes, en énergie et en capacité. La CRE estime pertinent d'adapter cette stratégie aux évolutions à venir des marchés à terme en France, notamment la fin de l'ARENH et une liquidité en croissance sur des horizons de temps plus éloignés. Afin de prendre en compte, au cours de la période TURPE 7, une évolution du cadre réglementaire ou des conditions de marché, les dispositions de la régulation incitative pourront être adaptées par la CRE.

La méthodologie de calcul du prix de référence retenue par la CRE fait l'objet d'une annexe confidentielle à la présente délibération.

Modalités de calcul et plafonnement de l'incitation sur le prix d'achat et le volume des pertes

La formule de calcul de l'incitation est la suivante :

$$Incitation = 20\% * V_{constaté} * \left(P_{référence} - P_{constaté}\right) + 10\% * P_{référence} * (V_{référence} - V_{constaté})$$

La CRE conserve le plafond global de l'incitation à +/-15 M€ par an.

2.3.1.2.3. Régulation incitative sur le taux d'écarts au périmètre d'équilibre des pertes

RTE doit effectuer ses prévisions de pertes de la façon la plus précise possible. Les écarts dans la prévision des pertes, affectés au périmètre d'équilibre de RTE, augmentent le coût des pertes et peuvent affecter les fournisseurs dans le cadre du processus de règlement des écarts.

Afin d'inciter RTE à assurer une bonne qualité de sa prévision de pertes et à maîtriser les surcoûts d'achats, la CRE a proposé, dans la consultation publique, d'introduire une incitation financière sur le taux d'écarts à son périmètre d'équilibre (écarts entre le volume de pertes effectivement constaté à la suite du processus de calcul des écarts et l'estimation horaire) pour le TURPE 7 HTB. Ce taux est en augmentation ces dernières années, en lien, selon RTE, avec l'augmentation de la variabilité des flux sur le réseau de transport.

La majorité des acteurs ayant répondu sur ce point, y compris RTE, est favorable à la proposition de la CRE. Toutefois, RTE considère que la force d'incitation et les taux cibles proposés par la CRE sont trop élevés du fait des incertitudes sur l'évolution de ce taux d'écarts, en lien avec la variabilité des flux et la mise en œuvre du calcul des écarts au pas de temps 15 minutes depuis le 1er janvier 2025.

Afin notamment de prendre en compte les dernières données sur les taux d'écarts au périmètre d'équilibre des pertes de RTE en 2023-2024, la CRE retient des taux cibles inférieurs (cf. ci-après). Concernant la force d'incitation, la CRE maintient sa proposition de la consultation publique, qu'elle estime adaptée aux enjeux financiers du coût des écarts.

	2021	2022	2023	2024 (est.)
Taux d'écarts au périmètre d'équilibre de RTE[25]	10,9 %	12,5 %	13,3 %	13,0 %

Tableau 3. Taux d'écarts au périmètre d'équilibre des pertes de RTE réalisés/estimés sur la période TURPE 6

[25] Le taux d'écarts au périmètre d'équilibre de RTE est calculé comme la somme de la valeur absolue par pas de temps des écarts (au pas quart d'heure depuis le 1er janvier 2025) du volume des écarts imputables au périmètre d'équilibre de RTE divisé par le volume de pertes constaté de RTE.

Au regard de ces éléments, le TURPE 7 HTB introduit une régulation incitative sur le taux d'écarts au périmètre d'équilibre des pertes de RTE, calculée selon les modalités suivantes :

- l'incitation porte sur les écarts entre le taux réalisé et le taux cible, avec un bonus/pénalité de +/-100 k€ par 0,1 % en-dessous/au-dessus du taux cible ;
- l'incitation démarre le 1er janvier 2026, le taux d'écarts au périmètre d'équilibre de l'année 2025 étant incité via la régulation incitative du prix des pertes, tel que défini dans l'annexe confidentielle à la présente délibération (annexe 5) ;
- les taux cibles sur la période TURPE 7 sont détaillés dans le tableau ci-dessous ;
- le montant à la charge ou au bénéfice de RTE est plafonné à +/-2,5 M€ par an.

	2026	2027	2028
Taux d'écarts au périmètre d'équilibre de RTE	12,5 %	12,0 %	11,5 %

Tableau 4. Taux de référence pour la régulation incitative sur le taux d'écarts au périmètre d'équilibre des pertes de RTE pour le TURPE 7 HTB

2.3.1.3. Régulation incitative relative aux réserves d'équilibrage

En application des dispositions de l'article L. 321-11 du code de l'énergie, RTE veille à la disponibilité et à la mise en œuvre des réserves nécessaires au fonctionnement du réseau. RTE constitue ainsi des réserves par contractualisation en amont du temps réel (services système fréquence et réserves rapide et complémentaire). Par ailleurs, RTE active ponctuellement des offres sur le mécanisme d'ajustement, pour reconstituer les services système (à la suite de la défaillance d'un acteur d'ajustement ou d'une activation pour cause d'équilibrage générant la perte des services système chez l'acteur activé) ou les marges du système électrique à échéance. L'ensemble de ces coûts représente, pour la période du TURPE 6, une charge de 461 M€ par an en moyenne.

Les modalités de contractualisation des réserves d'équilibrage ont évolué au cours du TURPE 6 et de nouvelles évolutions sont à prévoir pendant le TURPE 7 HTB. Les évolutions attendues sont d'ordre réglementaire (mise en œuvre des codes de réseaux européens, dont la connexion aux plateformes européennes d'équilibrage qui auront un effet sur la constitution des réserves) ou sont liées à l'amélioration de l'efficacité de l'équilibrage (introduction de nouveaux produits à contractualiser, refonte de la réserve tertiaire).

RTE n'a pas d'influence sur les prix auxquels il se procure les réserves d'équilibrage. Au vu du bilan du TURPE 6 HTB, la CRE conserve une prise en compte à 100 % au CRCP des variations de ces prix.

Pour autant, RTE doit être incité à mobiliser les leviers dont il dispose pour maîtriser le coût de ce type d'activations. Dans sa consultation publique, la CRE a proposé de conserver la régulation incitative applicable depuis 2022 sur les volumes de réserves constituées par activation sur le mécanisme d'ajustement (c'est-à-dire les volumes d'ajustements pour motif de reconstitution des services système et pour cause marges). Les réserves primaire et secondaire n'étaient pas concernées, les volumes appelés par RTE découlant très largement de formules automatiques.

Les répondants s'étant exprimés sur ce sujet sont partagés. Un acteur estime qu'il est essentiel d'inciter les deux types d'ajustement de façon similaire (marges et reconstitution des services système). Certains acteurs, dont RTE, sont défavorables à cette incitation car ils considèrent que la force d'incitation est trop élevée ou que RTE n'a pas de maîtrise suffisante sur les volumes de reconstitution des services système et marges. RTE considère par ailleurs que les volumes de référence proposés par la CRE pour les ajustements pour motif marges sont trop faibles.

La CRE considère que le taux d'incitation proposé, à 20 %, reflète bien la maîtrise partielle de RTE sur le volume d'ajustements concernés. Sur les volumes de référence pour les ajustements pour motif marges, la CRE reconnaît que la cible fondée sur le réalisé 2022-2023 proposée dans la consultation publique ne permet pas de tenir compte des évolutions des marchés de l'équilibrage pendant le TURPE 7.

Au vu de ces éléments, la CRE retient pour le TURPE 7 HTB la régulation incitative suivante sur les volumes d'ajustements pour motif de reconstitution des services système et pour cause marges :

- l'incitation porte sur les écarts entre les volumes réalisés et les volumes de référence, valorisés à un surcoût de référence :
    - fixé à 57,8 €/MWh pour les volumes d'ajustements pour motif de reconstitution des services système, fondé sur un historique long (2017-2024, en excluant les années 2022 et 2023 en raison de la hausse exceptionnelle des prix de gros) ;
    - fixé à 105,9 €/MWh pour les volumes d'ajustements pour motif de reconstitution des marges, fondé sur un historique long (2017-2024, en excluant les années 2022 et 2023 en raison de la hausse exceptionnelle des prix de gros) ;
- le taux d'incitation est de 20 % ;
- les volumes de référence sont précisés dans le tableau ci-après :
    - pour les volumes d'ajustements pour motif de reconstitution des services système, ils sont fondés sur un historique récent (2022-2023), pour tenir compte des évolutions rapides du système électrique et des règles de gestion des réserves ;
    - pour les volumes d'ajustements pour motif marges, les volumes tiennent compte du réalisé sur la période 2022-2024, puis d'une hausse anticipée en 2026. En effet, le nouveau dimensionnement des réserves rapide et complémentaire (RR-RC) prévu en 2026 devrait permettre de réduire progressivement ces volumes. La CRE pourra mettre à jour les volumes de référence pour motif marges en cours de TURPE 7 si le contexte le justifie, en particulier pour prendre en compte la connexion à la plateforme européenne d'équilibrage MARI ;

Volumes de référence (GWh)	2025	2026	2027	2028
Ajustements pour motif reconstitution des services système	793	793	793	793
Ajustements pour motif marges	200	240	200	160

Tableau 5. Volumes de référence pour la régulation incitative sur les volumes d'ajustements pour motif de reconstitution des services système et marges pour le TURPE 7 HTB

Pour rappel, les volumes réalisés sont les suivants :

Volumes réalisés (GWh)	2022	2023	2024 (est.)
Ajustements pour motif reconstitution des services système	747	839	843
Ajustements pour motif marges	128	190	272

Tableau 6. Volumes réalisés/estimés d'ajustements pour motif de reconstitution des services système et marges

- le montant à la charge ou au bénéfice de RTE au titre de ce mécanisme est plafonné à +/-15 M€ par an.

2.3.1.4. Régulation incitative relative aux congestions

Une congestion correspond à une situation de contrainte physique sur le réseau. La plupart du temps, la contrainte correspond au risque de dépassement durable de la limite physique d'une ligne électrique en cas de perte d'un autre élément de réseau (dimensionnement en N-1). Deux types de congestions peuvent survenir sur le réseau public de transport :

- les congestions nationales, qui sont des contraintes sur le réseau de RTE qu'il gère seul ;

- les congestions internationales, qui sont des contraintes sur les réseaux de RTE ou des GRT voisins pour la gestion desquelles RTE et les GRT voisins ont vocation à se coordonner.

Lorsque RTE ne parvient pas à régler cette contrainte par une parade topologique sur son réseau, il doit entreprendre des actions coûteuses :

- faire du *redispatching*, qui consiste à modifier les plans de production en France (activation d'offres sur le mécanisme d'ajustement) ou en lien avec les autres GRT européens (*countertrading* et *cross-border redispatching*) ;
- conclure un accord en amont du J-1 avec un producteur ;
- écrêter des EnR si la contrainte est liée à l'évacuation d'EnR.

La résorption des congestions grâce à ces actions engendre des coûts importants pour RTE, de 173 M€ par an en moyenne sur la période 2021-2023.

Le TURPE 6 HTB a mis en place une régulation incitative sur les coûts de congestions nationales et internationales de RTE, pour les années 2021 à 2024. Ce dispositif prévoyait une incitation financière de 20 % sur les coûts de congestions de RTE.

En raison de la hausse des prix de gros de l'électricité, la délibération de la CRE n° 2023-01 du 5 janvier 2023 a suspendu la régulation incitative sur le coût des congestions pour les années 2022, 2023 et 2024. Une incitation à 20 % sur les volumes d'ajustements pour motif congestions et sur les volumes de congestions internationales a été conservée pour les années 2023 et 2024.

Plusieurs évolutions du système électrique sont attendues pour la période du TURPE 7 :

- l'intégration croissante des EnR sur les réseaux de transport et de distribution rend nécessaires des adaptations du réseau : dans ce cadre, le dimensionnement optimal tel que défini par RTE dans le SDDR de 2019 prévoit la mise en œuvre ponctuelle de limitations de production et donc une hausse des coûts de congestions nationales liées aux écrêtements ;
- le respect du seuil de 70 % des capacités transfrontalières mises à disposition des échanges transfrontaliers pourrait se traduire par une augmentation des volumes de congestions internationales. En outre, si les méthodologies régionales de partage des coûts des congestions internationales[26] (*redispatching* et *countertrading*) étaient mises en œuvre au cours du TURPE 7, cela pourrait, sous certaines conditions, engendrer un transfert partiel de coûts de congestions de pays voisins vers la France.

Dans ce contexte, la CRE a proposé, dans la consultation publique, de conserver une couverture à 100 % au CRCP sur ces coûts, hormis pour les accords en amont du J-1, et de conserver la régulation incitative sur les volumes de congestions.

Cadre de régulation sur les congestions internationales

Les volumes des congestions internationales dépendent de la qualité des prévisions relatives aux capacités disponibles pour les échanges transfrontaliers et de la disponibilité effective des ouvrages de RTE. Ainsi, la CRE a proposé, dans la consultation publique, de conserver la régulation incitative du TURPE 6 HTB sur les volumes de congestions internationales afin d'inciter RTE à maîtriser ces coûts.

Les acteurs sont partagés sur ce sujet : certains sont favorables à la proposition de la CRE, quand d'autres considèrent que RTE n'a pas assez de maîtrise sur ces volumes.

RTE y est défavorable, car il estime que les volumes ne sont pas maîtrisables ni prévisibles et que cette incitation est en contradiction avec la régulation incitative sur le respect du seuil minimal de 70 % de capacité d'interconnexion mise à disposition des acteurs de marché (cf. partie 2.3.4.).

[26] La méthodologie de partage des coûts de *redispatching* et *countertrading* dans la région Core, adoptée par Décision n°30/2020 de l'ACER du 30 novembre 2020, a été contestée par la CRE auprès de l'Organe d'appel de l'ACER, le Board of Appeal (BoA), qui a confirmé la décision de l'ACER. La CRE a contesté la décision du BoA devant le Tribunal de l'Union Européenne (TUE). Ce dernier a rendu son arrêt le 25 septembre 2024 (TUE, 25 septembre 2024, *CRE / ACER*, T-446/21) et a annulé la décision du BoA. En conséquence, le BoA doit de nouveau se prononcer pour tirer les conséquences de cette annulation, pouvant mener à la nécessité d'adopter une nouvelle méthodologie de partage des coûts de *redispatching* et *countertrading* dans la région Core.

La CRE estime que RTE doit maîtriser les volumes de congestions internationales tout en maximisant les capacités offertes aux frontières. Néanmoins, la CRE constate que l'accroissement des échanges transfrontaliers et le rôle croissant de la France comme pays de transit de flux transfrontaliers pourraient conduire à une plus grande imprévisibilité des congestions internationales. Par ailleurs, les leviers dont dispose RTE sont parfois limités étant donné que la gestion de ces congestions est effectuée conjointement avec les gestionnaires de réseaux des pays voisins. Pour ces raisons, la régulation incitative sur les volumes de congestions internationales n'est pas reconduite pour la période TURPE 7. Ces coûts seront donc couverts à 100 % au CRCP. Afin de s'assurer de la maîtrise de ces volumes, la CRE demande à RTE de lui transmettre, chaque année, un bilan des volumes de congestions internationales et des solutions mises en place pour y remédier sur toutes les frontières.

Par ailleurs, la frontière France-Espagne fait l'objet d'une attention particulière car elle concentre la majorité des volumes et des coûts de congestions internationales depuis plusieurs années (80 % des coûts et 70 % des volumes sur la période 2021-2023). En outre, les congestions internationales à cette frontière ne sont que très peu liées au seuil minimal de 70 % de capacité d'interconnexion mise à disposition des acteurs de marché, mais plutôt à des difficultés opérationnelles de gestion de la frontière.

La CRE estime que cette situation n'est pas satisfaisante et demande à RTE d'étudier en profondeur les facteurs à l'origine des congestions à la frontière France-Espagne et les moyens pouvant être mis en œuvre, y compris les opportunités d'investissements, afin de réduire ces congestions. La réalisation de cette étude avant le 1er janvier 2026 fait l'objet d'une action prioritaire incitée financièrement (cf. partie 2.9.). En fonction des leviers de maîtrise des congestions internationales identifiés grâce à cette étude, la CRE pourra décider d'introduire de nouvelles incitations financières sur la maîtrise du volume de congestions internationales en cours de période tarifaire.

Cadre de régulation sur les congestions nationales

Une partie des coûts de congestions nationales sont traités par des accords en amont du J-1 conclus entre RTE et les producteurs raccordés au RPT, qui sont d'une nature différente des congestions nationales traitées par des activations sur le mécanisme d'ajustement. Les congestions traitées par des accords en amont du J-1 sont prévisibles, très localisées et peuvent durer jusqu'à plusieurs mois.

Dans sa consultation publique, la CRE a proposé d'inciter à 100 % les coûts relatifs aux accords en amont du J-1, sauf pour les accords en amont du J-1 dépassant le montant de 1 M€, couverts au CRCP au cas par cas et sur la base de dossiers argumentés de RTE.

En outre, la CRE a proposé de conserver l'incitation du TURPE 6 HTB sur les volumes d'activations sur le mécanisme d'ajustement pour cause réseau.

La majorité des répondants à la consultation publique est favorable aux propositions de la CRE. Toutefois, certains acteurs estiment que le cadre de régulation doit être cohérent entre les accords en amont du J-1 et les activations sur le mécanisme d'ajustement, afin par exemple d'éviter d'inciter RTE à réaliser des activations sur le mécanisme d'ajustement en dernière minute plutôt que des accords en amont du J-1, qui procurent un délai de prévenance plus long pour les producteurs.

RTE est défavorable à la proposition de la CRE, car il estime que les volumes d'activations sur le mécanisme d'ajustement ne sont pas maîtrisables, ni prévisibles. En outre, RTE considère qu'il ne doit pas être incité sur les coûts des accords en amont du J-1 qui dépendent des prix de gros de l'électricité.

La CRE considère que RTE doit être incité à mobiliser les leviers dont il dispose pour maîtriser le coût des congestions nationales et souhaite maintenir une incitation sur les volumes d'activations sur le mécanisme d'ajustement. Toutefois, la CRE partage les remarques des acteurs et de RTE sur les accords en amont du J-1 et la pertinence d'inciter de la même façon toutes les congestions nationales, activations sur le mécanisme d'ajustement comme accords en amont du J-1. De même, il ne serait pas pertinent d'inciter RTE sur les prix auxquels ces accords sont conclus, qui dépendent très majoritairement du niveau des prix de gros de l'électricité.

Au vu de ces éléments, la CRE maintient une régulation incitative sur les volumes de congestions nationales pour le TURPE 7 HTB, selon les modalités suivantes :

- le périmètre d'incitation porte sur les activations sur le mécanisme d'ajustement pour cause réseau (hors motifs « transit international » et « *cross-border redispatching* ») et les volumes associés aux accords en amont du J-1 supérieurs à 50 k€ et inférieurs à 1 M€ ;

- l'incitation porte sur les écarts entre les volumes réalisés et les volumes de référence avec un taux d'incitation à 20 % ;
- les écarts sont valorisés à un prix de référence fixé à 77,0 €/MWh, fondé sur un historique long (2017-2024, en excluant les années 2022 et 2023 en raison de la hausse exceptionnelle des prix de gros) ;
- le plafond au titre de cette incitation est de +/-10 M€/an ;
- les volumes de référence sont fondés sur les données les plus récentes de l'année 2024 et un taux de croissance observé sur l'historique des dernières années :

En GWh	2025	2026	2027	2028
Congestions nationales	337	372	407	445

Tableau 7. Volumes de référence pour la régulation incitative sur les congestions nationales pour le TURPE 7 HTB

Pour rappel, les volumes historiques estimés sont les suivants :

En GWh	2021	2022	2023
Congestions nationales[27]	180	115	284

Tableau 8. Volumes estimés de congestions nationales sur la période TURPE 6

Les accords en amont du J-1 sont couverts à 100 % au CRCP, à l'exception des accords dépassant le montant de 1 M€ qui seront couverts au CRCP au cas par cas et sur la base de dossiers argumentés de RTE.

RTE transmet à la CRE, chaque année, un bilan des volumes de congestions nationales et de leur origine, en justifiant particulièrement la classification des activations sur le mécanisme d'ajustement selon les motifs « transit international » et « *cross-border redispatching* ».

Cadre de régulation sur les écrêtements EnR liés au dimensionnement optimal

Le dimensionnement optimal tel que défini par RTE dans le cadre du SDDR 2019 s'accompagne de la mise en œuvre ponctuelle de limitations de production de parcs EnR.

D'après le SDDR 2019, la réduction des investissements associée au dimensionnement optimal s'élèverait à 7 Md€ sur 15 ans dans le scénario de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE). La production qui ne pourrait pas être injectée sur le réseau se limiterait en moyenne à 0,3 % de la production EnR terrestre à l'horizon 2035.

La mise en place du dimensionnement optimal a conduit à une hausse des volumes d'écrêtements EnR ces dernières années. Les limitations de production à réseau complet (liées au dimensionnement optimal) sont en augmentation en lien avec la dynamique d'insertion des EnR sur le réseau électrique.

	2020	2021	2022	2023 (est.)
Taux d'écrêtements EnR réalisés liés au dimensionnement optimal	0,01 %	0,06 %	0,15 %	0,18 % à 0,36 %[28]

Tableau 9. Taux d'écrêtements EnR liés au dimensionnement optimal de RTE (énergie écrêtée rapportée à la production totale d'énergie photovoltaïque et d'éolien terrestre, source : RTE)

[27] Les volumes de congestions nationales estimés dans ce tableau sont constitués des volumes d'activation sur le mécanisme d'ajustement pour cause réseau (hors motifs « transit international » et « *cross-border redispatching* ») et des accords en amont du J-1. Les volumes associés aux accords en amont du J-1 sont estimés sur la base des coûts réalisés (hors accords exceptionnels), divisés par le coût moyen d'une activation sur le mécanisme d'ajustement sur la période.

[28] Les valeurs pour l'année 2023 sont en cours de consolidation par RTE en fonction des indemnisations effectives des producteurs concernés.

Le taux d'écrêtements EnR liés au dimensionnement optimal augmente rapidement. Afin que ce volume reste maîtrisé, la CRE a proposé, dans sa consultation publique, d'inciter RTE à ne pas dépasser un certain taux d'écrêtements EnR. La majorité des répondants à la consultation publique est favorable à la proposition de la CRE.

RTE y est défavorable car il considère que la mise en œuvre effective du dimensionnement optimal ne relève pas uniquement de sa responsabilité : le volume d'écrêtements EnR dépend aussi des actions d'autres acteurs, comme les GRD, qui doivent pouvoir retranscrire aux parcs HTA ou BT les limitations demandées par RTE, ou les parcs eux-mêmes, qui doivent pouvoir être pilotables. De plus, RTE considère que le taux plafond proposé de 0,50 % est trop faible.

La CRE considère qu'il n'est pas pertinent d'inciter également Enedis sur les volumes d'écrêtements EnR liés au dimensionnement optimal, dans la mesure où ces limitations sont demandées par RTE et mises en œuvre selon des conditions fixées dans le contrat d'accès au réseau public de transport (CART). En revanche, l'incitation commune à RTE et Enedis vise à permettre une meilleure gestion des écrêtements EnR sur les réseaux de distribution (cf. partie 2.7.3.4.).

La CRE partage qu'il existe des incertitudes sur le taux d'écrêtements EnR, liées au rythme de déploiement des automates NAZA (nouveaux automates de zone adaptatifs) et aux évolutions de la consommation et de la production EnR dans les prochaines années. Les résultats du SDDR 2025 de RTE devraient permettre de mettre à jour les estimations réalisées en 2019 sur la mise en œuvre du dimensionnement optimal du réseau. En raison de ces incertitudes, un plafond plus élevé pour l'incitation, s'élevant à 0,80 %, est mis en œuvre pour le TURPE 7 HTB. La CRE rappelle que cette incitation n'a pas pour objectif de limiter le recours au dimensionnement optimal du réseau, qui permet d'accélérer le raccordement des EnR et de réaliser des économies significatives sur les investissements nécessaires pour renforcer le réseau. En revanche, la CRE estime que les écrêtements EnR doivent rester maîtrisés et que ces derniers ne sont plus bénéfiques pour la collectivité au-delà d'un certain niveau.

En conclusion, le TURPE 7 HTB introduit une régulation incitative asymétrique sur le taux d'écrêtements EnR liés au dimensionnement optimal :

- si RTE dépasse le taux plafond d'écrêtements EnR, il supporte une pénalité de 250 k€ par 0,01 % au-dessus de ce taux, dans la limite de 10 M€/an ;
- le taux plafond est fixé à 0,80 % (calculé comme l'énergie écrêtée rapportée à la production totale d'énergie photovoltaïque et d'éolien terrestre). La CRE pourra réviser ce taux au cours de la période tarifaire afin de tenir compte des résultats du SDDR 2025.

La CRE introduit également, par la présente délibération, une incitation sur le déploiement des automates NAZA, qui permettent de réduire les volumes écrêtés (cf. partie 2.7.3.1.2.).

2.3.1.5. Régulation incitative relative au réglage de la tension

Le coût de réglage de la tension correspond à la rémunération, par RTE, des installations raccordées au réseau de transport qui contribuent à ce réglage tel que défini dans les règles services système tension. Dans le cadre des services système tension, RTE dispose de deux moyens principaux pour effectuer le réglage de la tension :

- la sollicitation des groupes de production démarrés les mieux placés par rapport aux contraintes ;
- le fonctionnement de certains groupes en compensation synchrone. Dans ce mode de fonctionnement, l'installation consomme de l'énergie pour fournir le réglage de la tension.

Rappel de la régulation incitative pour les années 2023 et 2024

Dans la délibération TURPE 6 HTB, le poste des achats liés aux services système tension est incité à 100 %, comme la majorité des charges d'exploitation.

La délibération de la CRE du 5 janvier 2023[29] a modifié le TURPE 6 HTB pour les années 2023 et 2024, pour prendre en compte le niveau exceptionnellement élevé des prix de gros qui a directement affecté le coût de la rémunération de la compensation synchrone telle que définie dans le paragraphe 5.2 des règles services système tension[30]. En particulier, cette rémunération comprend le remboursement par RTE de l'énergie consommée par les groupes fonctionnant en compensation synchrone. L'écart entre le réalisé et la trajectoire sur la part variable de la rémunération de la compensation synchrone est donc couvert à 100 % au CRCP pour les années 2023 et 2024.

La CRE considère que ce dispositif a permis de recentrer l'incitation sur les leviers que RTE maîtrise, tout en le protégeant de la hausse des prix de gros.

Régulation incitative relative au réglage de la tension pour le TURPE 7 HTB

La CRE a proposé dans la consultation publique de reconduire les modalités d'incitation de la période 2023-2024, en actualisant les volumes de compensation synchrone de référence.

Les répondants sont majoritairement favorables à la proposition de la CRE.

Pour le TURPE 7 HTB, la CRE maintient la régulation incitative portant sur les volumes d'énergie valorisée au titre de la compensation synchrone, selon les modalités suivantes :

- l'incitation porte sur les écarts entre les volumes réalisés et les volumes de référence, valorisés à un prix de référence de 53,59 €/MWh ;
- le taux d'incitation est fixé à 100 % ;
- les volumes de référence sont fondés sur un historique récent (2021-2023) et sont présentés dans le tableau ci-après. Ils pourront être mis à jour par la CRE pendant le TURPE 7 HTB en cas d'évolution des règles services système tension.

Volumes de référence (GWh)	2025	2026	2027	2028
Compensation synchrone	58	58	58	58

Tableau 10. Volumes de référence pour la régulation incitative sur les volumes de compensation synchrone pour la période TURPE 7

La trajectoire des coûts de réglage de la tension pour le TURPE 7 HTB est définie dans la partie 3.2.2.

2.3.2. Régulation incitative des investissements

Après une période de relative stabilité, les dépenses d'investissements de RTE ont connu au cours du TURPE 6 une première augmentation, qui doit s'accélérer très fortement pendant le TURPE 7. Cette accélération s'explique par les raccordements de parcs éoliens en mer, la poursuite des projets d'interconnexions Celtic et Golfe de Gascogne, et les projets internes d'adaptation du réseau de transport aux besoins de la transition énergétique.

[29] Délibération de la CRE du 5 janvier 2023 portant décision modifiant les délibérations de la CRE n°2021-12 du 21 janvier 2021 portant décision sur le TURPE 6 HTB et n°2021-13 du 21 janvier 2021 portant décision sur le TURPE 6 HTA-BT.

[30] Règles Services Système Tension (version applicable au 1er mai 2024), RTE.

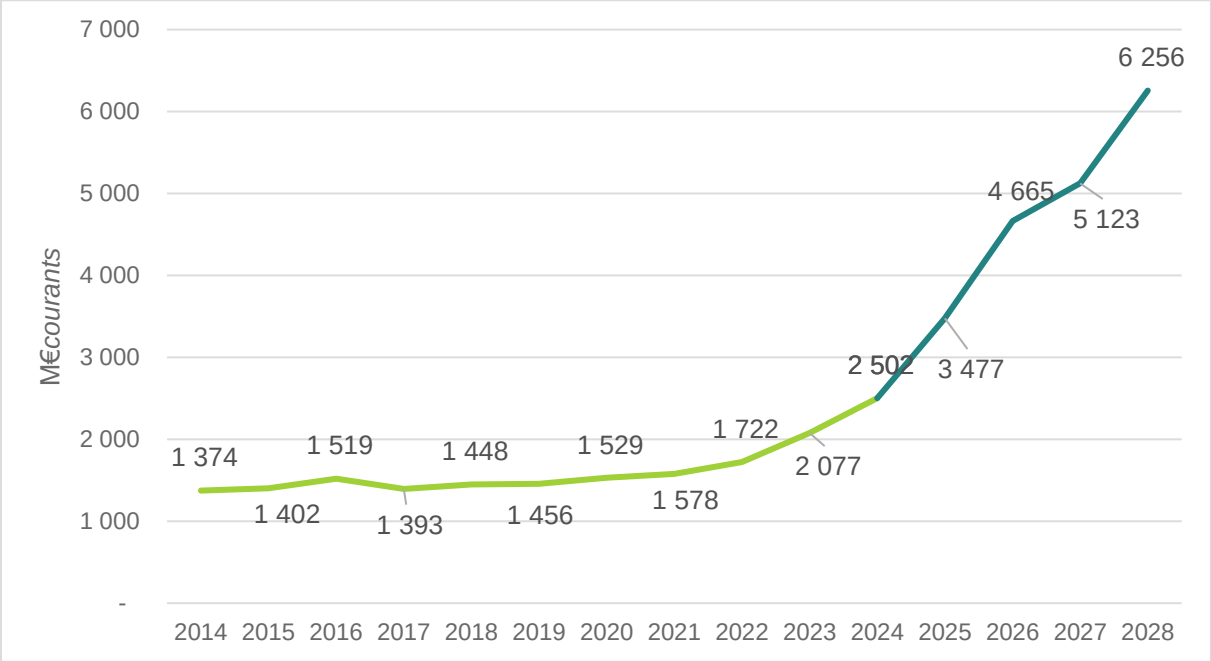

Figure 1. Dépenses d'investissements de RTE réalisées (en vert) et prévisionnelles telles que présentées par RTE pour la période TURPE 7 (en bleu) entre 2014 et 2028

L'article 18 du règlement (UE) 2019/943 sur le marché intérieur de l'électricité[31] prévoit que les méthodes de tarification incitent, de manière appropriée, tant à court qu'à long terme, les gestionnaires de réseau de transport à soutenir les investissements efficaces.

Le cadre de régulation tarifaire, dont le rôle est d'aligner l'intérêt des gestionnaires de réseaux avec celui de la collectivité, doit encourager RTE à mener à bien les investissements les plus utiles dans les meilleures conditions de coûts. Dans ce cadre, la CRE fait évoluer la régulation incitative des investissements de RTE dans le cadre du TURPE 7 HTB.

2.3.2.1. Régulation incitative à la maîtrise et à la priorisation des dépenses d'investissements

Le TURPE 6 HTB prévoit un plafond d'investissements quadriennal afin d'inciter RTE à maîtriser et prioriser ses dépenses d'investissements de réseau, en plus de l'incitation spécifique à la maîtrise des coûts des grands projets (cf. partie 2.3.2.2.).

La CRE a considéré dans la consultation publique du 11 octobre 2024 que ce dispositif n'était plus adapté au besoin croissant de développement et de renouvellement du réseau de transport. Elle a proposé de ne pas le reconduire pour le TURPE 7 HTB. La totalité des répondants à la consultation publique s'est montrée favorable à cette suppression. Certains ont cependant souligné l'importance de maintenir une incitation à la maîtrise des coûts d'investissements de RTE.

La CRE ne reconduit pas le plafond d'investissements de RTE pour le TURPE 7 HTB. La régulation incitative sur les coûts unitaires de la gestion des actifs et des investissements récurrents (cf. partie 2.3.4.2.), accompagnée d'analyses coût-bénéfice robustes de chaque projet d'investissement, jouera un rôle similaire tout en répondant aux besoins de la transition énergétique.

[31] Règlement (UE) 2019/943 du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité (refonte).

2.3.2.2. Régulation incitative à la maîtrise des coûts des grands projets

Le TURPE 6 HTB prévoit une incitation à la maîtrise des coûts pour l'ensemble des projets d'investissements d'un budget supérieur à 30 M€ : chacun de ces projets fait l'objet d'un audit permettant de fixer un budget cible préalablement à l'engagement des dépenses relatives aux travaux, et un bonus ou malus est attribué à RTE en fonction de l'écart entre le budget cible et les dépenses réellement constatées, avec une bande de neutralité de +/-5 % autour du budget cible. Le bonus est égal à 20 % de l'écart entre 95 % du budget cible et les dépenses d'investissements réalisées, le malus correspond à 20 % de l'écart entre les dépenses d'investissements réalisées et 105 % du budget cible.

Le TURPE 6 HTB prévoit également que la CRE puisse sélectionner quelques projets dont le budget est inférieur à 30 M€, les auditer et appliquer une régulation incitative identique à celle des projets de budget supérieur à 30 M€.

Du fait de la hausse attendue du nombre de projets d'un montant supérieur à 30 M€ pendant le TURPE 7, la CRE a proposé dans la consultation publique du 11 octobre 2024 d'augmenter à 50 M€ le seuil de fixation systématique d'un budget cible.

La plupart des répondants à la consultation publique sont favorables à la hausse de seuil proposée. RTE demande d'exclure du périmètre les projets de raccordement et de mise en souterrain d'initiative locale (MESIL) afin de ne pas allonger la durée de ces projets. RTE demande également d'exclure du périmètre les projets soumis à la régulation incitative sur les coûts unitaires de la gestion des actifs et des investissements récurrents dans le réseau (cf. partie 2.3.4.2.) d'un coût supérieur à 50 M€.

La CRE considère que RTE doit être incité à réaliser les projets de raccordements et de MESIL le plus efficacement possible, comme l'ensemble de ses investissements. La fixation d'un budget cible n'a pas de raison de retarder les projets puisqu'elle peut être réalisée en parallèle des études détaillées avant le lancement des travaux. En revanche, la CRE partage la demande de RTE de ne pas inciter doublement des projets.

Le TURPE 7 HTB inclut donc dans le périmètre de la régulation incitative à la maîtrise des coûts des grands projets les projets d'investissements « réseaux » d'un budget supérieur à 50 M€ dont la décision d'investissement sera prise à compter de la publication de la présente délibération, ce qui comprend les projets de développement et de renouvellement de réseau (dont les raccordements et les MESIL), les projets d'interconnexion (cf. 2.3.3.) et les projets de l'ossature numérique (grands projets de contrôle-commande, infrastructure numérique des postes, etc.).

Les projets d'investissements soumis à la régulation incitative relative à la maîtrise des coûts unitaires de la gestion des actifs et des investissements récurrents dans le réseau (cf. partie 2.3.4.2.) sont exclus de la régulation incitative à la maîtrise des coûts des grands projets.

Le périmètre de la régulation incitative à la maîtrise des coûts des grands projets inclut également les projets « hors réseaux » d'immobilier d'un montant supérieur à 15 M€ dont la décision d'investissement sera prise à compter de la publication de la présente délibération (les autres investissements de la catégorie « hors réseaux », dont les systèmes d'information, font l'objet d'un mécanisme d'incitation dédié détaillé dans la partie 2.3.4.1. et ne sont donc pas inclus à ce périmètre). Ce périmètre inclut également le programme de reconstruction immobilière des groupes de maintenance réseau et des groupements de postes. La CRE fixera un budget cible pour la première partie des projets d'investissements de ce programme au courant de l'année 2025. Les autres investissements de la catégorie « hors réseaux », dont les systèmes d'information, font l'objet d'un mécanisme d'incitation dédié détaillé dans la partie 2.3.4.1. et ne sont donc pas inclus au périmètre de la régulation incitative à la maîtrise des coûts des grands projets.

Pour les projets inclus dans le périmètre de la régulation incitative à la maîtrise des coûts des grands projets :

- la CRE auditera le budget présenté par RTE, préalablement à l'engagement des dépenses relatives aux travaux, et fixera un budget cible. La CRE pourra recourir à un prestataire externe pour les audits des projets présentant les plus gros enjeux financiers ;
- quelles que soient les dépenses d'investissements réalisées par RTE, pour autant qu'elles soient efficaces, l'actif entrera dans la BAR à sa valeur réelle lors de sa mise en service (diminuée des subventions éventuelles) ;

- si les dépenses d'investissements réalisées par RTE pour ce projet se situent entre 95 % et 105 % du budget cible, aucune prime ni pénalité ne sera attribuée ;
- si les dépenses d'investissements réalisées sont inférieures à 95 % du budget cible, RTE bénéficiera d'une prime égale à 20 % de l'écart entre 95 % du budget cible et les dépenses d'investissements réalisées ;
- si les dépenses d'investissements réalisées par RTE sont supérieures à 105 % du budget cible, RTE supportera une pénalité égale à 20 % de l'écart entre les dépenses d'investissements réalisées et 105 % du budget cible.

La CRE peut également décider, pour quelques projets ou catégories de projets non inclus dans le périmètre défini ci-dessus, d'en auditer le budget et d'appliquer une régulation incitative identique à celle décrite ci-dessus.

2.3.2.3. Régulation incitative à la réalisation des projets prioritaires du SDDR

L'évolution de l'utilisation du réseau de transport qui découle de l'électrification des usages, du développement du photovoltaïque et de l'éolien ou encore du renforcement des interconnexions rend nécessaire une adaptation de la structure du réseau de transport français pour éviter une hausse importante des congestions sur le réseau français et des coûts associés.

RTE est en cours de réalisation des études de réseau pour son SDDR 2025. Ces études permettront d'identifier les axes du réseau français à développer en priorité car les coûts de ces adaptations permettent d'éviter des coûts de congestion plus élevés, et que les solutions de flexibilité envisageables ne permettent pas de résoudre ces congestions.

Dans la consultation publique du 11 octobre 2024, la CRE a proposé d'introduire une régulation incitative asymétrique sur la réalisation de certains projets d'adaptation du réseau de transport dans des délais permettant d'éviter l'apparition de congestions importantes sur le réseau. Le mécanisme proposé prévoit, pour une liste de projets et de jalons associés (lancement des travaux, mise en service par exemple), d'attribuer des malus à RTE en cas de retard dans l'atteinte des jalons retenus. La CRE a en particulier proposé d'inclure les projets de développement d'ouvrages mutualisés dans les zones dédiées dans cette régulation incitative.

La majorité des répondants à la consultation publique est favorable à la proposition de la CRE. Plusieurs répondants, dont RTE, ont cependant demandé de rendre symétrique cette incitation.

Le TURPE 7 HTB met en place une régulation incitative à la réalisation dans les délais des projets prioritaires du SDDR. La CRE considère qu'il est pertinent de prévoir un bonus lorsque le projet respecte les jalons fixés. La CRE fixe ce bonus à 500 k€ par jalon atteint dans les délais prévus.

La non-atteinte des jalons retenus dans les délais impartis entraîne le versement par RTE d'une pénalité. Calculé de manière mensuelle, le montant de cette pénalité est progressif, afin de pénaliser plus fortement les retards importants. Les montants sont les suivants :

- jusqu'au 6^{e} mois de retard, une pénalité de 100 k€/mois de retard est appliquée ;
- du 6^{e} mois de retard jusqu'au 12^{e} mois de retard, la pénalité est de 200 k€/mois de retard ;
- au-delà du 12^{e} mois de retard, la pénalité est de 400 k€/mois de retard.

Le montant total des pénalités et bonus appliqués au titre de cette incitation est plafonné à +/-10 M€ par an.

Une liste de projets et de jalons associés (dépôt de la justification technico-économique du projet, lancement des travaux, mise en service par exemple) sera définie par délibération de la CRE, après consultation des acteurs de marché, sur la base des résultats du SDDR 2025. Ces projets incluront en particulier des projets d'ouvrages mutualisés dans les zones dédiées, pour lesquels la CRE considère primordial d'inciter la réalisation dans les délais prévus. La liste de projets et de jalons pourra être révisée au cours de la période tarifaire après consultation des acteurs de marché.

2.3.2.4. Indicateurs d'utilisation du réseau

Le TURPE 6 HTB prévoit le suivi de quatre indicateurs d'utilisation du RPT, devant permettre une meilleure compréhension de l'évolution dans le temps de l'utilisation du réseau.

L'ensemble des liaisons du RPT est exploité selon le référentiel des intensités de secours temporaire (IST) qui permet de définir des capacités de transit en adéquation avec des conditions météorologiques locales et saisonnières moyennées. Le calcul des IST intégrant également des hypothèses de monotones de charge et le réseau étant dimensionné pour un fonctionnement à réseau complet (en N) et en cas d'aléa (N-1), les valeurs de transit par liaison sont notablement inférieures à l'IST de la liaison, en moyenne annuelle. Pour autant, afin d'éclairer l'enjeu de l'utilisation du réseau, une approche sur la base de ratios entre l'intensité effective et l'intensité de secours temporaire est utilisée dans les indicateurs retenus dans le TURPE 6 HTB.

L'intérêt des indicateurs d'utilisation du réseau reposant sur leur suivi sur une durée longue, la CRE a proposé dans la consultation publique du 11 octobre 2024 de continuer à suivre les quatre indicateurs d'utilisation du réseau pendant le TURPE 7 HTB. La CRE a également proposé de demander à RTE une analyse annuelle des lignes HTB 3 faiblement utilisées et de l'origine de cette faible utilisation.

La majorité des répondants à la consultation publique est favorable à la proposition de la CRE. Seul RTE y est défavorable, soulignant que les indicateurs proposés ne permettent pas d'analyser la pertinence technico-économique des choix de dimensionnement du RPT et présentent différents biais (absence de pondération en fonction de la longueur des lignes par exemple).

La CRE considère que ces indicateurs n'ont pas pour objet d'analyser la pertinence technico-économique de projets d'investissement. En revanche, ils apportent une information utile pour évaluer dans la durée la bonne adéquation entre la politique de développement du réseau de RTE, l'utilisation optimale par RTE des ressources de flexibilité disponibles et l'augmentation des transits. La CRE maintient pour le TURPE 7 HTB le suivi des quatre indicateurs d'utilisation du réseau suivants :

- le taux de transit moyen des lignes électriques du réseau ;
- le pourcentage de lignes n'atteignant jamais 10 % de l'IST pendant l'année ;
- le pourcentage de lignes atteignant au moins une fois 50 % de l'IST pendant l'année ;
- le pourcentage moyen d'heures d'atteinte de 50 % de l'IST.

Chaque année à compter de l'entrée en vigueur du TURPE 7 HTB, RTE transmettra à la CRE, au plus tard le 1er avril de l'année suivante, les résultats de ces quatre indicateurs, ainsi qu'une analyse annuelle des lignes HTB 3 faiblement utilisées et de l'origine de cette faible utilisation.

2.3.3. Régulation incitative relative aux interconnexions

2.3.3.1. Investissements dans des nouvelles capacités d'interconnexion

Le TURPE 6 HTB prévoit un mécanisme incitatif qui vise à encourager la réalisation des projets d'interconnexion économiquement pertinents pour la collectivité aux meilleures conditions de coûts. Ce mécanisme se compose :

- d'une incitation à la réalisation des investissements d'interconnexion dans les meilleurs délais, au moyen d'une prime fixe versée à la mise en service ;
- d'une incitation à la minimisation des coûts de réalisation du projet, au moyen d'une prime/pénalité en fonction de l'écart entre le budget réalisé et le budget cible fixé ;
- d'une incitation à l'utilisation de l'ouvrage, au moyen d'une prime/pénalité en fonction de l'écart entre le taux d'utilisation réalisé et le taux d'utilisation cible fixé.

Les paramètres sont fixés dans des délibérations *ad hoc* pour chacun des nouveaux projets d'interconnexion.

La CRE tire un bilan mitigé de ce dispositif et a proposé dans la consultation publique de le remplacer par deux mécanismes distincts :

- une incitation sur la maîtrise des coûts des projets, identique à celle des autres grands projets de RTE ;
- une incitation à la disponibilité des capacités d'interconnexion, visant à maximiser les capacités offertes au marché (cf. 2.3.3.2.).

Les répondants à la consultation publique sont favorables aux propositions de la CRE. La CRE retient les mécanismes proposés dans la consultation publique avec des adaptations concernant la force et le périmètre d'application de l'incitation.

Incitation à la réalisation des investissements dans les meilleurs délais (prime fixe)

La CRE ne reconduit pas l'incitation relative à la prime fixe prévue dans le TURPE 6 HTB

L'incitation relative à la prime fixe prévue pour les interconnexions, qui concernent les projets IFA2[32] et Savoie-Piémont[33], est maintenue. Le versement du solde dû à RTE sera inscrit en une fois au CRCP au titre de l'année 2025.

Incitation à la minimisation des coûts de réalisation du projet (budget cible)

Dans sa consultation publique, la CRE a proposé de rapprocher le cadre des interconnexions de celui des grands projets de réseau par une réduction de 10 à 5 %, de la bande de neutralité autour du budget cible, et par la réalisation d'un audit pour la fixation du budget cible préalablement à l'engagement des dépenses pour travaux.

Les répondants à la consultation publique sont favorables à la proposition de la CRE.

La CRE retient pour le TURPE 7 HTB un mécanisme d'incitation à la minimisation des coûts de réalisation des projets d'interconnexion identique à la régulation incitative à la maîtrise des coûts des grands projets (cf. paragraphe 2.3.2.2.). Le niveau du budget cible est fixé préalablement à l'engagement des dépenses relatives aux travaux et après un audit de la CRE dans une décision *ad hoc* relative à chaque projet.

Les incitations à la minimisation des coûts de réalisation des projets en vigueur sont maintenues :

- pour IFA2 et Savoie-Piémont, le versement du solde dû ou des pénalités encourues sera inscrit en une fois au CRCP au titre de l'année 2025 ;
- pour Golfe de Gascogne et Celtic, le versement du solde dû ou des pénalités encourues sera inscrit en une fois au CRCP au titre de l'année de leur mise en service. La CRE s'assurera du respect du plancher de rémunération au CMPC moins un point pendant 10 ans suivant la mise en service.

2.3.3.2. Disponibilité des capacités d'interconnexion existantes

Incitation à la disponibilité des interconnexions en courant continu et incitation au respect du « CEP 70 % »

Dans la consultation publique, la CRE a proposé de remplacer l'incitation sur le taux d'utilisation des interconnexions par une nouvelle régulation incitative à la disponibilité des ouvrages d'interconnexion.

Les répondants à la consultation publique sont favorables à cette évolution du cadre de régulation en raison de la plus grande maîtrise de RTE sur la disponibilité des ouvrages que sur leur utilisation. RTE est défavorable à un indicateur lié au seuil minimal de 70 % de capacité à mettre à disposition du marché au titre du Paquet Energie Propre (CEP)[34], estimant que cette incitation serait contradictoire avec d'autres incitations proposées par la CRE, notamment celle sur les congestions internationales.

[32] Délibération de la CRE du 2 février 2017 portant décision sur le projet d'interconnexion « IFA2 ».

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

[34] Règlement (UE) 2019/943 révisé dans le cadre du Paquet Energie Propre (CEP) adopté en 2019.

La CRE considère que la mise à disposition d'un niveau élevé de capacités d'interconnexion est un élément important du bon fonctionnement du système électrique et qu'il n'est pas contradictoire d'inciter à l'atteinte de cet objectif de façon efficace. La CRE maintient donc son analyse quant à l'introduction d'une régulation incitative sur la disponibilité des ouvrages d'interconnexion, permettant d'inciter RTE à un haut niveau de performance sur la disponibilité de ces ouvrages. À cet égard, le critère 70 % est l'outil le plus pertinent pour suivre la capacité mise à disposition du marché.

Pour ces raisons, l'incitation à l'utilisation des ouvrages prévue par le TURPE 6 HTB est supprimée et le TURPE 7 HTB introduit une incitation à la disponibilité des capacités d'interconnexion fondée sur les principes suivants :

- pour la région Core (frontières avec l'Allemagne, la Belgique[35]) et la frontière avec l'Espagne :

Une prime ou une pénalité est attribuée à RTE en fonction de l'écart entre les capacités mises à disposition à l'échéance journalière et la cible de 70 %, soit le seuil minimal de capacité d'interconnexion devant être disponible pour les échanges au titre du CEP.

La capacité mise à disposition observée sur la frontière est calculée pour chaque pas de temps selon les principes de la *Smart Compliance* développée et utilisée par la CRE dans son rapport annuel sur la mise en œuvre du seuil minimal de 70 % aux frontières françaises pour l'année considérée[36].

Pendant le TURPE 7, le calcul de capacité journalier de la région Core à partir duquel sera calculée l'incitation pour les frontières avec l'Allemagne et la Belgique devrait être remplacé par le calcul de capacité de la région *Central Europe,* qui se substituerait à la région Core. Cette nouvelle région inclura également la frontière avec l'Italie. Dès la mise en œuvre du calcul de capacité de la région *Central Europe*, l'incitation à la disponibilité des capacités d'interconnexion sera calculée pour l'ensemble des frontières de la région, c'est-à-dire les frontières avec l'Allemagne, la Belgique et l'Italie. Du fait de cette évolution importante attendue pendant le TURPE 7, la frontière avec l'Italie ne sera incitée sur le seuil minimal de 70 % qu'à compter de la mise en œuvre opérationnelle du calcul de capacité journalier de la région *Central Europe*. L'Irlande intègrera également le calcul de capacité *Central Europe* dès réception complète de l'interconnexion Celtic.

La prime ou pénalité est fixée à 150 k€ par point de pourcentage d'écart à la cible pour la région Core[37] et la frontière avec l'Espagne[38]. Le montant total annuel de l'incitation pour l'ensemble des frontières est plafonné à +/- 10 M€ par an.

- pour les interconnexions à courant continu :

Une prime ou pénalité est attribuée à RTE en fonction de l'écart entre la disponibilité observée et le taux de disponibilité cible de 96 %, à l'exception de l'interconnexion avec le Royaume-Uni IFA 2000, pour laquelle la cible est fixée à 92 %, compte tenu des maintenances spécifiques de l'ouvrage. Ces taux correspondent à l'historique de disponibilité de ces dernières années. Ils sont inférieurs aux taux proposés dans la consultation publique qui représentaient un taux théorique de disponibilité, et non observé. Cette incitation s'applique à toutes les interconnexions à courant continu opérées par RTE en service : IFA 2000, IFA 2, Savoie Piémont et Baixas Santa Llogaia[39].

L'incitation à la disponibilité des ouvrages sera appliquée aux nouvelles interconnexions à courant continu entrant en service pendant le TURPE 7, notamment Celtic et Golfe de Gascogne, avec un taux de disponibilité cible de 96 %.

[35] Et l'Italie à partir de la mise en œuvre du calcul de capacité Central Europe, ainsi que l'Irlande, à partir de la mise en service de l'interconnexion Celtic.

[36] À titre d'exemple, le rapport de la CRE pour l'année 2023 est disponible ici : Mise en œuvre du seuil minimal de 70 % des capacités d'interconnexion pour les échanges d'électricité aux frontières françaises : bilan de l'année 2023 et faits marquants (cre.fr).

[37] Central Europe à partir de la mise en œuvre du calcul de capacité.

[38] Un taux de capacité mis à disposition supérieur à la cible (respectivement inférieur) conduit à une prime (respectivement pénalité).

[39] ElecLink, interconnexion à courant continu avec le Royaume-Uni, est une interconnexion bénéficiant d'un régime dérogatoire qui n'est pas opérée par RTE.

Pour chaque interconnexion à courant continu, le taux de disponibilité correspond à la moyenne, pour chaque pas horaire de l'année considérée, de la capacité effectivement disponible, divisée par la capacité maximale théorique des ouvrages qui la composent.

La prime ou pénalité est fixée à 100 k€ par point de pourcentage d'écart à la cible pour chacune des interconnexions. Le montant annuel de l'incitation à la disponibilité des interconnexions à courant continu est plafonné à +/-1 M€ par interconnexion et par an.

Les réductions de la disponibilité attribuable spécifiquement au GRT étranger ou causées par des évènements exceptionnels sont neutralisées dans le calcul de l'indicateur.

Le détail des calculs de l'incitation au respect du CEP 70 % et à la disponibilité des interconnexions à courant continu figure en annexe 6.

2.3.4. Régulation incitative conjointe des charges d'exploitation et des charges de capital

2.3.4.1. Régulation incitative relative à la maîtrise des coûts pour les investissements « hors réseaux »

Le TURPE 6 HTB a reconduit un mécanisme du TURPE 5 HTB incitant RTE à maîtriser ses charges de capital au même titre que ses charges d'exploitation sur un périmètre d'investissements dits « hors réseaux » comprenant des actifs tels que l'immobilier, les véhicules légers et les systèmes d'information (SI). RTE était ainsi incité sur sa trajectoire de charges de capital « hors réseaux » pour lui permettre de procéder aux arbitrages les plus efficaces entre charges d'exploitation et charges de capital.

RTE a transmis à la CRE un bilan détaillé de ce mécanisme sur la période TURPE 6. Alors que ses dépenses d'investissements ont été proches de la trajectoire prévisionnelle (2,4 % d'écart sur la période), les charges de capital réalisées ont été inférieures de 14 % sur la période 2021-2023 entraînant un écart de 76 M€ par rapport à la trajectoire prévisionnelle. Cet effet s'est particulièrement manifesté pour les investissements dans les systèmes d'information, pour lesquels des retards de mise en service des projets ont été observés. Ces retards pouvant conduire à un double compte des charges de capital, le TURPE 7 HTB ne couvre pas les montants associés liés aux retards de projets pour les systèmes d'information déjà couverts pendant le TURPE 6 (cf. partie 3.5.3.).

Pour le TURPE 7, la CRE a proposé dans la consultation publique de maintenir une incitation sur les charges de capital prévisionnelles, tout en ajustant annuellement l'écart entre les mises en service prévisionnelles et les mises en service réelles. Ce mécanisme vise à empêcher tout éventuel double compte pour les charges de capital en cas de retard à la mise en service des projets.

La majorité des répondants à la consultation publique souligne l'importance de maîtriser les investissements « hors réseaux », notamment en ce qui concerne les systèmes d'information. RTE et un répondant considèrent cependant que le mécanisme proposé par la CRE est complexe et intègre un nombre trop important de paramètres non maîtrisables par RTE. RTE estime qu'une régulation fondée sur les dépenses d'investissements serait plus pertinente d'un point de vue opérationnel.

La CRE constate que RTE est en mesure de maîtriser ses dépenses d'investissements, comme cela a été le cas pendant le TURPE 6 alors que, en raison de la durée longue des investissements de RTE, particulièrement dans le domaine des systèmes d'information, les charges de capital de RTE reposent sur de nombreux paramètres difficiles à prévoir (date de mise en service, durée d'amortissement, retraits et études sans suite, etc.).

Pour ces raisons, la CRE retient pour le TURPE 7 HTB un mécanisme incitatif fondé sur les dépenses d'investissements de RTE, qui sont plus prévisibles et maîtrisables que les charges de capital.

En cohérence avec les autres incitations sur les investissements (budgets cibles, coûts unitaires), la CRE retient une force de l'incitation de 20 % pour ce mécanisme. Ce paramétrage introduit une asymétrie entre les charges d'exploitation (incitées à 100 %) et les investissements (incités à 20 %) pour le domaine « hors réseaux ». Néanmoins, les possibilités d'arbitrages entre charges d'exploitation et dépenses d'investissements demeurent limitées pour RTE, en raison de la doctrine comptable propre à RTE et des choix d'internalisation de certains investissements. La CRE s'assurera à l'issue du TURPE 7 HTB que ce mécanisme n'a pas introduit de biais entre ces deux catégories de dépenses.

S'agissant du périmètre de ce mécanisme de régulation incitative, la CRE estime qu'il convient d'exclure de ce mécanisme les dépenses les moins prévisibles. Les investissements immobiliers d'un montant de plus de 15 M€, à caractère exceptionnel, n'ont pas vocation à être inclus dans le périmètre. Pour ces investissements, la CRE privilégie une incitation par des budgets cibles (cf. partie 2.3.2.2.). Les investissements concernés par ce mécanisme sont donc les investissements pour les systèmes d'information, l'immobilier (hors grands projets d'un montant supérieur à 15 M€) et les véhicules légers.

Les trajectoires de dépenses d'investissements retenues par la CRE sont présentées dans le tableau suivant, et feront l'objet d'une réévaluation selon la variation de l'inflation[40] cumulée constatée depuis l'année 2024.

En M€ courants	2025	2026	2027	2028	Moyenne TURPE 7
Systèmes d'information	185,3	184,5	176,2	180,4	181,6
Immobilier hors grands projets > 15 M€	32,5	36,0	26,9	30,7	31,5
Véhicules légers	6,6	7,2	7,3	7,4	7,1

Tableau 11. Trajectoires de dépenses d'investissements retenues par la CRE pour la régulation incitative relative à la maîtrise des coûts pour les investissements « hors réseaux »

La CRE retient ainsi le mécanisme suivant pour la régulation incitative relative à la maîtrise des coûts pour les investissements « hors réseaux » (systèmes d'information, immobilier hors grands projets d'un montant supérieur à 15 M€, véhicules légers) :

- les charges de capital associées à ces investissements sont prises en compte à 100 % au CRCP, comme pour l'ensemble des investissements de RTE (hormis pour le retraitement des charges de capital couvertes en anticipation au cours de la période TURPE 6 pour les systèmes d'information) ;
- RTE reçoit chaque année une prime ou pénalité égale à 20 % de l'écart entre les dépenses d'investissements réalisées et les trajectoires prévisionnelles, mises à jour de l'inflation réalisée ;
- les primes ou pénalités sont appliquées via le CRCP.

2.3.4.2. Régulation incitative relative à la maîtrise des coûts unitaires de la gestion des actifs et des investissements récurrents dans le réseau

Le vieillissement du réseau de transport d'électricité, dont l'âge moyen des lignes aériennes atteint 50 ans, entraîne des besoins croissants de réhabilitation et de renouvellement du réseau. Les dépenses d'investissements prévisionnelles pour le renouvellement du réseau présentées dans la partie 3.5. sont ainsi en hausse marquée, passant de 567 M€/an pour le TURPE 6 à 1 017 M€/an pour le TURPE 7 HTB. Les charges d'exploitation pour la gestion des actifs sont également en hausse marquée, passant de 317 M€/an en moyenne sur 2021-2023 à 457 M€/an pour le TURPE 7 HTB.

[40] L'inflation réalisée de l'année N est définie comme l'évolution de la valeur moyenne de l'Indice des prix à la consommation hors tabac pour l'ensemble des ménages France entière (référence INSEE 1763852) constatée sur l'année civile N, par rapport à la valeur moyenne du même indice constatée sur l'année civile N-1.

Le TURPE 6 HTB prévoit une régulation incitative spécifique sur un sous-ensemble des charges d'exploitation liées à la gestion des actifs, déjà en forte hausse sur la période TURPE 6. Un volume d'opérations cible est défini pour les postes de dépenses relatifs au plan « PSEM », au plan « corrosion » et aux politiques de réhabilitation et de remplacement des postes et des lignes. Si RTE ne réalise pas la totalité des opérations prévues, les dépenses prévisionnelles associées aux opérations non réalisées font l'objet d'une rétrocession aux utilisateurs du réseau, à hauteur des volumes non réalisés multipliés par les coûts unitaires utilisés pour élaborer le TURPE 6 HTB.

La CRE a proposé dans la consultation publique du 11 octobre 2024 une refonte de la régulation incitative sur la gestion des actifs, reposant sur des coûts unitaires appliqués à un périmètre élargi portant à la fois sur les dépenses d'investissements et les charges d'exploitation de gestion des actifs, dans la mesure où l'ensemble des opérations réalisées répondent au même objectif. Un tel mécanisme permet d'inciter la réalisation des opérations de gestion des actifs présentant les conditions de coûts les plus favorables, sans biais entre charges d'exploitation et dépenses d'investissements. Le mécanisme proposé prévoyait une incitation sur 20 % des écarts entre les coûts unitaires de référence et les coûts réalisés sur l'ensemble du périmètre incité.

La majorité des répondants à la consultation publique, y compris RTE, est favorable à la proposition de la CRE. Certains répondants, dont RTE, sont opposés à l'inclusion dans la régulation incitative de certaines opérations dont les coûts unitaires sont incertains et variables (opérations de création de lignes aériennes et de déploiement de fibres optiques en particulier).

Au vu de ces éléments, les créations de lignes aériennes ne sont pas incluses au périmètre défini ci-dessous. La CRE demande à RTE de mettre en place un suivi des coûts de déploiement de fibres optiques sur la première partie de la période TURPE 7 (cf. ci-après) et des coûts des créations de lignes souterraines, afin de permettre leur éventuelle inclusion au périmètre de la régulation incitative pendant la deuxième partie de la période TURPE 7.

Modalités du mécanisme retenu

Le TURPE 7 HTB introduit une régulation incitative relative à la maîtrise des coûts unitaires de la gestion des actifs et des investissements récurrents dans le réseau portant sur le périmètre suivant :

- pour les dépenses d'investissements :
    - les opérations de reconstruction synchronisée des supports et des conducteurs, en lieu et place, des liaisons aériennes de niveau de tension HTB 1 et HTB 2 ;
    - les opérations de renouvellement des systèmes de contrôle-commande des postes électriques de niveau de tension HTB 1, HTB 2 et HTB 3 ;
    - certaines opérations de remplacement de composants des postes électriques (disjoncteurs, sectionneurs, transformateurs de mesure) et de réhabilitation à mi-vie des transformateurs de puissance ;
- pour les charges d'exploitation :
    - les opérations intégrées dans le dispositif relatif à la gestion des actifs prévu par le TURPE 6 HTB (plan « PSEM », plan « corrosion », la politique de réhabilitation et de remplacement des postes, la politique de réhabilitation et de remplacement des lignes) ;
    - des opérations additionnelles pour l'entretien des liaisons et des postes ;
    - des opérations pour la réhabilitation des systèmes de contrôle-commande ;
    - des opérations de documentation du réseau existant par télémétrie ;
    - des opérations de maintenance (petit curatif et travaux héliportés) ;
    - des opérations de maintien en conformité du réseau (résorption des proximités électriques et géométriques) ;
    - des opérations d'aménagement durable de la végétation ;
    - des dépenses relatives au programme de fermeture de la boucle locale cuivre.

Ce périmètre couvre 166 M€/an de charges d'exploitation et 450 M€/an de dépenses d'investissements.

Afin de permettre éventuellement l'extension du périmètre incité à ces opérations dès le 1er janvier 2027, RTE suivra, pendant les années 2025 et 2026, la consistance précise et les coûts des opérations suivantes :

- les opérations de renouvellements partiels de lignes aériennes (pylônes, conducteurs) ;
- les opérations de création de lignes souterraines de niveau de tension HTB 1 et HTB 2 ;
- les opérations de déploiement de fibres optiques.

Chaque année de la période tarifaire TURPE 7, l'incitation à la maîtrise des coûts unitaires de la gestion des actifs et des investissements récurrents dans le réseau de l'année *N* est déterminée par la formule suivante :

$$I_N = 20\% * \left(\sum_{\substack{périmètre \\ CAPEX+OPEX}} dépenses\ théoriques_N - dépenses\ réalisées_N \right)$$

Avec :

- les $dépenses\ réalisées_N$ égales aux charges d'exploitation et aux dépenses d'investissements réalisées lors de l'année *N* ;
- les $dépenses\ théoriques_N$ égales, pour chaque opération incluse au périmètre, au produit du coût unitaire de référence de l'année *N* et du volume d'opérations réalisées lors de l'année *N.*

L'incitation ainsi calculée est plafonnée à +/- 10 M€/an.

L'annexe 3 confidentielle à la présente délibération précise l'ensemble des postes de coûts suivis et incités ainsi que les coûts unitaires de référence associés. Elle détaille également les modalités de calcul de l'incitation financière.

Les coûts unitaires de référence des dépenses d'investissements et des charges d'exploitation pourront être réévalués à mi-période en prenant en compte le réalisé des deux premières années et d'éventuelles réévaluations significatives des marchés-cadres contractualisés par RTE pour la réalisation de ces opérations.

Couverture au CRCP des écarts à la trajectoire de charges d'exploitation

La régulation incitative sur les coûts unitaires d'opérations comptabilisées en charges d'exploitation s'accompagne de la couverture par le CRCP des charges d'exploitation incluses au périmètre de cette régulation incitative. Cette couverture au CRCP permet d'homogénéiser le traitement des charges d'exploitation et des dépenses d'investissements concernées.

Dans un souci de contrôle des charges d'exploitation de RTE, la CRE juge nécessaire de plafonner le montant pouvant être couvert par le CRCP, avec une exception portant sur le programme de fermeture de la boucle locale cuivre. En effet, ce programme repose sur une vision encore incertaine de la répartition optimale entre des solutions représentant des charges d'exploitation et d'autres solutions représentant des dépenses d'investissements. Cette vision devra être confirmée par des études approfondies site par site permettant à RTE de choisir systématiquement la solution la plus pertinente économiquement. Il n'est donc pas souhaitable de plafonner la couverture au CRCP des charges d'exploitation relatives à ce programme, pour éviter tout biais entre charges d'exploitation et dépenses d'investissements.

Par conséquent, le TURPE 7 HTB prévoit :

- la couverture au CRCP, sans plafonnement, des charges d'exploitation relatives au programme de fermeture de la boucle locale cuivre et incluses au périmètre de la régulation incitative à la maîtrise des coûts unitaires ;
- la couverture au CRCP des charges d'exploitation relatives aux autres opérations incluses au périmètre de la régulation incitative à la maîtrise des coûts unitaires dans la limite de 120 % des charges d'exploitation relatives à ces opérations sur l'ensemble de la période tarifaire, détaillées dans l'annexe 3 confidentielle.

2.3.4.3. Transferts de charges en cas de modification de la doctrine comptable

En cas de modification de la doctrine comptable, tout transfert en cours de période tarifaire de charges d'exploitation incitées vers des dépenses d'investissements couvertes au réel crée un effet d'aubaine pour l'opérateur : les charges correspondantes sont couvertes une première fois par la trajectoire incitée et une deuxième fois par les charges de capital prises en compte au réel. La CRE veille systématiquement à ce que de telles évolutions ne bénéficient pas à l'opérateur.

RTE a informé la CRE en 2022 de deux modifications notables de sa doctrine comptable, ayant fait l'objet d'échanges avec les commissaires aux comptes :

- une modification de comptabilisation des effectifs affectés aux dépenses d'investissements, visant à mieux comptabiliser le temps passé par des fonctions support sur les projets d'investissement. RTE estimait à environ 15 M€/an le transfert de charges de personnel vers des dépenses d'investissements, à partir de l'année 2021 incluse ;
- une granulométrie plus fine du suivi comptable de certains actifs, visant à mieux refléter les durées de vie des différents éléments qui les composent. Cette modification entraîne le transfert d'environ 5,5 M€/an de dépenses de maintenance courante vers des dépenses d'investissements en 2024.

La délibération de la CRE du 5 janvier 2023[41] prévoit que, en cas de modification de la doctrine comptable entraînant le transfert de charges d'exploitation vers des dépenses d'investissements, la CRE contrôle en fin de période tarifaire les montants correspondants et les restitue le cas échéant aux utilisateurs du réseau public de transport via le CRCP.

La CRE a proposé dans la consultation publique du 11 octobre 2024 de reconduire la restitution aux utilisateurs prévue dans la délibération du 5 janvier 2023 en cas de modification de doctrine comptable. Tous les répondants à la consultation publique sont favorables à cette proposition.

En cas de modification de la doctrine comptable de RTE entraînant le transfert de charges d'exploitation vers des dépenses d'investissements au cours de la période TURPE 7, les montants correspondants seront, le cas échéant, restitués aux utilisateurs du RPT via le CRCP. Tout changement de doctrine comptable fera l'objet d'une information immédiate à la CRE et d'un dossier détaillé transmis à la CRE en fin de période tarifaire.

2.4. Régulation incitative relative aux raccordements

Le raccordement au réseau électrique est une étape clef des projets d'installations de production et de consommation sur le réseau. Dans le contexte d'accélération du déploiement des énergies renouvelables et de l'électrification des usages, la maîtrise des coûts et des délais de raccordement aux réseaux d'électricité est un enjeu majeur.

La régulation incitative des raccordements de RTE a pour objectif d'améliorer la qualité du service rendu aux utilisateurs et est donc un élément important du TURPE 7 HTB.

2.4.1. Rappel de la régulation incitative du TURPE 6 HTB

Le TURPE 6 HTB prévoit le suivi de la qualité de service relative aux raccordements de RTE via cinq indicateurs, non incités financièrement :

- le respect des délais inscrits dans la proposition technique et financière (PTF) ;
- le respect des délais inscrits dans la convention de raccordement ;
- les écarts entre les coûts réels et les coûts inscrits dans la convention de raccordement (CR) ;

[41] Délibération de la CRE du 5 janvier 2023 portant décision modifiant les délibérations 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).

- les écarts entre les coûts réels et les coûts inscrits dans la PTF +/-15 % ;
- les délais moyens de raccordement par segment : éolien en mer, EnR terrestres, distributeurs et consommateurs.

En raison de l'augmentation importante des demandes de raccordement, la CRE a introduit, par sa délibération du 5 janvier 2023, une régulation incitative sur la transmission des propositions techniques et financières dans les délais, pour les années 2023 et 2024. Celle-ci est déclinée par segments d'utilisateurs du réseau, avec une valorisation de 300 k€ par point de pourcentage en écart au taux cible :

- taux de transmission des propositions techniques et financières dans un délai inférieur à 3 mois, pour le segment « Producteurs et GRD » ;
- taux de transmission des propositions techniques et financières dans les délais convenus avec le demandeur, pour le segment « Consommateurs ».

En outre, cinq nouveaux indicateurs, non incités financièrement, ont été ajoutés :

- taux de PTF transmises dans les délais convenus avec le demandeur ;
- taux de PTF 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 ;
- délais moyens de transmission des PTF.

Au global, le retour d'expérience du TURPE 6 HTB montre une bonne performance de RTE sur le respect des coûts des raccordements, alors que le respect des délais prévisionnels de raccordement pourrait être amélioré, tant en ce qui concerne les études préalables que la réalisation des travaux. Les résultats détaillés sont explicités dans les différentes parties ci-après.

2.4.2. Adaptation du dispositif pour le TURPE 7 HTB

2.4.2.1. Enjeux et priorités pour la période TURPE 7

La France s'est munie d'une stratégie nationale bas-carbone[42] visant à atteindre la neutralité carbone à horizon 2050. La décarbonation passe par l'électrification de nombreux procédés (notamment dans l'industrie, le transport et le bâtiment). Pour répondre aux besoins d'électrification, un nombre croissant de producteurs et de consommateurs devront être raccordés au réseau lors des prochaines décennies. Dans ce contexte, RTE doit être rapide et efficace dans le raccordement de ses clients.

Les raccordements sont donc un enjeu majeur de la période tarifaire TURPE 7. La CRE juge indispensable de renforcer la régulation incitative sur les raccordements.

Dans la consultation publique, la CRE a présenté un bilan de la régulation incitative des raccordements sur la période du TURPE 6, et elle a identifié quatre axes prioritaires pour le TURPE 7 HTB :

1) réduire les délais de remise des études préalables au raccordement ;
2) optimiser les délais de raccordement ;
3) inciter la création de capacité de postes sources dans le cadre des S3REnR ;
4) améliorer la transparence des données liées au raccordement.

La liste détaillée des indicateurs relatifs au raccordement est présentée dans l'annexe 8.

[42] SNBC 3.

2.4.2.2. Études préalables aux raccordements

Les études préalables aux raccordements constituent une étape importante du processus de raccordement. Avec la forte croissance du nombre de raccordements sur le réseau public de transport, cette étape ne doit pas devenir un élément limitant du processus de raccordement.

Études exploratoires

Les délibérations du 12 octobre 2023[43] et du 13 juin 2024[44], instaurant un versement forfaitaire obligatoire pour l'émission de la proposition technique et financière, ont fait de l'étude exploratoire le principal point d'entrée de la procédure de raccordement. Cette modification, parallèlement à la croissance des demandes de raccordement, a entraîné une augmentation des demandes d'études exploratoires, qui sont gratuites. Le nombre d'études exploratoires reçues par RTE est passé de 352 à 1 217 entre 2020 et 2023. Dans le même temps, les délais moyens d'envoi des études exploratoires sont passés de 7 semaines à 9 semaines sur la même période, s'éloignant du délai cible de transmission de 6 semaines inscrit dans la documentation technique de référence (DTR) de RTE.

La CRE estime important que les études exploratoires ne soient pas un point de blocage du processus de raccordement et avait donc envisagé, dans la consultation publique du 11 octobre 2024, d'introduire une régulation incitative sur le nombre d'études exploratoires transmises dans un délai supérieur à 12 semaines (soit deux fois le délai cible inscrit dans la DTR de RTE). La CRE avait proposé d'inciter RTE à hauteur de 8 k€ par étude transmise au-delà du délai, et de plafonner l'incitation à 10 M€ par an. La proposition de la CRE était donc une régulation incitative asymétrique, conduisant uniquement à un malus pour les études exploratoires rendues par RTE au-delà du délai.

Les répondants à la consultation publique se sont montrés très favorables à la mise en place d'une telle régulation incitative. Une majorité de répondants estime par ailleurs qu'il est important de limiter certaines demandes abusives, qui peuvent restreindre les capacités de RTE à traiter l'ensemble des demandes dans les délais. Afin de mener une concertation relative à l'évolution des procédures de raccordement, RTE considère que cette incitation ne peut ainsi pas être envisagée avant 2026. RTE souhaite également que la force de l'incitation et le plafond soient revus à la baisse.

La CRE partage l'avis des répondants sur l'importance de contenir certaines demandes abusives et soutient l'organisation d'une concertation par RTE, visant à modifier les procédures de traitement des études exploratoires. La CRE estime également que l'amélioration indispensable des outils de visualisation de RTE (cf. paragraphe dédié ci-après) contribuera à limiter les demandes. En raison du volume important de demandes d'études exploratoires prévu en 2025, la CRE juge pertinent de faire débuter cette régulation incitative à partir du 1er janvier 2026, avec une force de l'incitation croissante sur la période TURPE 7 pour tenir compte de l'industrialisation du processus de traitement des études exploratoires prévue par RTE.

Ainsi, le TURPE 7 HTB met en place, à partir du 1er janvier 2026, une régulation incitative sur la remise des études exploratoires. Les études exploratoires remises dans un délai strictement supérieur à 12 semaines feront l'objet d'une pénalité, à hauteur de :

- 3 k€ par étude en 2026 ;
- 6 k€ par étude en 2027 ;
- 8 k€ par étude en 2028.

Le plafond annuel de la régulation incitative est fixé à 5 M€.

Les modalités suivantes sont mises en œuvre pour le calcul de l'indicateur :

- dans le cas où le client modifie sa demande d'étude exploratoire, le délai de traitement de l'étude correspondante est remis à zéro ;

[43] Délibération de la CRE du 12 octobre 2023 portant approbation de la procédure de traitement des demandes de raccordement des installations de production et de stockage au réseau public de transport d'électricité.

[44] Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 13 juin 2024 portant approbation de la procédure de traitement des demandes de raccordement des installations de consommation au réseau public de transport d'électricité.

- dans le cas d'un accord écrit du demandeur pour un délai supérieur à 12 semaines, le délai convenu devient la nouvelle cible. L'étude sera donc considérée en retard si elle dépasse le délai convenu avec le client. RTE tiendra une traçabilité détaillée de ces accords écrits. La CRE pourra auditer les justificatifs associés au cours du TURPE 7.

Le TURPE 7 HTB introduit le suivi de l'indicateur « nombre d'études exploratoires remises dans un délai supérieur à 12 semaines » pour les quatre segments « consommateurs », « GRD », « producteurs » et « stockeurs », comme proposé dans la consultation publique.

Enfin, la CRE demande à RTE de suivre le délai moyen de transmission des études exploratoires, en le déclinant pour les quatre segments « consommateurs », « GRD », « producteurs » et « stockeurs ».

Propositions techniques et financières (PTF)

La DTR de RTE prévoit que le délai cible de transmission des PTF est de 3 mois. La délibération du 5 janvier 2023 prévoit, pour les années 2023 et 2024, une régulation incitative sur la remise des PTF.

Pour l'année 2023, les performances de RTE sur la remise des PTF dans les délais prévus par la régulation incitative ont été en dessous des cibles fixées par la CRE. Les résultats détaillés des indicateurs incités financièrement sont publiés dans les délibérations d'évolution annuelle du tarif et sur le site internet de RTE.

Dans la consultation publique, la CRE a proposé de refondre la régulation incitative sur le respect des délais de remise des PTF, en incitant le taux de PTF transmises dans un délai de 3 mois pour tous les segments, alors que l'incitation portait sur les délais convenus avec RTE pour les consommateurs. Pour tenir compte des cas où l'objectif de 3 mois n'est pas pertinent, la CRE a proposé de ne pas tenir compte dans le calcul de l'indicateur de :

- la période d'instruction d'une adaptation/révision des S3REnR : l'article D. 342-23 du code de l'énergie prévoit qu'en cas de saturation d'un ou plusieurs ouvrages du schéma, le délai de traitement d'une demande de raccordement sur ces ouvrages est suspendu jusqu'à adaptation ou révision du schéma ;
- la période d'instruction des ORReM[45] (offres de raccordement mutualisé destinées aux consommateurs/GRD, cf. art L. 342-2 du code de l'énergie) : dans le cas où il apparait nécessaire d'établir une zone d'anticipation mutualisée, la réglementation prévoit que RTE établit la solution de raccordement mutualisé et sollicite l'approbation de la CRE pour cette anticipation. RTE pourrait être amené à geler l'instruction des PTF concernées par l'ORReM dans l'attente de cette approbation. Les modalités de ce gel devront, après concertation avec les acteurs, être intégrées à la procédure de RTE approuvée par la CRE ;
- la période couvrant l'exercice de modification, par le préfet, de la file d'attente (cf. art 28 de la loi APER) : en cas de recours à cet exercice, RTE gèle l'instruction des PTF dans les zones concernées dans l'attente de la décision du préfet. En cas de décision de reclassement des demandes de la zone par le préfet, RTE transmet, dans un délai de 3 mois à compter de la notification de la décision du préfet, les PTF aux utilisateurs concernés. En cas de décision de ne pas reclasser les demandes de raccordement ou en l'absence de décision par le préfet dans un délai de 4 mois, RTE reprend l'instruction des PTF commencées avant la saisine du préfet.

Par ailleurs, la CRE a proposé de remplacer le délai de 3 mois par le délai convenu avec le demandeur lorsque ce délai provient d'une demande explicite du client et de demander à RTE de maintenir une traçabilité détaillée sur ces demandes écrites.

En contrepartie de la prise en compte des cas où l'objectif de 3 mois n'est pas pertinent et du fait que les conditions sur les demandes de PTF ont été renforcées (paiement forfaitaire, preuve de foncier), la CRE a estimé que l'objectif devait être de transmettre la quasi-intégralité des PTF dans un délai de trois mois, et a envisagé de fixer un objectif croissant de 75 à 90 % sur la période du TURPE 7 HTB.

[45] Offre de raccordement mutualisé (ORReM) : cette solution de raccordement est proposée par RTE, après autorisation de la CRE, en cas d'anticipation et de mutualisation de plusieurs demandes de raccordements à l'échelle d'une zone géographique (cf. art. L. 342-2 du code de l'énergie).

La CRE avait également envisagé de fixer la force de l'incitation pour l'ensemble des PTF à 500 k€/% en écart au taux cible, et de fixer le plafond de cette régulation incitative à 15 M€ par an.

Les acteurs se sont montrés très favorables aux orientations de la CRE. Un acteur suggère de maintenir une incitation différenciée entre les segments « producteurs » et « consommateurs », de façon à inciter la performance pour les différentes catégories de clients. RTE estime quant à lui que les objectifs proposés sont trop ambitieux et demande que les situations où plusieurs PTF seraient en concurrence dans une même zone soient exclues du calcul de l'indicateur. RTE estime par ailleurs que la force de l'incitation et le plafond envisagés par la CRE sont trop élevés au regard des enjeux que recouvre la transmission des PTF comparativement à la durée totale des raccordements.

La procédure de raccordement prévoit que l'entrée en file d'attente des demandes (réservation de la capacité) est réalisée à la signature des PTF par les demandeurs. Ainsi, lorsque plusieurs acteurs formulent des demandes dans une même zone, RTE traite toutes les demandes en parallèle, sans considérer dans ses modélisations les PTF en cours d'étude (non signées). La signature par un demandeur de sa PTF entraîne la caducité des demandes concurrentes. Dans ces situations, RTE doit proposer une nouvelle PTF aux autres demandeurs. La CRE considère donc pertinent de tenir compte des PTF rendues caduques par des situations de concurrence entre plusieurs demandes. Ainsi, le délai de transmission d'une PTF est remis à zéro au moment de l'acceptation par un demandeur tiers d'une PTF ayant un impact sur la solution de raccordement du demandeur, tel que défini dans la DTR. La CRE retient également les autres motifs de suspension du calcul de l'indicateur présentés en consultation publique, ainsi que le remplacement du délai de 3 mois par le délai convenu avec le demandeur lorsque ce délai provient d'une demande explicite du client. RTE tiendra une traçabilité détaillée des situations de modification du délai en accord avec le demandeur et la CRE procédera à des audits au cours de la période TURPE 7.

La CRE estime que les cibles proposées lors de la consultation publique sont pertinentes, dès lors que l'indicateur exclut les cas où l'objectif de 3 mois n'est pas pertinent. La CRE retient donc les cibles suivantes, en différenciant l'incitateur en quatre segments, comme présenté dans le tableau ci-après :

Taux de transmission des PTF dans le délai de 3 mois	2025	2026	2027	2028
Consommateurs	75 %	80 %	85 %	90 %
Producteurs	75 %	80 %	85 %	90 %
Stockeurs	75 %	80 %	85 %	90 %
GRD	75 %	80 %	85 %	90 %

Tableau 12. Cibles de la régulation incitative sur la remise des PTF dans le délai de 3 mois

Afin de maintenir un équilibre sur les incitations financières portant sur les différentes étapes du raccordement, la CRE revoit à la baisse la force de l'incitation à hauteur de 75k€/% par segment, ainsi que le plafond annuel à 7,5 M€/an.

La CRE supprime le suivi des indicateurs « taux de PTF transmises dans les délais convenus », « délai convenu moyen de transmission des PTF », qui ne sont plus pertinents dans le cadre des nouvelles incitations. Le TURPE 7 HTB supprime le suivi de l'indicateur « délais moyens de transmission des PTF », puisque l'objectif fixé à RTE est de rendre la quasi-intégralité des PTF dans le délai de 3 mois.

Enfin, la CRE reconduit le suivi de l'indicateur « nombre de propositions techniques et financières transmises dans un délai supérieur à six mois ».

Indicateurs de suivi complémentaires

La CRE a également proposé, dans la consultation publique, de suivre le délai de réponse de RTE aux études d'insertion remises aux GRD, le délai moyen de remise des PTF dans les zones de mutualisation, ainsi que le délai d'établissement de la convention de raccordement par RTE.

Les acteurs se sont montrés favorables au suivi du délai de réponse de RTE aux études d'insertion remises aux GRD. Les indicateurs sur le délai d'établissement de la convention de raccordement et sur le délai moyen de remise des PTF dans les zones de mutualisation n'ont pas fait l'objet d'un intérêt particulier de la part des acteurs.

Ainsi, la CRE retient seulement le suivi du « délai de réponse de RTE aux études d'insertion remises aux GRD » pour le TURPE 7 HTB. La CRE reconduit également un indicateur sur la durée des raccordements, qui permettra de rendre compte du délai entre la signature de la PTF et la signature de la convention de raccordement.

Moyens accordés à RTE concernant la réalisation des études de raccordement

De façon à donner à RTE les moyens nécessaires pour réaliser les études préalables au raccordement, la CRE a proposé, dans sa consultation publique, d'inclure au CRCP les coûts liés à l'élaboration des études préalables au raccordement, ainsi que les montants correspondant au paiement des PTF abandonnées. En contrepartie, RTE suivrait les coûts réels des demandes de raccordement.

Les répondants à la consultation publique, dont RTE, sont favorables aux propositions de la CRE.

La CRE retient la prise en compte au CRCP des frais d'élaboration des études de raccordement, sur la base des trajectoires d'études exploratoires et de propositions techniques et financières transmises par RTE à ses clients, décrites dans le tableau ci-après :

	2025	2026	2027	2028
Nombre d'études exploratoires transmises	1 607	1 848	2 125	2 443
Nombre de propositions techniques et financières transmises (hors convention technique de réalisation et de planification)	596	656	721	794

Tableau 13. Nombre d'études exploratoires et de PTF transmises par RTE

Tout écart, positif ou négatif, par rapport à cette trajectoire est couvert au CRCP. Les études exploratoires et propositions techniques et financières sont valorisées respectivement à 8 k€ et 42 k€.

Par ailleurs, le traitement d'un grand nombre d'études de raccordement crée l'opportunité d'économies d'échelle. Ainsi, la CRE demande à RTE de suivre le coût réel des demandes de raccordement pendant le TURPE 7 HTB afin de mettre en évidence les éventuels gains de productivité réalisés.

Pour que RTE ne bénéficie pas d'un double compte des recettes associées aux PTF abandonnées par les clients, ces montants sont inscrits au CRCP.

2.4.2.3. Optimiser les délais de raccordement

Régulation incitative sur le respect des délais inscrits dans la convention de raccordement

À la suite de l'atelier dédié au raccordement du 28 mai 2024, la CRE a reçu de nombreuses contributions favorables à la mise en place d'une régulation incitative sur le respect des délais de raccordement. Dans la consultation publique, la CRE a proposé d'inciter RTE sur le taux de respect des délais de raccordement inscrits dans la convention de raccordement. Les acteurs se sont montrés très favorables à cette proposition.

Bien qu'également favorable au principe de l'incitation, RTE demande que les cibles et le plafond de la régulation incitative soient abaissés par rapport aux propositions de la consultation publique. RTE demande également d'exclure du calcul de l'indicateur les retards de courte durée, afin de ne cibler que les retards significatifs.

La CRE considère effectivement qu'il est pertinent de différencier la force de l'incitation en fonction de la durée des éventuels retards. Toutefois, l'ensemble des retards doit être incité, car RTE s'engage contractuellement sur le respect des dates de mise en service de la convention de raccordement.

Ainsi, la CRE retient une régulation incitative déclinée en deux indicateurs, le « taux de respect des délais inscrits dans la convention de raccordement », et le « taux de respect des délais inscrits dans la convention de raccordement + 30 jours ». Cette déclinaison permet d'inciter RTE de façon plus importante pour un retard supérieur à 30 jours que pour un retard de moins de 30 jours. La CRE retient une incitation symétrique pour le premier indicateur, et une incitation asymétrique pour le second, de façon à ce que les deux incitations ne se neutralisent pas lorsqu'un retard est inférieur à 30 jours.

Les cibles des deux indicateurs sont présentées dans le tableau ci-après :

Délai de raccordement	2025	2026	2027	2028
Taux de respect des délais inscrits dans la convention de raccordement	90,0 %	91,7 %	93,3 %	95,0 %
Taux de respect des délais inscrits dans la convention de raccordement + 30 jours	95,0 %	95,0 %	95,0 %	95,0 %

Tableau 14. Trajectoires des indicateurs de la régulation incitative sur les délais moyens de raccordement

La CRE reconnait que la force de l'incitation proposée dans la consultation publique (500 k€/%) est élevée par rapport au faible nombre de raccordements que RTE prévoit de faire (une centaine par an sur la période TURPE 7).

La CRE retient une force de l'incitation de 200 k€/% d'écart à la trajectoire pour chacun des deux indicateurs, et un plafond annuel global de l'incitation de 10 M€. Si un délai est reporté avec un accord écrit provenant du demandeur (notamment via un avenant à la convention de raccordement), le délai convenu entre le demandeur et RTE est retenu pour le calcul de l'incitation. RTE tiendra une traçabilité détaillée de ces accords. La CRE pourra procéder à des audits au cours du TURPE 7 HTB.

Le taux de respect du délai inscrit dans la convention de raccordement sera suivi séparément pour chacun des segments « consommateurs », « GRD » et « producteurs » et « stockeurs ».

Afin d'éviter un éventuel allongement des délais prévus dans la convention de raccordement, le suivi des délais entre la signature de la convention de raccordement et la mise à disposition du raccordement, pour chacun des segments, est maintenu (« consommateurs », « GRD » et « producteurs » et « stockeurs » en séparant les producteurs EnR terrestres et en mer), en excluant les raccordements sans création d'actif, dont les délais ne sont pas comparables aux opérations de raccordement nécessitant des travaux.

Enfin, la CRE introduit le suivi des délais entre la signature de la PTF et la mise à disposition du raccordement pour chacun des segments (« consommateurs », « GRD » et « producteurs » et « stockeurs » en séparant les producteurs EnR terrestres et en mer), tout en excluant les raccordements sans création d'actif, dont les délais ne sont pas comparables aux opérations de raccordement nécessitant des travaux.

Autres indicateurs de suivi :

La CRE reconduit le suivi des autres indicateurs sur le respect des coûts et des délais inscrits dans les documents préalables au raccordement :

- le respect des délais inscrits dans la proposition technique et financière (PTF) ;
- les écarts entre les coûts réels et les coûts inscrits dans la convention de raccordement (CR) ;
- les écarts entre les coûts réels et les coûts inscrits dans la PTF +/-15 %.

2.4.2.4. Accélérer les raccordements dans les S3REnR

La CRE a identifié dans sa consultation publique les enjeux importants liés aux capacités créées dans le cadre des S3REnR et a proposé une nouvelle régulation incitative pour le TURPE 7 HTB.

Les S3REnR ont été institués par la loi n° 2010-788 du 12 juillet 2010[46] (dite « Grenelle II ») afin de faciliter et d'organiser le développement des énergies renouvelables en mutualisant une partie des coûts de raccordement entre producteurs d'une même région. Pour chaque région administrative, un S3REnR est élaboré par RTE en accord avec les GRD concernés et après avis des autorités organisatrices de la distribution concernées. La capacité globale du S3REnR est définie par l'autorité administrative de l'État en tenant compte de la programmation pluriannuelle de l'énergie, des objectifs régionaux de développement des énergies renouvelables lorsqu'ils ont été fixés en application de l'article L. 141-5-1 du code de l'énergie, du schéma régional du climat, de l'air et de l'énergie ou du schéma régional en tenant lieu et, enfin, de la dynamique de développement des énergies renouvelables dans la région. Ainsi, les S3REnR :

- définissent les ouvrages à créer ou à renforcer sur le réseau pour atteindre les objectifs de capacité fixés par le préfet de région en matière d'énergies renouvelables ;
- évaluent le coût prévisionnel de ces ouvrages de réseaux à créer ou renforcer ;
- permettent la mutualisation d'une partie des coûts des ouvrages à créer, via le paiement d'une quote-part par les producteurs d'électricité renouvelable au moment de leur raccordement au réseau.

Dans un contexte d'accélération du développement des énergies renouvelables, les S3REnR en cours prévoient la mise à disposition de capacités d'injection importantes durant la période du TURPE 7, notamment via la création de postes sources. La CRE considère qu'il est primordial que la création de ces postes sources soit effectuée dans des délais raisonnables. Elle a proposé dans la consultation publique une régulation incitative qui reposerait sur une cible de capacités de postes sources à créer en priorité parmi les capacités totales prévues par les S3REnR pendant le TURPE 7.

La trajectoire cible proposée de capacités à créer s'appuie sur les ouvrages mutualisés des S3REnR mis en service entre 2025 et 2028 et sur la création de postes sources qualifiés de prioritaires, au sens de l'ordonnancement propre aux travaux d'Enedis et RTE. Pour tenir compte de l'incertitude pesant sur la réalisation des projets, un abattement statistique croissant a été appliqué sur la période. Cet ajustement correspond aux aléas de réalisation des projets retenus dans le programme d'investissements de RTE, fondé sur le retard moyen constaté des projets des S3REnR.

La priorisation a été réalisée par RTE conjointement avec Enedis notamment au regard des critères suivants :

- le seuil de déclenchement des travaux d'un poste source est déjà atteint ou proche de l'être ;
- la dynamique d'intégration des EnR est modérée à forte ;
- le volume des limitations de la production EnR pour cause de congestions du réseau est important.

Capacité brute créée sur le RPT + RPD (MW)	2025	2026	2027	2028
Trajectoire de projets prioritaires	1 120	2 674	4 230	6 750
Trajectoire ajustée	952	2 226	3 456	5 371

Tableau 15. Trajectoire cible de capacité cumulée créée de postes sources prioritaires entre le 1er janvier 2025 et le 31 décembre de chaque année demandée par RTE et Enedis pour la période TURPE 7

La CRE est favorable à ce qu'une priorisation soit réalisée dans le choix des projets, afin de ne pas créer de capacités additionnelles non utilisées, qui occasionneraient un coût échoué pour la collectivité. La CRE a ainsi proposé la mise en place d'un mécanisme asymétrique avec :

- un malus si la capacité créée est inférieure à la trajectoire ajustée ;

[46] Loi n°2010-788 du 12 juillet 2010 portant engagement national pour l'environnement.

- un bonus si la capacité créée est supérieure à celle de la trajectoire ajustée mais inférieure à la trajectoire de projets prioritaires ;
- pas de bonus supplémentaire si la capacité créée est supérieure à la trajectoire de projets prioritaires.

La CRE a considéré que chaque opérateur disposait d'une maîtrise partielle dans l'avancement des projets prioritaires. Compte tenu du foisonnement des différents projets, la CRE a proposé de répartir également l'incitation entre RTE et Enedis (50 % chacun).

Les répondants à la consultation publique sont en majorité favorables à cette régulation mais expriment certaines réserves. D'une part, certains acteurs demandent de continuer à inciter, via un bonus, les gestionnaires de réseaux sur la création de projets considérés comme non prioritaires s'ils sont justifiés d'un point de vue technico-économique. D'autre part, d'autres acteurs insistent sur l'influence de facteurs exogènes à la performance des opérateurs sur ces ouvrages, notamment les concertations des parties prenantes ou la difficulté d'approvisionnement de certains composants. Enedis demande que les retards dans la création d'ouvrages qui s'expliquent par le retard dans la mise à disposition d'ouvrages amont HTB, sous maîtrise d'ouvrage unique de RTE, ne pénalisent pas Enedis mais uniquement RTE.

La CRE rappelle qu'un surdimensionnement pourrait générer des projets non utiles et induire des coûts échoués. La CRE maintient ainsi le principe de construction de la trajectoire cible sur la base d'une priorisation des ouvrages tout en mettant à jour la trajectoire avec la meilleure projection à la date de la présente délibération. Par ailleurs, la CRE pourra mettre à jour la trajectoire de la régulation incitative à mi-période tarifaire, de façon à prendre en compte les éventuelles évolutions de dynamique dans les S3REnR.

Les situations de retard imputable uniquement à RTE représentent un nombre réduit de cas et sont difficilement identifiables dans une trajectoire faisant déjà l'objet d'un abattement statistique. La CRE retient ainsi le mécanisme tel que présenté dans la consultation publique.

La CRE fixe ainsi le niveau d'incitation à 20 k€/MW d'écart à la trajectoire prévisionnelle, avec un plafond de +/- 20 M€/an (soit une force d'incitation à 10 k€/MW et un plafond à 10 M€/an par opérateur). La CRE retient les trajectoires présentées dans le tableau 15 et le mécanisme proposé dans la consultation publique.

2.4.2.5. Améliorer la transparence sur les données liées au raccordement

Rapport annuel sur le raccordement

La CRE a proposé dans la consultation publique que RTE et Enedis publient chacun un rapport annuel sur le raccordement, qui permettrait d'agréger toutes les données utiles dans un seul document public par opérateur.

La majorité des répondants sont favorables à cette proposition. Certains ont suggéré d'introduire d'autres informations, comme le suivi du délai de révision pour chaque S3REnR, le suivi des capacités mises en œuvre dans les S3REnR composé *a minima* de deux indicateurs pour chacune des 12 régions et des données sur la file d'attente des producteurs EnR.

RTE s'est montré favorable à la publication d'un tel rapport.

La CRE retient donc la proposition de sa consultation publique. Pendant la période TURPE 7, RTE publiera, avant le 31 mars de chaque année, un rapport contenant notamment :

- le bilan des raccordements sur l'année ;
- les résultats des indicateurs de qualité de service du TURPE 7 relatifs au raccordement ;
- le bilan de l'application des procédures de raccordement envoyé à la CRE ;
- les indicateurs sur le raccordement des parcs éoliens en mer ;
- un suivi du délai de révision pour chaque S3REnR ;

- un suivi des capacités mises en œuvre dans les S3REnR composé *a minima* de deux indicateurs (prévisionnel / réalisé) pour chacune des 12 régions, en y associant la localisation de ces évolutions (cartes) ;
- les données agrégées de la file d'attente par catégorie d'utilisateurs.

Pour la publication de ce rapport, la CRE demande à RTE de présenter les éléments ci-dessus aux acteurs dans le cadre du comité des utilisateurs du réseau de transport d'électricité (CURTE) en 2025. Les informations à inclure dans le rapport pourraient évoluer à l'issue de la consultation des acteurs. Pour la publication du premier rapport annuel durant la période TURPE 7, la CRE retient donc l'échéance du 31 mars 2026.

Outils de visualisation

La CRE a proposé dans la consultation publique que RTE soit incité à approfondir l'offre de cartographie des capacités sur le RPT, avec pour objectif d'améliorer et de développer plusieurs outils de visualisation. Ainsi, la CRE a proposé d'inciter RTE en retenant parmi les actions prioritaires (cf. partie 2.9.) les outils de visualisation suivants :

- une carte des zones de travaux S3REnR (cohérents avec la trajectoire de la régulation incitative sur les raccordements des S3REnR) avec comme objectif le 1er trimestre 2025 ;
- une carte pour le raccordement des batteries (zones en contraintes) avec comme objectif le 1er trimestre 2025 ;
- une carte dynamique permettant de visualiser les capacités disponibles en soutirage, au 1er trimestre 2026 ;
- la refonte de Caparéseau, pour remédier au manque de lisibilité et de mises à jour de l'outil actuel et en lien avec Enedis, au 31 décembre 2026.

Les acteurs, y compris RTE, sont favorables à cette proposition.

La CRE estime important de limiter les actions prioritaires aux enjeux les plus importants pour la période tarifaire TURPE 7. À ce titre, la mise en place d'un outil cartographique dynamique permettant de visualiser les capacités disponibles en soutirage sur le réseau est pertinente, mais apparaît moins prioritaire que les autres actions identifiées. En effet, les outils cartographiques permettent avant tout de répondre aux utilisateurs disposant de plus de flexibilités sur le choix des sites d'implantation, à savoir les producteurs et les stockeurs. La CRE observe également que RTE a d'ores et déjà publié un outil cartographique de visualisation des zones de mutualisation en janvier 2025.

La CRE estime que la mise en œuvre des outils de visualisation pour les stockeurs est complémentaire à la mise en œuvre des gabarits de fonctionnement horosaisonniers pour le raccordement, et décide d'élargir l'objectif de l'action prioritaire considérée.

Ainsi, la CRE retient deux actions prioritaires sur les outils de visualisation :

- la publication d'une carte des zones de travaux S3REnR (cohérents avec la trajectoire de la régulation incitative) avec comme objectif le 1er avril 2025 ;
- la publication d'une carte pour le raccordement des batteries (zones en contraintes) et la mise en œuvre des gabarits de fonctionnement horosaisonniers pour le raccordement des batteries avec comme objectif le 1er novembre 2025.

Régulation incitative de Capareseau

Capareseau[47] est la plateforme permettant de visualiser, à l'échelle régionale ou d'un poste électrique, les capacités d'accueil pour le raccordement aux réseaux de transport et de distribution des installations de production d'électricité. Bien que jugée essentielle par tous les acteurs, cette plateforme a fait l'objet d'un fort mécontentement, notamment concernant la fiabilité des données publiées. La CRE considère que cette situation doit impérativement être améliorée, l'accès à des données réseaux fiables et de qualité étant une condition nécessaire à l'accès au réseau dans de bonnes conditions.

La CRE a donc proposé, dans sa consultation publique, d'inciter RTE à améliorer la qualité de l'outil Caparéseau, via deux actions prioritaires : la première portant sur la refonte de l'outil et la seconde sur un système de tickets de réclamation, décomposé par catégories (données de localisation, données de capacité, accessibilité de la donnée). La CRE a également envisagé d'introduire un suivi du taux de réclamation et du taux de traitement des réclamations dans un délai inférieur à 30 jours.

Les acteurs sont très favorables aux orientations de la CRE, notamment en ce qui concerne la refonte de l'outil. La CRE retient donc les principes du cadre de régulation proposé en consultation publique mais ne retient pas l'action prioritaire sur le système dédié de tickets, qui serait redondante avec les indicateurs de suivi des réclamations dédiées à l'outil Caparéseau. La CRE demande à RTE de clarifier, auprès des acteurs de marché, les modalités selon lesquelles ces réclamations peuvent être formulées.

En conséquence, le TURPE 7 HTB :

- retient comme action prioritaire (cf. partie 2.9.) la refonte de Caparéseau, avec comme objectif le 1er janvier 2027, précédée d'une concertation menée par RTE, conjointement avec Enedis, afin de recueillir les attentes des acteurs de marché vis-à-vis de ce projet de refonte ;
- met en place un suivi du nombre de réclamations liées à l'outil Caparéseau, décomposé par catégories (données de localisation, données de capacité, accessibilité de la donnée), et un suivi du taux de traitement des réclamations dans un délai de 30 jours. RTE précisera les modalités de transmission de ces réclamations aux acteurs de marché. En cas de mauvaise performance sur le traitement des réclamations, la CRE pourra mettre en place une incitation financière en cours de TURPE 7.

2.5. Régulation incitative de la qualité de service

Sur la période du TURPE 6 HTB, en dehors de la régulation incitative sur les raccordements (cf. partie 2.4.) et de la régulation incitative sur les flexibilités (cf. partie 2.7.), la qualité de service de RTE est suivie par 16 indicateurs non incités financièrement.

Les 16 indicateurs portent sur :

- les réclamations clients (taux de réponse dans les délais, sous 10 jours et sous 30 jours) ;
- la continuité d'alimentation (respect des engagements contractuels du CART relatifs à la qualité d'électricité, respect des dates et de la durée des travaux planifiés par RTE sur le RPT pour les clients industriels, l'Energie Non Evacuée (ENE) par les producteurs due aux activités de RTE sur le RPT) ;
- le respect des délais d'interventions de dépannage sur un compteur (nombre de jours de retard cumulés) ;
- la qualité de l'onde de tension (durée moyenne de dépassement de la tension maximale, fréquence moyenne des tensions se situant dans la plage exceptionnelle haute de tension) ;
- la publication des données de marché (taux de disponibilité du Portail Services de RTE, taux de fiabilité des données de tendance sur le mécanisme d'ajustement, taux de transmission par RTE du contrôle du réalisé sur le mécanisme d'ajustement dans les délais contractuels) ;

[47] Capacités d'accueil en production du réseau (capareseau.fr).

- la publication des données du mécanisme de capacité (qualité du Niveau de Capacité Effectif (NCE), qualité de l'obligation de capacité transmise aux acteurs, 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, taux de respect des délais de certification).

Par ailleurs, le TURPE 6 HTB prévoit que RTE publie, une fois par an, les résultats de l'enquête de satisfaction qu'il réalise auprès de ses clients. En outre, RTE présente, au moins une fois par an, dans le cadre du CURTE, les résultats de ces indicateurs de qualité afin d'identifier les enjeux principaux associés à la qualité de service.

Dans la consultation publique du 11 octobre 2024, la CRE a proposé de reconduire l'essentiel du cadre du TURPE 6 HTB sur la qualité de service en supprimant certains indicateurs qui n'apparaissaient plus pertinents, en proposant des incitations financières sur quatre indicateurs déjà suivis et en incitant un nouvel indicateur sur la qualité des prévisions de consommation et de production renouvelable de RTE en entrée de la fenêtre opérationnelle (soit une heure avant le temps réel actuellement).

Les acteurs sont globalement satisfaits de la qualité de service de RTE et favorables aux propositions de la CRE. Un acteur suggère également le suivi de la fréquence annuelle de coupure des producteurs, considérant qu'un tel indicateur pourrait apporter des enseignements sur l'efficacité de la politique de maintenance de RTE. Plusieurs acteurs sont favorables à une incitation sur la disponibilité de la plateforme Portail Services, la bonne accessibilité des données de cette plateforme étant essentielle. La majorité des répondants accueillent favorablement la proposition d'inciter la qualité des prévisions de consommation et de production renouvelable de RTE en entrée de la fenêtre opérationnelle.

RTE est globalement favorable aux propositions de la CRE, mais souhaite que les incitations et les indicateurs de suivi soient priorisés en fonction des attentes des acteurs de marché. RTE demande notamment que les incitations financières se limitent aux objectifs prioritaires. Concernant l'incitation sur la qualité des prévisions de consommation et de production renouvelable, RTE estime que le taux cible doit tenir compte de ses résultats 2024, année la plus représentative des enjeux du TURPE 7 (hausse du nombre d'heures de prix négatifs, production EnR de plus en plus abondante).

En parallèle de la mise en œuvre d'une contractualisation par enchère pour la réserve secondaire en juin 2024, la CRE a également reçu de nombreux retours d'acteurs de marché souhaitant la mise en œuvre d'un suivi des délais de certification des capacités pour la réserve secondaire.

Les retours positifs des acteurs de marché sur le niveau de qualité de service de RTE sont en adéquation avec les enquêtes de satisfaction réalisées par RTE. La CRE demande à RTE de poursuivre la présentation annuelle du résultat de ces enquêtes au CURTE.

En ce qui concerne les indicateurs incités financièrement, la CRE partage l'objectif d'une priorisation des incitations financières sur les sujets présentant le plus d'enjeux pour les acteurs de marché. Au vu des retours exprimés, la CRE retient deux incitations financières : sur la disponibilité du Portail Services et sur la qualité des prévisions en entrée de la fenêtre opérationnelle. En revanche, la CRE n'introduit pas d'incitation financière pour le suivi des réclamations, le dépannage des compteurs et le respect de la planification des travaux sur le réseau public de transport. Ces indicateurs continueront d'être suivis pendant le TURPE 7 HTB et la CRE restera attentive à toute dégradation.

En ce qui concerne les indicateurs suivis non incités, la CRE supprime les indicateurs suivants présentés en consultation publique dans un objectif de simplification de la régulation incitative :

- « taux de prise en charge sous 10 jours des réclamations » et « durée moyenne de traitement des réclamations », qui s'avèrent être redondants avec le suivi du « taux de traitement d'une réclamation sous 30 jours » ;
- « taux de transmission par RTE du contrôle du réalisé sur le mécanisme d'ajustement dans les délais contractuels », dont les résultats sont satisfaisants.

De même, la CRE supprime le suivi des indicateurs « taux de fiabilité des données de tendance du mécanisme d'ajustement » et « 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 », qui n'ont pas appelé de remarques des acteurs de marché, et pour lesquels les résultats de RTE sont satisfaisants.

La CRE retient un nouvel indicateur sur la fréquence moyenne de coupure des producteurs, ainsi qu'un indicateur sur le délai de certification moyen pour la réserve secondaire.

La CRE demande à RTE de publier les indicateurs de qualité de l'onde de tension pour le niveau de tension HTB 1. Leur absence est préjudiciable aux utilisateurs raccordés à ce niveau de tension, qui constituent par ailleurs la majorité des clients raccordés au RPT. Pendant le TURPE 6, ces indicateurs n'ont été publiés pour que les niveaux de tension HTB 2 et HTB 3.

Par conséquent, la CRE retient, pour le TURPE 7 HTB, en dehors des indicateurs sur le raccordement (partie 2.4.) et sur les flexibilités (partie 2.7.), les seize indicateurs de suivi suivants :

- comptage :
  - nombre de jours de retard sur les interventions de dépannage des compteurs ;
- réclamations :
  - taux de traitement des réclamations sous 30 jours ;
- qualité de l'onde de tension :
  - durée annuelle moyenne de dépassement de la borne supérieure de la plage normale de tension ;
  - fréquence annuelle (en %) des séquences de dépassements de tension ;
- continuité d'alimentation :
  - taux de respect des engagements contractuels du CART relatifs à la qualité d'électricité ;
  - Energie Non Evacuée par les producteurs EnR due aux activités de RTE sur le réseau public de transport ;
  - taux de respect des dates et de la durée des travaux planifiés par RTE sur le réseau public de transport pour les clients industriels ;
  - fréquence annuelle de coupure des producteurs ;
- données :
  - qualité du Niveau de Capacité Effectif (NCE) au titre du mécanisme de capacité (écart entre le NCE définitif et le NCE estimé) ;
  - qualité de l'obligation de capacité transmise aux acteurs au titre du mécanisme de capacité (écart entre l'obligation définitive et l'obligation estimée) ;
  - taux de respect des délais de transmission du contrat de certification à l'Exploitant de Capacité (EDC) ;
  - taux de disponibilité de la plateforme Portail Services de RTE ;
- équilibrage :
  - délai de certification moyen pour la réserve secondaire ;
  - qualité des prévisions de consommation et de production renouvelable terrestre en J-1 ;
  - qualité des prévisions de consommation et de production renouvelable terrestre en entrée de la fenêtre opérationnelle ;
  - volume des contre-ajustements effectués par RTE sur les activations pour cause marges et les activations de réserve tertiaire.

Le « taux de disponibilité de la plateforme Portail Services de RTE » est incité financièrement selon les modalités suivantes : un bonus/pénalité de 250 k€ pour chaque point de pourcentage au-dessus/en-dessous de la cible, avec un plafond de +/-2 M€/an, et un objectif de disponibilité croissant sur la période, présenté dans le tableau ci-dessous.

	2025	2026	2027	2028
Taux de disponibilité de la plateforme Portail Services de RTE	98,0 %	98,5 %	99,0 %	99,5 %

Tableau 16. Objectifs pour l'indicateur incité « Taux de disponibilité de la plateforme Portail Services » pour la période TURPE 7

Le TURPE 7 HTB met en œuvre une incitation financière pour l'indicateur « Qualité des prévisions de consommation et de production EnR terrestre en entrée de la fenêtre opérationnelle », qui permet d'évaluer la capacité de RTE à estimer la consommation et la production photovoltaïque et éolienne terrestre en entrée de la fenêtre opérationnelle (soit une heure avant le temps réel). En raison des incertitudes sur l'évolution de cet indicateur, la CRE réduit la force de l'incitation et fixe le taux cible à 74 % pour l'année 2025, soit la moyenne des résultats de RTE en 2023 et 2024. Les modalités de calcul de l'incitation sont les suivantes : un bonus/pénalité de +/-100 k€ pour chaque point de pourcentage au-dessus/en-dessous de la cible, avec un plafond de +/-2,5 M€/an.

	2025	2026	2027	2028
Qualité des prévisions de consommation et de production EnR terrestre en H-1	74 %	Pour chaque année N : $Cible_N$ = max ($Cible_{N-1}$; Moyenne des réalisés N-1 et N-2)		

Tableau 17. Cibles pour l'indicateur incité « Qualité des prévisions de consommation et de production EnR terrestre en entrée de la fenêtre opérationnelle » pour la période TURPE 7

Enfin, la CRE demande à RTE de publier, une fois par an, les indicateurs relatifs à la qualité de service susmentionnés sur son site internet et de transmettre à la CRE un bilan annuel de la qualité de service. La CRE continuera de publier un suivi de la qualité de service de RTE dans les délibérations annuelles d'évolution tarifaire.

L'ensemble des indicateurs de suivi de RTE et des incitations associées sont présentés en annexe 4.

2.6. Régulation incitative de la qualité d'alimentation

2.6.1. Régulation incitative relative à la continuité d'alimentation

La qualité d'alimentation est une contrepartie essentielle des tarifs acquittés par les utilisateurs des réseaux. La CRE a mis en place, dès le TURPE 3, des incitations à l'amélioration de la continuité d'alimentation, et, plus spécifiquement, sur la durée moyenne de coupure. Ce dispositif a été reconduit et renforcé en 2013 dans le TURPE 4 HTB, en étendant le périmètre des incitations à la fréquence moyenne de coupure. Considérant que la continuité d'alimentation avait atteint un niveau satisfaisant, la CRE a rendu, dans le TURPE 6 HTB, la régulation incitative asymétrique afin d'inciter RTE à maintenir le niveau de qualité d'alimentation, sans chercher à l'améliorer.

Dans le TURPE 6 HTB, l'incitation d'une année N (en M€) était déterminée par la formule suivante :

$$I_N = \text{Min}\left[\left(17 \times \left(TCE_{réf} - TCE_N\right) + 109 \times \left(FMC_{réf} - FMC_N\right)\right) ; 0\right]$$

Où :

- TCE_N est le temps de coupure équivalent, c'est-à-dire la durée moyenne de coupure de l'année *N*, et correspond au ratio entre l'énergie non distribuée (END hors événement exceptionnel[48]) et la puissance moyenne acheminée, exprimée en MW ;

[48] Les événements exceptionnels sont notamment les phénomènes atmosphériques d'une ampleur exceptionnelle, au regard de leur impact sur les réseaux, caractérisés par une probabilité d'occurrence annuelle inférieure à 5 % pour la zone géographique considérée dès que, lors d'une même journée et pour la même cause, au moins 100 000 consommateurs finals alimentés par le réseau public de transport et/ou par les réseaux publics de distribution sont privés d'électricité. Ces évènements sont définis en annexe 7 à la présente délibération.

- FMC_N est la fréquence moyenne de coupure (longue et brève[49]) d'une année *N* et correspond au rapport entre le nombre de coupures brèves et longues et le nombre d'installations raccordées au réseau de transport ;
- le temps de coupure équivalent de référence $TCE_{réf}$ est égal à 2,8 minutes/an ;
- la fréquence moyenne de coupure de référence $FMC_{réf}$ est égale à 0,46 coupure/an.

Les incitations sur le temps de coupure équivalent et sur la fréquence moyenne de coupure correspondaient à 75 % de la valeur de l'énergie non distribuée (END) utilisée en planification de réseau. Cette valeur de l'END conduisait à une incitation sur le temps de coupure équivalent de 17 M€/minute et une incitation sur la fréquence moyenne de coupure de 109 M€/coupure. Le montant de l'incitation pour une année N était plafonné à 45 M€ afin de limiter le risque financier lié à ce dispositif de régulation.

Le niveau atteint par RTE sur les dix dernières années a été en moyenne meilleur que l'objectif pour la fréquence moyenne de coupure et moins bon que l'objectif pour le temps de coupure équivalent (un bilan complet a été présenté par la CRE dans la consultation publique du 11 octobre 2024). La CRE a donc proposé, dans la consultation publique du 11 octobre 2024, de recaler les deux objectifs au niveau de l'historique des dix dernières années. La CRE a proposé d'exclure l'année 2015 pour l'indicateur de temps de coupure équivalent, car cette année était exceptionnelle en raison de nombreuses défaillances de matériels identiques face auxquelles RTE a désormais adapté sa politique de maintenance. Par ailleurs, dès lors que les nouveaux objectifs envisagés ne visaient pas une amélioration des performances, mais à conserver le niveau atteint sur les dix dernières années, la CRE a proposé de conserver le caractère asymétrique de l'incitation.

Une majorité d'acteurs s'est montrée satisfaite du niveau de la qualité d'alimentation atteint par RTE au cours des dernières années et est favorable aux orientations de la CRE. Pour autant, certains acteurs, dont RTE, demandent que l'incitation redevienne symétrique, comme pour le TURPE 5. RTE considère qu'une régulation asymétrique l'incite en pratique à rechercher des résultats supérieurs aux cibles fixées, afin de ne pas s'exposer aux pénalités liées aux variations annuelles des indicateurs.

Au vu de ces éléments, la CRE estime qu'il est pertinent d'inciter RTE à maintenir le niveau de qualité d'alimentation au niveau actuel dans les prochaines années. La CRE partage toutefois l'observation de RTE sur la variabilité des indicateurs de continuité d'alimentation. Avec un mécanisme asymétrique, la variabilité annuelle des indicateurs pourrait conduire à appliquer des malus à RTE, quand bien même RTE atteindrait en moyenne les niveaux cibles. Ainsi, la CRE retient une incitation symétrique pour le TURPE 7 HTB, avec des objectifs fondés sur l'historique des dix dernières années, à l'exception de l'année 2015 pour l'indicateur de temps de coupure équivalent.

RTE ayant réévalué de 28 000 à 34 000 €/MWh la valeur de l'énergie non distribuée (END) pour ses études de dimensionnement, la CRE fixe les paramètres de calcul de l'incitation en conséquence :

- l'incitation annuelle sur le temps de coupure équivalent est de 19 M€/minute ;
- l'incitation sur la fréquence moyenne de coupure est de 119 M€/coupure ;
- le plafond annuel est fixé à +/- 50 M€.

Par conséquent, la CRE retient, pour le TURPE 7 HTB, une régulation incitative symétrique portant sur les deux indicateurs de qualité d'alimentation, calculée selon les modalités suivantes :

- le temps de coupure équivalent de référence $TCE_{réf}$ est égal à 2,9 minutes/an ;
- la fréquence moyenne de coupure de référence $FMC_{réf}$ est égale à 0,38 coupure/an ;
- le montant global de l'incitation pour une année N (en M€) est donné par :

$$I_N = 19 \times \left(TCE_{réf} - TCE_N\right) + 119 \times \left(FMC_{réf} - FMC_N\right)$$

- le plafond de l'incitation est fixé à +/- 50 M€/an.

[49] Les coupures brèves sont comprises entre 1 seconde et 3 minutes.

Les modalités détaillées du calcul de l'incitation de la continuité d'alimentation pour le TURPE 7 HTB sont présentées en annexe 7.

2.6.2. Dispositif relatif aux coupures longues sur le réseau public de distribution issues du réseau public de transport

La CRE a introduit, depuis le TURPE 5, un dispositif consistant à faire porter par RTE le coût des conséquences des coupures longues sur le réseau public de distribution dues au réseau public de transport, via un remboursement aux GRD des indemnités qu'ils ont versées à leurs clients. Le TURPE 6 HTB prévoyait une couverture du remboursement de ces indemnités sur la base d'une trajectoire de 1,8 M€/an, correspondant au montant annuel d'indemnités qu'aurait à verser en espérance RTE aux GRD. En outre, afin de ne pas exposer RTE à un risque financier trop important, les sommes versées par RTE aux GRD au-delà d'un certain plafond, fixé à 9 M€/an pour le TURPE 6 HTB, étaient couvertes au CRCP.

Dans son dossier tarifaire, RTE a considéré qu'une grande majorité des indemnités associées étaient imputables à des situations classées en événements exceptionnels, par nature imprévisibles. RTE a par conséquent demandé que l'intégralité des indemnités versées au GRD au titre des coupures longues imputables au réseau de transport soit couverte au CRCP.

Dans la mesure où il responsabilise RTE sur l'ensemble des conséquences des coupures sur le réseau qu'il gère, la CRE a, dans sa consultation publique, proposé de reconduire le dispositif pour le TURPE 7. Une large majorité d'acteurs sont favorables à cette proposition.

La CRE considère qu'il est important que RTE demeure incité sur l'ensemble des conséquences des coupures sur son réseau et décide de maintenir une trajectoire incitée pour ce poste. La CRE partage le fait que RTE ne dispose que d'une maîtrise partielle des coûts en cas d'évènements exceptionnels et maintient donc un plafond au-delà duquel 100 % des coûts sont couverts par le CRCP.

Les indemnités versées aux GRD ont diminué d'environ 25 % entre le TURPE 5 et le TURPE 6. En conséquence, la CRE retient une couverture moyenne par le tarif en baisse pour la trajectoire correspondante, à hauteur de 1,4 M€/an, soit la moyenne des indemnités versées sur la période 2017-2023. En cohérence, la CRE retient une baisse du plafond à 6,5 M€/an pour le TURPE 7 HTB, afin de l'adapter au niveau moyen des indemnisations constatées ces dernières années.

La CRE met ainsi en œuvre le dispositif suivant pour le TURPE 7 HTB :

- une couverture par le tarif à hauteur de 1,4 M€/an du remboursement par RTE, aux GRD, des indemnités versées par ces derniers auprès de leurs clients en cas de coupures longues issues du réseau de transport ; et
- une inclusion au CRCP des sommes versées par RTE aux GRD au-delà de 6,5 M€/an.

2.7. Régulation incitative pour le développement du recours aux flexibilités

2.7.1. Contexte et enjeux du développement des flexibilités locales

Les réseaux électriques doivent s'adapter aux besoins générés par l'électrification des usages et par le développement des énergies renouvelables. Au vu des progrès récents réalisés dans les domaines du comptage évolué, du stockage, du numérique et des automates, de plus en plus d'équipements ont la capacité d'être flexibles, c'est-à-dire de modifier leur courbe d'injection ou de soutirage en réponse à un signal.

Pour les réseaux électriques, le développement de la flexibilité représente une opportunité pour :

- accélérer les raccordements au réseau électrique : la saturation du réseau retarde le raccordement de nouveaux actifs dans l'attente de travaux. La capacité des réseaux ne doit pas ralentir la transition énergétique en limitant le traitement des demandes de raccordement en forte croissance ;

- optimiser les coûts de dimensionnement et d'exploitation des réseaux : RTE et Enedis évaluent chacun à 100 Md€ les besoins en investissements sur leurs réseaux d'ici à 2040, qui seront à la charge des utilisateurs des réseaux. Le recours à la flexibilité est impératif lorsqu'il permet de reporter un investissement ou de s'y substituer ;
- répondre à un besoin immédiat et court terme d'exploitation : l'usage des flexibilités au niveau national par RTE dans le cadre de la gestion de l'équilibre offre-demande est déjà largement répandu et très largement ouvert aux nouvelles capacités de flexibilité. *A contrario*, leur usage pour répondre aux congestions locales sur le réseau ne s'est pas encore généralisé.

À la différence du réseau de transport, les congestions locales au niveau des réseaux de distribution ne sont pas traitées par des mécanismes d'équilibrage offre-demande : les GRD procèdent par défaut à des renforcements de leurs réseaux afin de respecter les plages de tension contractuelles aux points de livraison, d'éliminer les risques de surcharge dans les ouvrages et de reconstituer les marges nécessaires pour les manœuvres de conduite et d'exploitation à la suite de travaux ou d'un incident sur le réseau. Or, le déploiement décentralisé des capacités de production renouvelable et les modifications des usages électriques entraînent une plus forte volatilité de la production et une modification des flux sur les réseaux qui ne sont plus nécessairement descendants du réseau de transport vers le réseau de distribution, comme c'était le cas historiquement. Le refoulement du réseau public de distribution vers le réseau de transport est en hausse : il représentait 29 TWh en 2023 contre 13 TWh en 2018.

Enfin, la directive (UE) 2019/944[50] du Paquet Energie Propre prévoit le développement des flexibilités et leur généralisation dans la gestion et le développement des réseaux, tout particulièrement pour les réseaux de distribution. Elle assigne aux États membres et notamment aux régulateurs nationaux le rôle d'inciter les gestionnaires de réseaux dans cette voie.

2.7.2. Rappel du cadre de régulation du TURPE 6 HTB

Les tarifs TURPE 6 HTB et TURPE 6 HTA-BT prévoyaient :

- une couverture au réel des charges d'exploitation liées à la mise en œuvre des flexibilités (couverture à 100 % au CRCP) ;
- la possibilité d'expérimenter de nouvelles solutions par le biais du bac à sable réglementaire ;
- pour RTE, une incitation financière pour la mise en place d'un cadre contractuel pour les appels d'offres flexibilités locales.

La période TURPE 6 a permis à Enedis et RTE de se saisir du sujet des flexibilités locales et de développer un certain nombre de cas d'usage.

2.7.3. Cadre de régulation pour le développement du recours aux flexibilités pour le TURPE 7 HTB

Les flexibilités au service du réseau, en réduisant les besoins d'investissement sont un outil majeur pour assurer l'accélération de l'électrification et le bon fonctionnement du réseau électrique au meilleur coût pour la collectivité. À ce titre, la CRE a proposé dans la consultation publique du 11 octobre 2024 de créer de nouveaux indicateurs et de nouvelles régulations incitatives pour le développement des flexibilités au service du réseau.

La CRE a identifié les priorités suivantes pour développer les flexibilités au service des réseaux :

- **intégrer les flexibilités dans les méthodes de dimensionnement des réseaux :**
    - partager les gains économiques permis par la flexibilité ;

[50] Directive (UE) 2019/944 du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité.

  - intégrer les flexibilités dans les études de dimensionnement et les décisions d'investissement ;
  - recourir aux écrêtements de manière pertinente en l'absence de flexibilité compétitive ;
- **faciliter la participation aux mécanismes de flexibilité :**
  - améliorer le design des mécanismes existants ;
  - renforcer la visibilité et la transparence pour les acteurs ;
  - maximiser la valeur des flexibilités ;
- **élargir les offres de raccordements flexibles :**
  - généraliser la proposition d'offres de raccordements flexibles ;
  - proposer des raccordements flexibles pertinents pour les demandeurs ;
- **adopter une approche conjointe entre RTE et Enedis** : historiquement exploitées par RTE, les solutions de flexibilité vont devenir communes à RTE et aux GRD. Une coordination et une coopération étroites entre les gestionnaires de réseaux sont indispensables pour un développement et une utilisation pertinente et efficace de ces flexibilités.

Les répondants à la consultation publique partagent les priorités identifiées par la CRE, en insistant sur la nécessité de recourir aux écrêtements EnR de manière optimisée et d'inciter à la coopération entre RTE et Enedis.

2.7.3.1. Intégrer les flexibilités dans les méthodes de dimensionnement des réseaux

2.7.3.1.1. Partager les gains permis par le recours à la flexibilité externe

Le TURPE 6 HTB prévoit la couverture au réel et la rémunération des investissements, ce qui présente le risque d'inciter les opérateurs à privilégier le renforcement du réseau plutôt qu'une solution se traduisant par des charges d'exploitation. À cet égard, la CRE a proposé dans la consultation publique d'introduire dans le TURPE 7 HTB une incitation financière pour RTE à recourir aux flexibilités, en lui attribuant une partie des économies réalisées grâce au recours aux flexibilités.

La CRE a proposé à cet effet de s'appuyer sur la méthode mise en place par RTE lors de l'appel d'offres flexibilités locales sur la zone de Perquie (comparaison d'un bilan réseau et d'un bilan de la flexibilité, comme rappelé ci-après).

Les répondants à la consultation publique sont majoritairement favorables à cette proposition. Certains acteurs, dont RTE, indiquent que RTE doit disposer des ressources suffisantes pour développer les flexibilités. Certains acteurs émettent des réserves sur l'analyse comparative réalisée par RTE (risque de prendre des hypothèses trop optimistes pour favoriser la flexibilité) ou s'interrogent sur le risque de renchérir le coût de la flexibilité.

La CRE maintient son analyse faite lors de la consultation publique. En effet, l'attribution d'une incitation à RTE consiste à partager les gains économiques permis par la flexibilité, les consommateurs en conservant 80 % ; elle ne vient donc pas renchérir son coût. Par ailleurs, la CRE s'assurera de la qualité de l'analyse comparative réalisée par RTE.

Au vu de ces éléments, la CRE met en place, pour le TURPE 7 HTB, un partage des gains permis par le recours aux flexibilités entre RTE et les utilisateurs des réseaux :

- pour chaque zone où des flexibilités sont contractualisées par RTE en complément ou en alternative à un investissement réseau, RTE transmet à la CRE, une fois le(s) contrat(s) signé(s), un dossier présentant l'analyse technico-économique de la solution flexible retenue. Cette analyse correspond à une comparaison entre les flexibilités et la solution d'investissement réseau non déployée, via un calcul de bilans économiques :

- un bilan réseau, tenant compte du coût annualisé de l'investissement réseau, des pertes électriques et de la maintenance associées à celui-ci, et du volume résiduel de la contrainte ;
- un bilan des flexibilités, tenant compte de la rémunération des flexibilités et du volume résiduel de la contrainte ;
- la différence entre le bilan réseau et le bilan des flexibilités correspond aux économies permises par le recours à la flexibilité.

- à la suite d'un audit par la CRE de l'analyse technico-économique réalisée par RTE, RTE recevra 20 % des économies permises par le recours à la flexibilité. Ainsi, les gains économiques réalisés grâce aux flexibilités reviendront à 80 % aux utilisateurs du réseau public de transport et à 20 % à RTE. Cette prime sera calculée pour un versement unique au CRCP au titre de la première année de mise en œuvre de la flexibilité.

2.7.3.1.2. Recourir aux écrêtements en l'absence de flexibilité compétitive

Les NAZA sont des automates déployés par RTE qui permettent de gérer en temps réel les limitations de production renouvelable. En effectuant des activations ciblées, au plus près des contraintes, les automates NAZA permettent des écrêtements plus courts et restreints que la gestion manuelle. Ces automates permettent ainsi d'exploiter au mieux la capacité du réseau existant, ce qui limite le besoin de renforcement ou de création de nouveaux ouvrages et, à réseau donné, diminue fortement le volume d'énergie écrêtée par rapport à un écrêtement manuel.

La CRE considère que le déploiement industriel de ces automates est essentiel à la mise en œuvre du dimensionnement optimal, afin de limiter les écrêtements au strict minimum. Cependant, RTE a pris du retard sur le déploiement de ces automates, notamment en raison d'un manque de maturité de la solution technique.

Dans un contexte de croissance, dans les années à venir, des contraintes sur le réseau liées au développement des EnR, la CRE estime nécessaire d'inciter RTE à maîtriser les volumes d'écrêtements EnR. Aussi, en complément de l'incitation présentée dans la partie 2.3.1.4., la CRE a proposé dans la consultation publique de mettre en place une incitation financière portant sur le rythme de déploiement des automates NAZA à l'échelle nationale.

La majorité des acteurs est favorable à la proposition de la CRE. La trajectoire retenue a été élaborée avec RTE, en fonction de sa capacité industrielle, et est cohérente avec une accélération du déploiement par rapport aux années précédentes (2 automates déployés en 2022 et 6 en 2023).

La CRE introduit, pour le TURPE 7 HTB, une incitation financière portant sur le rythme de déploiement des automates NAZA à l'échelle nationale, reposant sur les principes suivants :

- un objectif de déploiement pendant le TURPE 7 HTB, précisé dans le tableau ci-dessous :

	2025	2026	2027	2028
Nombre d'automates NAZA déployés par an	10	10	15	15

Tableau 18. Trajectoire cible annuelle de déploiement d'automates NAZA pour la période TURPE 7

- l'incitation financière porte sur les écarts entre le nombre d'automates NAZA déployés et la trajectoire, avec une prime ou une pénalité d'un montant de +/-250 k€ par automate NAZA au-dessus/en-dessous de la trajectoire, dans la limite de +/-5 M€/an.

2.7.3.2. Faciliter la participation aux mécanismes de flexibilité

2.7.3.2.1. Améliorer le design des mécanismes existants

Les flexibilités locales peuvent permettre d'éviter ou de reporter des investissements dans les réseaux, et doivent être privilégiées lorsqu'elles génèrent des bénéfices pour la collectivité. Au vu de l'ampleur de ses besoins d'investissements et de la charge à long terme qu'ils représenteront pour les utilisateurs des réseaux, la CRE considère que RTE doit généraliser les appels d'offres flexibilités locales dès le TURPE 7 pour éviter de réaliser des investissements qui ne seraient pas indispensables.

Afin d'inciter RTE dans cette direction, la CRE a proposé, dans sa consultation publique, deux actions prioritaires sur ce sujet :

- la publication d'au moins 2 nouveaux appels d'offres flexibilités locales par an pendant le TURPE 7 HTB. RTE devrait élargir les critères de sélection des zones, à ce jour trop restrictifs, et réduire les durées de concertation et de contractualisation ;
- la publication d'un cahier des charges type pour les appels d'offres flexibilités locales améliorant le cadre de contractualisation existant : recours aux flexibilités en remplacement d'écrêtements EnR, accessibilité aux capacités raccordées en distribution, au 1er août 2026.

La majorité des acteurs se sont exprimés en faveur de la généralisation des appels d'offres flexibilités locales de RTE. Certains acteurs, dont RTE, considèrent qu'il n'est pas pertinent de fixer de manière anticipée un nombre d'appels d'offres à publier chaque année.

La CRE considère qu'il est nécessaire d'inciter RTE à publier rapidement des appels d'offres, afin de capitaliser sur le retour d'expérience du premier appel d'offres.

La CRE cherche aussi à recentrer les actions prioritaires sur un nombre restreint d'actions et retient uniquement l'action prioritaire suivante (cf. partie 2.9.) : mise en place d'un nouveau cadre de contractualisation pour les appels d'offres flexibilités locales (permettant le recours aux flexibilités en remplacement d'un investissement et/ou d'écrêtements EnR, et l'accessibilité aux capacités raccordées en distribution) et publication d'au moins quatre appels d'offres flexibilités locales avant 31 juillet 2029, dont au moins deux avant le 1er août 2027.

Pendant le TURPE 7, la CRE pourra mener des audits sur des décisions d'investissements prises par RTE après la publication de la présente délibération. Si un de ces audits conclut que le recours à des flexibilités externes aurait pu constituer une solution plus pertinente qu'un investissement, la CRE pourra considérer que RTE n'a pas agi en tant qu'opérateur efficace.

2.7.3.2.2. Suivre les flexibilités mobilisées

Afin de suivre le développement des flexibilités réseaux, et notamment du recours à la flexibilité en alternative à des écrêtements de production EnR, l'indicateur mesurant l'énergie non évacuée due aux activités de RTE sur le réseau de transport (cf. partie 2.5.) est complété par les indicateurs suivants :

- volumes d'énergie limitée dans le cadre des offres de raccordement flexible, par niveau de tension ;
- volumes d'énergie écrêtée via les automates NAZA, par niveau de tension.

Ces indicateurs sont décrits en annexe 9.

2.7.3.3. Élargir les offres de raccordement flexible

Afin d'accélérer les raccordements de nouveaux producteurs, stockeurs et consommateurs, indispensables à la transition énergétique, l'ensemble des utilisateurs du réseau électrique doivent pouvoir se voir proposer une offre de raccordement flexible (impliquant de manière temporaire ou pérenne la possibilité de limitations dynamiques de puissance en cas de contraintes durant des périodes prédéterminées), en complément de l'offre de raccordement de référence lorsque cette dernière nécessite des travaux longs et coûteux.

La CRE a proposé, dans sa consultation publique, d'introduire une action prioritaire (cf. partie 2.9.) visant à systématiser cette proposition dans les cas évoqués, avec un objectif fixé au 1er août 2026.

La majorité des acteurs considère que les offres de raccordement flexible doivent être faites par RTE à la demande de l'utilisateur et qu'il n'est pas nécessaire de systématiser des offres car cela pourrait créer une charge de travail supplémentaire pour RTE et rallonger les délais pour émettre les offres de raccordement de référence. RTE propose d'identifier des zones où la mise en œuvre de gabarits de fonctionnement prédéterminés serait de nature à accroître la capacité d'accueil du stockage. Un autre acteur considère également que la priorité doit porter sur le raccordement flexible du stockage, en améliorant les offres existantes (gabarits de limitation horosaisonniers).

Au vu de ces éléments, la CRE n'introduit pas l'action prioritaire sur la systématisation des offres de raccordement flexible, mais introduit l'action prioritaire suivante (cf. partie 2.9.) : mise en œuvre des gabarits de fonctionnement horosaisonniers pour le raccordement des batteries et publication d'un outil cartographique de capacité d'accueil des batteries. Afin de tenir compte du temps de concertation nécessaire à RTE, la CRE fixe l'échéance de cette action prioritaire au 1er novembre 2025.

2.7.3.4. Adopter une approche conjointe entre RTE et Enedis pour le recours aux flexibilités au service des réseaux

La coordination entre RTE et Enedis est un enjeu essentiel de la flexibilité au service des réseaux. D'une part, les flexibilités sont réparties sur les réseaux de transport et de distribution. D'autre part, le réseau de transport et les réseaux de distribution ont chacun leurs contraintes et peuvent faire appel aux flexibilités pour les résoudre. Le besoin de coordination dans la réservation et l'utilisation des flexibilités est donc un sujet d'une grande complexité technique et organisationnelle, mais qui doit impérativement être traité pour limiter les coûts des réseaux dans l'intérêt des utilisateurs.

Des progrès importants ont été réalisés ces dernières années et la CRE se félicite de la qualité des échanges entre RTE et Enedis et au sein des groupes de concertation sur ce sujet. Néanmoins, les délais de mise en œuvre de certaines des actions requises restent souvent trop longs lorsqu'une coordination entre les gestionnaires de réseaux est nécessaire.

La CRE a proposé dans sa consultation publique d'introduire un cadre de régulation commun à RTE et Enedis pour la période TURPE 7, afin de les inciter conjointement sur les sujets prioritaires suivants :

- la coordination des activations des flexibilités disponibles, en premier lieu les limitations de production renouvelable ;
- la contractualisation conjointe ou coordonnée des flexibilités réseaux externes, lorsque c'est pertinent, afin de favoriser la liquidité et de simplifier leur accès aux marchés. Cette contractualisation pourrait notamment avoir lieu dans le cadre du dimensionnement optimal et de Reflex[51].

La CRE a proposé de fixer une liste de projets prioritaires, associés à des incitations financières communes aux deux opérateurs, qui pourrait éventuellement être alimentée pendant le TURPE 7.

La majorité des répondants à la consultation publique est favorable à une régulation incitative commune à RTE et à Enedis et aux actions prioritaires proposées. Un acteur considère que le niveau des pénalités envisagé par la CRE en cas de retard doit être revu à la baisse.

La CRE considère que les pénalités qu'elle a proposées sont proportionnées par rapport à l'enjeu que représente la coordination entre RTE et Enedis pour les flexibilités.

[51] Le projet Reflex, développé par Enedis en coordination avec RTE, permet de raccorder des installations de production renouvelable (éolienne, solaire) sans attendre la réalisation de travaux supplémentaires sur le réseau (notamment dans les postes sources) en contrepartie d'écrêtements ponctuels des producteurs.

De manière générale, la CRE cherche à limiter le nombre de régulations incitatives et d'actions prioritaires incitées. Ainsi, la CRE ne retient pas comme action prioritaire le lancement d'une expérimentation commune à RTE et Enedis visant à mettre en place un appel au marché commun. Ce projet a déjà été initié par les deux gestionnaires de réseau et la CRE suivra sa réalisation dans les prochains mois.

Au vu de l'ensemble de ces éléments, la CRE introduit, pour le TURPE 7 HTB et le TURPE 7 HTA-BT, une régulation incitative commune à RTE et Enedis pour le recours aux flexibilités au service du réseau, reposant sur les principes suivants :

- une liste de projets prioritaires, qui pourrait être alimentée pendant le TURPE 7 en cohérence avec les évolutions réglementaires et après consultation publique. Les actions prioritaires identifiées à ce jour et leur délai de mise en œuvre sont indiqués ci-dessous :
    - la mise en compatibilité sur l'ensemble du territoire des automates NAZA et du projet Reflex afin d'optimiser l'activation des écrêtements EnR et de maximiser la valeur des flexibilités réseaux pour la collectivité, au 1er janvier 2026 ;
    - la publication, après concertation avec les acteurs de marché, de règles de gestion des demandes d'activation simultanées sur les différents mécanismes de marché pour l'EOD ou les flexibilités réseaux, au 1er septembre 2026 ;
- le non-respect des délais entraînera le versement d'une pénalité commune et indissociable (à partager à parts égales entre RTE et Enedis) d'un montant progressif suivant le retard du projet :
    - pour un projet mis en œuvre dans les 6 mois suivant la date arrêtée par la CRE, une pénalité de 100 k€/mois de retard est appliquée (soit 50 k€ par mois de retard et par opérateur) ;
    - pour un projet mis en œuvre dans les 6 à 12 mois suivant la date arrêtée par la CRE, la pénalité est portée à 200 k€/mois de retard pour les mois au-delà du 6e mois (soit 100 k€ par mois de retard et par opérateur) ;
    - pour un projet mis en œuvre au-delà de 12 mois suivant la date arrêtée par la CRE, la pénalité est portée à 400 k€/mois de retard pour les mois au-delà du 12e mois (soit 200 k€ par mois de retard et par opérateur) ;
- le montant global de l'ensemble des pénalités supportées par RTE et par Enedis au titre des projets prioritaires communs est plafonné à 5 M€/an chacun.

2.8. Régulation incitative de la R&D et de l'innovation

Dans un contexte d'évolution rapide du système électrique, la CRE attache une importance particulière à l'innovation, au développement des réseaux intelligents et à l'adaptation des réseaux à la transition énergétique. Le TURPE 7 doit donner aux gestionnaires de réseaux les ressources nécessaires pour mener à bien leurs projets de recherche et développement (R&D) et de l'innovation, essentiels pour fournir un service efficace et de qualité aux utilisateurs, faire évoluer leurs outils d'exploitation de leurs réseaux et préparer l'avenir. Les gestionnaires de réseaux se doivent, quant à eux, d'utiliser efficacement et de manière transparente ces ressources.

2.8.1. Régulation incitative de la R&D

Dans sa consultation publique, la CRE a proposé, pour la période TURPE 7, de reconduire les modalités d'incitation du TURPE 6 HTB, qui permettent de ne pas inciter les opérateurs à arbitrer entre des économies sur leurs dépenses de R&D et la préparation de l'avenir. La majorité des répondants à la consultation publique s'étant exprimée à ce sujet, y compris RTE, est en faveur de la proposition de la CRE.

Pour le TURPE 7 HTB, la régulation incitative de la R&D est la suivante :

- une incitation à la maîtrise des charges liées à la R&D avec la possibilité pour l'opérateur de demander une révision de la trajectoire à mi-période tarifaire afin d'adapter son programme. En fin de période tarifaire, RTE présente à la CRE un bilan financier de la R&D et les montants non dépensés sur la période sont restitués aux utilisateurs via le CRCP, tandis que les dépassements de trajectoire restent à sa charge ;
- la transmission annuelle à la CRE des informations techniques et financières pour l'ensemble des projets en cours et terminés ;
- la publication bisannuelle d'un rapport à destination du public[52] ;
- les budgets des projets de démonstrateurs ne présentant pas une analyse coût-bénéfice et un retour d'expérience suffisants peuvent être retraités *a posteriori* par la CRE.

La trajectoire de dépenses de R&D pour le TURPE 7 HTB est détaillée dans la partie 3.1.5.

2.8.2. Projets de réseaux électriques intelligents *(« smart grids »*)

Un guichet « *smart grids* » a été mis en place pour les gestionnaires de réseaux d'électricité depuis le TURPE 5, leur permettant d'obtenir, en cours de période tarifaire, des financements supplémentaires. Ainsi, RTE est autorisé à demander, une fois par an, la couverture de charges d'exploitation relatives au déploiement de technologies dites « *smart grids* », non prévues dans la décision tarifaire, pour des projets représentant au moins 1 M€, sous réserve de démontrer que le coût de ces projets est plus que compensé par les économies qu'ils induisent pour l'utilisateur du réseau sur le long terme.

Les conséquences financières de la mise en œuvre de ce dispositif, comme l'intégration éventuelle de charges d'exploitation et de CCN supplémentaires, sont prises en compte via le CRCP.

Le TURPE 6 HTB avait fait évoluer ce cadre de régulation, en particulier pour diminuer le budget minimal de dépenses requis (à 1 M€) et élargir le périmètre du dispositif à des investissements SI.

En dépit de ces évolutions, RTE n'a pas sollicité de ressources via le guichet « *smart grids* » au cours du TURPE 6.

Au regard de l'absence de mobilisation de ce guichet à ce jour, la CRE a proposé, dans la consultation publique du 11 octobre 2024, de le supprimer. La majorité des acteurs ayant répondu à la consultation publique, y compris RTE, est favorable à la proposition de la CRE.

Ainsi, la CRE ne reconduit pas le dispositif de guichet « *smart grids* » pour le TURPE 7 HTB.

2.9. Régulation incitative des actions prioritaires

Le champ des obligations législatives et réglementaires incombant aux gestionnaires de réseaux évolue. En outre, lors de ses différentes délibérations ou rapports thématiques, la CRE formule régulièrement des demandes à RTE pour faciliter les usages innovants sur son réseau. Or, les délais de mise en œuvre des nouvelles actions requises par ces textes ne sont pas toujours satisfaisants et parfois incompatibles avec le rythme de progression des innovations. La CRE considère que la mise en œuvre de ces actions dans les délais impartis est essentielle pour faire évoluer de façon efficace la gestion du système électrique et le fonctionnement des mécanismes de marché gérés par RTE.

Le TURPE 6 HTB a mis en place une régulation incitative sur le respect des délais d'exécution de certaines actions jugées prioritaires pour favoriser l'innovation des acteurs de marché. La CRE constate que ce dispositif s'est avéré efficace, RTE ayant mis en œuvre les cinq actions prioritaires dans les délais requis pendant le TURPE 6.

[52] Bilan R&D 2023, RTE. https://assets.rte-france.com/prod/public/2024-06/2024-06-07-bilan-rd-2023.pdf.

Dans sa consultation publique, la CRE a proposé de maintenir cette incitation en faisant évoluer la liste d'actions concernées et en augmentant le plafond de pénalité à 20 M€/an (au lieu de 10 M€/an) pour tenir compte de la hausse du nombre d'actions.

Une large majorité des acteurs s'est prononcée en faveur de ce dispositif. Certains acteurs, dont RTE, ont suggéré de le faire évoluer pour inciter également la qualité des actions réalisées et pour le rendre symétrique. La CRE considère que ce dispositif s'est avéré efficace et ne souhaite pas le complexifier.

Quatorze actions prioritaires ont été présentées dans la consultation publique :

- *concernant l'exploitation du système électrique :*
    - passage au pas de règlement des écarts 15 minutes (ISP – *Imbalance Settlement Period* – 15), au 1er janvier 2025 ;
    - passage à 96 guichets de programmation pour les acteurs (permettant aux acteurs de redéclarer leurs programmes et offres d'ajustement toutes les 15 minutes) et pour les interconnexions (permettant les échanges transfrontaliers jusqu'à une heure avant le temps réel pour l'ensemble des pas de temps de 15 minutes), au 1er janvier 2026 ;
- *concernant les réserves d'équilibrage :*
    - ouverture des guichets d'offre standard sur la plateforme européenne d'équilibrage MARI*, Scheduled activation* au 1er février 2026 ;
    - ouverture des guichets d'offre standard sur la plateforme européenne d'équilibrage MARI*, Direct activation* au 1er février 2028 ;
    - connexion à la plateforme européenne pour les activations de réserve secondaire (PICASSO), au 1er janvier 2026 ;
- *concernant les flexibilités au service du réseau :*
    - publication d'au moins 2 nouveaux appels d'offres flexibilités locales, au 31 décembre de chaque année de la période TURPE 7 (2025 à 2028) ;
    - publication d'un cahier des charges type pour les appels d'offres flexibilités locales avec un nouveau cadre de contractualisation pour le recours aux flexibilités en remplacement d'écrêtements EnR, rendant les appels d'offres technologiquement neutres et si possible accessibles aux capacités raccordées en distribution, au 1er janvier 2026 ;
    - généralisation de la proposition d'offres de raccordements flexibles (impliquant de manière temporaire ou pérenne la possibilité de limitations dynamiques de puissance en cas de contraintes durant des périodes prédéterminées) pour que tous les demandeurs de raccordement au RPT s'en voient proposer, en complément de l'offre de raccordement de référence lorsque cette dernière nécessite des travaux longs et coûteux, au 1er août 2026 ;
- *concernant le raccordement :*
    - mise en œuvre d'un système opérationnel de tickets de réclamation sur la plateforme Caparéseau, au 1er avril 2025 ;
    - mise en place d'un outil cartographique de visualisation des zones de mutualisation, au 1er avril 2025 ;
    - publication d'une carte des zones de travaux S3REnR, au 1er avril 2025 ;
    - publication d'une carte pour le raccordement des batteries (zones en contraintes), au 1er avril 2025 ;
    - refonte de Caparéseau, liée à l'obsolescence technique de l'outil et en lien avec Enedis, au 31 décembre 2026 ;
    - mise en place d'un outil cartographique dynamique permettant de visualiser les capacités disponibles en soutirage sur le réseau, au 1er avril 2026.

Plusieurs acteurs ont proposé l'introduction d'autres actions prioritaires concernant :

- les réserves d'équilibrage : la mise en œuvre de l'appel d'offres mFRR baisse, la standardisation des produits RR-RC et l'accès des capacités d'effacement à tous les produits d'équilibrage à la baisse ;
- le lancement, par RTE, d'un programme de travail dédié à l'intégration des EnR au système électrique ;
- la mise en place, par RTE, d'un outil logiciel de suivi du traitement des écrêtements NAZA.

À l'inverse, certains acteurs, dont RTE, considèrent que la liste d'actions prioritaires envisagée par la CRE porte sur un trop grand nombre d'actions d'importance inégale. Un acteur souligne également que beaucoup d'actions ont des délais de mise en œuvre concentrés sur une période réduite (10 actions entre le 1er avril 2025 et le 1er avril 2026).

La CRE partage que ce mécanisme doit se concentrer sur les actions les plus importantes. Ainsi, bien que la CRE partage la nécessité de la réalisation de certaines actions évoquées par les acteurs, la CRE réduit la liste à un nombre plus restreint d'actions. De plus, une partie des sujets remontés par les acteurs fait l'objet d'incitations ou d'un suivi de la CRE. La CRE rappelle également que la liste d'actions prioritaires pourra être alimentée pendant la période TURPE 7.

S'agissant des actions prioritaires liées à l'exploitation du système électrique, RTE ayant effectué le passage au pas de règlement des écarts 15 minutes au 1er janvier 2025, la CRE n'intègre pas cette action à la liste.

S'agissant de la connexion à la plateforme européenne d'équilibrage MARI, la CRE ne retient que l'action prioritaire pour la connexion de RTE en *Scheduled activation*, au 1er février 2026 : cette connexion est nécessaire à la poursuite de l'intégration européenne des marchés de l'équilibrage et l'échéance réglementaire associée était en juillet 2024. La connexion de RTE à MARI en *Direct activation*, complémentaire à cette première étape, pourrait éventuellement être ajoutée à la liste d'actions prioritaires au cours de la période TURPE 7.

S'agissant de la connexion à la plateforme européenne d'équilibrage PICASSO, un acteur a demandé une mise en œuvre plus rapide de l'action. La CRE avait précisé, dans la consultation publique, que le planning exact des développements informatiques nécessaires à la mise en œuvre de la demande élastique, prérequis à la connexion de RTE à cette plateforme, était en cours de finalisation. À la suite d'échanges avec RTE, la CRE avance cette date au 1er avril 2025.

Les évolutions concernant les actions prioritaires relatives au raccordement ou aux flexibilités sont décrites respectivement dans les parties 2.4. et 2.7. de la présente délibération.

Comme exposé dans la partie 2.3.1.4. de la présente délibération, la CRE introduit une action prioritaire sur les congestions internationales à la frontière France-Espagne.

Au vu de l'ensemble de ces éléments, la CRE reconduit pour le TURPE 7 HTB le dispositif de régulation incitative au respect des délais d'exécution par RTE d'actions prioritaires, selon les principes suivants :

- une liste réduite d'actions prioritaires ayant vocation à intégrer le dispositif : afin de disposer de la réactivité nécessaire, cette liste d'actions prioritaires pourra être alimentée pendant la période TURPE 7 en cohérence avec les évolutions réglementaires et les chantiers prioritaires identifiés par la CRE et après consultation des acteurs de marché ;
- pour chacune de ces actions, un délai d'exécution lui est associé, en fonction des textes de nature législative et réglementaire lorsque l'action est requise par ces textes ou établie après consultation publique et en concertation avec les gestionnaires de réseaux lorsqu'il s'agit des chantiers jugés prioritaires par la CRE. Les actions prioritaires identifiées à ce jour et leur délai de mise en œuvre sont indiqués ci-dessous :
    - passage à 96 guichets de programmation pour les acteurs (permettant aux acteurs de redéclarer leurs programmes et offres d'ajustement toutes les 15 minutes) et pour les interconnexions (permettant les échanges transfrontaliers jusqu'à une heure avant le temps réel pour l'ensemble des pas de temps de 15 minutes), au 1er janvier 2026 ;

- ouverture des guichets d'offre standard sur la plateforme européenne d'équilibrage MARI*, Scheduled activation*, au 1er février 2026 ;
- connexion à la plateforme européenne pour les activations de réserve secondaire (PICASSO), au 1er avril 2025 ;
- mise en place d'un nouveau cadre de contractualisation pour les appels d'offres flexibilités locales (permettant le recours aux flexibilités en remplacement d'un investissement et/ou d'écrêtements EnR, rendant les appels d'offres technologiquement neutres et si possible accessibles aux capacités raccordées en distribution) et publication d'au moins quatre nouveaux appels d'offres flexibilités locales au 31 juillet 2029, dont au moins deux avant le 1er août 2027 ;
- publication d'une carte des zones de travaux S3REnR, au 1er avril 2025 ;
- mise en œuvre des gabarits de fonctionnement horosaisonniers pour le raccordement des batteries et publication d'un outil cartographique de capacité d'accueil des batteries, au 1er novembre 2025 ;
- refonte de Caparéseau, précédée d'une concertation menée par RTE, conjointement avec Enedis, au 1er janvier 2027 ;
- réalisation d'une étude sur les facteurs à l'origine des congestions à la frontière France-Espagne et les moyens pouvant être mis en œuvre, y compris les opportunités d'investissements, afin de réduire ces congestions, au 1er janvier 2026 ;

- la non-réalisation de ces actions prioritaires dans les délais impartis, en ce qu'elle constitue un frein à un accès efficace aux réseaux ou au bon fonctionnement du marché, entraîne le versement d'une pénalité. Calculé de manière mensuelle, le montant de cette pénalité est progressif, afin de pénaliser plus fortement les retards importants :
  - pour un projet mis en œuvre dans les 6 mois suivant la date arrêtée par la CRE, une pénalité de 100 k€/mois de retard est appliquée ;
  - pour un projet mis en œuvre dans les 6 à 12 mois suivant la date arrêtée par la CRE, la pénalité est portée à 200 k€/mois de retard pour les mois au-delà du 6e mois ;
  - pour un projet mis en œuvre au-delà de 12 mois suivant la date arrêtée par la CRE, la pénalité est portée 400 k€/mois de retard pour les mois au-delà du 12e mois.

Le montant plafond de l'ensemble des pénalités pouvant être supportées par RTE est rehaussé à 20 M€/an, en cohérence avec la hausse du nombre d'actions prioritaires pour le TURPE 7 HTB.

3. Niveau des charges à couvrir et trajectoire d'évolution du tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité

3.1. Charges nettes d'exploitation hors charges liées à l'exploitation du système électrique

Les charges nettes d'exploitation (hors charges du système électrique) sont la somme :

- des charges brutes d'exploitation, qui comprennent notamment les charges de personnel, les charges générales, les impôts et taxes, les dépenses liées au recours à des prestataires externes, etc. ;
- des autres produits, dont la production immobilisée, c'est-à-dire l'immobilisation par RTE de la main-d'œuvre allouée à la réalisation d'investissements. Ces produits viennent en déduction des charges de RTE.

Pour fixer les trajectoires de charges nettes d'exploitation de RTE, la CRE retient les hypothèses d'inflation prévisionnelles suivantes :

	2024	2025	2026	2027	2028
IPC hors tabac[53]	2,5 %	1,8 %	1,8 %	1,8 %	1,8 %

Tableau 19. Hypothèses d'inflation sur la période 2024-2028

3.1.1. Demande de RTE

RTE a présenté une demande de 2 620 M€/an en moyenne sur la période TURPE 7 HTB pour les charges d'exploitation hors charges liées à l'exploitation du système électrique, en hausse de 471 M€ entre le réalisé 2023 et 2025, soit +23 %. Ces charges augmentent ensuite de +3,7 % par an entre 2025 et 2028.

Les prévisions de charges nettes d'exploitation hors charges liées à l'exploitation du système électrique de RTE pour la période du TURPE 7 HTB sont présentées dans le tableau ci-après :

En M€$_{courants}$	Réalisé 2023	2025	2026	2027	2028	Moyenne 2025-2028
CNE (hors charges liées à l'exploitation du système électrique)	**2 016,5**	**2 487,9**	**2 563,8**	**2 658,5**	**2 769,9**	**2 620,1**
Évolution (%)		+23,4 %	+3,1 %	+3,7 %	+4,2 %	+3,7 %
dont achats de matériels et services	*801,5*	*1 016,2*	*1 074,9*	*1 135,5*	*1 210,7*	*1109,3*
dont charges de personnel	*1 076,1*	*1 267,5*	*1 320,1*	*1 368,8*	*1 415,5*	*1 343,0*
dont impôts et taxes	*541,6*	*616,8*	*639,8*	*660,7*	*689,0*	*651,6*
dont autres charges opérationnelles	*109,7*	*135,6*	*138,8*	*146,5*	*157,2*	*144,6*
dont autres produits opérationnels	*-512,3*	*-548,2*	*-609,7*	*-653,0*	*-702,5*	*-628,4*

Tableau 20. Demande de RTE – CNE hors charges liées à l'exploitation du système électrique

Les principaux déterminants de la hausse demandée par RTE sont :

- **« Achats de matériels et services »** : hausse de 215 M€ entre 2023 et 2025, soit +26,8 %, avec notamment une hausse de 101 M€ concernant la gestion des actifs, et de 30 M€ pour les systèmes d'information. RTE justifie la hausse des dépenses de gestion des actifs par trois raisons principales : le vieillissement du réseau, qui induit des besoins croissants en termes de surveillance, d'entretien et de remplacement de composants ; les évolutions de la réglementation, en particulier sur le plan environnemental, qui induisent une croissance des dépenses de gestion de la végétation (obligation de débroussaillement, plan zéro-phyto sur certains postes, réalisation de l'élagage en dehors de la période printanière) ; et l'arrivée de nouveaux actifs, dont les nouveaux raccordements de parcs éoliens en mer et les liaisons à courant continu, Savoie-Piémont, Celtic et Golfe de Gascogne.

[53] Voir le site du FMI.

Pour la maintenance de ses différents actifs, RTE anticipe des coûts unitaires de maintenance en forte augmentation, qu'il justifie par une hausse des coûts de main-d'œuvre et une tension accrue sur la contractualisation avec ses fournisseurs. Concernant les systèmes d'information, RTE anticipe une hausse du coût des licences informatiques ainsi que de nouveaux besoins, principalement justifiés par la fin progressive de la boucle locale cuivre à horizon 2030, opérée par Orange, contraignant RTE à migrer une partie de ses services de télécommunication sur des supports optiques industriels.

- **« Charges de personnel »** : hausse de 191 M€ entre 2023 et 2025, soit +17,8 %, en lien avec les dépenses de rémunération (principale, variable et complémentaire) qui augmentent notamment avec la forte croissance des effectifs anticipée par RTE (+1 812 effectifs moyens payés en 2028 par rapport à 2023). Par ailleurs, RTE anticipe une forte croissance des rémunérations complémentaires, en lien avec la poursuite d'accords sur l'organisation du temps de travail ;
- **« Impôts et taxes »** : hausse de 75 M€ entre 2023 et 2025, soit +13,9 %, qui s'explique selon RTE principalement par la hausse du sous-poste « Taxe sur les pylônes » du fait principalement de l'augmentation du barème de la taxe sur les pylônes ;
- **« Autres charges opérationnelles »** : hausse de 26 M€ entre 2023 et 2025, soit +23,6 %, qui s'explique selon RTE principalement par la hausse des immobilisations démolies de RTE, justifiée d'après RTE par la croissance de ses investissements ;
- **« Autres produits opérationnels »** : hausse de 36 M€ entre 2023 et 2025, soit +7,0 %, en lien principalement avec la hausse anticipée de la production immobilisée, elle-même liée à la hausse des investissements.

3.1.2. Retour de la consultation publique

Plusieurs acteurs de marché sont défavorables au niveau de charges nettes d'exploitation demandé par RTE et souhaitent notamment que la hausse des charges à couvrir s'accompagne d'un cadre de régulation renforcé, visant à inciter RTE à la maîtrise de ses coûts. Les gestionnaires de réseaux et leurs actionnaires considèrent que les ajustements recommandés par l'auditeur ne sont pas justifiés.

3.1.3. Approche d'analyse retenue par la CRE

La CRE a demandé à RTE de présenter sa demande tarifaire au regard des derniers exercices réalisés en justifiant tout écart significatif par rapport au réalisé 2023 remis à jour de l'inflation et en décomposant chaque poste.

La CRE a mandaté le cabinet Schwartz & Co pour effectuer un audit des charges nettes d'exploitation de RTE (hors charges liées à l'exploitation du système électrique), ainsi que de ses charges d'investissements dites « hors réseaux » au sens de la régulation incitative en vigueur (cf. partie 3.5.) qui couvrent l'immobilier, les systèmes d'information et les véhicules légers.

Les travaux de l'auditeur se sont déroulés entre mars et août 2024. Le rapport final de l'auditeur, fondé sur la demande tarifaire de RTE, a été publié en même temps que la consultation publique du 11 octobre 2024.

Cet audit a permis à la CRE de disposer d'une bonne compréhension des charges et produits d'exploitation de RTE ainsi que de ses charges d'investissements « hors réseaux » constatées lors du TURPE 6 HTB. L'auditeur a également analysé en détail ces charges et produits pour la période tarifaire TURPE 7 (période 2025-2028). Plus précisément, cet audit avait pour objectifs :

- d'apporter une expertise sur l'existence et la pertinence de la justification de la trajectoire des charges d'exploitation de RTE et des investissements « hors réseaux » pour la période tarifaire TURPE 7 ;
- de porter une appréciation sur le niveau relatif des charges réelles (2023) et prévisionnelles (2025-2028) ;

- de formuler des recommandations sur le niveau efficient des charges d'exploitation à prendre en compte pour le TURPE 7 HTB.

Les conclusions du rapport d'audit ont donné lieu à un échange contradictoire avec RTE à partir du mois d'octobre 2024. RTE a ainsi pu formuler ses observations sur les résultats des travaux de l'auditeur. Le niveau finalement retenu par la CRE est le résultat de la prise en compte des positions exprimées dans les réponses à la consultation publique et les tables rondes, des échanges avec RTE et des analyses propres de la CRE sur les ajustements recommandés par l'auditeur.

3.1.4. Synthèse des résultats de l'audit et analyse de la CRE

L'analyse de l'auditeur a porté sur le dossier tarifaire mis à jour transmis par RTE. À l'issue de ses travaux, l'auditeur a recommandé un ajustement global à la baisse de la trajectoire des charges nettes d'exploitation (hors charges liées à l'exploitation du système électrique) de 206 M€/an en moyenne (soit -7,9 %).

En M€$_{courants}$	2025	2026	2027	2028	Moyenne 2025-2028
Trajectoire demandée par RTE	**2 487,9**	**2 563,8**	**2 658,5**	**2 769,9**	**2 620,1**
Ajustement auditeur analyse « poste à poste »	-144,2	-164,8	-181,3	-198,6	-172,2
Trajectoire auditeur (avant efficience)	2 343,8	2 399,0	2 477,2	2 571,4	2 447,9
Ajustement auditeur lié à l'efficience	-0,0	-15,4	-41,0	-79,1	-33,9
Ajustement global sur la demande de RTE (après efficience)	**-144,2**	**-180,2**	**-222,3**	**-277,7**	**-206,1**
Trajectoire finale recommandée par l'auditeur (après efficience)	**2 343,8**	**2 383,6**	**2 436,2**	**2 492,3**	**2 414,0**
Réalisé 2023 mis à jour de l'inflation	2 104,4	2 142,2	2 180,8	2 220,1	2 161,9

Tableau 21. Synthèse des ajustements recommandés par l'auditeur

L'auditeur a conduit une analyse « poste par poste », au terme de laquelle il recommande une trajectoire inférieure de 172 M€/an en moyenne à la demande de RTE. L'auditeur préconise également un ajustement complémentaire lié à l'efficience de 34 M€/an en moyenne sur la période TURPE 7, visant à limiter la dégradation de l'efficience qui résulterait de la trajectoire demandée par RTE.

Les principaux ajustements recommandés par l'auditeur portent sur les postes « Achats de matériels et services » (en particulier les sous-postes « Gestion des actifs » et « Systèmes d'information »), « Charges de personnel », et « Autres charges d'exploitation » (au sein de ce poste, les principaux ajustements portent sur les coûts de « Tarif agent » et « Valeur nette comptable des immobilisations démolies »). Les trajectoires (entre parenthèses) et les principaux ajustements de l'auditeur se répartissent comme décrits ci-après.

Achats de matériels et services (1 109 M€ demandés par RTE par an en moyenne sur la période TURPE 7)

Achats de matériels et services : Gestion des actifs (472 M€ demandés par RTE par an en moyenne sur la période TURPE 7, pour un réalisé 2023 de 355 M€)

L'auditeur préconise un ajustement à la baisse de 52 M€/an sur la gestion des actifs soit un écart de -11,0 % par rapport à la demande de RTE, principalement porté par la « Maintenance courante » et les « Politiques de maintenance récurrente ». L'auditeur a conservé les hypothèses de volumes d'activités de RTE, qu'il estime cohérentes avec les besoins à couvrir pour le TURPE 7 HTB. L'auditeur recommande en revanche de réviser à la baisse les coûts unitaires retenus par RTE. L'approche retenue par l'auditeur se fonde notamment sur une analyse des coûts de certains contrats ou l'historique des dernières années. Par ailleurs, l'auditeur recommande des ajustements à la baisse concernant les charges prévisionnelles liées aux avaries maritimes et la maintenance des postes en mer.

Analyse de la CRE

La CRE partage l'approche globale de l'auditeur concernant les hypothèses de volumes d'activités présentées par RTE. La CRE estime, pour autant, que RTE pourrait effectivement faire face à des augmentations de coûts pour certains marchés au cours de la période tarifaire TURPE 7 et qu'à ce titre, les coûts constatés au cours des dernières années ne sont pas représentatifs des coûts futurs. La CRE considère notamment que les prévisions de coûts unitaires de RTE sont justifiées par des prévisions d'évolution des conditions de marché au cours de la période tarifaire TURPE 7. La CRE retient donc les coûts unitaires demandés par RTE. La CRE rappelle par ailleurs qu'elle introduit, pour le TURPE 7 HTB, une régulation incitative conjointe sur les dépenses de maintenance et d'investissement pour le renouvellement du réseau (cf. partie 2.3.4.2.). Les coûts unitaires associés à ces activités sont ainsi pris en compte à 80 % au CRCP.

S'agissant des autres charges liées à la gestion des actifs, la CRE partage l'analyse de l'auditeur et maintient certains ajustements recommandés par l'auditeur, en particulier concernant :

- l'ajustement lié à la maintenance des ouvrages de postes en mer, car les dépenses correspondantes relèvent de dépenses d'investissements ;
- l'ajustement sur les modifications d'ouvrages, car les prévisions de RTE sur son nombre d'affaires à traiter ne sont pas suffisamment établies.

Enfin, en cohérence avec la partie 2.1.2., la CRE retient une trajectoire nulle pour les avaries sur les ouvrages de raccordement de parcs éoliens en mer car ces coûts ont vocation à être couverts par la prime de rémunération pour ces actifs. La trajectoire retenue par la CRE pour les avaries sur les interconnexions en mer s'établit quant à elle à 1,4 M€/an sur la période TURPE 7. Cette trajectoire est prise en compte à 100 % au CRCP, après prise en compte des éventuels remboursements en cas d'endommagement par des tiers pour les avaries survenant après le 1er janvier 2025.

Ainsi, sur ce poste de charge, la CRE retient un ajustement moyen de -19 M€/an, conduisant à une trajectoire de 453 M€/an en moyenne sur la période TURPE 7.

Achats de matériels et services : Systèmes d'information (178 M€ demandés par RTE par an en moyenne sur la période TURPE 7, pour un réalisé 2023 de 131 M€)

L'auditeur préconise un ajustement à la baisse de 5 M€/an en moyenne sur la trajectoire des charges d'exploitation associées aux systèmes d'information, soit -2,8 % par rapport à la demande de RTE.

Cet ajustement est principalement porté par le poste « Maintien en conditions opérationnelles des systèmes d'information », qui correspond à la maintenance des applications SI de RTE et pour lequel l'auditeur considère que les hausses envisagées par RTE ne sont pas justifiées au regard du portefeuille d'applications existant.

Analyse de la CRE

La CRE partage l'analyse de l'auditeur sur le fait que la trajectoire du poste « Maintien en conditions opérationnelles des systèmes d'information » est trop élevée au regard des applications qui seront mises en œuvre au cours du TURPE 7 HTB.

Ainsi, sur ce poste de charge, la CRE retient un ajustement moyen de -5 M€/an, conduisant à une trajectoire de 173 M€/an en moyenne sur la période TURPE 7.

Charges de personnel (1 343 M€ demandés par RTE par an en moyenne sur la période TURPE 7, pour un réalisé 2023 de 1 076 M€)

L'auditeur préconise un ajustement à la baisse de 36 M€/an en moyenne, soit -2,7 %, sur le poste de charges de personnel. L'ajustement de l'auditeur résulte notamment de :

- la révision à la baisse de la croissance des effectifs demandée par RTE ;
- l'ajustement à la baisse de l'indice salaire national de base (SNB) pour lequel l'auditeur retient une évolution fondée sur une moyenne historique.

Demande complémentaire de RTE

Au cours de l'audit, RTE s'est rendu compte que, dans sa demande tarifaire, il avait sous-estimé sa contribution à la caisse centrale d'activités sociales (CCAS) des industries électriques et gazières (IEG). La méthodologie de calcul initialement utilisée ne tenait pas compte de l'existence d'un plancher de facturation par effectif pour les différentes entreprises des IEG. RTE demande donc de retenir une trajectoire au niveau de ce plancher, ce qui conduit à une hausse de la trajectoire de charges de personnel de 16 M€ sur la période par rapport à la demande du dossier tarifaire, soit une demande de 1 347 M€ par an en moyenne.

Analyse de la CRE

La CRE considère que la trajectoire d'effectifs demandée par RTE est adaptée au contexte de croissance de l'activité de RTE dans les prochaines années. En particulier, cette trajectoire est cohérente avec les inducteurs de croissance de la période tarifaire TURPE 7 et notamment la hausse des investissements, de la maintenance sur le réseau et des études de raccordement. Par ailleurs, la croissance globale des effectifs devrait s'accompagner d'une hausse des fonctions support de RTE. La CRE retient donc la trajectoire d'effectifs demandée par RTE, à l'exception du budget spécifique lié aux projets de R&D. L'ajustement spécifique aux charges de personnel des projets de R&D s'élève à 16 M€ sur la période TURPE 7 et fait l'objet d'une analyse dédiée dans une section ci-dessous.

En ce qui concerne les hypothèses d'évolution du SNB[54] du régime des industries électriques et gazières, la CRE considère que la demande de RTE est cohérente avec l'historique des dernières années, intégrant les évolutions exceptionnelles, visant à compenser l'inflation, mises en œuvre sur les années 2021-2023.

Par ailleurs, la CRE estime que la demande complémentaire de RTE concernant sa contribution à la CCAS est justifiée au regard de l'existence du plancher de contribution par effectif et retient donc cette demande.

La CRE retient l'ajustement lié à la mise à jour de l'hypothèse d'inflation sur le sous-poste « dotations nettes pour avantages long terme », conduisant à un ajustement de 2 M€ sur la période TURPE 7.

Enfin, la CRE retient une correction de la méthodologie de calcul de la trajectoire d'agents non statutaires, qui ne reposait pas sur les bonnes hypothèses. Cette correction méthodologique, qui ne modifie pas les hypothèses sous-jacentes d'effectifs, conduit à un ajustement de -5 M€ sur la période TURPE 7.

Ainsi, sur ce poste de charge, la CRE retient un ajustement moyen de -2 M€/an par rapport au dossier tarifaire de RTE, conduisant à une trajectoire de 1 341 M€/an.

Autres charges opérationnelles (145 M€/an en moyenne sur la période TURPE 7, pour un réalisé 2023 de 110 M€)

L'auditeur préconise un ajustement à la baisse de 31 M€/an en moyenne, soit -21,3 %, sur le poste « Autres charges opérationnelles », qui s'explique principalement par les ajustements sur la « Valeur nette comptable des immobilisations démolies » et sur le « Tarif agent ».

[54] L'évolution de cet indice, qui constitue le paramètre essentiel de la rémunération principale, est déterminée dans le cadre de négociations de branche avec les partenaires sociaux.

L'auditeur considère notamment qu'il n'existe pas de corrélation entre la croissance des immobilisations démolies et la croissance des investissements. Il retient donc une approche fondée sur l'historique récent pour estimer la trajectoire TURPE 7 HTB. En ce qui concerne le tarif agent, l'auditeur recommande une baisse des volumes consommés, liée à des efforts de sobriété, ainsi qu'une baisse des prix sur la base des prix de gros de l'électricité observés récemment.

Analyse de la CRE

La CRE partage l'analyse de l'auditeur sur les autres charges opérationnelles.

Concernant la valeur nette comptable des immobilisations démolies, la CRE retient l'ajustement de l'auditeur, l'historique des dernières années constituant une référence pertinente pour établir cette trajectoire. Les immobilisations démolies liées aux projets de raccordements et d'adaptations du réseau sont prises en compte à 100 % au CRCP (cf. partie 2.1.1.3.1.).

Concernant le coût du tarif agent, la CRE met à jour les hypothèses de prix de l'énergie et retient une trajectoire de consommation d'électricité et de gaz cohérente avec celle retenue pour les tarifs des opérateurs gaziers. Ce poste est couvert à 100 % au CRCP sur les effets prix liés à l'évolution des prix de marché et des taxes (cf. partie 2.3.1.1.).

Ainsi, sur ce poste de charge, la CRE retient un ajustement moyen de -32 M€/an, conduisant à une trajectoire de 112 M€/an en moyenne sur la période TURPE 7 HTB.

Impôts et taxes (652 M€/an en moyenne sur la période TURPE 7, pour un réalisé de 542 M€ en 2023)

L'auditeur préconise un ajustement à la baisse de 1 M€/an en moyenne, soit -0,2 %, sur le poste impôts et taxes, qui s'explique par la méthodologie de calcul concernant la taxe sur les rémunérations.

Analyse de la CRE

La CRE estime que la méthodologie utilisée par RTE pour calculer la taxe sur les rémunérations est cohérente et ne retient pas d'ajustement. La trajectoire d'impôts et taxes s'élève à 652 M€/an en moyenne sur la période TURPE 7.

Recherche et développement (69 M€ demandés par RTE par an en moyenne sur la période TURPE 7, pour 46 M€ réalisé en 2023)

Le poste de charges lié à la recherche et développement est un poste transverse, dont environ la moitié correspond à des charges de personnel et l'autre moitié à des achats de matériels et services. L'auditeur a analysé cette trajectoire spécifique et préconise ensuite de répartir les ajustements correspondants dans ces deux postes. Sur la base de cette analyse, l'auditeur préconise un ajustement à la baisse de 17 M€/an en moyenne, soit -23,8 %, sur l'enveloppe dédiée à la recherche et au développement. L'auditeur a notamment analysé la liste des axes de travail envisagés par RTE concernant la R&D selon les critères suivants :

- l'activité dispose ou non d'un périmètre bien défini ;
- l'activité relève ou non de l'activité du gestionnaire de réseau de transport ;
- l'activité relève ou non d'un caractère prioritaire ;
- l'activité a ou n'a pas déjà été financée lors d'une précédente période tarifaire.

En fonction de ces différents critères, l'auditeur a appliqué un ratio de pondération sur l'enveloppe de certaines activités dont les objectifs n'étaient pas suffisamment justifiés.

Analyse de la CRE

Après la consultation publique, RTE a transmis à la CRE une nouvelle proposition de budget de R&D, en baisse de 9 M€/an en moyenne sur la période TURPE 7 par rapport à sa demande initiale. RTE indique notamment avoir revu la priorité de certaines activités de R&D en fonction des enjeux des années à venir. Ces évolutions concernent notamment les projets relatifs à l'inspection automatique des infrastructures, à l'intelligence économique, sociétale et technologique, et aux collaborations scientifiques. La CRE estime que cette nouvelle trajectoire priorisée par RTE est pertinente et répond aux enjeux de la période TURPE 7. La CRE retient donc cette trajectoire mise à jour.

Ainsi, sur ce poste de charge, la CRE retient un ajustement moyen de 9 M€/an, conduisant à une trajectoire de 61 M€/an en moyenne sur la période TURPE 7 HTB.

Objectif d'efficience globale

En complément de l'analyse poste à poste, l'auditeur a évalué les charges et produits sur la base d'une analyse globale des charges nettes d'exploitation (hors charges liées à l'exploitation du système électrique) en relation avec des indicateurs d'activité, afin d'évaluer l'évolution de l'efficience globale de RTE.

Alors que pour le TURPE 6 HTB l'efficience globale de RTE avait été analysée sur la base d'un ratio de charges d'exploitation par kilomètre de ligne, l'auditeur s'est appuyé sur un ratio de charges d'exploitation rapporté au patrimoine moyen pondéré.

L'indicateur de patrimoine moyen pondéré a été présenté par RTE dans sa demande tarifaire et agrège plusieurs des principaux actifs de RTE, en les pondérant par leurs coûts de maintenance courante respectifs. Cet indicateur permet de mieux prendre en considération l'évolution du périmètre d'activité de RTE, et donc de mesurer l'efficience de manière plus juste. Par exemple, l'analyse de l'historique (entre 2017 et 2023) montre que le nombre de kilomètres de lignes exploités par RTE est en plus faible croissance (+0,4 %) que le nombre de postes électriques (+4 %).

Les charges d'exploitation retenues par l'auditeur pour calculer l'indicateur ont été retraitées de différents effets largement exogènes ou imprévisibles (par exemple, charges dues aux obligations de débroussaillement, indemnités, pénalités et abattements liés aux services système et à l'équilibrage, etc.), ainsi que des postes de charges faisant état d'une croissance du périmètre d'activité, tels que les raccordements des parcs éoliens en mer.

Sur la base de cet indicateur, l'auditeur a comparé le niveau d'efficience réalisé sur la période 2021-2023 aux niveaux d'efficience prévisionnels de la période TURPE 7, à partir de la trajectoire préconisée par l'auditeur à l'issue de l'analyse poste à poste. L'auditeur conclut que l'indicateur de charges nettes d'exploitation en euros constants rapportées au patrimoine pondéré se dégrade de 4,5 % entre 2023 et 2028.

L'auditeur a calculé l'ajustement supplémentaire nécessaire pour retrouver en 2028 un indicateur d'efficience identique à celui de l'année 2023. Afin que l'objectif fixé soit atteignable, l'auditeur préconise de ne retenir que 70 % de cet ajustement. Cela le conduit à recommander un ajustement additionnel de la trajectoire des charges nettes d'exploitation équivalent à 34 M€/an pour le TURPE 7 HTB.

Analyse de la CRE

La CRE considère que le principe d'un objectif d'efficience globale, tel que recommandé par l'auditeur, est pertinent dans la mesure où il permet d'inciter l'opérateur à maintenir un niveau élevé d'efficience et à renforcer les efforts de productivité, au bénéfice des consommateurs d'électricité et du système électrique. Un tel objectif a été mis en œuvre pour le TURPE 6 HTB et il a été atteint par RTE sur la période 2021-2023.

La CRE considère que l'analyse de l'auditeur, fondée sur l'évolution de l'indicateur de patrimoine moyen pondéré sur plusieurs périodes tarifaires, démontre le besoin d'un objectif d'efficience pour la période TURPE 7. Toutefois, cette analyse ne permet pas de tenir compte de l'ensemble des facteurs de hausse des charges nettes d'exploitation de RTE pour la période tarifaire TURPE 7.

La CRE retient donc un objectif d'efficience globale normatif inférieur à celui recommandé par l'auditeur, soit 0,5 % par an. Ce niveau est cohérent avec les standards de productivité couramment utilisés dans l'industrie et les pratiques d'autres régulateurs européens.

Cet objectif doit s'appliquer sur les postes pour lesquels RTE dispose de réels leviers de productivité. Les postes couverts au CRCP sont exclus de l'assiette du calcul de l'efficience, ainsi que le poste « impôts et taxes ».

Ainsi, la CRE retient un ajustement à la baisse de 20 M€/an en moyenne, croissant sur la période TURPE 7, au titre de l'efficience globale.

Trajectoire retenue par la CRE pour les charges nettes d'exploitation (hors charges liées à l'exploitation du système électrique)

En synthèse, le tableau suivant présente la trajectoire des charges nettes d'exploitation (hors charges du système électrique) résultant des ajustements retenus par la CRE pour le TURPE 7 HTB.

En M€$_{courants}$	Réalisé 2023	2025	2026	2027	2028	Moyenne 2025-2028
Demande de RTE (CNE hors charges liées à l'exploitation du système électrique)		**2 487,9**	**2 563,8**	**2 658,5**	**2 769,9**	**2 620,1**
Ajustement CRE		-101,0	-115,5	-130,1	-145,7	-123,1
Trajectoire de CNE hors charges liées à l'exploitation du système électrique et réalisé 2023	**2 016,5**	**2 386,9**	**2 448,4**	**2 528,4**	**2 624,3**	**2 497,0**
dont achats de matériels et services	*801,5*	*971,1*	*1 034,9*	*1 096,4*	*1 175,1*	*1 069,4*
dont charges de personnel	*1 076,1*	*1 264,1*	*1 317,8*	*1 367,6*	*1 415,6*	*1 341,3*
dont impôts et taxes	*541,6*	*616,8*	*639,8*	*660,7*	*689,0*	*651,6*
dont autres charges opérationnelles	*109,7*	*111,8*	*112,2*	*112,4*	*112,8*	*112,3*
dont autres produits opérationnels	*-512,3*	*-569,0*	*-640,4*	*-684,6*	*-735,5*	*-657,4*
dont objectif d'efficience globale		*-7,9*	*-15,9*	*-24,1*	*-32,7*	*-20,1*

Tableau 22. Trajectoire de CNE hors charges liées à l'exploitation du système électrique retenue par la CRE (M€$_{courants}$)

L'analyse de la CRE conduit à retenir une trajectoire de charges nettes d'exploitation de RTE (hors charges liées à l'exploitation du système électrique) pour la période du TURPE 7 de 2 497 M€/an en moyenne sur la période (hausse entre le réalisé 2023 et 2025 de +18,4 % et hausse annuelle moyenne de +3,3 % sur la période 2025-2028). La trajectoire retenue par la CRE présente un écart de 123 M€/an par rapport à la demande de RTE de 2 620 M€/an.

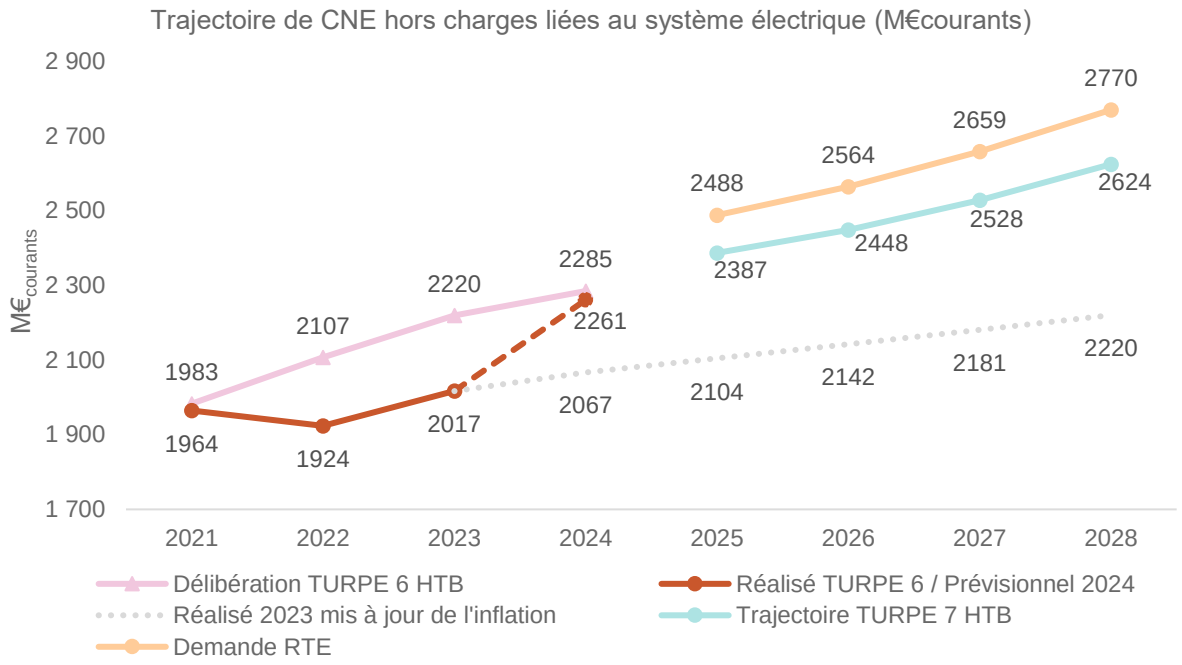

Figure 2. Trajectoire des charges nettes d'exploitation (hors charges liées à l'exploitation du système électrique)

La trajectoire retenue par la CRE, en forte hausse par rapport au réalisé des années 2021-2023, est le reflet de la forte augmentation de l'activité de RTE sur la période du TURPE 7. Elle donne à RTE notamment les moyens humains et techniques :

- de mener à bien son programme d'investissements. RTE prévoit de tripler son montant annuel d'investissements entre 2023 et 2028, passant de 2,1 Md€ à 6,2 Md€ ;
- de répondre à un nombre croissant de demandes de raccordement, dans un contexte d'électrification des usages et des procédés industriels ;
- d'accroître les efforts pour la maintenance du réseau, dont l'âge moyen dépasse désormais 50 ans, et d'améliorer les pratiques quant à la gestion de la végétation sous les lignes électriques ;
- de maintenir à niveau ses systèmes d'information, notamment en ce qui concerne la cybersécurité, et de mener les évolutions nécessaires répondant aux besoins des différents acteurs du système électrique ;
- de mener des travaux de R&D portant sur la sécurité, l'intégrité et la performance du réseau, et de préparer le réseau aux évolutions structurelles liées à la transition énergétique, notamment concernant l'intégration des énergies renouvelables et du stockage.

3.2. Charges d'exploitation du système électrique

3.2.1. Demande de RTE

Les prévisions de charges liées à l'exploitation du système électrique présentées par RTE dans sa demande tarifaire pour le TURPE 7 HTB sont les suivantes :

En M€courants	Moyenne 2021-2023	2025	2026	2027	2028	Moyenne 2025-2028
Achats pour la compensation des pertes électriques	744,2	902,9	947,2	804,3	864,9	**879,8**
Achats liés aux réserves d'équilibrage	460,9	301,9	309,0	311,2	292,1	**303,5**
Achats liés aux services système tension	123,0	157,8	173,4	188,8	202,1	**180,5**
Charges liées aux congestions	172,8	267,0	291,5	304,5	329,4	**298,1**
Solde du compte ajustements-écarts	1,7	0,0	0,0	0,0	0,0	**0,0**
Interruptibilité	58,2	90,0	90,0	90,0	90,0	**90,0**
Contrats d'échange entre GRT	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	**0,0**
Charges liées à la compensation inter-GRT (ITC)	-2,0	23,1	20,6	23,1	23,1	**22,5**
Solde mécanisme de capacité	-22,7	-72,0	-100,0	-20,0	-40,0	**-58,0**
Total charges liées à l'exploitation du système électrique	**1 535,9**	**1 670,7**	**1 731,7**	**1 701,8**	**1 761,6**	**1 716,5**

Tableau 23. Charges liées à l'exploitation du système électrique – Demande de RTE pour le TURPE 7 HTB

La demande moyenne de RTE pour les achats liés à l'exploitation du système électrique sur la période 2025-2028 est en hausse de 12 % par rapport au réalisé moyen 2021-2023, soit une hausse moyenne de 181 M€/an. Elle est toutefois en baisse de 23 % par rapport à l'année 2023. Les principaux déterminants de la demande de RTE sont :

- une hausse du coût d'achat moyen des pertes, de +136 M€/an en moyenne (+18 %) par rapport à 2021-2023, essentiellement portée par une hausse du prix de l'énergie liée à la fin de l'ARENH, et dans une moindre mesure par un volume de pertes prévisionnel plus élevé que pour le TURPE 6 induit, selon RTE, par la modification des flux sur son réseau, notamment l'augmentation des flux sur le réseau 400 kV en lien avec les transits internationaux ;
- une hausse significative du coût des congestions, de +125 M€/an en moyenne (+72 %) par rapport à 2021-2023, mais en hausse modérée, de 9 %, par rapport à 2023. Cela est dû, selon RTE, à la hausse des congestions sur le réseau national et en particulier des écrêtements de production EnR liés au dimensionnement optimal défini dans le SDDR 2019, ainsi qu'à la mise en œuvre des méthodologies de partage de coûts des congestions internationales par régions en application des codes européens SOGL[55] et CACM[56] ;

[55] Règlement (UE) n° 2017/1485 de la Commission du 2 août 2017 établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l'électricité.

[56] Règlement (UE) n° 2015/1222 de la Commission du 24 juillet 2015 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion.

- une hausse significative du coût du réglage de la tension, de +58 M€/an en moyenne (+47 %) par rapport à 2021-2023, portée notamment par un effet volume (gisements supplémentaires d'installations participant au réglage de la tension et/ou à la compensation synchrone, notamment les producteurs d'EnR existants et les installations mises en service comme Flamanville 3 ou les parcs éoliens en mer issus de l'AO 2) ainsi qu'un effet prix. RTE anticipe une hausse des contraintes de tension sur son réseau en raison notamment du développement des EnR et de la mise en souterrain des réseaux de distribution ;
- une baisse du coût des réserves d'équilibrage, de 157 M€/an en moyenne (-34 %) par rapport à 2021-2023, en raison de la baisse des prix de gros et d'une participation plus importante des batteries sur les marchés de réserve primaire et secondaire.

3.2.2. Analyse de la CRE et synthèse des ajustements retenus

Les niveaux réalisés et prévisionnels des charges liées à l'exploitation du système électrique ont été analysés par la CRE. La CRE s'est notamment assurée de la cohérence des prévisions de volume et de prix utilisées par RTE, ainsi que des hypothèses liées aux évolutions attendues sur les différents marchés (de capacité, d'équilibrage, etc.).

Les répondants à la consultation publique partagent en large majorité les analyses de la CRE.

Au terme de son analyse, la CRE retient les trajectoires ajustées, présentées dans les sections suivantes, avec un ajustement à la baisse de -60 M€/an en moyenne, soit -4 % par rapport à la demande de RTE. Ces trajectoires représentent une hausse moyenne de 8 % par rapport au réalisé 2021-2023 et de 73 % par rapport à aux trajectoires définies dans le TURPE 6 HTB.

Il est important de noter que les charges liées à l'exploitation du système électrique sont en quasi-totalité (91 %) couvertes à 100 % par le CRCP. Le TURPE 7 HTB prévoit des incitations à l'efficacité pour RTE portant le plus fréquemment sur les volumes (cf. partie 2.3.1.), mais RTE est protégé des variations des prix de gros de l'électricité.

Achats pour la compensation des pertes électriques (poste au CRCP faisant l'objet d'une régulation incitative *ad hoc* – cf. 2.3.1.3.)

La trajectoire d'achats pour la compensation des pertes présentée par RTE dans son dossier tarifaire a été réévaluée fin novembre 2024 par l'opérateur afin de tenir compte de données plus récentes sur les prix à terme de l'énergie et de la capacité, ainsi que des achats déjà effectués pour la compensation des pertes. Cette actualisation conduit à une demande moyenne de RTE de 885 M€/an pour la période du TURPE 7 (contre 880 M€/an dans sa demande tarifaire).

La CRE retient les hypothèses de RTE s'agissant du prix d'achat des pertes. Les prix à terme de l'électricité retenus pour ce poste, ainsi que pour l'ensemble des postes de charges de RTE où ils jouent un rôle, sont ceux observés entre le 21 octobre et le 3 novembre 2024. La CRE ajuste les volumes prévisionnels de pertes de façon cohérente avec la régulation incitative des pertes sur le réseau de transport (cf. partie 2.3.1.3.). Les volumes prévisionnels de pertes retenus par la CRE pour la période TURPE 7 sont ainsi égaux aux volumes de pertes de référence prévisionnels (pour rappel, le volume de pertes de RTE est de 11,02 TWh en 2023[57]) :

En TWh	2025	2026	2027	2028
Demande de RTE	12,08	12,35	12,67	13,00
Volumes de pertes de référence prévisionnels	11,92	12,19	12,53	12,84

Tableau 24. Volumes de pertes de référence pour la période TURPE 7

[57] Ce volume provisoire sera corrigé en 2025 au terme de la consolidation des données de comptage.

L'effet de cet ajustement est de -6 M€/an en moyenne, soit une baisse de 0,6 % par rapport à la demande tarifaire de RTE. La trajectoire retenue par la CRE pour ce poste est ainsi de 874 M€/an en moyenne.

Achats liés aux réserves d'équilibrage (poste au CRCP faisant l'objet d'une régulation incitative *ad hoc* – cf. 2.3.1.4.)

La trajectoire d'achats liés aux services système fréquence et à l'équilibrage présentée par RTE dans son dossier tarifaire a été réévaluée fin novembre 2024 par l'opérateur afin de tenir compte de données plus récentes sur les prix à terme de l'énergie.

Les ajustements effectués par la CRE, en comparaison avec le dossier tarifaire présenté par RTE, résultent :

- pour la réserve primaire, de la mise à jour des prix à terme de l'énergie (+4 M€/an) ;
- pour la réserve secondaire, du retour d'expérience sur les prix constatés depuis l'ouverture du marché en juin 2024, en retenant une hypothèse de baisse progressive de ces prix pendant le TURPE 7 (+139 M€/an) ;
- pour la RR-RC, de la mise à jour des prix à terme de l'énergie et de la prise en compte de l'appel d'offres mFRR à la baisse (+16 M€/an) ;
- pour les activations sur le mécanisme d'ajustement pour cause marges, de la prise en compte des volumes cohérents avec la régulation incitative sur les volumes d'ajustements pour cause marges (cf. partie 2.3.1.4.) et de la mise à jour des prix à terme de l'énergie (- 18 M€/an) ;
- pour les activations sur le mécanisme d'ajustement pour cause reconstitution des services système, de la prise en compte des volumes réalisés récemment (2022-2023) et de la mise à jour des prévisions de RTE de prix de marché de l'énergie (+2 M€/an).

L'impact de ces ajustements est de +144 M€/an en moyenne, soit une hausse de 47 % par rapport à la demande initiale de RTE. La trajectoire retenue par la CRE pour ce poste est ainsi de 448 M€/an en moyenne, en baisse de 13 M€ par an par rapport au réalisé 2021-2023.

Achats liés aux services système tension (poste partiellement au CRCP faisant l'objet d'une régulation incitative *ad hoc* – cf. 2.3.1.7.)

Pour les services système tension, les ajustements de la CRE représentent une baisse de 29 M€/an, et intègrent :

- les dernières informations disponibles sur les valeurs des indices définis dans les règles services système tension et utilisés pour le calcul du prix (-21 M€/an) ;
- des hypothèses prudentes concernant la participation des producteurs photovoltaïques et éoliens à la compensation synchrone, dans l'état actuel des règles services système tension (-5 M€/an) ;
- la mise à jour des prix à terme de l'électricité, pour la part variable de la rémunération de la compensation synchrone (+0,4 M€/an) ;
- la prise en compte de la rémunération d'EDF pour le service de compensation synchrone rendu par certains de ses groupes hydrauliques au titre de l'année 2025, à la suite de la délibération de la CRE du 18 décembre 2024[58] (-3 M€/an).

La trajectoire retenue par la CRE pour ce poste est ainsi de 152 M€/an en moyenne. Cette trajectoire pourra être ajustée en cours de période tarifaire en cas d'évolution des règles services système tension (cf. 3.3.1.7.).

[58] Délibération de la CRE du 18 décembre 2024 portant approbation de l'avenant à l'annexe 5 de l'accord de participation aux règles services système tension conclu entre RTE et EDF.

Charges liées aux congestions (poste au CRCP faisant l'objet d'une régulation incitative *ad hoc* – cf. 2.3.1.6.)

La CRE retient une trajectoire de 152 M€/an en moyenne, soit un ajustement total de -146 M€/an en moyenne, décomposé comme suit :

- pour les congestions nationales « hors écrêtements EnR » (-33 M€/an) :
  - pour les activations d'offres effectuées par RTE sur le mécanisme d'ajustement pour cause « réseau », la CRE tient compte des volumes réalisés sur l'historique récent (2023-2024) et d'un taux de croissance annuel sur la période (identique au taux de croissance observé sur la période TURPE 6). Par ailleurs, les ajustements pour sous-motif « transit international » et « *crossborder redispatching* » sont intégrés aux coûts de congestions internationales ;
  - pour les charges liées aux accords en amont du J-1, la CRE retient une trajectoire de 14 M€/an sur la période du TURPE 7. Cette trajectoire correspond aux coûts des accords en amont du J-1 estimés en 2024 ;

En $M€_{courants}$	2025	2026	2027	2028
Demande de RTE	66,0	70,0	80,7	94,2
Trajectoire TURPE 7	41,5	42,8	45,2	48,4
dont accords en amont du J-1	*13,7*	*13,7*	*13,7*	*13,7*

Tableau 25. Trajectoire de congestions nationales hors écrêtements EnR pour la période TURPE 7

- pour les écrêtements EnR (-62 M€/an) :
  - pour les écrêtements des EnR liés aux travaux programmés sur le RPT, la CRE retient une trajectoire fondée sur les coûts réalisés en 2023, et sur une croissance sur la période TURPE 7 pour tenir compte de la hausse des travaux sur le RPT ;
  - pour les écrêtements des EnR liés au dimensionnement optimal[59], la CRE retient une trajectoire en hausse en raison, d'une part, de la croissance de production d'énergie renouvelable sur la période TURPE 7 et, d'autre part, du dimensionnement optimal qui permet d'optimiser les investissements dans le réseau et donc le coût global pour la collectivité. Le tableau ci-après présente cette trajectoire prévisionnelle en montants et en volume d'écrêtements EnR (hors éolien en mer) :

	2025	2026	2027	2028
Demande de RTE (M€)	82,6	81,4	86,3	92,4
Trajectoire TURPE 7 (M€)	20,7	22,2	23,8	26,1
Volumes d'écrêtements EnR liés au dimensionnement optimal (TWh)	0,25	0,28	0,30	0,33

Tableau 26. Trajectoire d'écrêtements EnR et volumes prévisionnels d'écrêtements EnR liés au dimensionnement optimal pour la période TURPE 7

La CRE rappelle que ces volumes ont seulement une valeur prévisionnelle, et que les volumes d'écrêtements EnR font l'objet d'une régulation incitative (cf. partie 2.3.1.6.) ;

[59] Le dimensionnement optimal, défini par RTE dans SDDR de 2019, est un principe de dimensionnement du réseau qui prévoit la mise en œuvre ponctuelle de limitations de production d'énergie renouvelable en contrepartie d'économies sur les investissements de réseau.

- pour les congestions internationales (-50 M€/an), la CRE retient un volume stable par rapport au réalisé 2024. En particulier, sur la région Core, RTE a mis à jour sa demande de coûts de congestions internationales pour tenir compte du fait que ROSC[60] ne sera pas opérationnelle en 2025 (décalage de ROSC, arrêts T-446/21 et T-472/21 du 25 septembre 2024 du Tribunal de l'Union européenne relatifs à la méthodologie de partage des coûts de *redispatching* et *countertrading* dans la région Core). La CRE retient la trajectoire actualisée par RTE.

En M€$_{courants}$	2025	2026	2027	2028
Demande de RTE	118,5	140,1	137,5	142,8
Trajectoire TURPE 7	74,5	74,7	92,8	95,6

Tableau 27. Trajectoire de congestions internationales pour la période TURPE 7

Solde du compte ajustements-écarts[61] (poste incité à 100 %)

La CRE retient la trajectoire de RTE à 0 M€/an dans la mesure où le compte ajustement-écart (CAE) a vocation à être équilibré. Par construction, la trajectoire associée à ce poste est nulle même si des variations annuelles pourront être constatées en fonction de l'équilibre du compte ajustement-écart.

Interruptibilité[62] (poste à 100 % au CRCP)

La CRE retient une trajectoire de 74 M€/an en moyenne sur la période TURPE 7. Cette trajectoire est fondée, pour 2025, sur les résultats prévisionnels de l'appel d'offres pour l'année 2025. Pour les années suivantes, la CRE prend en compte un volume fondé sur le réalisé récent (moyenne des résultats des appels d'offres 2020-2025), le volume maximal permis par l'appel d'offres (1 200 MW) n'ayant pas été atteint ces dernières années. Cela représente une baisse de 16 M€/an en moyenne par rapport à la demande de RTE.

Contrats d'échange entre GRT (CEEG) (poste à 100 % au CRCP)

La CRE retient un ajustement mineur de la demande de RTE conduisant à une trajectoire de recettes nettes de -0,1 M€/an, contre 0 M€/an demandé par l'opérateur. Cette trajectoire correspond à la moyenne des coûts et recettes liés aux contrats de secours mutuels observés sur la période 2021-2023.

Charges liées à la compensation inter-GRT (ITC) (poste à 80 % au CRCP)

La CRE retient une trajectoire de 14 M€/an en moyenne sur la période TURPE 7, représentant un ajustement de la demande de RTE de -8 M€/an en moyenne. Ce niveau correspond à la moyenne des coûts et recettes liés à l'ITC observés sur la période 2014-2023 en excluant l'année 2022 en raison d'un solde exportateur français exceptionnellement bas (du fait d'indisponibilités exceptionnelles du parc nucléaire français).

Solde du mécanisme de capacité[63] (poste à 100 % au CRCP)

La CRE retient la trajectoire de RTE de -58 M€/an en moyenne sur la période du TURPE 7. RTE anticipe des produits élevés pour les années 2025 et 2026, résultant d'un niveau élevé de volumes en écart au titre des années de livraison correspondantes (2022 et 2023).

---

[60] ROSC (*Regional Operational Security Coordination*) est la méthodologie régionale de gestion coordonnée de la congestion.

[61] Le CAE est un compte qui enregistre l'ensemble des flux financiers liés aux activations de RTE pour l'équilibrage et au dispositif de responsable d'équilibre. Le coefficient k relatif au prix de règlement des écarts est ajusté chaque mois de façon à assurer l'équilibre des charges et des recettes.

[62] Par ce dispositif d'interruptibilité, RTE peut interrompre, en moins de 5 secondes, un ou plusieurs consommateurs industriels raccordés au réseau public de transport d'électricité qui ont été sélectionnés sur appel d'offres et qui sont rémunérés par RTE pour ce service.

[63] RTE, en tant qu'organisateur du mécanisme de capacité, contrôle l'équilibre des acteurs obligés et des exploitants et pilote le règlement financier des écarts trois ans après l'année de livraison (collecte du règlement des écarts négatifs et rémunération des écarts positifs).

Synthèse

Les trajectoires retenues par la CRE pour les charges liées à l'exploitation du système électrique sur la période du TURPE 7 sont présentées dans le tableau suivant :

En M€courants	Réalisé 2023	2025	2026	2027	2028	Moyenne 2025-2028
Achats pour la compensation des pertes électriques	1 218,8	873,6	916,8	851,9	854,6	874,2
Achats liés aux réserves d'équilibrage	586,1	547,5	478,9	412,3	352,1	447,7
Achats liés aux services système tension	161,3	140,2	146,6	156,2	163,9	151,7
Charges liées aux congestions	272,5	136,6	139,7	161,8	170,1	152,1
Solde du compte ajustements-écarts	7,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Interruptibilité	36,3	73,1	74,5	74,5	74,5	74,1
Contrats d'échange entre GRT	-1,8	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
Charges liées à la compensation inter-GRT (ITC)	-9,7	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4
Solde du règlement des écarts du mécanisme de capacité	-36,6	-72,0	-100,0	-20,0	-40,0	-58,0
Total charges liées à l'exploitation du système électrique	2 234,1	**1 713,3**	**1 670,7**	**1 651,0**	**1 589,4**	**1 656,1**
Écart par rapport à la demande de RTE		***-235,5***	***-170,9***	***-227,3***	***-160,5***	***-198,5***

Tableau 28. Charges liées à l'exploitation du système électrique pour la période TURPE 7

3.3. Recettes tirées de la vente de capacité d'interconnexion et des mécanismes de capacité

En tant que propriétaire et gestionnaire d'interconnexions d'électricité entre la France et ses pays voisins, RTE perçoit des recettes tirées, d'une part, de la vente de capacités d'interconnexion et, d'autre part, de la participation aux mécanismes de capacités mis en place en France et dans les pays frontaliers, au titre de la contribution des interconnexions à la sécurité d'approvisionnement.

Aux termes des dispositions de l'article 19, paragraphe 2, du règlement (UE) 2019/943 (dans sa version modifiée par le règlement (UE) 2024/1747) les recettes tirées de l'allocation de capacités doivent être utilisées en priorité pour a) *« garantir la disponibilité réelle des capacités allouées, y compris la compensation de fermeté* », b) « *maintenir ou accroître les capacités d'échange entre zones* » et « c) *indemniser les exploitants de centrales de production d'électricité renouvelable en mer situées dans une zone de dépôt des offres en mer, directement connectés à deux ou plusieurs zones de dépôt des offres* ». Lorsque ces objectifs prioritaires ont été remplis, les recettes peuvent être prises en compte pour la fixation des tarifs d'utilisation des réseaux. Conformément à ces dispositions, les recettes d'interconnexion de RTE, de même que les coûts visant à garantir la fermeté des produits alloués, ainsi que les charges de capital des investissements permettant de maintenir ou d'accroître les capacités d'interconnexion, sont pris en compte au réel via le CRCP.

3.3.1. Demande de RTE

Pour des raisons de confidentialité des hypothèses de RTE sur les recettes tirées des mécanismes de capacité, la trajectoire de RTE présentée ci-après intègre de façon agrégée les recettes tirées de la vente des capacités et des mécanismes de capacité, les premières représentant la plus grande part.

RTE a présenté des recettes d'interconnexion s'élevant à 1 836 M€/an en moyenne sur le TURPE 7 HTB. Cette trajectoire tient compte des différentiels de prix observés sur les marchés à terme et des prévisions de capacités d'échange disponibles par frontière, des évolutions des modalités de vente de capacité d'interconnexion et des règles de marché projetées sur la période du TURPE 7, ainsi que des dates prévisionnelles de mise en service des interconnexions Celtic et Golfe de Gascogne.

Les estimations de RTE sur la vente des capacités d'interconnexion se décomposent en 2 parties :

- une valeur liée aux volumes de capacité et aux différentiels de prix sur les marchés à terme ;
- une valeur d'option liée à l'éventualité que ces différentiels de prix s'accroissent d'ici leur échéance d'utilisation.

Dans son dossier tarifaire, RTE souligne la forte incertitude attachée à cette prévision de recettes d'interconnexion, dans un contexte de niveau élevé et de forte volatilité des différentiels de prix avec les pays voisins.

En M€$_{courants}$	Réalisé 2023	2025	2026	2027	2028	Moyenne 2025-2028
Recettes d'interconnexion	1 955,6	1 669,5	2 092,8	1 775,2	1 805,3	1 835,7

Tableau 29. Demande de RTE pour la période TURPE 7

3.3.2. Analyse de la CRE et synthèse des ajustements retenus

Dans sa consultation publique du 11 octobre 2024, la CRE considérait que l'estimation de RTE, même si elle était fondée sur une approche technique pertinente, était très élevée. Compte tenu des incertitudes sur les différentiels de prix de gros de l'électricité et afin de ne pas faire courir un risque de sous-financement de RTE par le TURPE au cours de la période tarifaire, elle envisageait de retenir une vision prudente à 1 418 M€/an en moyenne.

En M€$_{courants}$	Réalisé 2023	2025	2026	2027	2028	Moyenne 2025-2028
Recettes d'interconnexion	1 955,6	1 414,8	1 812,6	1 346,4	1 097,1	1 417,7

Tableau 30. Trajectoire de recettes d'interconnexion envisagée par la CRE dans sa consultation publique du 11 octobre 2024

Les retours des acteurs ont été majoritairement favorables à l'orientation de la CRE de retenir une trajectoire prudente sur le niveau des recettes d'interconnexion, car une trajectoire trop élevée pourrait conduire à sous-estimer le niveau des charges à couvrir sur la période TURPE 7 et mener à des hausses de tarifs au cours de la période tarifaire, voire à un solde du CRCP de fin du TURPE 7 très élevé.

La CRE retient la trajectoire prévisionnelle envisagée dans la consultation publique qu'elle met à jour afin de tenir compte des informations disponibles fin 2024. En particulier :

- les hypothèses concernant les différentiels de prix prévisionnels entre la France et ses voisins ont été mises à jour afin de tenir compte de la moyenne des prix à terme sur la période du 21 octobre au 3 novembre 2024. Les différentiels de prix ainsi retenus s'élèvent à un niveau légèrement supérieur à ceux de la consultation publique ;

- les hypothèses de recettes tirées des mécanismes de capacité ont été mises à jour afin de tenir compte du résultat des dernières enchères portant sur le mécanisme de capacité, ayant conduit à un prix de la capacité plus faible que celui observé ces dernières années.

La mise à jour de ces hypothèses conduit à une trajectoire de recettes prévisionnelles équivalente à 1 445 M€/an en moyenne sur la période TURPE 7. Pour rappel, le niveau prévisionnel retenu dans le TURPE 6 HTB était de 366 M€ par an.

La trajectoire retenue pour le TURPE 7 HTB est présentée dans le tableau ci-après.

En M€$_{courants}$	Réalisé 2023	2025	2026	2027	2028	Moyenne 2025-2028
Recettes d'interconnexion	1 956	1 577,1	1 671,1	1 440,6	1 092,1	1 445,2

Tableau 31. Trajectoire de recettes d'interconnexion pour la période TURPE 7

3.4. Paramètres de rémunération

Demande de RTE

RTE a présenté une demande de coût moyen pondéré du capital (CMPC) de 5,67 % nominal, avant impôt sur les sociétés, en hausse par rapport à celui du TURPE 6 HTB (4,6 %). RTE a par ailleurs demandé un taux de 3,06 % nominal, avant impôt sur les sociétés, pour la rémunération des IEC hors projets en mer. Cette demande s'appuie sur les conclusions d'une étude commandée par RTE auprès d'un consultant externe.

RTE demande notamment une révision à la hausse du bêta de l'actif, à 0,42 contre 0,37 pour le TURPE 6 HTB. RTE justifie cette hausse par (i) une étude comparative des bêtas de l'actif de comparables européens régulés réalisée par son consultant[64], (ii) la variation potentielle du risque auquel RTE pourrait être exposé pour la période TURPE 7, et (iii) l'accroissement significatif des besoins d'investissements prévus pour la transition énergétique.

Consultation publique

La CRE a examiné les différents paramètres intervenant dans le calcul du coût moyen pondéré du capital. Elle a fait réaliser une étude par un prestataire externe pour auditer la demande de rémunération de RTE. Le rapport de la société Compass Lexecon a été publié[65] dans le cadre de la consultation publique du 11 octobre 2024. A l'occasion de cette consultation publique, la CRE a indiqué qu'elle envisageait de retenir une fourchette de CMPC de 4,6 % à 5,1 % nominal, avant impôts.

Les répondants à la consultation publique du 11 octobre 2024 sont partagés quant à la fourchette de CMPC présentée par la CRE. Certains considèrent que le niveau retenu est trop élevé et pourrait conduire à une hausse indue des charges à couvrir dans les prochaines années. RTE et ses actionnaires considèrent que le niveau du taux de rémunération retenu est trop faible. Ils demandent en particulier une hausse du bêta de l'actif, visant selon eux à mieux refléter les risques auxquels RTE sera soumis pendant le TURPE 7.

[64] Sur le fondement de son étude comparative, le consultant mandaté par RTE présente une fourchette des bêtas de l'actif de comparables européens régulés comprise entre 0,39 et 0,47 en fonction de l'échantillon retenu et de la période de référence.

[65] Consultation publique n°2024-15 du 11 octobre 2024 relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité (TURPE 7 HTB).

Analyse de la CRE et paramètres retenus pour le TURPE 7 HTB

La méthode de détermination par la CRE du coût moyen pondéré du capital est fondée sur un CMPC à structure normative assurant une rémunération appropriée des capitaux investis. Jusqu'au TURPE 6 inclus, la méthode s'appuyait sur la moyenne des taux observée sur les dix dernières années, reflétant la durée de vie longue des infrastructures de réseau. Cette méthode, qui avait très peu évolué depuis trois périodes tarifaires, a permis de maintenir l'attractivité des infrastructures d'énergie en France, tout en prenant en compte la tendance d'évolution des taux à la baisse pendant plusieurs années.

Après cette longue période de baisse, les taux d'intérêt ont connu une hausse rapide et forte début 2022 pour s'établir à des niveaux supérieurs à ceux des dix dernières années. Face à cette situation nouvelle, la CRE, comme elle l'a proposé dans la consultation publique du 11 octobre 2024, fait évoluer la méthode de calcul du CMPC pour mieux prendre en compte la dynamique de court terme des taux d'intérêt. Une telle évolution avait déjà été retenue pour les tarifs d'infrastructures gazières[66].

Comme précisé dans la partie 2.1.2.2., le coût moyen pondéré du capital pour le TURPE 7 HTB est calculé en pondérant à la fois le taux sans risque et le spread de dette de la manière suivante :

- un taux déterminé selon la méthode utilisée pour TURPE 6 HTB et les tarifs précédents, fondée sur l'analyse de paramètres de long terme, qui s'établit à 1,4 % pour le taux sans risque et à 1,1 % pour le spread de dette ;
- un taux fondé sur la prise en compte de données économiques plus récentes qui s'établit à 3,3 % pour le taux sans risque et à 0,7 % pour le spread de dette.

La pondération retenue par la CRE repose sur une répartition normative de la part respective des nouveaux actifs mis en service à partir du 1er janvier 2025 et des anciens actifs pour RTE, évaluée pour la période tarifaire TURPE 7. La pondération est de 70 % pour le taux fondé sur des données de long terme et 30 % pour le taux fondé sur des données plus récentes. Cette pondération conduit la CRE à retenir pour le TURPE 7 HTB un taux sans risque de 1,9 % et un spread de dette de 1,0 %.

La CRE retient un CMPC nominal, avant impôts de 5,0 % pour rémunérer la BAR de RTE pendant le TURPE 7 HTB. Les valeurs retenues pour chacun de ces paramètres figurent dans le tableau ci-après :

[66] Délibération n°2024-22 du 30 janvier 2024 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga (ATRT8) ; délibération n°2024-21 de la CRE du 30 janvier 2024 portant décision sur le tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane (ATS3) ; délibération n° 2024-40 du 15 février 2024 portant décision sur le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF.

	TURPE 6 HTB	Données de long terme	Données de court terme	Valeur pondérée (70 % - 30 %)
Taux sans risque nominal (TSR)	1,7 %	1,4 %	3,3 %	**1,9 %**
Spread de dette	0,7 %	1,1 %	0,7 %	**1,0 %**
Bêta de l'actif	0,37			**0,37**
Bêta des fonds propres (β)	0,78			**0,78**
Prime de risque de marché (PRM)	5,2 %			**5,2 %**
Levier (dette/(dette+fonds propres)) (g)	60 %			**60 %**
Taux d'impôts sur les sociétés (IS)	26,47 %			**25,83 %**
Coût de la dette (nominal, avant IS)	2,4 %			**2,9 %**
Coût des fonds propres (nom., avant IS)	7,8 %			**8,1 %**
CMPC (nominal, avant IS)	**4,6 %**			**5,0 %**

Tableau 32. Paramètres du CMPC pour le TURPE 7 HTB (valeurs arrondies)

Par rapport aux valeurs prises en compte pour définir le CMPC du TURPE 6 HTB, les principales modifications, en cohérence avec l'évolution des données macro-économiques et financières, portent sur l'évolution du taux sans risque, du spread de dette et de la fiscalité.

Le taux sans risque s'établit à 1,9 % et est déterminé sur l'observation des rendements des obligations de l'État français (« OAT »). Ce taux est déterminé comme la pondération entre la moyenne sur 10 ans de l'OAT de maturité 15 ans et la moyenne des quatre taux à terme implicites des années 2025 à 2028 d'une OAT de maturité 15 ans. La pondération retenue est de 70/30 pour la période tarifaire considérée.

Le spread de dette s'établit à 1,0 % et est déterminé sur l'observation des rendements obligataires moyens iBoxx EUR NF 10+ BBB' pour les données de long terme sur une moyenne sur 10 ans et pour les données de court terme sur une moyenne de 1 an. La pondération retenue entre ces deux valeurs est également de 70/30 pour la période tarifaire considérée.

Le bêta de l'actif, fixé à 0,37, est stable par rapport au TURPE 6 HTB. La CRE ne retient pas la demande de RTE d'une hausse du bêta. En effet, la CRE ne partage pas l'analyse de RTE et de ses actionnaires d'une hausse significative des risques. D'une part, la CRE appuie sa décision sur les observations de marché et les bêtas de l'activité des opérateurs d'électricité en Europe, lesquels n'ont pas matériellement augmenté au cours de la période TURPE 6 sur l'échantillon considéré. D'autre part, elle prend en considération le cadre de régulation de RTE qui continue à protéger le niveau du chiffre d'affaires de RTE contre la plupart des risques. Par ailleurs, les risques liés au développement des actifs constitutifs de raccordement de parcs éoliens en mer sont couverts par une prime spécifique de rémunération additionnelle (voir ci-dessous). Enfin, un rapprochement avec le bêta des opérateurs gaziers ne semble également pas justifié, eu égard aux perspectives différentes entre les deux secteurs.

La CRE prend également en compte la baisse de taux normal d'imposition sur les sociétés à 25,0 %, combinée à la contribution sociale correspondant à 3,3 % du montant de l'IS, soit un taux d'imposition de 25,83 %.

Comme exposé au paragraphe 2.1.2, les IEC sont rémunérées au coût de la dette nominal avant impôts, soit 2,9 % (hors actifs constitutifs de raccordement de parcs éoliens en mer, pour lesquels la rémunération est au CMPC).

Prime spécifique de rémunération pour les actifs constitutifs de raccordement de parcs éoliens en mer

La CRE a analysé le cadre de régulation associé aux raccordements de parcs éoliens en mer au paragraphe 2.1.2.4. Dans sa consultation publique du 11 octobre 2024, la CRE avait évalué une éventuelle prime entre 0,25 % et 0,5 % sur la base des risques d'exploitation liés aux avaries et des éventuelles indemnités versées aux producteurs éoliens en mer.

Les gestionnaires de réseaux et leurs actionnaires se sont montrés globalement favorables à la mise en œuvre d'une prime de rémunération spécifique pour les raccordements de parcs éoliens en mer. Ces derniers souhaitaient néanmoins que cette prime soit fixée à un niveau forfaitaire plus élevé, fixé à 1 %, reflétant le caractère stratégique de ces ouvrages pour le système électrique. Les répondants à la consultation publique se sont montrés majoritairement favorables à une prime adaptée aux risques des projets de raccordement de parcs éoliens en mer.

La CRE considère que le niveau de cette prime spécifique de rémunération doit refléter le niveau des risques liés à l'exploitation des actifs constitutifs de raccordement de parcs éoliens en mer.

Afin de calculer le niveau de cette prime, la CRE a ainsi pris en compte les coûts de réparation des avaries sur les raccordements de parcs éoliens en mer, sur la base d'hypothèses intégrant notamment la période de garantie des fournisseurs et les éventuelles indemnisations en cas de dommages causés par des tiers. La CRE a également pris en compte le risque et le niveau des indemnités que RTE pourrait avoir à verser aux producteurs éoliens en mer. Conformément aux dispositions de l'arrêté du 10 novembre 2017, le montant restant à la charge de RTE sera déterminé par la CRE dans la limite de 40 % des indemnités versées et plafonné à 70 M€ par an.

Sur la base de ces estimations des risques d'exploitation, la CRE retient une prime de rémunération de 0,5 % pour les actifs constitutifs des raccordements de parcs éoliens en mer. Cette prime de rémunération ayant vocation à rémunérer des risques d'exploitation, elle s'ajoutera au CMPC à compter du 1er janvier 2025 pour la rémunération des actifs constitutifs de raccordement de parcs éoliens en mer en service.

3.5. Investissements et charges de capital normatives

3.5.1. Trajectoire d'investissements prévisionnelle

3.5.1.1. Demande de RTE

La CRE a présenté dans la consultation publique du 11 octobre 2024 sur le TURPE 7 HTB la demande de RTE pour les dépenses d'investissements, qui est en forte croissance par rapport à la période précédente. Les dépenses prévisionnelles moyennes s'élèvent à 4 900 M€ par an sur cette période, alors qu'elles ont été d'environ 1 792 M€ par an en moyenne sur la période 2021-2023. Cette hausse des investissements doit, selon RTE, permettre au réseau d'accompagner la transformation du système électrique (développement des énergies renouvelables et électrification des usages) tout en répondant à la problématique de vieillissement du réseau existant. La demande de RTE présentée en consultation publique est rappelée dans le tableau ci-dessous :

En M€courants	Réalisé 2023	2025	2026	2027	2028	Moyenne annuelle TURPE 7	Moyenne annuelle 2021-2023
Développement du réseau en mer	349,2	502,7	1 014,9	1 553,5	2 712,0	1 445,8	340,6
Interconnexions	130,8	711,8	671,4	428,0	163,9	493,8	84,8
Renouvellement	614,2	922,5	1 157,2	994,2	1 042,4	1 029,1	480,7
Adaptation du réseau et raccordements	432,3	633,8	940,9	1 433,2	1 771,4	1 194,8	418,2
Ossature numérique	221,8	402,2	428,7	409,4	363,9	401,1	202,6
Immobilier et logistique	138,5	154,9	147,9	94,9	105,4	125,8	92,0
Systèmes d'information	190,2	214,7	213,4	207,8	203,2	209,8	173,0
Investissements totaux bruts	**2 077,0**	**3 542,6**	**4 574,4**	**5 121,2**	**6 362,6**	**4 900,1**	**1 791,9**

Tableau 33. Demande de trajectoire de dépenses d'investissements de RTE sur la période du TURPE 7

RTE a communiqué à la CRE fin 2024 une trajectoire de dépenses d'investissements légèrement révisée pour la période 2025-2028 s'élevant à 4 880 M€/an en moyenne, en baisse de -0,4 % par rapport à la demande précédente. Les dépenses prévisionnelles d'investissements de RTE, prenant en compte les hypothèses d'inflation retenues par la CRE, sont présentées dans le tableau ci-dessous :

En M€courants	Réalisé 2023	2025	2026	2027	2028	Moyenne annuelle TURPE 7	Moyenne annuelle 2021-2023
Développement du réseau en mer	349,2	534,0	959,0	1 539,1	2 684,8	1 429,2	340,6
Interconnexions	130,8	585,6	804,2	498,9	93,7	495,6	84,8
Renouvellement	614,2	910,3	1 138,8	979,3	1 038,6	1 016,7	480,7
Adaptation du réseau et raccordements	432,3	708,6	1 014,2	1 435,1	1 772,9	1 232,7	418,2
Ossature numérique	221,8	398,9	417,0	400,3	380,6	399,2	202,6
Immobilier et logistique	138,5	153,8	146,9	94,3	104,7	124,9	92,0
Systèmes d'information	190,2	185,3	184,5	176,2	180,4	181,6	173,0
Investissements totaux bruts	**2 077,0**	**3 476,6**	**4 664,6**	**5 123,2**	**6 255,6**	**4 880,0**	**1 791,9**

Tableau 34. Demande mise à jour de trajectoire de dépenses d'investissements de RTE sur la période du TURPE 7 de RTE mise à jour selon les hypothèses d'inflation retenues par la CRE

On observe un triplement entre 2023 et 2028, de 2,1 à 6,3 Md€. RTE prévoit que le montant annuel d'investissements se maintiendra durablement au-dessus de 6 Md€ après le TURPE 7.

L'évolution des dépenses d'investissements depuis 2021 est détaillée dans le graphique ci-dessous :

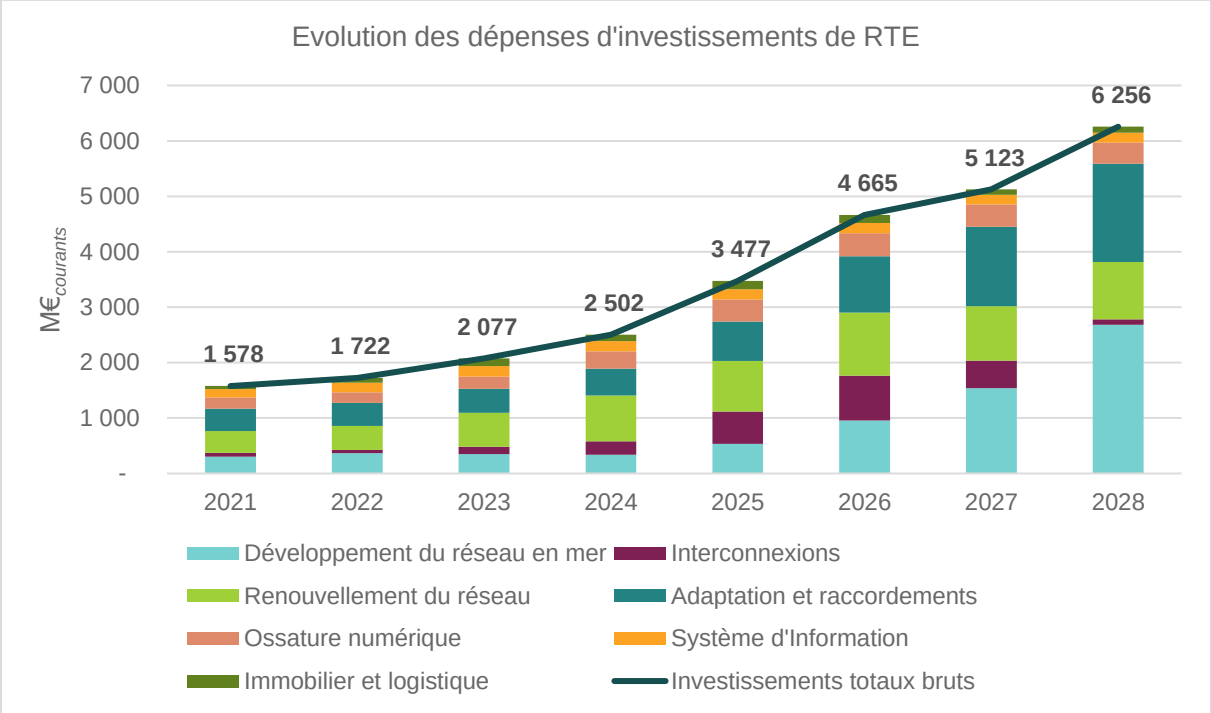

Figure 3. Évolution des dépenses d'investissements demandées par RTE sur la période 2021-2028

La trajectoire de dépenses d'investissements présentée par RTE prévoit en particulier :

- une forte hausse des dépenses pour le **développement du réseau en mer** (1 429 M€/an en moyenne sur le TURPE 7 contre 341 M€/an sur la période 2021-2023, soit une multiplication par 4,2). Le TURPE 7 doit permettre la mise à disposition par RTE des raccordements à courant alternatif des parcs de l'AO 2 (Dieppe – Le Tréport et Yeu – Noirmoutier), ainsi que le lancement des travaux des raccordements à courant alternatif de quatre parcs (AO 3 Dunkerque, AO 5 Sud-Bretagne et les deux parcs AO 6 en Méditerranée) et des raccordements à courant continu de trois parcs (AO 7 Oléron et AO 4 et 8 Centre-Manche 1 et 2). Les appels d'offres réalisés en 2024 pour la fourniture des matériels des raccordements des parcs des AO 4 à 8 (postes, câbles et le cas échéant stations de conversion) ont confirmé les tensions sur les approvisionnements de ces matériels et ont conduit à une hausse des coûts de ces raccordements. Dans ce contexte, RTE prépare actuellement la stratégie de contractualisation pour le raccordement des parcs éoliens en mer qui pourraient être décidés pour la prochaine décennie, en cohérence avec les objectifs du « Pacte éolien en mer » (18 GW en service d'ici 2035) ;
- la poursuite de l'accélération des dépenses pour le **renouvellement du réseau** engagée dès 2023 (1 017 M€/an en moyenne sur la période TURPE 7 contre 481 M€/an sur la période 2021-2023, soit une multiplication par 2,1). Cette hausse doit permettre de faire face au vieillissement du réseau et permettre son adaptation au changement climatique, en particulier par le remplacement de lignes aériennes vétustes et de liaisons souterraines oléostatiques de technologie obsolète ainsi que par la reconstruction de postes électriques, en particulier les postes sous enveloppe métallique à l'origine de fuites de gaz SF_6 (« plan PSEM ») ;
- une hausse des dépenses pour les **interconnexions** (496 M€/an en moyenne sur la période TURPE 7 contre 85 M€/an sur la période 2021-2023, soit une multiplication par 5,8) avec l'achèvement des projets d'interconnexion Celtic et Golfe de Gascogne avant la fin du TURPE 7 ;

- une forte hausse des dépenses pour **l'adaptation du réseau et le raccordement de nouveaux utilisateurs** (1 233 M€/an en moyenne sur la période TURPE 7 contre 418 M€/an sur la période 2021-2023, soit une multiplication par 2,9). Ces dépenses prévisionnelles concernent principalement :
    - des renforcements de réseau et raccordements d'utilisateurs liés à des projets de décarbonation des procédés industriels existants ou d'installation de nouveaux consommateurs (*gigafactories*, *datacenters* ou électrolyseurs notamment). Les dépenses associées sont concentrées dans les zones industrielles les plus dynamiques (Dunkerque, Fos-sur-Mer, Le Havre, vallée de la chimie notamment) ;
    - les S3REnR pour le raccordement de nouvelles capacités de production renouvelable terrestre ;
    - la résorption des zones de fragilité du réseau de grand transport identifiées dans le dernier schéma décennal de développement du réseau de RTE, qui nécessite des projets de renforcement du réseau interne ;
- une hausse des dépenses pour **l'ossature numérique** du réseau (399 M€/an en moyenne sur la période TURPE 7 contre 203 M€/an sur la période 2021-2023, soit une multiplication par 2). Environ la moitié de ces dépenses concernent le renouvellement de systèmes de contrôle-commande de postes, remplacés lorsqu'ils atteignent leur limite d'âge. Les autres dépenses relatives à l'ossature numérique concernent principalement le développement de l'infrastructure de télécommunication de RTE, en particulier pour pallier la fermeture de la boucle locale cuivre à horizon 2030 décidée par Orange et encadrée par l'Autorité de régulation des communications électroniques, des postes et de la distribution de la presse (ARCEP) ;
- une hausse de 5 % des dépenses pour **les systèmes d'information** (182 M€/an en moyenne sur la période TURPE 7 contre 173 M€/an sur la période 2021-2023). Ces investissements concernent essentiellement les domaines des marchés et des interconnexions (44 M€/an, en hausse de 18 % par rapport à la période 2021-2023), la gestion des actifs (32 M€/an, en hausse de 196 % par rapport à 2021-2023) ainsi que la refonte du système ERP (*enterprise resource planning*, 22 M€/an en hausse de 45 % par rapport à 2021-2023) ;
- une hausse de 36 % des dépenses pour **l'immobilier et la logistique** (125 M€/an en moyenne sur la période TURPE 7 contre 92 M€/an sur la période 2021-2023). Ces dépenses concernent principalement la poursuite du programme de construction des sièges régionaux (24 M€/an en moyenne) ainsi que les projets prioritaires de restructuration ou reconstruction des Groupes Maintenance Réseau (GMR) et Groupements de Postes (GDP) (31 M€/an en moyenne). RTE prévoit également des dépenses de renouvellement de véhicules légers (7,1 M€/an en moyenne) et d'hélicoptères (7,5 M€/an en moyenne).

La trajectoire de dépenses d'investissements prévue par RTE aboutirait à une hausse de la BAR de RTE de 29 % entre le 1er janvier 2025 et le 1er janvier 2029 (et de 52 % depuis le 1er janvier 2021) :

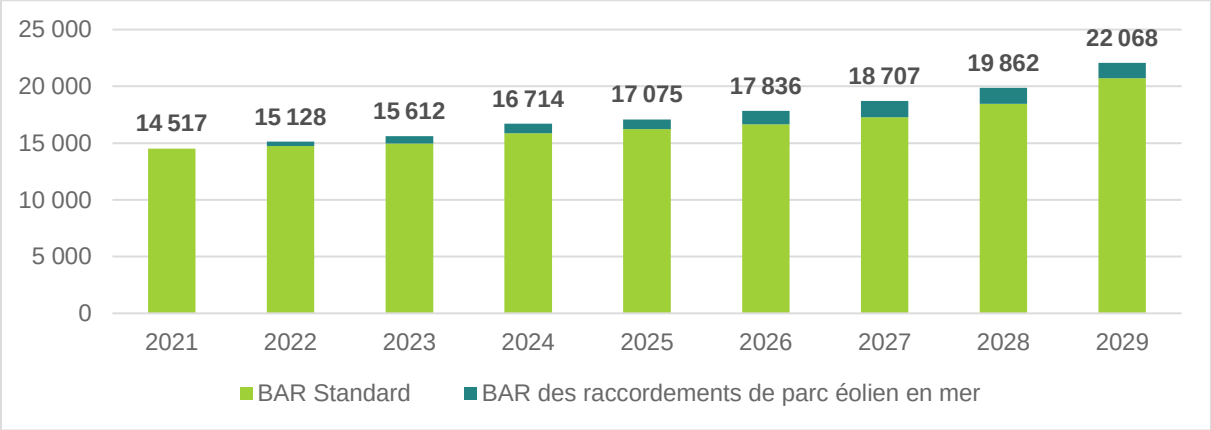

Figure 4. Évolution de la BAR globale de la demande de RTE (en M€$_{courants}$ au 1er janvier de l'année N)

3.5.1.2. Réponses à la consultation publique et analyse de la CRE

La CRE a présenté dans la consultation publique du 11 octobre 2024 son analyse des trajectoires d'investissements de RTE. Les contributions des participants à la consultation publique, ainsi que les échanges avec RTE et avec les différents acteurs auditionnés ou présents aux tables rondes, conduisent la CRE à retenir les analyses suivantes.

Investissements « réseaux »

Dans sa consultation publique, la CRE a considéré que la trajectoire demandée par RTE était pertinente et cohérente avec les enjeux identifiés de développement et de renouvellement du réseau.

Les répondants à la consultation publique partagent l'analyse de la CRE, tout en soulignant l'importance d'un cadre de régulation incitant RTE à la maîtrise des coûts d'investissements. Certains acteurs s'interrogent sur la capacité de RTE à mener à bien un programme d'investissements en aussi forte croissance.

La CRE considère que la trajectoire demandée par RTE n'est pas irréaliste. En particulier, RTE a intégré des abattements statistiques reflétant la probabilité d'occurrence d'événements pouvant conduire à des retards de projets. La trajectoire retenue représente ainsi la meilleure estimation des dépenses d'investissements réalisables durant la période TURPE 7. La CRE suivra la bonne réalisation du programme d'investissements lors des exercices d'approbation annuels.

La mise à jour effectuée par RTE modifie à la marge cette trajectoire et n'est pas de nature à modifier l'analyse de la CRE présentée dans la consultation publique.

Pour le réseau en mer, la CRE considère que la forte hausse des coûts affichée par RTE pour les raccordements des parcs des AO 3 à 8 est cohérente avec l'évolution des conditions de marché en Europe. Par ailleurs, la CRE juge pertinent que RTE prépare de manière anticipée la stratégie de contractualisation des parcs éoliens en mer de la prochaine génération (dits « PPE 3 »).

S'agissant des nouvelles interconnexions, les projets Celtic et Golfe de Gascogne ont connu une hausse de leurs coûts prévisionnels depuis leur autorisation initiale. La trajectoire présentée par RTE est cohérente avec les budgets révisés.

Les dépenses prévisionnelles pour l'adaptation du réseau et le raccordement de nouveaux utilisateurs sont cohérentes avec l'électrification des usages et le développement des énergies renouvelables prévus. En plus de maîtriser le coût de ses projets d'investissements, RTE devra recourir aux ressources de flexibilité externe (raccordements intelligents, écrêtements de production, contractualisation de capacités externes de flexibilité) chaque fois qu'elles sont plus efficaces qu'un investissement dans une nouvelle ligne ou un nouveau poste.

La hausse des dépenses relatives à l'ossature numérique est justifiée par le nouveau besoin lié à la fermeture de la boucle locale cuivre. RTE dispose de différentes solutions pour répondre à ce besoin (cf. partie 2.3.4.2.), et devra choisir les plus efficaces d'un point de vue technico-économique.

Les dépenses prévisionnelles liées au renouvellement du réseau sont en hausse, en lien avec l'augmentation des objectifs de renouvellement des lignes électriques (environ 1 000 km/an contre 700 km/an pendant le TURPE 6). Cette hausse a été présentée dans le SDDR 2019 de RTE et analysée par la CRE dans le cadre de l'examen de ce schéma. Les estimations du besoin de renouvellement du réseau d'ici à 2040 seront mises à jour par RTE dans le SDDR 2025.

La CRE considère que le TURPE 7 HTB doit inciter RTE à être efficace dans ses dépenses d'investissements. Les investissements pour le renouvellement du réseau de RTE font ainsi l'objet d'une régulation incitative spécifique sur les coûts unitaires, décrite dans la partie 2.3.4.2., tandis que les projets dont le coût total est suffisamment élevé font l'objet d'une fixation systématique d'un budget cible par la CRE (cf. partie 2.3.2.2.). En outre, la présente délibération prévoit une incitation à la mobilisation des flexibilités externes dans le TURPE 7 HTB (cf. partie 2.7.). Cet enjeu de maîtrise des dépenses d'investissements a été traité par RTE dans sa consultation sur le SDDR 2025 en vue notamment de permettre la priorisation de la trajectoire d'investissements.

La CRE retient donc la trajectoire mise à jour demandée par RTE et rappelée ci-après pour les investissements réseaux sur la période TURPE 7. Il convient de noter que les charges de capital réseaux sont inscrites au CRCP à 100 % (sous réserve qu'elles correspondent à celles d'un gestionnaire de réseau efficace et avec d'éventuels audits de la CRE). Seuls les investissements effectivement réalisés par RTE entreront donc dans sa BAR.

En M€$_{courants}$	Réalisé 2023	2025	2026	2027	2028	Moyenne annuelle TURPE 7
Développement du réseau en mer	349,2	534,0	959,0	1 539,1	2 684,8	1 429,2
Interconnexions	130,8	585,6	804,2	498,9	93,7	495,6
Renouvellement du réseau	614,2	910,3	1 138,8	979,3	1 038,6	1 016,7
Adaptation du réseau et raccordements	432,3	708,6	1 014,2	1 435,1	1 772,9	1 232,7
Ossature numérique	221,8	398,9	417,0	400,3	380,6	399,2
Investissements « réseaux » bruts	**1 748,3**	**3 137,5**	**4 333,2**	**4 852,7**	**5 970,5**	**4 573,5**

Tableau 35. Trajectoire d'investissements « réseaux » retenue par la CRE pour le TURPE 7 HTB

Investissements « hors réseaux »

Les investissements relatifs aux systèmes d'information, à l'immobilier et à la logistique, dits « hors réseaux », font l'objet d'une régulation incitative spécifique dans le TURPE 7 HTB (voir partie 2.3.4.1.). La CRE considère par ailleurs que ce poste constitue un enjeu majeur pour le TURPE 7 HTB car la numérisation et l'exploitation efficace par RTE des potentialités offertes par les systèmes d'information modernes sont d'une très grande importance pour l'évolution du système électrique français.

En M€courants	Réalisé 2023	2025	2026	2027	2028	Moyenne annuelle TURPE 7
Systèmes d'information	190,2	185,3	184,5	176,2	180,4	181,6
Immobilier	105,4	110,8	90,2	59,4	69,8	82,6
Logistique	33,1	43,1	56,7	34,9	34,8	42,4
Investissements « hors réseaux » totaux	**328,7**	**339,1**	**331,4**	**270,5**	**285,1**	**306,5**

Tableau 36. Demande mise à jour de trajectoire de dépenses d'investissements « hors réseaux » de RTE sur la période du TURPE 7 présentée par RTE avec les hypothèses d'inflation retenues par la CRE

Concernant les dépenses d'investissements pour les systèmes d'information (SI), RTE a transmis une trajectoire mise à jour en baisse par rapport à sa demande tarifaire (181,6 M€/an contre 210 M€/an initialement). RTE indique avoir mené un travail de priorisation des projets SI pour la période du TURPE 7, en privilégiant les investissements dans les domaines de la gestion des actifs, de l'intégration aux plateformes européennes d'équilibrage, du pilotage et des outils d'études de réseaux ainsi que les outils liés à la relation clientèle.

La CRE a analysé la nouvelle trajectoire demandée par RTE et considère qu'elle est adaptée aux enjeux de la période du TURPE 7, notamment les besoins de pilotage du réseau et l'augmentation des raccordements de nouveaux clients. Par ailleurs, cette trajectoire est cohérente avec le réalisé de la dernière période tarifaire, s'élevant à 173 M€/an en moyenne sur la période 2021-2023. La CRE retient donc la nouvelle trajectoire de RTE pour le TURPE 7 HTB.

Concernant les dépenses d'investissements pour l'immobilier, la CRE a proposé dans la consultation publique de suivre la recommandation de l'auditeur de requalifier en dépenses d'investissements certaines charges d'exploitation pour la maintenance des parcs éoliens en mer (+10,7 M€). Elle a également proposé un ajustement à la baisse de -49,2 M€, correspondant aux dépenses prévisionnelles de RTE pour la seconde phase de son programme de restructuration et de reconstruction des Groupes Maintenance Réseau (GMR) et Groupements de Postes (GDP). La première phase de ce programme a fait l'objet d'un retard global et d'une hausse de coût significative, principalement liée à sous-estimation de la complexité des travaux à réaliser. Au vu de ce retour d'expérience et des retards pris sur la première phase, la CRE estime probable un retard de cette deuxième phase au-delà de la période TURPE 7. La CRE retient en conséquence la trajectoire présentée dans sa consultation publique. Comme indiqué dans la partie 2.3.2.2., la CRE retient un traitement spécifique des projets immobiliers de plus de 15 M€ pour le TURPE 7 HTB, dont les charges sont couvertes à 100 %, avec une incitation à la maîtrise des coûts par des budgets cibles. Le programme de reconstruction des GMR et GDP entre dans cette catégorie. Ainsi, la trajectoire retenue pour les projets immobiliers de plus de 15 M€ n'aura pas de conséquences financières directes pour RTE mais la CRE fixera au cours de la période tarifaire des budgets cibles visant à maîtriser les dépenses liées à ce programme.

Enfin, comme indiqué dans la consultation publique, la CRE considère que la trajectoire demandée par RTE concernant la logistique, et notamment le poste relatif aux véhicules légers, est cohérente avec les besoins identifiés. La CRE retient en conséquence la trajectoire présentée par RTE.

En M€courants	Réalisé 2023	2025	2026	2027	2028	Moyenne annuelle TURPE 7
Systèmes d'information	190,2	185,3	184,5	176,2	180,4	181,6
Immobilier	105,4	110,0	87,9	50,7	43,3	73,0
Logistique	33,1	43,1	56,7	34,9	34,8	42,4
Investissements « hors réseaux » totaux	**328,7**	**338,3**	**329,1**	**261,8**	**258,6**	**296,9**

Tableau 37. Trajectoire d'investissements « hors réseaux » retenue par la CRE pour la période TURPE 7

La CRE retient, pour les dépenses d'investissements de RTE pour le TURPE 7 HTB, la trajectoire synthétisée dans le tableau ci-dessous :

En M€courants	Réalisé 2023	2025	2026	2027	2028	Moyenne annuelle TURPE 7
Développement du réseau en mer	349,2	534,0	959,0	1 539,1	2 684,8	1 429,2
Interconnexions	130,8	585,6	804,2	498,9	93,7	495,6
Renouvellement	614,2	910,3	1 138,8	979,3	1 038,6	1 016,7
Adaptation du réseau et raccordements	432,3	708,6	1 014,2	1 435,1	1 772,9	1 232,7
Ossature numérique	221,8	398,9	417,0	400,3	380,6	399,2
Immobilier et logistique	138,5	153,0	144,6	85,6	78,2	115,4
Systèmes d'information	190,2	185,3	184,5	176,2	180,4	181,6
Investissements totaux bruts	**2 077,0**	**3 475,8**	**4 662,3**	**5 114,5**	**6 229,1**	**4 870,4**

Tableau 38. Trajectoire de dépenses d'investissements de RTE retenue par la CRE pour la période TURPE 7

3.5.2. Subventions et participations reçues de tiers relatives aux investissements

Les subventions et les participations reçues de tiers correspondent notamment aux subventions européennes reçues dans le cadre des projets d'interconnexion, à la quote-part des S3REnR et plus généralement aux quotes-parts supportées par les clients de RTE dans le cadre des raccordements au réseau. Dans son dossier tarifaire pour le TURPE 7 HTB, RTE prévoit de percevoir les subventions et participations de tiers suivantes :

En M€courants	2025	2026	2027	2028
Subventions et participations de tiers	617,0	890,7	1 136,4	1 115,5

Tableau 39. Estimation des subventions et participations de tiers perçues par RTE (M€courants)

Comme elle l'avait proposé dans la consultation publique du 11 octobre 2024, la CRE retient la trajectoire prévue par RTE. Les subventions et les participations de tiers effectivement perçues par RTE seront déduites de la valeur des actifs intégrant la BAR. Ces subventions sont prises en compte à 100 % au CRCP.

3.5.3. Charges de capital normatives prévisionnelles

Cas spécifique des charges de capital pour les investissements « hors réseaux »

L'analyse de la CRE spécifique au cadre de régulation pour les investissements « hors réseaux » est présentée au paragraphe 2.3.4.1. Pour la période TURPE 7, le cadre de régulation associé à ces investissements est modifié, avec une prise en compte des charges de capital à 100 %, et une régulation incitative spécifique sur les dépenses d'investissements.

Dans sa consultation publique du 11 octobre 2024, la CRE a constaté que RTE avait bénéficié d'une couverture de charges additionnelles liée à des retards à la mise en service de projets de systèmes d'information, estimées à environ 100 M€ sur la période TURPE 6. La CRE avait ainsi proposé de ne pas couvrir de nouveau dans le TURPE 7 HTB les charges de capital incitées ayant déjà été couvertes en anticipation sur la période TURPE 6.

En réponse à la consultation publique, RTE est défavorable à cette proposition et estime que le cadre de régulation n'est pas adapté aux contraintes opérationnelles pour le pilotage des investissements.

La CRE maintient son analyse concernant les charges de capital déjà couvertes par le TURPE 6 en raison de retards de mises en service pour certains projets de systèmes d'information. La CRE estime notamment qu'il convient de ne pas introduire de double compte sur les charges liées à des décalages de mises en service des projets.

À la suite de la consultation publique, RTE a transmis une analyse détaillée de l'origine des écarts entre les charges de capital prévisionnelles et réalisées pour les systèmes d'information pendant le TURPE 6. Cette analyse montre que 60 M€ d'écart s'expliquent effectivement par la mise en service de grands projets plus tardivement que prévu par la délibération TURPE 6. Le reste de l'écart, d'un montant d'environ 40 M€, s'explique notamment par des différences avec les hypothèses normatives retenues lors de l'élaboration de la trajectoire prévisionnelle TURPE 6 (en particulier l'inflation, les montants d'investissements réalisés, les durées d'amortissement, les dates d'immobilisation comptables). RTE était incité sur ces éléments par la régulation incitative du TURPE 6 HTB.

La CRE partage l'analyse détaillée de RTE sur le bilan de la période TURPE 6. La CRE décide donc de ne pas couvrir dans le TURPE 7 HTB les montants liés aux retards de projets pour les systèmes d'information couverts pendant le TURPE 6, soit 60 M€ de charges de capital. La CRE retient donc une baisse de charges de capital de -15 M€ par an sur la période TURPE 7. Cette baisse des charges de capital vise uniquement à compenser des charges déjà couvertes en anticipation lors de la période TURPE 6, et se traduira par un moindre chiffre d'affaires pour RTE au cours de la période TURPE 7.

Synthèse du calcul des charges de capital pour le TURPE 7 HTB

Les montants prévisionnels de BAR et d'IEC retenus pour RTE pour le TURPE 7 HTB sont les suivants :

En M€$_{courants}$	Réalisé 2023	2025	2026	2027	2028	Moyenne TURPE 7
Base d'actifs régulés (BAR) au 1er janvier de l'année N	15 611,7	17 072,6	17 837,2	18 729,8	19 906,4	18 386,5
dont BAR des actifs de raccordements de parcs éoliens en mer en service	-	847,6	1 177,5	1 438,7	1 398,5	1 215,6
Immobilisations en cours (IEC) au 1er janvier de l'année N	2 731,7	3 795,5	5 261,7	7 720,5	9 396,3	6 543,5
dont IEC des actifs de raccordements de parcs éoliens en mer en service	-	*1 067,3*	*1 479,1*	*2 511,6*	*3 907,1*	*2 241,3*

Tableau 40. Base d'actifs régulés et immobilisations en cours (M€$_{courants}$)

Les montants prévisionnels retenus pour les CCN pour le TURPE 7 HTB sont les suivants :

En M€courants	Réalisé 2023	2025	2026	2027	2028	Moyenne TURPE 7
Amortissements couverts par le tarif	1 062,3	1 041,3	1 037,6	1 066,0	1 130,3	1 068,8
Rémunération des actifs en service hors actifs de raccordements de parcs éoliens en mer	718,1	811,3	833,0	864,6	925,4	858,5
Rémunération des actifs de raccordements de parcs éoliens en mer en service		46,6	64,8	79,1	76,9	66,9
Rémunération des IEC hors actifs de raccordements de parcs éoliens en mer	65,6	79,1	109,7	151,1	159,2	124,8
Rémunération des IEC pour les actifs de raccordements de parcs éoliens en mer		53,4	74,0	125,6	195,4	112,1
Retraitement des charges de capital couvertes en anticipation lors de la période TURPE 6		-15,0	-15,0	-15,0	-15,0	-15,0
Total des charges de capital	**1 846,0**	**2 016,7**	**2 104,0**	**2 271,3**	**2 472,2**	**2 216,1**

Tableau 41. Trajectoire de charges de capital (M€courants)

3.6. CRCP prévisionnel au 1er janvier 2025

Le montant total estimé du solde du CRCP de RTE au titre du TURPE 6 HTB à prendre en compte dans le calcul du revenu autorisé du TURPE 7 HTB s'élève à +523,6 M€ en faveur de RTE.

Le solde prévisionnel du CRCP pour l'année 2025 s'explique principalement par :

- des achats liés à l'exploitation du système électrique supérieurs aux prévisions à hauteur de 852,3 M€ ;
- des recettes d'interconnexion supérieures aux prévisions à hauteur de 876,7M€ ;
- des recettes tarifaires inférieures aux prévisions à hauteur de 269,7 M€ : cet écart s'explique par des soutirages inférieurs aux prévisions du TURPE 6 HTB et par le décalage de l'évolution tarifaire du 1er août 2024 au 1er novembre 2024 ;
- un écart d'inflation sur les charges nettes d'exploitation incitées à hauteur de 212,5 M€, lié à une inflation plus élevée que le prévisionnel retenu dans le TURPE 6 HTB.

	Montant (M€$_{2024}$)
Solde du CRCP au 1er janvier 2024	**201,4**
Ecarts prévisionnels en 2024 sur les postes inclus au périmètre du CRCP	**313,3**
dont écart anticipé sur les recettes tarifaires	269,7
dont écart anticipé sur les recettes d'interconnexion	-876,7
dont écart anticipé sur les achats liés à l'exploitation du système électrique	852,3
dont écart anticipé sur les charges de capital	2,1
dont écart anticipé sur les indemnités service système	-29,1
dont écart anticipé d'inflation sur les charges nettes d'exploitation incitées	212,5
dont autres postes au CRCP	-52,3
dont résultats de régulation incitative anticipés	-65,3
Actualisation au taux sans risque de 1,7 %	**8,8**
Solde prévisionnel du CRCP au 1er janvier 2025 (M€$_{2025}$)	**523,6**

Tableau 42. Solde prévisionnel du CRCP au 1er janvier 2025

Dans sa délibération du 15 janvier 2025[67], la CRE a décidé de faire évoluer le TURPE 6 HTB au 1er février 2025 de manière à apurer de manière anticipée le solde de ce CRCP prévisionnel au 1er janvier 2025. Le solde du CRCP a ainsi commencé à être remboursé à l'opérateur progressivement à partir du 1er février 2025. Le rythme d'apurement retenu par la CRE est le suivant :

	2025	2026
Montant de l'apurement prévisionnel (M€)	364,8	164,1[68]
Solde prévisionnel du CRCP résiduel TURPE 6 au 31/12/N	158,8	0

Tableau 43. Rythme d'apurement prévisionnel du solde du CRCP du TURPE 6 HTB

Le TURPE 7 HTB couvre les charges de RTE pour les années 2025 à 2028 et intègre donc le solde total du CRCP constaté au 1er janvier 2025. Toutefois, l'évolution exceptionnelle du TURPE 6 au 1er février 2025 a permis de débuter l'apurement du CRCP de fin du TURPE 6 HTB dès le 1er février 2025 et non au 1er août 2025. Comme rappelé dans la partie 2.2.3., l'évolution exceptionnelle du TURPE 6 HTB permet, d'une part, de ne pas effectuer une hausse en niveau au 1er août 2025 et, d'autre part, d'effectuer une hausse au 1er février 2025 plus limitée que si elle avait eu lieu au 1er août 2025.

Le solde définitif du CRCP de 2024 sera déterminé par la CRE au premier semestre 2025, après la clôture des comptes de RTE pour l'année 2024. La différence éventuelle entre ce montant définitif et le montant provisoire mentionné ci-dessus sera prise en compte lors de l'évolution de la grille tarifaire du 1er août 2026 du TURPE 7 HTB de RTE.

[67] Délibération de la CRE du 15 janvier 2025 portant décision sur l'évolution exceptionnelle du TURPE 6 HTB au 1er février 2025.

[68] Soit 158,8 M€ actualisé au taux sans risque (3,3%) au 1er janvier 2026.

3.7. Hypothèses d'évolution des soutirages et des injections

3.7.1. Evolutions prévues par RTE pendant la période TURPE 7

RTE a établi un scénario d'évolution des soutirages et des injections à partir des conclusions de son Bilan prévisionnel 2023[69].

Soutirages

Concernant les soutirages, le scénario de RTE prévoit une croissance importante de l'énergie soutirée sur le réseau de transport (+44 TWh en 2028 par rapport au réalisé 2023, corrigé de l'aléa climatique). Cette croissance est intégralement portée par les clients directs de RTE en raison de l'électrification de l'industrie et du développement de nouveaux usages. RTE prévoit que la croissance du soutirage viendra principalement des activités suivantes :

- le développement des électrolyseurs pour produire de l'hydrogène (+17 TWh sur la période) ;
- l'électrification de l'industrie (+16 TWh sur la période) ;
- le développement de *datacenters* (+6 TWh sur la période).

Le scénario de RTE était cohérent avec celui envisagé par Enedis pour ce qui concerne les soutirages et injections des GRD sur le réseau de transport. Néanmoins, au regard des faibles consommations et des dynamiques constatées durant la première partie de l'année 2024, Enedis a mis à jour ses trajectoires au regard d'hypothèses plus conservatrices, en retenant un niveau de consommation stable en 2024 et 2025 par rapport au niveau de 2023.

À la demande de la CRE, RTE a fourni une trajectoire de soutirage pour ses clients GRD reposant sur cette hypothèse prudente, qui correspond à une croissance de +30 TWh en 2028 par rapport au réalisé 2023 corrigé de l'aléa climatique, contre +44 TWh dans la demande tarifaire initiale de RTE. Cette trajectoire est présentée dans le tableau suivant :

En TWh	Réalisé 2023	2025	2026	2027	2028	Moyenne TURPE 7
Total soutirages	378,6	375,2	383,1	396,4	409,0	390,9
		-1 %*	+2 %	+3 %	+3 %	+3 %
dont GRD	315,7	302,8	301,1	300,4	300,6	301,2
		*-4 %**	*-1 %*	*0 %*	*0 %*	*0 %*
dont clients directs	62,9	72,4	82,0	96,0	108,4	89,7
		*+15 %**	*+13 %*	*+17 %*	*+13 %*	*+14 %*

** Comparaison par rapport au réalisé de l'année 2023, corrigé de l'aléa climatique*

Tableau 44. Trajectoire prévisionnelle des soutirages d'énergie 2025-2028 sur le RPT, élaborée sur la base des prévisions d'Enedis pour les soutirages de GRD (source RTE)

RTE prévoit des soutirages des GRD relativement stables à partir de 2025, la reprise de la consommation sur les réseaux de distribution étant compensée par la hausse de la production d'électricité renouvelable.

RTE prévoit des puissances souscrites en hausse sur la période TURPE 7 (+2 %/an en moyenne). Pour les GRD, RTE envisage des puissances souscrites stables, en cohérence avec la stabilité du niveau de soutirage. Pour les clients industriels, RTE prévoit une forte hausse des puissances souscrites (+11 %/an en moyenne), liée à l'électrification de l'industrie et au développement de nouveaux usages (*datacenters*, électrolyseurs).

[69] Bilan prévisionnel 2023-2035, RTE.

En GW	Réalisé 2023	2025	2026	2027	2028	Moyenne TURPE 7
Total puissances souscrites	86,3	88,3 +2 %*	90,0 +2 %	92,0 +2 %	93,7 +2 %	91,0 +2 %
dont GRD	72,0	72,3 0 %*	72,3 0 %	72,3 0 %	72,3 0 %	72,3 0 %
dont clients directs	14,2	16,0 +12 %*	17,7 +11 %	19,7 +11 %	21,4 +8 %	18,7 +10 %

** Comparaison par rapport au réalisé de l'année 2023*

Tableau 45. Trajectoire prévisionnelle des puissances souscrites 2025-2028 (source RTE)

Injections sur le réseau de transport

RTE prévoit une croissance des injections totales sur le réseau de transport[70] de 2 % par an en moyenne pour la période du TURPE 7 (2025-2028).

S'agissant des injections sur le réseau de grand transport (HTB 3 et HTB 2), concernant à la fois les producteurs raccordés sur le réseau de RTE et les injections des GRD, RTE anticipe une progression de 11 % entre 2023 et 2025 puis une croissance en moyenne de 2 % par an pendant la période TURPE 7. Sur ces niveaux de tension, les clients de RTE sont redevables d'une composante tarifaire spécifique.

S'agissant des producteurs raccordés sur le réseau de grand transport de RTE, cette hausse prévisionnelle s'explique, d'une part, par le développement de l'éolien en mer avec la montée en charge des parcs de l'AO 1 et la mise en service des parcs du Tréport et de Noirmoutier et, d'autre part, par la hausse de la production nucléaire.

RTE anticipe également une progression de l'ordre de 17,4 % des injections de la production directement raccordée en HTB 1 entre 2023 et 2025 puis une progression annuelle de l'ordre de 1,3 % au cours du TURPE 7. Les clients raccordés au niveau de tension HTB 1 ne s'acquittent pas d'une composante tarifaire à l'injection.

S'agissant de la production décentralisée sur les réseaux de distribution, RTE prévoit une progression de 14,6 % des refoulements d'énergie des réseaux de distribution vers le réseau de transport (y compris HTB 2) entre 2023 et 2025 puis une croissance annuelle de 12,2 % sur la période du TURPE 7 HTB.

[70] Ces injections correspondent à l'ensemble de l'énergie injectée sur le réseau de transport par les producteurs directement raccordés au réseau de transport ainsi qu'aux refoulements depuis les réseaux de distribution.

En TWh	Réalisé 2023	2025	2026	2027	2028	Moyenne TURPE 7
Injections totales	**431,6**	**481,6**	**500,8**	**508,2**	**514,7**	**501,3**
		+12 %*	**+4 %**	**+1 %**	**+1 %**	**+2 %**
dont injections soumises à la composante d'injection (HTB 3 et HTB 2)	388,1	431,1	446,2	450,0	452,3	444,9
		*+11 %**	*+4 %*	*+1 %*	*+1 %*	*+2 %*
dont injections producteurs	*383,1*	*425,6*	*440,1*	*443,1*	*444,6*	*438,4*
		*+11 %**	*+3 %*	*+1 %*	*0 %*	*+1 %*
dont injections GRD	*4,8*	*5,5*	*6,1*	*6,9*	*7,7*	*6,5*
		*+13 %**	*+13 %*	*+12 %*	*+12 %*	*+12 %*
dont injections non soumises à la composante d'injection (HTB 1)	43,5	50,5	54,5	58,3	62,3	56,4
		*+16 %**	*+8 %*	*+7 %*	*+7 %*	*+7 %*
dont injections producteurs	*20,3*	*23,9*	*24,6*	*24,7*	*24,8*	*24,5*
		*+17 %**	*+3 %*	*+1 %*	*0 %*	*+1 %*
dont injections GRD	*23,2*	*26,6*	*30,0*	*33,6*	*37,5*	*31,9*
		*+15 %**	*+13 %*	*+12 %*	*+12 %*	*+12 %*

** Comparaison par rapport au réalisé de l'année 2023*

Tableau 46. Trajectoire prévisionnelle des injections sur le RPT 2025-2028 (source RTE)

3.7.2. Analyse de la CRE

Les recettes tarifaires de RTE sont à 100 % au CRCP. RTE est donc couvert de tout écart par rapport à la prévision. Toutefois, il est important que le TURPE soit établi sur la base des meilleures prévisions possibles, de façon à ne pas générer en cours de période tarifaire des écarts financiers importants qui auraient pu être évités.

Dans la consultation publique du 11 octobre 2024, la CRE a considéré que la variante produite par RTE sur la base des prévisions d'Enedis constituait une vision prudente du niveau de consommation et notamment de la consommation industrielle et de la dynamique d'électrification. Ces nouvelles prévisions sont cohérentes avec les dernières valeurs constatées et avec les évolutions en cours du système électrique et des nouveaux usages, et prennent en compte les effets, à la hausse comme à la baisse, des efforts de maîtrise de la demande en énergie, du déploiement du véhicule électrique, ou encore de l'autoconsommation. En ce qui concerne les clients directement raccordés au réseau public de transport, la CRE a estimé que les trajectoires présentées par RTE étaient cohérentes avec les demandes de raccordements de nouveaux clients.

Les retours des acteurs concernant cette trajectoire sont contrastés, certains acteurs considérant que ces trajectoires sont trop optimistes et d'autres trop prudentes. La CRE partage les incertitudes attachées à ces trajectoires, qui dépendront de l'évolution de l'électrification des usages dans les prochaines années et du développement des moyens de production. En outre, il existe de fortes incertitudes quant à la réalisation de l'ensemble des demandes de raccordement et de la montée en charge des nouvelles installations. Pour ces clients, d'éventuels écarts devraient néanmoins avoir un effet limité sur les recettes du TURPE 7 HTB, en raison de la réduction prévue par l'article L. 341-4-2 du code de l'énergie pour les sites fortement consommateurs d'électricité. La CRE considère donc que les hypothèses retenues dans la variante prudente présentée par RTE sont pertinentes.

La CRE a demandé à RTE de réévaluer la trajectoire au vu du niveau de consommation observé pendant les derniers mois de l'année 2024. RTE estime que ces nouvelles informations confortent la variante prudente proposée, qui ne nécessite donc pas de mise à jour. La CRE partage l'analyse de RTE.

La CRE retient donc cette trajectoire pour le TURPE 7 :

En TWh	Réalisé 2023	2025	2026	2027	2028	Moyenne TURPE 7
Soutirages totaux	378,6	375,2	383,1	396,4	409,0	390,9
Injections totales	431,6	481,6	500,8	508,2	514,7	501,3
dont injections soumises à la composante d'injection (HTB 3 et HTB 2)	388,1	431,1	446,2	450,0	452,3	444,9

Tableau 47. Trajectoire retenue par la CRE pour le soutirage et l'injection sur le RPT pour la période TURPE 7

3.8. Prise en compte de l'abattement à destination des consommateurs électro-intensifs

L'article L. 341-4-2 du code de l'énergie, créé par l'article 157 de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, prévoit qu'une réduction est appliquée sur les tarifs d'utilisation du réseau public de transport d'électricité acquittés par les sites fortement consommateurs d'électricité qui présentent un profil de consommation prévisible et stable ou anticyclique.

Cet article dispose notamment que « *les tarifs d'utilisation du réseau public de transport d'électricité applicables aux sites fortement consommateurs d'électricité qui présentent un profil de consommation prévisible et stable ou anticyclique sont réduits d'un pourcentage fixé par décret par rapport au tarif d'utilisation du réseau public de transport normalement acquitté. Ce pourcentage est déterminé en tenant compte de l'impact positif de ces profils de consommation sur le système électrique* ».

Le décret n° 2016-141 du 11 février 2016 relatif au statut d'électro-intensif et à la réduction de tarif d'utilisation du réseau public de transport accordée aux sites fortement consommateurs d'électricité précise les catégories de sites bénéficiaires de ce dispositif, les conditions auxquelles ces sites doivent satisfaire pour bénéficier d'un abattement de facture et le pourcentage d'abattement auquel ils peuvent prétendre.

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

En application de l'article L. 341-4-2 du code de l'énergie, le niveau du TURPE 7 HTB prend en compte la perte de recettes que ce dispositif entraîne pour RTE.

Dans la consultation publique du 16 octobre 2024, la CRE a proposé de retenir la demande de RTE et estimait que les moindres recettes dues à ce mécanisme pour le TURPE 7 HTB s'élèveraient à 371 M€/an.

La CRE a mis à jour cette estimation afin de prendre en compte l'effet des nouvelles grilles tarifaires du TURPE 7 HTB. La trajectoire retenue pour le TURPE 7 HTB est présentée dans le tableau ci-dessous :

En M€$_{courants}$	2025	2026	2027	2028	Moyenne TURPE 7
Abattement à destination des consommateurs électro-intensifs	311,0	363,5	450,3	532,3	414,3

Tableau 48. Estimation du montant de l'abattement à destination des consommateurs électro-intensifs pour la période TURPE 7

Ce poste affectant directement les recettes tarifaires de RTE, il est couvert à 100 % au CRCP.

3.9. Trajectoire d'évolution du tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité

3.9.1. Revenu autorisé sur la période TURPE 7

Le revenu autorisé de RTE pour la période 2025-2028 est défini comme la somme des éléments suivants :

- les charges nettes d'exploitation hors exploitation du système électrique (voir partie 3.1.) ;
- les charges d'exploitation du système électrique (voir partie 3.2.) ;
- les charges de capital (voir partie 3.5.) ;
- l'apurement du solde du CRCP au 1er janvier 2025 (voir partie 3.6.) ;
- les recettes d'interconnexion (voir partie 3.3.).

Le revenu autorisé de RTE pour la période TURPE 7 se décompose de la façon suivante :

En M€$_{courants}$	2025	2026	2027	2028
Charges nettes d'exploitation	2 386,9	2 448,4	2 528,4	2 624,3
Charges d'exploitation du système électrique	1 713,3	1 670,7	1 651,0	1 589,4
Charges de capital normatives	2 016,7	2 104,0	2 271,3	2 472,2
Recettes d'interconnexion	-1 577,1	-1 671,1	-1 440,6	-1 092,1
Apurement du solde du CRCP du TURPE 6	364,8	164,1		
Revenu autorisé	**4 904,5**	**4 716,1**	**5 010,2**	**5 593,7**

Tableau 49. Revenu autorisé de RTE sur la période TURPE 7

3.9.2. Revenu autorisé lissé

Comme précisé dans la partie 2.1.1., pour calculer l'évolution tarifaire à chaque échéance annuelle, l'évolution du revenu autorisé prévisionnel est lissée sur la période tarifaire. Ce lissage n'a pas d'effet sur les charges recouvrées par RTE au global sur la durée du tarif, mais évite les évolutions importantes dans des sens opposés d'une année sur l'autre.

La CRE a présenté deux options possibles de hausse initiale et d'évolutions annuelles ultérieures dans la consultation publique du 11 octobre 2024 :

- 1ère option : un lissage « marche puis inflation » ;
- 2de option : un lissage de forme « Z = IPC + X + k » avec un coefficient X non nul et constant pendant le tarif TURPE 7. La marche initiale, dans ce cas, serait suivie d'une évolution annuelle égale à la somme de l'inflation et du coefficient X.

Les réponses à la consultation publique sont partagées entre les deux options.

La hausse exceptionnelle au 1er février 2025 du TURPE 6 HTB de 9,61 % permet de ne pas faire évoluer le niveau du TURPE 7 HTB au 1er août 2025, et permet des évolutions annuelles ultérieures en 2026, 2027 et 2028 proches de l'inflation.

Compte tenu du niveau du revenu autorisé prévisionnel de RTE sur la période TURPE 7, et conformément à l'objectif susmentionné, la CRE retient l'option reposant sur une marche initiale nulle au 1er août 2025 et des évolutions annuelles ultérieures à l'inflation, avec un terme X égal à -0,05 %.

En conséquence, les évolutions prévisionnelles (hors apurement du CRCP dans les conditions définies au paragraphe 2.2.4.) se décomposent de la manière suivante :

	2025	2026	2027	2028
Inflation prévisionnelle entre l'année N-1 et l'année N	*1,8 %*	*1,8 %*	*1,8 %*	*1,8 %*
Marche initiale au 1er février 2025	9,6 %*			
X		-0,05 %	-0,05 %	-0,05 %
Evolution prévisionnelle au 1er août de l'année N (hors apurement du solde du CRCP)	0,0 %	1,75 %	1,75 %	1,75 %

Tableau 50. Evolution prévisionnelle du tarif du réseau de transport de RTE pour la période TURPE 7

**La marche de 9,6 % comprend l'inflation.*

Le revenu autorisé de RTE pour la période 2025-2028 est défini comme la somme des éléments suivants :

- le revenu autorisé non lissé (voir la partie 3.9.1.) ;
- le terme de lissage permettant une évolution tarifaire correspondant aux modalités définies ci-dessus.

Ainsi, pour la période TURPE 7, le revenu autorisé prévisionnel de RTE se décompose de la manière suivante :

En M€courants	2025	2026	2027	2028
Revenu autorisé non lissé	4 904,5	4 716,1	5 010,2	5 593,7
Terme de lissage TURPE 7	-76,8	271,1	115,3	-323,7
Revenu autorisé lissé / Recettes prévisionnelles	4 827,6	4 987,2	5 125,4	5 270,0

Tableau 51. Revenu autorisé prévisionnel de RTE pour la période TURPE 7

4. Structure tarifaire

La structure tarifaire correspond à la façon dont les coûts de réseaux sont affectés auprès des différents types d'utilisateurs, au travers de différentes composantes tarifaires. Cette allocation vise à faire payer à chaque utilisateur les coûts qu'il génère par son utilisation des réseaux d'électricité. En cherchant à réduire et à optimiser sa facture, l'utilisateur réduit les coûts qu'il génère pour le réseau, à court et à long terme.

Dans un contexte de transformation rapide du système énergétique, la CRE a engagé, dès 2023, des travaux sur la structure des prochains tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité. La CRE a consulté les acteurs de marché sur les évolutions envisagées au travers de deux consultations publiques traitant de la structure, menées en décembre 2023[71] et en octobre 2024[72], et au travers d'un atelier dédié organisé le 31 janvier 2024.

4.1. Contexte et enjeux

4.1.1. Une transformation du système énergétique qui impliquera une adaptation des réseaux

4.1.1.1. Une électrification de la consommation d'énergie entraînant une augmentation de la pointe

L'atteinte des objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre (réduction des émissions nettes de gaz à effet de serre de l'Union européenne d'au moins 55 % d'ici à 2030, neutralité carbone en 2050) passera nécessairement par l'électrification de divers secteurs économiques. Les principales évolutions des usages affectant les modes d'utilisation des réseaux sont :

- la décarbonation de l'industrie, principalement par l'électrification de processus industriels et de la production de chaleur. La France s'oriente vers une forte hausse de la consommation électrique de l'industrie, qui passerait de 120 TWh annuels actuellement à 160 TWh à horizon 2035 dans le scénario prospectif de RTE réalisé pour le Bilan prévisionnel 2023. Cette hausse devrait être concentrée dans quelques grands bassins industriels, en particulier les zones portuaires de Dunkerque, Fos-Marseille et le Havre, ainsi que la vallée de la chimie au sud de la métropole de Lyon. L'électrification massive de ces zones industrielles nécessitera le développement d'infrastructures permettant le raccordement de capacités importantes au réseau de transport d'électricité ;
- le développement massif du parc de véhicules électriques, induisant une hausse de la consommation d'électricité et le déploiement de nombreuses bornes de recharge raccordées au réseau de distribution. Elles constituent un important inducteur de coûts pour le réseau, tout en apportant un potentiel important de flexibilité distribuée. Il sera essentiel de maitriser la contribution de la recharge des véhicules aux besoins de dimensionnement des réseaux ;
- le transfert de certains usages fossiles vers les usages électriques notamment dans le secteur résidentiel neuf (lié notamment à l'application de la RE2020) et existant (dispositifs d'aides au remplacement des installations utilisant de l'énergie fossile : CEE, MaPrimeRénov', etc.). Dans son rapport sur l'avenir des infrastructures gazières[73], la CRE a choisi comme scénario médian le scénario S3 de l'ADEME[74] qui prévoit une baisse de 70 TWh de consommation de gaz naturel dans le secteur résidentiel entre 2020 et 2030 (de 168 TWh en 2020 à 97 TWh en 2030). Cette consommation d'énergie fossile sera dans la majorité des cas remplacée par des dispositifs électriques avec une meilleure efficacité énergétique, tels que les pompes à chaleur.

[71] Consultation publique n°2023-13 du 14 décembre 2023 portant sur la structure tarifaire des prochains tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité « TURPE 7 ».

[72] Consultation publique n°2024-15 du 11 octobre 2024 relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité (TURPE 7 HTB).

[73] Rapport de la CRE, Avenir des infrastructures gazières aux horizons 2030 et 2050, dans un contexte d'atteinte de la neutralité carbone.

[74] Rapport de l'ADEME « Transitions 2050 ».

L'électrification des usages conduira à une hausse de l'électricité consommée estimée par RTE[75] à près de 150 TWh en 2035 par rapport au niveau de 2022 et pourra être accompagnée par une hausse de la pointe de consommation dont l'ampleur variera en fonction du développement des flexibilités. Dans son Bilan prévisionnel, RTE anticipe un accroissement de la pointe de 18h à 20h compris entre 5 et 9 GW d'ici à 2030 par rapport à 2022. La limitation de cette pointe, notamment en utilisant des signaux tarifaires, est un enjeu majeur pour la période TURPE 7 afin, d'une part, de limiter les contraintes pour le réseau et, d'autre part, de réduire l'activation de moyens de production de pointe coûteux pour les utilisateurs et plus émetteurs de CO_2.

4.1.1.2. Le développement de l'autoconsommation

On observe une forte augmentation de l'autoconsommation (consommation par un utilisateur de sa propre production ou de production locale au sein d'une opération d'autoconsommation collective) en France avec plus de 670 000 installations d'autoconsommation individuelles au quatrième trimestre 2024, en croissance de +54 % par rapport à l'année précédente.

Ces usages peuvent entraîner, dans l'hypothèse d'un développement important, des modifications de la topologie des réseaux notamment en termes de raccordement des EnR. Par ailleurs, tant pour l'autoconsommation collective qu'individuelle, la synchronisation des flux autoconsommés avec les périodes de pointe de consommation, notamment par une incitation plus importante des utilisateurs à consommer au meilleur moment, pourrait permettre d'optimiser le dimensionnement des réseaux.

4.1.1.3. La croissance de la production à partir d'énergies renouvelables (EnR)

Au cours des dernières années, le développement de la production renouvelable, notamment photovoltaïque, s'est confirmé et intensifié. Cette tendance devrait se poursuivre selon les objectifs définis dans la prochaine programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE).

Le Bilan prévisionnel 2023 de RTE anticipe une poursuite des évolutions structurantes du parc de production français pour les dix prochaines années : accélération du déploiement du parc solaire (entre +3 et +7 GW de capacité additionnelle installée par an selon les scénarios), maintien du rythme de déploiement du parc éolien terrestre (entre +0,7 et +1,5 GW par an selon les scénarios), forte accélération des capacités d'éolien en mer (entre 7 et 18 GW de capacité installée en 2035).

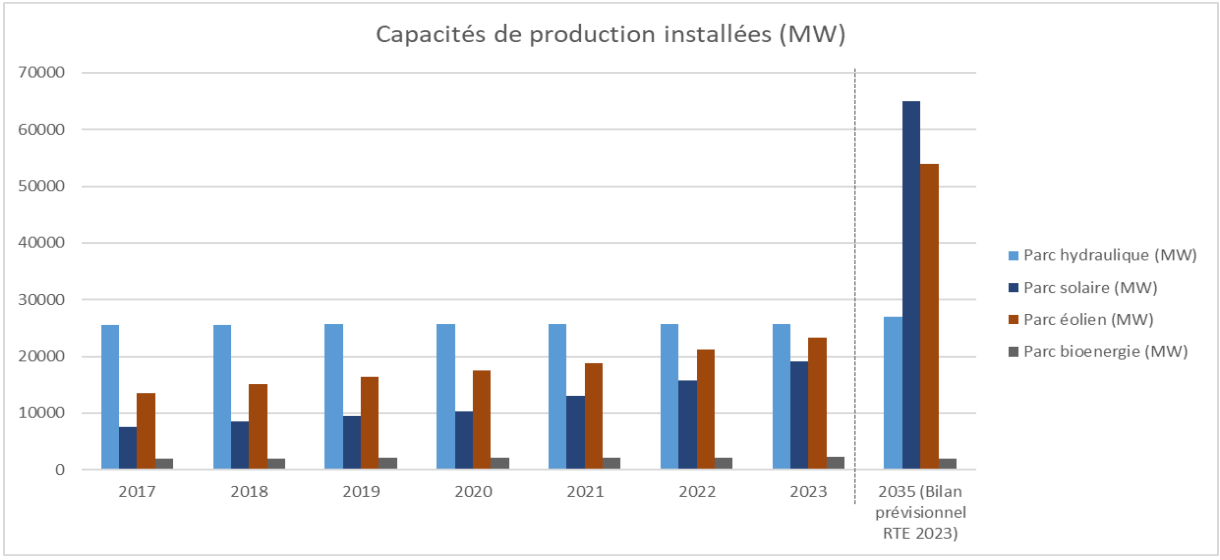

Figure 5. Évolution du parc de production français (hors nucléaire et fossiles). Source : Open data réseaux-énergies (ODRÉ) et Bilan prévisionnel 2023-2035 de RTE

[75] Bulletin prévisionnel 2035 de RTE.

Ce développement de la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable induira une plus grande décentralisation de la production. L'augmentation des injections sur les réseaux de distribution concerne principalement le niveau de tension HTA et dans une moindre mesure le niveau de tension BT, avec le développement du photovoltaïque. Le réseau électrique, qui acheminait historiquement l'électricité des niveaux de tension supérieurs aux niveaux inférieurs et qui était donc essentiellement dimensionné par la consommation, devient ainsi de plus en plus bidirectionnel, et peut désormais être dimensionné localement par la production.

Dans son SDDR 2019, RTE a simulé les équilibres locaux de consommation ou de production aujourd'hui et en 2035. RTE prévoit ainsi une forte croissance des situations dans lesquelles la production locale devient plus importante que la consommation.

4.1.2. Des besoins de flexibilité croissants qui appellent des signaux tarifaires adaptés pour réduire la pointe

4.1.2.1. Une production moins corrélée à la consommation

Les évolutions présentées dans les paragraphes précédents entraîneront une déformation structurelle de la consommation résiduelle (courbe de consommation nationale de laquelle est soustraite la production renouvelable fatale). La figure ci-après illustre l'évolution prévisionnelle de cette déformation à l'horizon 2035 selon les analyses menées par RTE. La production renouvelable et notamment photovoltaïque, développée massivement, devrait entraîner une réduction importante de la consommation résiduelle en journée. Sans le développement de flexibilités et d'incitations à déplacer une part de la consommation sur ces périodes, le niveau de production solaire pourrait devenir fortement excédentaire. Par ailleurs, les pointes de consommation resteraient importantes sur les périodes de début et de fin de journée.

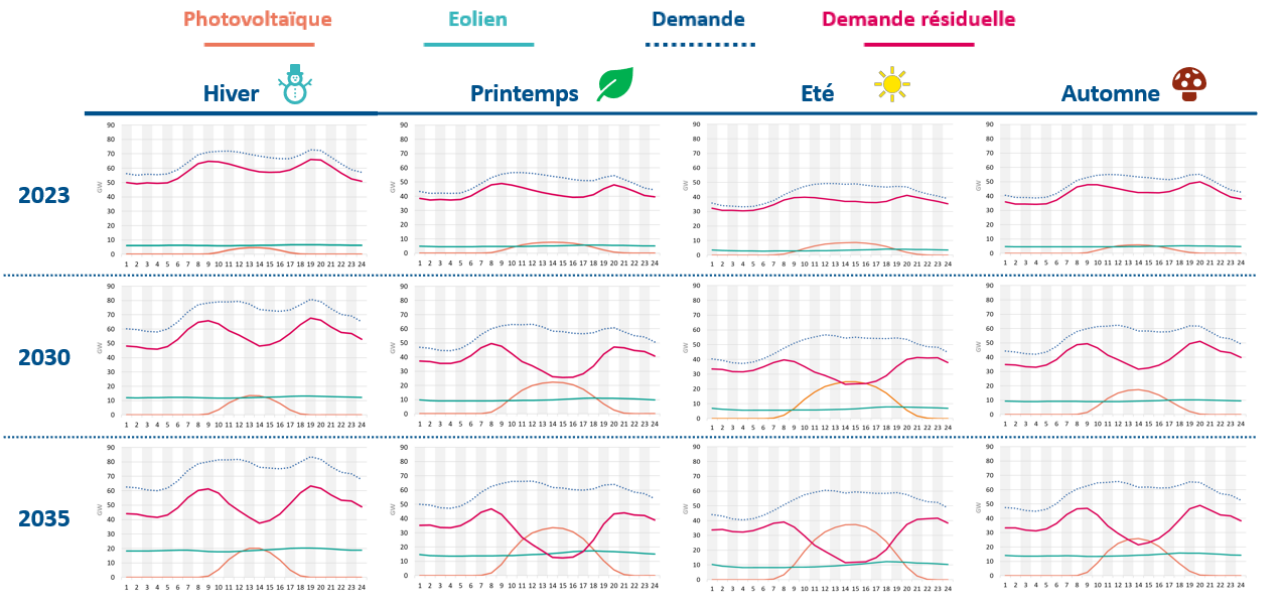

Figure 6. Évolution de la demande résiduelle (et des sous-jacents) hors consommations pilotables et asservies. Source : RTE

4.1.2.2. Des flexibilités à mobiliser au service des besoins du système électrique

L'électrification, qui se traduit par l'augmentation de la consommation d'électricité et le développement des EnR, rendra nécessaire un renforcement des réseaux.

Si la consommation en période de pointe n'est pas maitrisée et sans décalage des consommations en phase avec la production photovoltaïque, les investissements dans les réseaux nécessaires seront plus importants et coûteux. Certains des nouveaux usages (véhicules électriques, stockages, pompes à chaleur) présentent cependant des profils de consommation ou d'injection variables avec des temps d'utilisation courts et ont vocation à constituer un nouveau gisement de flexibilité au bénéfice du système électrique. *A contrario*, l'absence de pilotage de ces usages en fonction des besoins du système électrique constituerait un facteur de renchérissement des coûts des réseaux électriques.

RTE a défini, dans son Bilan prévisionnel 2023, une trajectoire d'évolution du potentiel flexible de la demande d'électricité qui pourrait être multipliée par 3 d'ici à 2035.

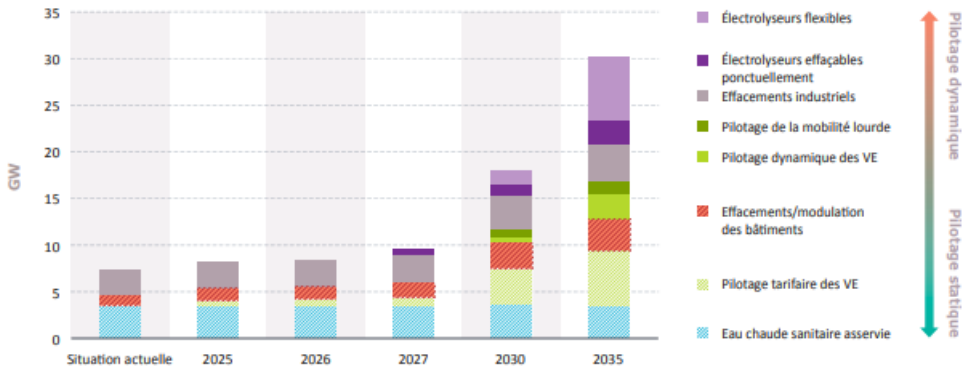

Figure 7. Évolution des puissances maximales effaçables et modulables de la demande d'électricité. Source : Bilan prévisionnel RTE 2023

- La flexibilité de la consommation, en réponse à des signaux tarifaires

Historiquement, le placement des heures pleines et heures creuses est un des piliers de la flexibilité de la consommation d'électricité en France. Le placement des plages d'heures pleines (tarif moins attractif) et d'heures creuses (tarif plus attractif) est un moyen efficace d'inciter au déplacement des consommations aux meilleurs moments du point de vue du système électrique. La différenciation temporelle des tarifs a notamment permis le pilotage de la majorité des ballons d'eau chaude sanitaire depuis les années 1980, ce qui représente encore aujourd'hui près de 7 GW de puissance décalée (1 à 2 GW de pointe en journée contre près de 10 GW de pointe la nuit en hiver). Il s'agit donc d'un levier important qui doit être maintenu et adapté aux capacités de flexibilité des nouveaux usages.

La crise énergétique de l'hiver 2022-2023 a mis en lumière l'importance du bon placement des heures creuses pour le système électrique. En effet, des régimes d'heures creuses mal positionnés peuvent générer des contraintes pour le système. Ainsi, certaines heures creuses méridiennes entre 11h et 14h coïncidaient avec des pics de consommation à des périodes critiques pour le système.

Le rôle de la structure tarifaire est donc renforcé par l'électrification, car elle peut permettre, selon les situations, d'encourager ou de limiter les nouveaux usages pilotables au travers de signaux tarifaires adaptés.

- Le pilotage des bornes de recharge de véhicules électriques

Le développement de la mobilité électrique apporte de nouveaux leviers de flexibilité pour le système électrique, facteurs d'économies tant pour la production et l'équilibrage que pour le dimensionnement des réseaux. Bien qu'un véhicule électrique ne soit pas l'équivalent d'une batterie stationnaire (son objectif premier étant la mobilité), il a la capacité de décaler sa recharge durant les heures les plus propices, voire de restituer de l'électricité à destination d'un bâtiment ou du réseau.

La « recharge du quotidien » devrait être pilotée pour maîtriser les effets sur le système électrique, *a minima* selon un signal heures pleines / heures creuses, comme la CRE l'a recommandé dans son récent rapport sur le sujet[76] dans lequel elle détaille la diversité des modes de pilotage disponibles. Il est donc essentiel que toutes les incitations soient données, tant par le prix de l'électricité que par la structure des tarifs de réseaux, pour refléter les coûts qu'une recharge non pilotée ferait peser sur le système et pour exploiter au mieux et généraliser la flexibilité de cet usage.

- Le développement des stockages est un nouveau gisement de flexibilité

Le développement des capacités de stockage par batteries s'est accéléré lors de la période tarifaire TURPE 6. Depuis fin 2020, le nombre d'installations sur le réseau de distribution (sur le niveau de tension HTA) et la capacité installée ont été multipliés par environ 8, pour atteindre plus de 600 MW au 1er septembre 2024 et environ 800 MW en file d'attente.

Le réseau de transport connaît également un développement significatif du stockage par batteries depuis 2020, caractérisé par une forte progression du nombre de stockeurs et par des puissances unitaires de raccordement importantes. Au 1er septembre 2024, 300 MW de stockage sont raccordés sur le réseau de transport (hors STEP). À cela s'ajoutent 8 GW en cours de raccordement avec des projets d'une puissance unitaire moyenne d'environ 100 MW.

Les capacités de stockage vont donc jouer un rôle de plus en plus important pour le système électrique. Si leurs puissances de raccordement peuvent représenter des contraintes pour le réseau, ces actifs constituent un potentiel de flexibilité important pour le réseau et le système. Il est donc pertinent d'envoyer des signaux tarifaires spécifiques au stockage afin de tirer parti de la flexibilité et du potentiel contracyclique de ces nouvelles capacités.

4.1.3. Principes de tarification des réseaux

La structure tarifaire construite par la CRE pour le TURPE respecte plusieurs principes :

- **timbre-poste** : la tarification de l'accès au réseau est indépendante de la distance entre le site d'injection et le site de soutirage ;
- **péréquation tarifaire** : les mêmes tarifs d'accès au réseau s'appliquent au sein de chaque catégorie d'utilisateurs du territoire national ;
- **non-discrimination** : en particulier, la tarification reflète les coûts engendrés par chaque catégorie d'utilisateurs indépendamment de l'usage final qu'ils font de l'électricité. Le règlement européen 2019/943 du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité dispose à l'article 18 : *« Les redevances d'accès aux réseaux appliquées par les gestionnaires de réseau, y compris les redevances de raccordement aux réseaux, les redevances d'utilisation des réseaux et, le cas échéant, les redevances de renforcement connexe des réseaux, reflètent les coûts »* ;
- **horo-saisonnalité** : selon l'article L. 341-4 du code de l'énergie, *« la structure et le niveau des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution d'électricité sont fixés afin d'inciter les clients à limiter leur consommation aux périodes où la consommation de l'ensemble des consommateurs est la plus élevée au niveau national. Ils peuvent également inciter les clients à limiter leur consommation aux périodes de pointe au niveau local ».*

Dans ce cadre, la CRE considère qu'afin de répondre au mieux aux attentes des différentes parties prenantes, les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité doivent concilier les critères suivants :

- **efficacité** : un signal tarifaire reflétant au mieux les coûts engendrés sur les réseaux par chaque catégorie d'utilisateurs permet d'optimiser les besoins d'investissements à long terme, car cette information incite l'utilisateur à adapter son comportement de manière efficace pour le réseau, ce qui peut passer par des choix d'investissements différents de sa part. Le signal tarifaire assure ainsi une coordination entre les investissements réalisés par le gestionnaire de réseaux et ceux réalisés par les utilisateurs ;

[76] Les recommandations de la CRE pour accompagner le déploiement de la mobilité électrique, décembre 2023.

- **lisibilité** : le niveau de complexité des tarifs doit être adapté au type d'utilisateur du domaine de tension considéré. Les coûts du réseau varient dans le temps et dans l'espace, en fonction des congestions, du volume et du coût des pertes occasionnées. Un tarif reflétant parfaitement les coûts serait donc différent à chaque heure et en chaque point du réseau. Un tel tarif n'est pas envisageable, car trop complexe : il serait peu lisible et les coûts de sa mise en place dépasseraient vraisemblablement les bénéfices apportés. La structure tarifaire est définie de manière à atteindre le juste équilibre entre le reflet des coûts pour le réseau des décisions d'investissement et d'exploitation de l'ensemble des acteurs (producteurs, consommateurs ou stockeurs) et la lisibilité des tarifs à travers un nombre limité de coefficients tarifaires pertinents ;
- **faisabilité** : les tarifs doivent pouvoir être mis en œuvre sur les plans techniques et opérationnels. L'exemple le plus significatif de ce critère est que les compteurs doivent disposer du nombre d'index requis ;
- **acceptabilité** : une évolution de la structure tarifaire engendre inévitablement des modifications de facture pour tout ou partie des utilisateurs. C'est en particulier le cas pour les utilisateurs dont les options tarifaires actuelles ne reflètent qu'imparfaitement les coûts de réseau. Les modifications introduites par un nouveau tarif doivent être progressives, de façon que l'ensemble des parties prenantes conserve une visibilité suffisante sur les évolutions du TURPE. En outre, les évolutions de structure ne doivent pas conduire à des modifications de facture manifestement excessives au regard de la capacité d'adaptation des utilisateurs.

Ces principes, inchangés depuis le TURPE 5, ont été soumis à l'appréciation des parties prenantes dans les consultations publiques de la CRE de décembre 2023 et d'octobre 2024. Les répondants s'y sont révélés largement favorables, confortant cette approche pour la période du TURPE 7.

4.2. Maintien de la structure générale du TURPE 6 HTB

4.2.1. Typologie des coûts et composantes tarifaires associées

En première approche, les « coûts des réseaux » supportés par les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution d'électricité peuvent être classés de la façon suivante :

- les **coûts de gestion et du comptage** sont des coûts qui ne dépendent pas de l'usage du réseau, mais du type de service apporté par les gestionnaires de réseaux en fonction des domaines de tension et des catégories d'utilisateurs concernés ;
- les **coûts d'infrastructures** sont des coûts fixes à court terme (mis à part les coûts de gestion des congestions, limités à ce jour), mais variables à long terme par le jeu des investissements ;
- les **coûts des pertes** sont des coûts variables à court terme (et à long terme du fait des investissements). La contribution à ces coûts des utilisateurs dépend de l'énergie injectée et/ou soutirée aux différentes heures de l'année ;
- les **coûts des réserves** ;
- les **autres coûts**, tels que les charges centrales et autres charges non affectées.

La structure tarifaire construite par la CRE vise à répercuter les différents types de coûts rencontrés par les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution d'électricité selon un ensemble de composantes différenciées par niveau de tension :

- des composantes fixes (€/an), qui couvrent les coûts de gestion et de comptage ;
- une composante de soutirage, dérivée en plusieurs versions tarifaires dépendant du profil d'utilisation (courte, moyenne et longue utilisation), qui comporte :
    - des coefficients proportionnels à la puissance souscrite (€/kW/an), qui reflètent la contribution de la capacité demandée par l'utilisateur aux coûts des infrastructures de réseau ;

  - des coefficients proportionnels à l'énergie (€/kWh), qui reflètent, d'une part, la contribution de la durée d'utilisation de la puissance souscrite aux coûts des infrastructures de réseau et, d'autre part, la contribution de l'énergie soutirée aux coûts des pertes ;

- une composante d'injection, qui ne s'applique actuellement qu'aux injections aux niveaux de tension HTB 2 et HTB 3 et qui reflète les coûts des pertes générées sur le réseau français par l'électricité exportée ainsi que le coût des pertes facturées à RTE au titre du mécanisme transfrontalier ITC (*Inter TSO Compensation*) ;
- des composantes spécifiques à certains services annexes : dépassements de la puissance souscrite, alimentation complémentaire et de secours, regroupement, énergie réactive, dispositifs du TURPE HTB spécifiques aux GRD, etc.

La CRE estime que le recouvrement des coûts selon les composantes présentées ci-dessus est approprié et a proposé, dans ses consultations publiques de décembre 2023 et d'octobre 2024, de maintenir ce découpage pour la période TURPE 7 en y ajoutant une composante optionnelle pour les installations de stockage (cf. partie 4.4.). Les répondants s'y sont montrés largement favorables. La CRE décide donc pour la période du TURPE 7 de conserver les composantes tarifaires utilisées pour le TURPE 6 HTB, et d'introduire une composante optionnelle pour les installations de stockage.

4.2.2. Une répartition part puissance / part énergie qui reflète les coûts du réseau

La structure tarifaire de la composante de soutirage se compose pour chacun des niveaux de tension, hors HTB 3, d'une part puissance et d'une part énergie, auxquelles s'ajoutent les coûts fixes associés aux autres composantes tarifaires (composantes de gestion et de comptage par exemple).

La tarification à la puissance souscrite incite chaque utilisateur à limiter sa pointe annuelle et permet de ce fait de limiter les synchronisations d'usages tout au long de l'année. Pour autant, les utilisateurs ne sont pas tous présents de la même façon aux heures les plus chargées : ceux présents le plus longtemps pendant les périodes coûteuses renforcent davantage les pointes et génèrent plus de coûts que ceux présents pendant seulement une partie de ces heures. Un tarif dépendant uniquement de la puissance souscrite inciterait à limiter sa propre pointe annuelle, mais n'inciterait aucunement à déplacer sa consommation des heures les plus chargées vers les heures moins chargées du réseau.

La tarification à l'énergie permet ainsi d'envoyer un signal simple et lisible aux utilisateurs qui leur permet d'identifier les périodes les plus chargées sur le réseau et celles qui le sont moins et d'adapter en conséquence leur consommation.

Un des enjeux de la structure tarifaire consiste ainsi à trouver le juste équilibre entre tarification à la puissance (qui incite à l'étalement des usages individuels) et à l'énergie (qui incite au lissage collectif de la consommation à l'échelle du réseau). La méthode de la CRE, rappelée en annexe 11, consiste à déterminer les coûts marginaux, c'est-à-dire les coûts générés par un soutirage d'énergie supplémentaire selon les périodes ou par la desserte d'un client supplémentaire.

Lors des consultations publiques de décembre 2023 et d'octobre 2024, la CRE a interrogé les acteurs quant à la répartition entre la part puissance et la part énergie. Les réponses ont été partagées, avec une partie de répondants favorable aux principes et à la méthodologie permettant d'aboutir au résultat actuel. L'autre partie des répondants demande une évolution de cette répartition, mais dans deux directions opposées. Pour certains, il s'agirait d'une hausse de la part puissance pour mieux refléter la valeur assurantielle du réseau, et pour les autres d'une hausse de la part énergie, dans la mesure où, pour certaines catégories d'utilisateurs, la part puissance peut aujourd'hui représenter une part très importante de la facture TURPE (IRVE[77] notamment). Parmi les acteurs souhaitant une évolution de la part puissance, la CRE n'a toutefois pas reçu de proposition d'évolution de la méthodologie utilisée.

[77] Infrastructure de recharge de véhicule électrique.

Comme précisé plus haut, la répartition part puissance / part énergie est un résultat de la méthodologie de calcul utilisée par la CRE et non pas un paramètre d'entrée. Au vu des retours des acteurs très partagés sur ce point, la CRE maintient, pour le TURPE 7 HTB, la méthode utilisée pour le TURPE 6 HTB qu'elle estime représentative des coûts de réseaux. Les grilles retenues dans la présente délibération reprennent donc la répartition envisagée dans la consultation publique d'octobre 2024.

4.3. Évolution de la structure du TURPE 7 HTB

La structure tarifaire du TURPE 6 HTB reposait sur les mêmes principes que celle des tarifs précédents, avec, notamment, le maintien de la forme des grilles et des composantes existantes (comptage, gestion, soutirage, etc.).

Les travaux menés par la CRE sur la structure du TURPE 7 HTB, en collaboration avec les gestionnaires de réseaux et sur la base des données détaillées qu'ils ont fournies, visent à orienter les décisions des utilisateurs des réseaux électriques en leur véhiculant des signaux-prix pertinents, reflétant les coûts que génère pour la collectivité leur utilisation des réseaux, dans le respect du principe de péréquation tarifaire. Ces travaux ont en particulier conduit la CRE à proposer d'optimiser le placement des plages d'heures creuses en cohérence avec les évolutions du système électrique.

4.3.1. Optimisation du placement des plages d'heures creuses

4.3.1.1. Les nouveaux enjeux liés à l'horosaisonnalité du tarif

Les coûts générés par l'utilisation des réseaux varient substantiellement en fonction de la période durant laquelle le réseau est sollicité. En effet, de façon schématique, l'augmentation de la consommation lorsque le réseau est peu utilisé n'induit qu'un faible surcoût lié principalement à l'accroissement des pertes électriques, alors qu'une augmentation de la consommation lorsque le réseau est chargé peut générer des congestions et induire à terme des coûts significatifs de renforcement du réseau.

Ainsi, les réseaux sont principalement dimensionnés pour permettre les transits d'énergie pendant la pointe locale (pointe de la poche de réseau considérée). Les coûts des réseaux dépendent donc pour une part significative de la puissance transitée pendant les heures les plus chargées. Ce phénomène est reflété par l'horosaisonnalité des tarifs. Des tarifs différenciés selon l'heure de la journée et la période de l'année signalent aux utilisateurs qu'ils ne contribuent pas aux coûts des réseaux à la même hauteur selon le moment de la sollicitation. En incitant les acteurs à adapter leurs usages pour optimiser leurs factures individuelles, ce système de tarification permet d'aligner les intérêts des utilisateurs avec les coûts d'exploitation et d'investissement des gestionnaires de réseaux. Il contribue ainsi à une meilleure efficacité économique pour la collectivité dans son ensemble.

Dans le TURPE 5 HTB, puis dans le TURPE 6 HTB, la CRE a engagé une modernisation des grilles tarifaires dans laquelle les utilisateurs raccordés en HTB 1 et HTB 2 se voient appliquer un tarif à 5 plages temporelles. Ce régime ne s'applique pas aux utilisateurs raccordés au domaine de tension HTB 3, tarifié à l'énergie sans différenciation temporelle : les flux transitant sur les axes du réseau à 400 kV (HTB 3) résultent d'un foisonnement très important et des déséquilibres régionaux offre-demande[78], si bien que les différents ouvrages de ce réseau sont sollicités selon des profils différents du profil national. En l'absence de différence stable et uniforme de ces flux entre plages temporelles, l'approche retenue dans le TURPE 6 HTB, consistant en une tarification sans différenciation temporelle, est toujours adaptée pour le domaine de tension HTB 3.

[78] Les flux transitant en HTB 3 résultent également des dynamiques d'imports et d'exports d'électricité aux frontières, pour partie indépendantes des comportements des usagers des réseaux français.

Le contexte actuel de transition du système électrique rend d'autant plus nécessaire la mise en œuvre de cette horosaisonnalité : le développement des énergies renouvelables, l'électrification des usages, le développement des véhicules électriques ou encore l'autoconsommation modifient les flux transitant par le réseau. En particulier, l'essor de la production photovoltaïque décentralisée conduit à une baisse de la consommation résiduelle (qui correspond à la demande nationale de laquelle est soustraite la production renouvelable prévisionnelle) en milieu de journée, particulièrement au printemps et en été, comme illustré par la figure ci-après. Cela a un impact très fort sur le système électrique : les heures les plus creuses ne sont plus seulement situées la nuit, mais au milieu de journée, au plus fort de la production photovoltaïque. Ainsi, pour le système électrique dans son ensemble, et notamment pour le réseau, déplacer des consommations électriques en milieu de journée permettrait de réduire les coûts, en particulier l'été et dans les territoires à forte production photovoltaïque.

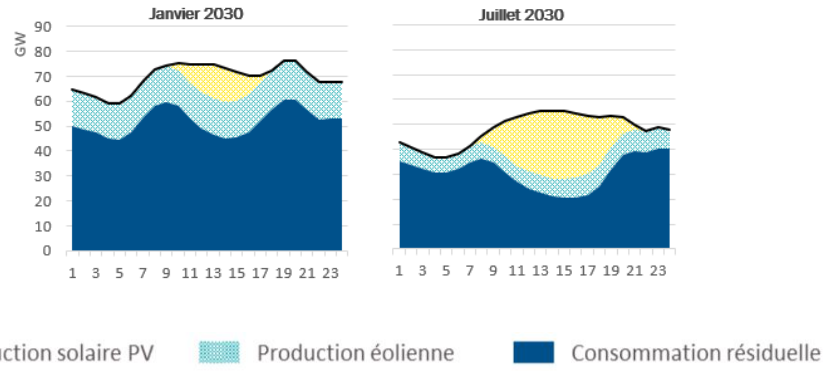

Figure 8. Projection par RTE de l'évolution de la courbe de demande résiduelle nationale, un jour ouvré de 2030 pour les mois de janvier et juillet. Source : RTE

Par ailleurs, la crise énergétique et notamment les enjeux d'approvisionnement pour l'hiver 2022-2023 ont montré que certaines heures creuses historiques pouvaient aggraver les contraintes du système électrique.

Pour l'ensemble de ces raisons, la CRE a interrogé les acteurs dans les consultations publiques du 14 décembre 2023 et du 11 octobre 2024 sur l'intérêt de remettre en question le placement des régimes historiques d'heures creuses afin de les mettre en cohérence avec les nouveaux besoins des réseaux et du système électrique. La majorité des répondants s'est montrée favorable à une évolution de ces plages.

4.3.1.2. Rappel du cadre du TURPE 6 HTB pour la détermination des plages temporelles

La définition des plages temporelles associées aux grilles tarifaires du TURPE 6 HTB est réalisée par les gestionnaires de réseaux, dans le respect des règles définies par la CRE dans ses délibérations tarifaires relatives au TURPE. Les gestionnaires de réseaux peuvent les placer de manière différenciée selon les périodes de l'année et selon la situation géographique, afin de refléter les enjeux du système, c'est-à-dire acheminer l'électricité en minimisant les coûts de réseaux et en tenant compte des problématiques d'offre-demande nationales. Les gestionnaires de réseaux sont libres de mettre à jour ce placement, dans le respect d'un délai de prévenance du fournisseur d'électricité du site concerné ou du client prévu contractuellement (après concertation au sein du CURTE pour le TURPE HTB).

Les règles définies par la CRE pour la période TURPE 6 HTB sont :

Saison haute	Heures creuses	Pointes fixes
Décembre à février plus 61 jours, répartis de telle sorte qu'au cours d'une même année civile, la saison haute ne soit pas constituée de plus de trois périodes disjointes.	Dimanches, samedis et jours fériés : toute la journée. Du lundi au vendredi : 8 heures réparties en une ou deux périodes.	De décembre à février, du lundi au vendredi hors jours fériés : entre 9 heures et 11 heures, et entre 18 heures et 20 heures.

Tableau 52. Règles de placement des plages retenues en TURPE 6 HTB (CRE)

Le placement de ces plages temporelles n'est pas toujours adapté localement et n'a pas été réévalué par RTE, contrairement aux possibilités laissées par le cadre tarifaire, conduisant, pour les niveaux de tension HTB 1 et 2, à des plages temporelles identiques pour l'ensemble des utilisateurs (heures creuses entre 23 heures et 7 heures).

4.3.1.3. Évolution du placement des plages temporelles

Évolutions envisagées dans la consultation publique de décembre 2023

La CRE a interrogé une première fois les acteurs de marché sur les possibles évolutions des règles de placement des heures creuses HTB dans sa consultation publique de décembre 2023. La CRE avait ainsi indiqué que, pour les clients raccordés en HTB 1 et HTB 2, les heures creuses pourraient être définies de la façon suivante :

- de 22h à 6h en hiver ;
- de 2h à 6h puis de 12h à 16h en été.

Cette évolution envisagée n'a pas engendré de remarque particulière de la part des répondants à la consultation publique.

La CRE a également interrogé les acteurs de marché sur la pertinence d'une différenciation du placement des plages temporelles en fonction de la localisation pour les niveaux de tension HTA et HTB, différenciation à laquelle les répondants se sont montrés généralement favorables. Au regard des évolutions du parc de production et de l'utilisation des réseaux depuis 2020, la CRE a demandé à RTE, dans la consultation publique de décembre 2023, de mettre à jour l'étude réalisée en 2020 sur l'intérêt d'une différenciation géographique des plages temporelles du niveau de tension HTB.

Évolutions envisagées dans la consultation publique d'octobre 2024

La CRE a de nouveau consulté les acteurs de marché sur les évolutions possibles de placement des heures creuses du TURPE HTB en octobre 2024. L'étude transmise par RTE à la CRE a mis en évidence un intérêt à la différenciation locale des plages temporelles dans les régions Nouvelle-Aquitaine et Occitanie, caractérisées par un fort développement de la production photovoltaïque. En raison de cette dynamique locale, il apparaît intéressant dans ces régions de déplacer un plus grand nombre d'heures creuses sur les heures méridiennes, tant en hiver qu'en été. La modélisation menée à horizon 2030 par RTE montre en effet que les plages d'heures creuses HTB optimales pour ces deux régions sont :

- de 2h à 4h et de 10h à 16h en saison haute (novembre à mars) ;
- de 10h à 18h en saison basse (avril à octobre).

Pour les autres régions, les résultats de l'étude ont mis en évidence que les heures pleines et les heures creuses optimales sont globalement en ligne avec le calendrier national envisagé dans la consultation publique du 14 décembre 2023, les faibles variations constatées pour les autres régions avec le calendrier national ne justifiant pas la mise en œuvre de régimes particuliers dans le reste de la France.

Enfin, la CRE n'avait pas envisagé de modifier les règles de placement des heures de pointe pour le niveau de tension HTB. Pour rappel, dans le TURPE 6 HTB, ces heures sont fixées, en HTB 1 et HTB 2, de décembre à février inclus, de 9h à 11h et de 18h à 20h, du lundi au vendredi inclus, hors jours fériés.

Les répondants à la consultation publique se sont montrés majoritairement favorables aux règles de placement différenciées envisagées par la CRE. Certains répondants sont toutefois opposés à une différenciation des régimes d'heures pleines et d'heures creuses pour les régions Nouvelle-Aquitaine et Occitanie, qui créerait selon eux une discrimination entre les clients de RTE sur la base de leur localisation géographique. Enfin, RTE a signalé une erreur dans le placement des heures de pointe envisagées pour les régions Nouvelle-Aquitaine et Occitanie, l'heure entre 10h et 11h entrant à la fois dans la définition des heures creuses et des heures de pointe entre décembre et février inclus.

Nouvelles règles de placement des heures creuses et des heures de pointe pour le TURPE 7 HTB

Les répondants à la consultation publique se sont montrés majoritairement favorables aux nouvelles règles de placement des heures creuses HTB 1 et HTB 2 envisagées dans la consultation publique d'octobre 2024. Par ailleurs, la différenciation locale des régimes d'heures pleines et d'heures creuses permet de refléter les particularités locales d'utilisation du réseau, qui ne sont pas identiques sur le territoire français. Bien que RTE ne l'ait pas mise en œuvre, cette différenciation locale était déjà rendue possible par le TURPE 6 HTB. S'agissant des heures de pointe des régions Nouvelle-Aquitaine et Occitanie, l'étude transmise à la CRE par RTE montre que les heures de pointe optimales pour ces régions à horizon 2030 se situent entre 7h et 9h et entre 18h et 20h de décembre à février inclus.

Au vu de l'ensemble de ces éléments, la CRE retient les règles suivantes pour le placement des plages temporelles HTB 1 et HTB 2 pour la période TURPE 7 :

- pour les régions Nouvelle-Aquitaine et Occitanie :
  - pour les heures creuses :
    - de 2h à 4h et de 10h à 16h en saison haute (novembre à mars) ;
    - de 10h à 18h en saison basse (avril à octobre) ;
    - les dimanches, samedis et jours fériés sont entièrement en heures creuses ;
  - pour les heures de pointe : de 7h à 9h et de 18h à 20h, du lundi au vendredi inclus, hors jours fériés, entre décembre et février inclus ;
  - les autres heures de la journée sont définies comme des heures pleines ;
- pour le reste du territoire :
  - pour les heures creuses :
    - de 22h à 6h en saison haute (novembre à mars) ;
    - de 2h à 6h puis de 12h à 16h en saison basse (avril à octobre) ;
    - les dimanches, samedis et jours fériés sont entièrement en heures creuses ;
  - pour les heures de pointe : de 9h à 11h et de 18h à 20h, du lundi au vendredi inclus, hors jours fériés, entre décembre et février inclus ;
  - les autres heures de la journée sont définies comme des heures pleines.

4.3.1.4. Modalités de mise en œuvre

Dans ses consultations publiques du 14 décembre 2023 et du 11 octobre 2024, la CRE a insisté sur l'accompagnement nécessaire auprès des clients concernés par les modifications de régimes d'heures creuses. La CRE a en particulier souligné le besoin de laisser un délai de prévenance suffisant aux clients concernés. La majorité des répondants s'est montrée favorable aux délais envisagés, et RTE a indiqué être capable de réaliser les évolutions techniques nécessaires dans ces délais.

La modification des plages d'heures creuses du TURPE HTB est une évolution significative pour laquelle il convient de laisser suffisamment de temps aux clients concernés afin de s'adapter. Cette évolution pourrait également avoir un impact sur l'éligibilité de certains sites à la réduction sur les tarifs d'utilisation du réseau public de transport prévue par l'article L. 341-4-2 du code de l'énergie pour les consommateurs électro-intensifs (sites éligibles de profil anticyclique, grands consommateurs d'électricité ou permettant le stockage de l'énergie en vue de sa restitution ultérieure au réseau). Le taux d'utilisation du réseau en heures creuses est en effet calculé sur les plages d'heures creuses définies par le TURPE HTB.

La CRE estime donc pertinent de laisser un délai de prévenance suffisamment long aux clients concernés. La CRE décide que la mise en œuvre des nouveaux régimes d'heures pleines et d'heures creuses interviendra au 1er janvier 2027. En prévision de cette date, la CRE demande à RTE de communiquer sur la mise en œuvre de ces évolutions auprès de l'ensemble de ses clients. Avant cette date, le régime de placement des plages temporelles HTB 1 et HTB 2 reste inchangé pour l'ensemble du territoire par rapport au TURPE 6 HTB :

- les heures creuses sont fixées entre minuit et 7 heures et entre 23 heures et minuit, du lundi au vendredi inclus, hors jours fériés. Les dimanches, samedis et jours fériés sont entièrement en heures creuses ;
- les heures de pointe sont fixées, de décembre à février inclus, entre 9 heures et 11 heures et entre 18 heures et 20 heures, du lundi au vendredi inclus, hors jours fériés ;
- les autres heures de la journée sont définies comme des heures pleines.

4.3.2. Composante de gestion

Les coûts de gestion recouvrent les charges relatives aux systèmes d'information nécessaires à la gestion de la relation clientèle et aux activités opérationnelles de gestion de la clientèle.

Les coûts de gestion reportés par RTE ont été supérieurs de 13 % aux recettes associées sur la période 2021-2023. Cet écart s'est accru avec la hausse du nombre d'affaires de raccordements et des coûts correspondants. Il devrait se résorber progressivement avec la hausse des recettes associées lorsque les clients correspondants seront raccordés et s'acquitteront de la composante de gestion. La CRE a donc considéré dans la consultation publique d'octobre 2024 que cet écart sur la période 2021-2023 traduisait un décalage temporel entre la réalisation de coûts et la perception des recettes associées, et n'a pas envisagé de réévaluation spécifique de cette composante dans le TURPE 7 HTB.

Les répondants à la consultation publique se sont montrés majoritairement favorables à l'orientation de la CRE. Certains répondants ont cependant souligné le besoin de rapprocher temporellement la couverture des coûts supportés par RTE et la perception des recettes correspondantes.

La CRE considère que la composante de gestion sans réévaluation spécifique (hors réévaluations liées aux évolutions annuelles du TURPE 7 HTB) permettra de couvrir les coûts de gestion supportés par RTE lors de la période TURPE 7. Un faible décalage temporel entre les coûts et les recettes ne peut être évité étant donné que la composante n'est facturée qu'aux utilisateurs raccordés. Ce décalage se résorbera donc au cours de la période TURPE 7. Par conséquent, la CRE ne retient pas de réévaluation spécifique de cette composante dans le TURPE 7 HTB.

4.3.3. Composante de comptage

Les coûts de comptage comprennent les coûts de fourniture, de pose et d'entretien ou le cas échéant de location des dispositifs de comptage, ainsi que les coûts de contrôle, de relève et de transmission de données de facturation et les coûts de comptage.

Les coûts de comptage reportés par RTE ont été 15 % supérieurs aux recettes associées sur la période 2021-2023. Ce décalage s'explique par les coûts relatifs au projet « Comptage Fil de l'Eau », qui vont se résorber progressivement. La CRE n'a donc pas envisagé de réévaluation spécifique de cette composante dans la consultation publique du 11 octobre 2024.

Les répondants à la consultation publique se sont montrés majoritairement favorables à l'orientation de la CRE.

La CRE considère que la stabilité de la composante de comptage (hors réévaluations liées aux évolutions annuelles du TURPE 7 HTB) permettra de couvrir les coûts de comptage supportés par RTE lors de la période TURPE 7. Par conséquent, la CRE ne retient pas de réévaluation spécifique de cette composante dans le TURPE 7 HTB.

4.3.4. Composante de soutirage

Le TURPE 6 HTB a fait l'objet d'une modification significative de la méthode de calcul de la composante de soutirage qui s'appuie désormais sur les coûts marginaux de desserte et la puissance dimensionnante.

Lors des consultations publiques du 14 décembre 2023 et du 11 octobre 2024, la CRE a indiqué envisager de reconduire les grands principes de cette méthode, tout en précisant certains points de la modélisation économique (amélioration de la cascade des coûts permise par des données plus fines, uniformisation de la méthode pour chacun des niveaux de tension) et en intégrant les évolutions structurelles du dimensionnement du réseau liées au développement de la production d'énergie renouvelable (augmentation de la part du réseau dimensionné en injection). Les répondants se sont montrés largement favorables au maintien de la méthode générale et aux évolutions envisagées.

4.3.4.1. Rappel de la méthode et principe d'allocation des coûts

La méthodologie est présentée de manière détaillée en annexe 11. Les principales étapes de la méthode sont représentées dans la vision d'ensemble ci-dessous :

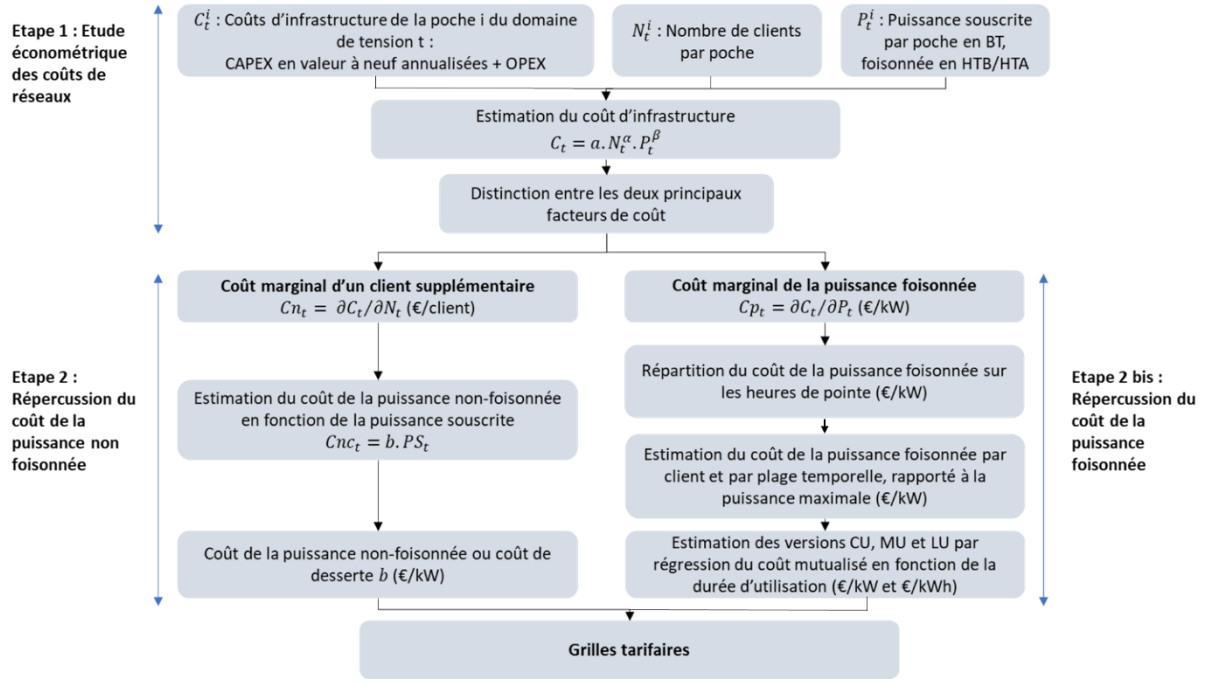

Figure 9. Étapes de la méthode appliquée par la CRE

L'allocation des coûts prend en compte le fait que chaque utilisateur utilise non seulement le niveau de tension auquel il est raccordé, mais aussi, en cascade, l'ensemble des niveaux de tension amont (cascade des coûts). Par ailleurs, pour le réseau HTB 3, les étapes 1 et 2/2 bis sont simplifiées.

4.3.4.2. Évolutions retenues pour le TURPE 7 HTB

La CRE a proposé dans les consultations publiques du 14 décembre 2023 et du 11 octobre 2024 de reconduire les principes de la méthodologie TURPE 6, fondée sur les coûts marginaux, tout en procédant à certaines adaptations à la marge afin de se rapprocher encore davantage du fonctionnement et du dimensionnement du réseau, en prenant en compte les pointes d'injection sur le réseau. La majorité des répondants aux consultations publiques s'est montrée favorable à ces évolutions, qui sont donc mises en œuvre pour le TURPE 7. Ces modifications sont détaillées dans l'annexe 11 de la présente délibération, et les grands principes sont rappelés ci-après.

La première modification retenue pour le calcul de la composante de soutirage des niveaux de tension HTA et HTB concerne le calcul de la puissance dimensionnante, une des variables explicatives de la fonction de coût calculée en étape 1 de la figure 9 ci-dessus. Dans le TURPE 6, la puissance « foisonnée »[79] d'une poche utilisée correspond en HTA et HTB à la puissance soutirée (nette des injections) pendant la 2 500e heure de l'année la plus chargée en soutirage, sans prendre en compte les heures où la puissance injectée était importante (les heures d'injection étaient mises à zéro). Cela revient à considérer que le réseau est dimensionné uniquement par les pointes de consommation. L'évolution de méthode retenue par la CRE consiste à considérer d'éventuelles pointes d'injection de la poche de réseau lors du calcul de la puissance dimensionnante, après un recalage en niveau et en durée de ces pointes d'injection (en niveau car les pointes de soutirage sont plus dimensionnantes que les pointes d'injection qui peuvent être écrêtées, en durée car la possibilité d'écrêtements des pointes d'injection a pour effet un nombre d'heures dimensionnantes en injection plus faible qu'en soutirage).

La deuxième modification retenue par la CRE concerne l'étape 2 bis de la figure 9 ci-dessus, et consiste à répercuter uniquement la part du coût de la puissance dimensionnante liée au soutirage dans la composante de soutirage, et donc d'exclure la part du coût de la puissance dimensionnante liée à l'injection. Cette évolution permet de s'assurer que la structure des grilles de soutirage représente effectivement les coûts d'un consommateur pour le réseau et n'inclut pas des coûts associés à l'injection qui pourraient venir modifier la structure des grilles.

Le nombre encore assez restreint de poches dimensionnées en injection (10 % des heures dimensionnantes des poches de réseau HTB sont en injection) conduit à ce que ces changements, tout en permettant une modélisation plus fidèle des coûts, aient un impact limité sur les grilles tarifaires de soutirage.

La CRE ne retient pas de modification des autres étapes de calcul de la composante de soutirage, en particulier pour la prise en compte des coûts annexes liés aux pertes électriques, aux réserves et au réseau HTB 3.

Pour le calcul des grilles de soutirage retenues dans la partie 5.2. de la présente délibération, la CRE a également procédé à une optimisation et à une saisonnalisation des plages d'heures creuses telles que présentées dans la partie 4.3.1. de la présente délibération, afin que les grilles calculées correspondent aux évolutions de plages temporelles retenues.

4.3.4.3. Évolutions des grilles

La méthode de calcul de la composante de soutirage retenue pour le TURPE 7 HTB demeure en ligne avec celle utilisée en TURPE 6 HTB. Par ailleurs, après l'évolution exceptionnelle au 1er février 2025, il n'est pas prévu d'évolution du niveau du TURPE 7 HTB avant le 1er août 2026 (cf. partie 3). Pour ces raisons, les grilles de soutirage définies dans la partie 5.2. pour le TURPE 7 HTB présentent des évolutions limitées par rapport aux grilles TURPE 6 HTB en vigueur à partir du 1er février 2025[80].

[79] La puissance « foisonnée » en TURPE 6 correspond à la puissance dimensionnante.

[80] Délibération de la CRE du 15 janvier 2025 portant décision sur l'évolution exceptionnelle du TURPE 6 HTB au 1er février 2025.

Évolution de différenciation temporelle

L'optimisation et la saisonnalisation des plages d'heures creuses (cf. 4.3.1.) conduisent à une augmentation de la différenciation temporelle de la part énergie pour les options tarifaires courte et moyenne utilisation :

- pour le niveau de tension HTB 1, une hausse de 10 % du ratio entre la part énergie heures pleines et heures creuses en hiver et de 7 % en été ;
- pour le niveau de tension HTB 2, une hausse de 6 % du ratio entre la part énergie heures pleines et heures creuses en hiver et de 1 % en été.

Évolution de la part puissance

Les grilles retenues conduisent à une très légère hausse de la part puissance payée par les utilisateurs du RPT, après la hausse marquée de cette part puissance sur la période TURPE 6.

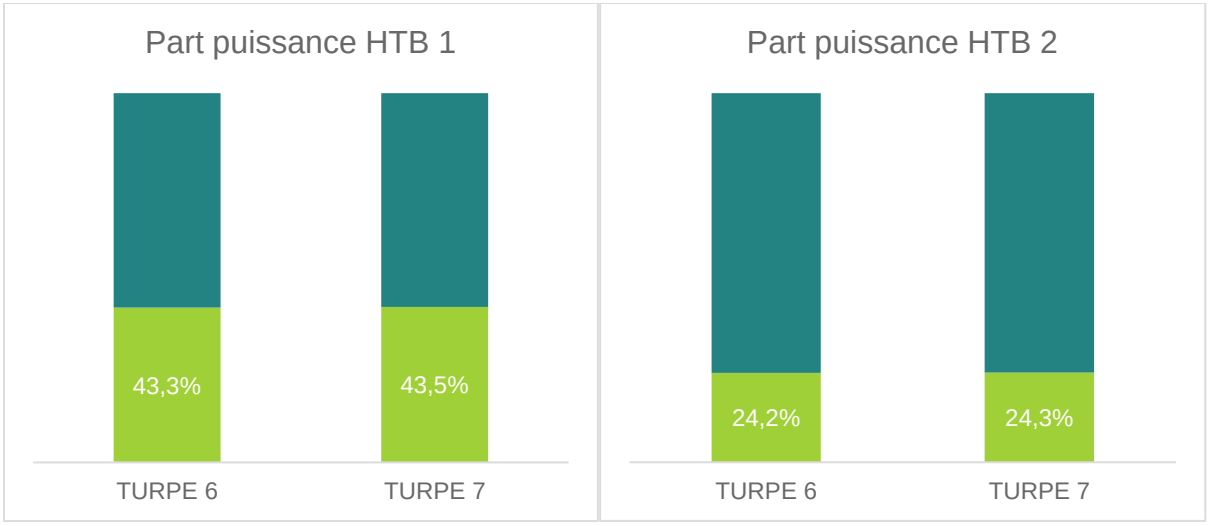

Figure 10. Évolution de la part puissance HTB 1 et HTB 2

4.3.5. Composante mensuelle de dépassement des puissances souscrites

La tarification des dépassements de puissance souscrite a pour objectif d'inciter les acteurs à souscrire le niveau de puissance correspondant à leur utilisation. Par ailleurs, cette tarification des dépassements se justifie par le fait que les ouvrages de réseaux disposent d'une certaine inertie thermique leur permettant de supporter des dépassements de puissance de quelques minutes ne remettant pas en cause le dimensionnement du réseau.

La composante mensuelle des dépassements de puissance souscrite (CMDPS) du TURPE 6 HTB est calculée à partir de la formule suivante :

$$CMDPS = \sum CP * b_i * \sqrt{\sum (\Delta P^2)}$$

- CP désigne le coefficient pondérateur de la CMDPS (sans unité) ;
- b_i désigne le coefficient pondérateur de puissance de la composante de soutirage de la classe temporelle i (en €/kW) ;
- ΔP désigne le dépassement de puissance en kW par pas de 10 minutes par rapport à la puissance souscrite de la plage temporelle.

Un coefficient pondérateur des dépassements de 0,04, tel que retenu dans le TURPE 6 HTB, est cohérent avec l'hypothèse de calibrage de ce coefficient : au-delà de 100 heures de dépassement en ruban, il devient plus intéressant de souscrire de la puissance supplémentaire.

La CRE a considéré dans sa consultation publique du 11 octobre 2024 que ce coefficient est bien calibré en HTB 1 et HTB 2 et a envisagé de le maintenir pour le TURPE 7 HTB.

La totalité des répondants à la consultation publique s'est montrée favorable à l'orientation de la CRE. La CRE ne retient pas d'évolution de la formule de calcul de la composante mensuelle des dépassements de puissance souscrite dans le TURPE 7 HTB par rapport au TURPE 6 HTB.

4.3.6. Tarification de l'énergie réactive

La CRE a envisagé dans sa consultation publique du 11 octobre 2024 de faire évoluer la tarification de l'énergie réactive pour les GRD suivant les modalités détaillées ci-après.

4.3.6.1. Contexte

Le TURPE 6 HTB prévoit la tarification de l'énergie réactive suivante :

- une zone de facturation en tension basse facturée uniquement aux utilisateurs qui soutirent en période hivernale (du 1er novembre au 31 mars), du lundi au samedi entre 6 heures et 22 heures, dès lors que la valeur tg φ_{max} fixée à 0,4 est dépassée ;
- une zone de facturation en tension haute, nouvellement introduite dans le TURPE 6 HTB et appliquée uniquement aux utilisateurs qui injectent hors période hivernale, à chaque heure, et délimitée par deux seuils définis dans la DTR de RTE.

Les coefficients utilisés dans le TURPE 6 HTB sont établis pour respecter :

- la stabilité du montant total facturé aux consommateurs industriels entre la période du TURPE 5 et la période du TURPE 6 à 4 M€/an, afin d'éviter que les évolutions envisagées se traduisent par une hausse généralisée des factures ;
- la mise en équivalence entre les coûts portés par les GRD et ceux portés par les consommateurs industriels au titre de la zone de tension haute.

4.3.6.2. Évolutions pour la période TURPE 7

RTE a transmis à la CRE un bilan de l'application du gabarit de tarification de l'énergie réactive utilisé pour le TURPE 6. Ce bilan met en évidence que l'incitation à la gestion de l'énergie réactive envoyée aux GRD à l'interface avec RTE est insuffisante :

- la zone de facturation en tension haute utilisée dans le TURPE 6 HTB ne permet pas de cibler de façon efficace les postes sources qui contribuent le plus aux contraintes de tensions hautes (seulement 16 % des postes les plus contributeurs aux contraintes de tensions hautes reçoivent une incitation par le gabarit actuel) ;
- le gabarit actuel n'a pas incité les GRD à développer des leviers à l'interface avec le RPT. Les coûts facturés pour l'ensemble des GRD dans la zone de tension haute s'élèvent à environ 1 M€ en 2023. Pour l'ensemble des points de connexion, les montants facturés par cette composante sont inférieurs au coût annualisé des investissements pour des moyens de compensation au niveau des postes électriques[81].

[81] RTE estime le coût annualisé d'une self HTB à 150 k€/an.

La CRE a donc proposé dans la consultation publique du 11 octobre 2024 de modifier le gabarit de tarification de l'énergie réactive en zone de « tension haute » pour les GRD afin de mieux inciter l'activation des leviers existants, tels que le réglage des tangentes (tg) φ des producteurs à la valeur -0,3 via l'utilisation d'un gabarit de la forme de celui de la figure 11 ci-dessous, différencié entre les postes sources dimensionnés par le soutirage et ceux dimensionnés par l'injection.

RTE a réalisé une analyse d'impact de la mise en œuvre de ce nouveau gabarit. Celui-ci engendrerait un doublement des volumes d'énergie réactive injectés soumis au paiement de la composante, tout en ciblant davantage les postes sources n'utilisant pas le levier de réglage des tg φ des producteurs à la valeur -0,3.

En parallèle de la modification de la forme du gabarit, la CRE a proposé de réévaluer le niveau de tarification des dépassements en tension haute pour les GRD, afin que cette tarification soit plus représentative des coûts engendrés sur le réseau public de transport. RTE estime en effet que l'injection supplémentaire en provenance des réseaux de distribution s'élève à 800 Mvar par an en moyenne, en raison de l'évolution des usages et de l'enfouissement des lignes, et que l'installation de nouvelles selfs sur le réseau HTB compensant cette injection supplémentaire représenterait un coût de l'ordre de 10 M€/an. La CRE a donc proposé de fixer le montant de la composante en tension haute payée par les GRD à ce niveau. Cette évolution représenterait, à comportement inchangé des acteurs, une hausse globale du niveau d'un facteur 10.

Les répondants à la consultation publique se sont montrés généralement favorables aux évolutions envisagées. Certains répondants ont cependant considéré que les GRD activaient déjà les leviers à leur disposition afin de limiter les injections d'énergie réactive à l'interface avec le réseau public de transport et qu'ils n'étaient pas en mesure de répondre à une hausse de la force de cette incitation. Certains utilisateurs ont également demandé à être exonérés de cette composante dès lors qu'ils respectent le gabarit de fonctionnement au moins 80 % du temps.

La CRE considère que la maîtrise de la tension sur le réseau de transport constitue un enjeu important pour la période TURPE 7, et qu'il convient d'inciter au mieux les GRD à limiter les injections d'énergie réactive. Les évolutions envisagées permettent une juste répercussion des coûts d'investissements nécessaires pour la limitation des phénomènes de tension haute, en particulier dans la mesure où elles s'accompagnent des évolutions de gabarit HTA-BT retenues dans la délibération TURPE 7 HTA-BT. La CRE estime que les gabarits de tarification envisagés sont cohérents avec les leviers à la main des GRD, notamment la réalisation de nouveaux investissements et le réglage de la tg φ des producteurs. Enfin, une exonération des utilisateurs respectant le gabarit de fonctionnement la majorité du temps serait contraire au principe de reflet des coûts engendrés sur le réseau de transport. Le gabarit étant basé sur des volumes de dépassement, ces utilisateurs seront soumis à une plus faible tarification liée aux injections de réactif à l'interface avec le réseau public de transport.

La CRE introduit donc dans le TURPE 7 HTB les évolutions suivantes pour la tarification de l'énergie réactive injectée par les GRD raccordés au RPT :

- la modification de la zone de tarification en « tension haute » afin de cibler plus efficacement les postes sources les plus contributeurs aux contraintes de tension haute et d'inciter l'activation des leviers existants, tels que le réglage des tg φ des producteurs à la valeur -0,3. Pour cela la CRE retient un gabarit de la forme de celui de la figure 11 ci-dessous. La mise en œuvre d'un nouveau gabarit nécessite notamment une évolution de la définition des seuils Pf et Qf dans la DTR de RTE. Ces seuils tiendront compte des possibilités dont peuvent disposer les GRD pour maîtriser l'énergie réactive et pourront être différenciés en fonction de la typologie des postes sources concernés (contraintes en injection ou en soutirage). La CRE demande à RTE de procéder à une mise à jour de sa DTR permettant ces évolutions au 1er août 2025 ;
- la réévaluation à la hausse des coefficients de tarification des dépassements en tension haute pour les GRD afin que cette tarification soit plus représentative des coûts engendrés sur le réseau public de transport. Les coefficients réévalués permettant cette couverture sont présentés dans la partie 5.2.1.11.

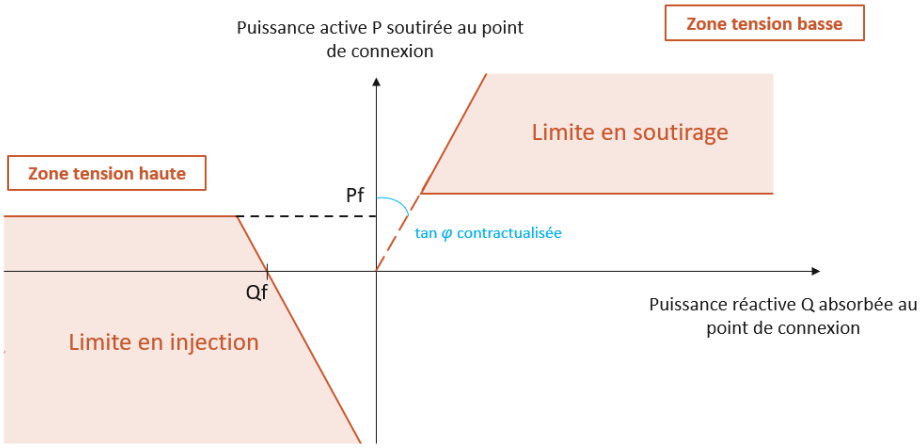

Figure 11. Gabarit pour la tarification de l'énergie réactive à l'interface RPT/RPD en TURPE 7 HTB

Ces évolutions s'accompagnent des évolutions des gabarits de tarification pour l'énergie réactive au niveau HTA-BT présentées dans la délibération TURPE 7 HTA-BT, afin de mettre en cohérence les incitations transmises aux clients raccordés sur les réseaux de distribution à activer les différents leviers à leur disposition (réglage des tg φ des producteurs et retrait des condensateurs pour les clients industriels).

La tarification de l'énergie réactive absorbée (tension basse) des GRD reste inchangée. De même, ces évolutions ne concernent pas la tarification de l'énergie réactive pour les consommateurs industriels clients de RTE.

4.3.7. Tarification de l'injection en HTB 3 et HTB 2

Le tarif d'injection défini dans le TURPE 6 HTB, qui couvre les coûts relatifs aux pertes électriques liées aux exportations et la part du mécanisme ITC (*Inter-TSO compensation* – mécanisme de compensation intergestionnaires de réseau de transport) a été fixé à 0,23 €/MWh, en hausse de 0,03 €/MWh par rapport à la période TURPE 5 afin de refléter la forte hausse du coût prévisionnel des charges imputables aux injections du fait (i) de la hausse du coût des pertes électriques et (ii) de l'augmentation prévue par RTE des exportations.

Lors de la consultation publique du 11 octobre 2024, la CRE a envisagé de réévaluer le timbre d'injection à 0,35 €/MWh injecté en HTB 3 et 2 pour la période TURPE 7 afin de refléter la nouvelle hausse prévisionnelle des coûts relatifs à la compensation des pertes alors anticipée pour la période TURPE 7.

Les répondants à la consultation publique se sont montrés partagés sur l'évolution envisagée. Certains répondants considèrent que la hausse envisagée permet une juste couverture des coûts spécifiques des pertes électriques liées à l'électricité exportée. D'autres répondants auraient souhaité pouvoir anticiper davantage cette évolution, non prise en compte dans les plans d'affaires des producteurs concernés, et souhaitent que les évolutions de la composante d'injection soient progressives.

La CRE considère que la hausse envisagée en consultation publique permet un juste reflet des coûts liés aux injections sur les niveaux de tension HTB 2 et HTB 3 et décide d'en conserver le principe. En outre, la méthodologie de calcul de cette composante n'évolue pas entre les TURPE 6 HTB et TURPE 7 HTB, ce qui donne aux acteurs de marché une visibilité suffisante sur son évolution prévisionnelle.

Le maintien de la méthodologie du TURPE 6 HTB et la prise en compte de la hausse prévisionnelle du coût des pertes électriques détaillée dans la partie 3.2.2. de la présente délibération mènent la CRE à augmenter le tarif d'injection à 0,37 €/MWh pour les injections sur les réseaux des domaines HTB 3 et HTB 2.

En conséquence, la CRE fixe le tarif d'injection à 0,37 €/MWh pour les producteurs raccordés aux réseaux des domaines de tension HTB 3 et HTB 2.

4.4. Introduction d'une tarification transitoire injection-soutirage

4.4.1. Réflexion sur la mise en place d'une nouvelle composante annuelle d'injection-soutirage pour les installations de stockage

Comme illustré dans les figures ci-dessous, le développement des capacités de stockage, en particulier par batterie, est en plein essor, tant sur le réseau de transport que sur le réseau de distribution.

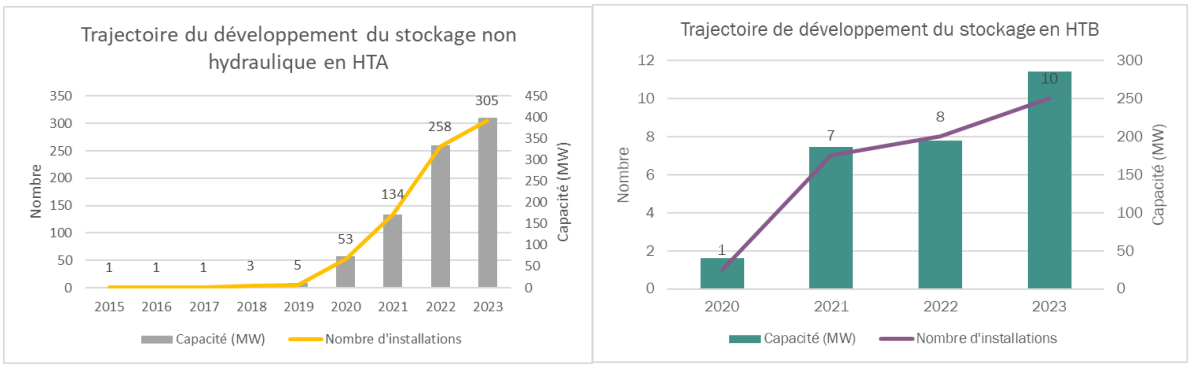

Figure 12. Trajectoire de développement du stockage non hydraulique en HTA et HTB

Les capacités de stockage diffèrent des autres catégories d'utilisateurs pour lesquelles les grilles tarifaires actuelles sont construites, notamment les consommateurs. En effet, les capacités de stockage ont la particularité de ne pas avoir de mode de fonctionnement prédéfini et de pouvoir injecter et soutirer dans des proportions relativement équivalentes. Par ailleurs, leur modèle économique est fondé sur leur capacité à répondre aux signaux économiques qu'elles perçoivent et à injecter/soutirer en conséquence. Ces signaux économiques sont aujourd'hui de plusieurs ordres :

- signaux de prix de gros : les batteries peuvent choisir de bénéficier des prix élevés pour injecter et bas pour soutirer ;
- signaux d'autres mécanismes : les capacités de stockage peuvent également être valorisées sur les mécanismes tels que les services systèmes, le mécanisme de capacité, etc.

Dès sa consultation publique du 14 décembre 2023, la CRE a annoncé envisager de faire évoluer la structure tarifaire pour envoyer des signaux économiques visant à exploiter au mieux les capacités de stockage, afin de les inciter à réduire les coûts de réseaux. En effet, la composante de soutirage est conçue pour refléter les coûts des consommations sur le réseau. De ce fait, lors d'une période de pointe de soutirage, la structure tarifaire du TURPE 6 intègre une incitation à ne pas consommer (pour ne pas s'acquitter d'un tarif plus élevé qu'en dehors des périodes de pointe de soutirage), mais n'incite pas les installations de stockage à injecter. De même, lors des pointes d'injection, aucun signal tarifaire n'est envoyé aux installations de stockage pour qu'elles soutirent ou reportent leur injection. Ainsi, la structure tarifaire du TURPE 6 n'incite pas à :

- injecter lors des pointes de consommation locales ;
- ne pas injecter, voire soutirer, lors des pointes d'injection locales.

4.4.2. Modalités de la composante annuelle d'injection-soutirage

La CRE, dans sa consultation publique du 11 octobre 2024, a envisagé d'introduire une composante optionnelle injection-soutirage pour le stockage. Les modalités de cette composante ont été présentées à la suite de l'analyse des retours à la consultation publique de décembre 2023. En particulier, les difficultés de mise en œuvre remontées par les gestionnaires de réseau ont conduit la CRE à envisager d'appliquer cette nouvelle composante de façon progressive sur la période TURPE 7, en l'appliquant uniquement à un sous-ensemble du réseau. À terme, cette composante a vocation à s'appliquer sur l'ensemble du territoire métropolitain, dans des conditions à définir en fonction de l'analyse du retour d'expérience de cette première période.

Après analyse des retours à la consultation publique, la CRE décide d'introduire une composante annuelle d'injection-soutirage optionnelle pour les capacités de stockage. Les modalités retenues pour cette nouvelle composante sont décrites ci-dessous.

4.4.2.1. Forme de la composante tarifaire retenue

L'objectif de cette composante est d'inciter les utilisateurs éligibles à adopter un comportement permettant de réduire les pointes locales de réseau, qu'il s'agisse de pointes locales d'injection ou de soutirage. Cette nouvelle composante tarifaire distingue donc deux types de poches de réseau en fonction de leur dimensionnement (voir définitions dans la partie 4.4.2.3.) :

- dans les poches dimensionnées en soutirage, le signal tarifaire retenu incite à réduire la pointe de soutirage, c'est-à-dire à injecter pendant les périodes de pointes de soutirage dimensionnantes. Pour cela, la composante tarifaire retenue présente un coefficient tarifaire positif (c'est-à-dire un coût supplémentaire) si l'utilisateur soutire pendant une pointe locale de soutirage, et un coefficient tarifaire négatif (c'est-à-dire une réduction de coût) si l'utilisateur injecte pendant une pointe locale de soutirage ;

	Pointe de soutirage	Heures pleine hiver	Heures creuses hiver	Heures pleines été	Heures creuses été
Soutirage	+	+	+	+	+
Injection	-				

Le coefficient est négatif si le stockage injecte pendant une pointe de soutirage

Figure 13. Forme du tarif dans une zone de soutirage

- dans les poches dimensionnées en injection, le signal tarifaire retenu incite les stockages à soutirer lors des pointes d'injection. Pour cela, la composante tarifaire retenue présente un coefficient tarifaire positif (c'est-à-dire un coût supplémentaire) si l'utilisateur injecte pendant une pointe locale d'injection, et un coefficient tarifaire négatif (c'est-à-dire une réduction de coût) si l'utilisateur soutire pendant une pointe locale d'injection.

	Heures pleine hiver	Heures creuses hiver	Heures pleines été	Heures creuses été	Pointe d'injection
Soutirage	+	+	+	+	-
Injection	+				+

Le coefficient est négatif si le stockage soutire pendant une pointe d'injection

Figure 14. Forme du tarif dans une zone d'injection photovoltaïque

4.4.2.2. Composante optionnelle accessible aux installations situées dans les poches de réseau où l'apparition de contraintes locales est la plus prévisible

De manière transitoire, cette composante est accessible seulement aux installations situées dans des poches de réseau où les pointes locales sont les plus prévisibles. Elle est optionnelle pour les utilisateurs qui y seront éligibles. Elle se substituera à la composante de soutirage pour les utilisateurs choisissant d'y souscrire.

La composante n'est pas accessible dans les zones où les pointes dimensionnantes ne surviennent pas dans des périodes restreintes et prévisibles (notamment les zones à forte production éolienne).

La CRE envisage à terme de rendre cette composante accessible sur tout le territoire métropolitain continental, notamment dans les zones où les contraintes locales sont les moins prévisibles. Elle vise à atteindre cet objectif d'ici à la période tarifaire du TURPE 8.

4.4.2.3. Découpage du réseau en poches dimensionnées en injection ou en soutirage et signal retenu

La CRE a proposé dans la consultation publique du 11 octobre 2024 une tarification spécifique accessible uniquement pour certaines zones de réseau où les pointes locales sont les plus prévisibles. La CRE a ainsi donné une définition pour les zones de soutirage et pour les zones d'injection photovoltaïque dans lesquelles cette composante optionnelle serait accessible.

Dans leurs réponses à la consultation publique, certains acteurs soulignent l'incertitude créée par la définition des zones. La CRE précise que, une fois fixée par la CRE, la liste des poches dans lesquelles les utilisateurs peuvent souscrire cette composante, en injection ou en soutirage, ne sera pas modifiée au cours de la période tarifaire.

Cette composante optionnelle ayant vocation à être étendue à tout le territoire en cas de maintien de celle-ci pour la période TURPE 8, tout utilisateur pouvant souscrire cette composante pendant la période TURPE 7 pourra également, le cas échéant, y souscrire pendant la période tarifaire suivante s'il continue à remplir le critère d'éligibilité à la composante.

La CRE a proposé dans sa consultation publique d'octobre 2024 de considérer une poche de réseau comme une zone de soutirage, respectivement d'injection photovoltaïque, lorsque la majorité de ses pointes dimensionnantes étaient des pointes de soutirage, respectivement des pointes d'injection liées à la production d'origine photovoltaïque.

La majorité des répondants à la consultation publique s'est montrée favorable aux critères proposés pour définir les zones d'injection et de soutirage et rappelés ci-dessous. La CRE décide donc de retenir le principe de ces critères pour le TURPE 7 HTB, en les précisant pour prendre en compte les retours à la consultation publique.

Zones de soutirage

RTE considère que la définition des zones de soutirage devrait être restreinte, afin notamment d'exclure les zones dimensionnées en soutirage pour lesquelles les contraintes ne sont pas marquées et ne sont pas prévisibles. La CRE estime qu'il convient effectivement de cibler les poches pour lesquelles les contraintes en soutirage coïncident avec les heures de pointe de la poche considérée. Pour ces poches, le signal tarifaire envoyé durant les heures de pointe fixes du TURPE permettra donc effectivement de réduire les contraintes des zones ainsi définies comme des zones de soutirage.

Ainsi, la CRE décide que les poches dimensionnées en soutirage, ou « zones de soutirage », sont, en HTB 1 et HTB 2, les poches vérifiant les deux critères ci-après :

- plus de 80 % des pointes dimensionnantes[82] de la poche correspondent à des pointes de soutirage ;
- plus de 80 % des heures de pointe du TURPE (définies dans la partie 4.3.1.) sont des pointes dimensionnantes de la poche.

Ces poches représentent environ la moitié du réseau de transport (de l'ordre de 2 000 postes électriques).

La CRE a proposé que la durée de la période de pointe dans les poches de soutirage soit cohérente avec celle de la composante de soutirage, c'est-à-dire d'une durée de 252 h/an en HTB soit 4 h/jour pendant 63 jours, et de 312 h/an en HTA soit 4 h/jour pendant 78 jours.

Les répondants à la consultation publique n'ont pas formulé de commentaire sur la durée et la définition des pointes de soutirage.

[82] Heures pendant lesquelles la puissance transitant est supérieure à la puissance dimensionnante définie dans la partie 4.3.4.2.

La CRE retient, pour les zones de soutirage, la définition des pointes de soutirage de la composante de soutirage présentée dans la partie 4.3.1. et rappelée dans le tableau 53 ci-après :

Pointes fixes de soutirage	
Régions Nouvelle-Aquitaine et Occitanie	Jusqu'au 31 décembre 2026 inclus : de 9h à 11h et de 18h à 20h, du lundi au vendredi inclus, hors jours fériés, entre décembre et février inclus. À partir du 1er janvier 2027 : de 7h à 9h et de 18h à 20h, du lundi au vendredi inclus, hors jours fériés, entre décembre et février inclus.
Reste du territoire	De 9h à 11h et de 18h à 20h, du lundi au vendredi inclus, hors jours fériés, entre décembre et février inclus.

Tableau 53. Règles de placement des heures de pointe retenues par la CRE pour les zones de soutirage

Zones d'injection photovoltaïque

Les poches dimensionnées par l'injection photovoltaïque, ou « zones d'injection photovoltaïque », sont, en HTB 1 et HTB 2, les poches pour lesquelles la majorité des pointes dimensionnantes de la poche correspondent à des pointes d'injection, et plus de 80 % de ces pointes d'injection sont situées entre 11h et 18h. Ces poches constituent une portion encore minoritaire du réseau, mais qui va croître avec le développement prévu du photovoltaïque. L'envoi d'un signal incitant les installations éligibles à soutirer lors des pointes d'injection apparaît alors particulièrement pertinent pour résoudre d'éventuelles congestions locales liées à l'injection photovoltaïque.

Pour les zones d'injection, à la lumière des données disponibles sur la production photovoltaïque, la CRE a proposé, dans la consultation publique du 11 octobre 2024, de définir la période de pointe d'injection à 500 heures/an, soit 4 heures par jour sur 125 jours. Les répondants à la consultation publique ont proposé des définitions différentes des plages d'heures de pointe d'injection. Certains acteurs demandent un rallongement de la pointe d'injection afin de couvrir une plus grande part des heures de forte production solaire, ce qui se traduit par une augmentation du nombre d'heures de pointe d'injection. D'autres acteurs souhaitent une répartition du nombre d'heures de pointe en injection sur un plus grand nombre de jours. Un acteur souhaite réduire le nombre d'heures de pointe en injection pour équilibrer le nombre d'heures de pointe d'injection et de soutirage.

La CRE maintient ses orientations présentées dans sa consultation publique. En effet, augmenter le nombre d'heures de pointe d'injection réduirait la force du signal du fait de la répartition des économies de coût de réseau permises sur un nombre plus important d'heures, ce qui se traduirait par une plus faible incitation à un comportement contracyclique. Un placement de 4 heures par jour sur une période de 125 jours permettra de couvrir des heures de plus forte production que 2 heures par jour sur une période de 250 jours.

La CRE retient donc un placement de 4 heures par jour sur une période de 125 jours, soit un total de 500 heures de pointe en injection réparties sur 125 jours consécutifs. Par différence avec la composante de soutirage, les heures de pointe d'injection remplacent des heures creuses de saison basse, tandis que les heures de pointe de soutirage sont remplacées par des heures pleines de saison haute dans les zones d'injection.

Pointes fixes d'injection
Sur une période de 125 jours consécutifs, définis localement par RTE entre avril et octobre : 4 heures entre 12h et 16h

Tableau 54. Règles de placement des heures de pointe retenues par la CRE pour les zones d'injection photovoltaïque

Les échanges avec les gestionnaires de réseaux concernant les zones dimensionnées en injection mais où l'apparition des pointes d'injection est difficilement prévisible (zones à forte pénétration de l'éolien par exemple) montrent que la mise en place d'une pointe mobile qui enverrait les bons signaux présente un niveau de complexité trop élevé pour pouvoir être introduite sur la période TURPE 7. En outre, l'utilisation d'une pointe fixe présenterait notamment le risque d'envoyer un signal contre-productif pour le réseau dans des zones où l'apparition de contraintes en injection est trop difficilement prévisible. En conséquence, la CRE ne rend pas cette composante accessible dans ces zones, à titre transitoire, pour la période TURPE 7. Elle demande toutefois à RTE de travailler à la mise en œuvre d'une pointe mobile pour la période TURPE 8.

En conséquence, la CRE décide que les zones d'injection sont les poches de niveau de tension HTB 1 et HTB 2 vérifiant les deux critères suivants :

- au moins 50% des pointes dimensionnantes correspondent à des pointes d'injection ;
- plus de 80 % de ces pointes d'injection sont situées entre 11h et 18h.

Au plus tard le 1er août 2025, RTE transmet un projet de liste des poches de réseau classées en zones de soutirage et en zones d'injection photovoltaïque définies dans le respect des règles énoncées ci-dessus. La CRE demande notamment à RTE de ne pas se limiter à l'utilisation de données historiques pour cette étude et de prendre en compte l'accroissement prévisible de la production photovoltaïque sur la période TURPE 7 HTB dans la définition de ces poches. Cette anticipation permettra ainsi de se rapprocher au mieux des contraintes réelles du réseau de transport d'électricité pour la période TURPE 7.

4.4.2.4. Critères d'éligibilité

La CRE envisageait, dans la consultation publique du 11 octobre 2024, que soit éligible à cette composante tout ensemble d'équipements de stockage de l'électricité permettant de stocker l'énergie électrique en la soutirant entièrement sur les réseaux publics d'électricité, puis de la restituer exclusivement et en totalité (hors pertes techniques) en énergie électrique sur les réseaux publics d'électricité (et réciproquement) situé dans une des « zones d'injection photovoltaïque » ou « zones de soutirage ».

Plusieurs répondants à la consultation publique s'interrogent sur l'articulation de cette nouvelle composante avec certains grands principes tarifaires. Certains d'entre eux considèrent qu'il faudrait élargir les critères d'éligibilité selon un principe de neutralité technologique. Ils souhaitent, notamment, que les technologies de recharge bidirectionnelle (V2G) et les installations hybrides puissent bénéficier de l'option tarifaire. Certains s'interrogent également sur le choix d'exclure le réseau basse tension.

La CRE rappelle que les données disponibles à ce jour ne permettent pas la mise en œuvre d'un tel tarif en basse tension. Une expérimentation[83] aura lieu concernant un tarif injection-soutirage en basse tension, en particulier dans le cadre de la recharge bidirectionnelle des véhicules électriques. Les installations de stockage, couplées avec une installation de production et/ou de consommation, ne répondent pas à la définition de la catégorie des utilisateurs pour lesquels la composante annuelle d'injection-soutirage est accessible. Par ailleurs, la tarification actuelle de ces installations incite déjà à un comportement vertueux.

La CRE conserve donc le critère d'éligibilité envisagé en consultation publique et décide qu'est éligible à cette composante annuelle d'injection-soutirage la catégorie d'utilisateurs dont l'installation répond à la définition suivante : tout ensemble d'équipements de stockage de l'électricité permettant de stocker l'énergie électrique en la soutirant entièrement sur les réseaux publics d'électricité, puis de la restituer exclusivement et en totalité (hors pertes techniques) en énergie électrique sur les réseaux publics d'électricité (et réciproquement) situé dans une des « zones d'injection photovoltaïque » ou « zones de soutirage » définies par la CRE dans les conditions définies ci-dessus. Cette définition n'inclut donc pas

[83] Délibération n°2024-136 de la CRE du 10 juillet 2024 portant décision sur l'octroi d'une dérogation au projet porté par Renault SAS dans le cadre du dispositif d'expérimentation réglementaire prévu par la loi relative à l'énergie et au climat.

les installations hybrides (une installation de stockage couplée à une installation de production ou de consommation).

RTE est chargé de vérifier l'éligibilité des utilisateurs de son réseau souhaitant souscrire cette composante.

Vu les éléments présentés dans la partie 4.3.1.1. sur le niveau de tension HTB 3, la CRE met en place ce tarif optionnel uniquement pour les installations éligibles raccordées aux niveaux de tension HTA, HTB 1 et HTB 2.

4.4.2.5. Méthode de construction de la composante

La CRE a proposé dans la consultation publique du 11 octobre 2024 d'appliquer la méthode de construction de la grille injection-soutirage présentée en annexe 11.

Les répondants à la consultation publique ont un avis partagé sur la méthode de construction des grilles de la présente composante. Certains acteurs demandent une neutralisation du coût à l'injection dans les poches dimensionnées en injection, en dehors des périodes de pointe. Au contraire, d'autres acteurs s'inquiètent que la composante proposée ne permette pas de couvrir les coûts de l'actif de stockage sur le réseau.

Après analyse, la CRE estime que les avis divergents remontés par les acteurs ne conduisent pas à modifier la méthode permettant la construction des grilles tarifaires de l'option injection-soutirage. La CRE considère en effet que la méthode retenue, cohérente avec la méthode utilisée pour le calcul de la composante de soutirage, permet le meilleur reflet des coûts de réseau engendrés par les capacités éligibles. Elle décide de retenir pour le TURPE 7, les grilles présentées dans la partie 5.2.1.5. Le retour d'expérience de cette phase transitoire permettra d'analyser l'impact de ce tarif injection-soutirage en vue de l'élaboration du TURPE 8.

L'évolution des grilles tarifaires par rapport aux grilles illustratives présentées en consultation publique est liée à la prise en compte du niveau final du revenu autorisé.

4.4.2.6. Évaluation de l'impact des grilles tarifaires de la composante d'injection-soutirage

L'évaluation de l'impact que pourraient avoir les grilles tarifaires sur la facture de TURPE des utilisateurs est plus complexe à réaliser que dans le cas des grilles de soutirage « classiques », pour lesquelles la CRE dispose d'un plus grand panel d'utilisateurs. La CRE a donc mené une analyse d'impact au moyen de profils théoriques, visant à représenter plusieurs comportements possibles pour les stockages, bien qu'en négligeant les pertes.

Les comportements de cinq utilisateurs théoriques ont ainsi été modélisés :

- *profil 1 « aggravation de la pointe » : un utilisateur injectant et soutirant de manière similaire sur toutes les plages temporelles* (avec un taux d'utilisation de la puissance souscrite de 10 %), *sauf durant la période de pointe pendant laquelle l'utilisateur aggrave systématiquement la pointe locale sur le réseau* en injectant en cas de pointe d'injection ou en soutirant en cas de pointe de soutirage. Cette modélisation correspond au comportement d'un stockage participant à la réserve primaire en permanence à l'exception des périodes de pointe du réseau où il adopte un comportement procyclique ;
- *profil 2 « réserve primaire » : un utilisateur injectant et soutirant de manière similaire sur toutes les plages temporelles* (avec un taux d'utilisation de la puissance souscrite de 10 %). Cette modélisation correspond au comportement d'un stockage participant à la réserve primaire et qui n'adapterait pas son comportement ;
- *profil 3 « réserve primaire pas de participation en pointe » : un utilisateur injectant de manière similaire sur toutes les plages temporelles* (avec un taux d'utilisation de la puissance souscrite de 10 %), *sauf durant la période de pointe pendant laquelle l'utilisateur n'injecte et ne soutire pas.* Cette modélisation correspond au comportement d'un stockage participant à la réserve primaire en permanence à l'exception des périodes de pointe du réseau où il n'agit plus ;

- *profil 4 « réserve primaire et contracyclique » : un utilisateur injectant et soutirant de manière similaire sur toutes les plages temporelles* (avec un taux d'utilisation de la puissance souscrite de 10 %), *sauf durant la période de pointe pendant laquelle l'utilisateur aide systématiquement le réseau,* en injectant en cas de pointe de soutirage ou en soutirant en cas de pointe d'injection. Cette modélisation correspond au comportement théorique d'un stockage participant à la réserve primaire en permanence à l'exception des périodes de pointe du réseau où il adopte un comportement contracyclique ;
- *profil 5 « arbitrage 2h » : un stockage de deux heures valorisant sa flexibilité par des arbitrages sur les marchés de gros de l'électricité, via deux cycles par jours en phase avec les plages d'heures creuses et d'heures de pointe du TURPE.* Cette modélisation correspond au comportement d'un stockage répondant parfaitement au signal tarifaire envoyé par la nouvelle composante spécifique du TURPE, en supposant un alignement entre les signaux de marché et les plages de pointe du TURPE.

Afin de chiffrer les conséquences de la souscription de la composante annuelle d'injection-soutirage sur la facture TURPE de l'installation de stockage, la CRE a comparé, à comportement inchangé, la facture TURPE issue de l'application des grilles tarifaires de la composante de soutirage « classique » du TURPE 7, à celle qui résulterait d'une souscription de l'option injection-soutirage.

Ces évolutions de factures sont illustrées, pour chaque type de zone du réseau, dans les graphiques ci-dessous :

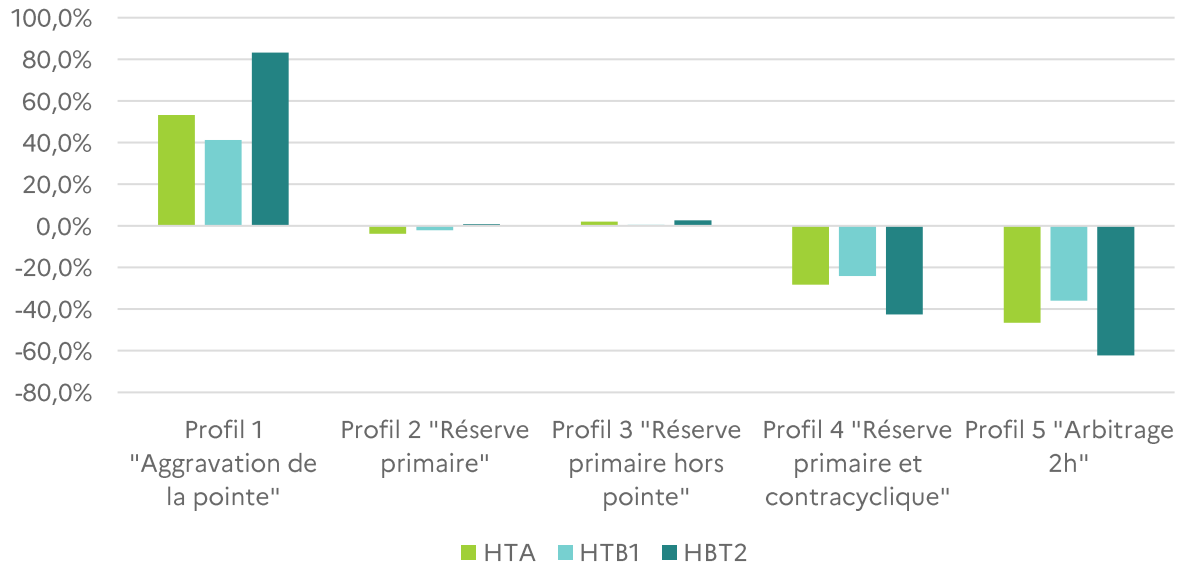

Figure 15. Évolution de facture TURPE en poche d'injection à comportement donné

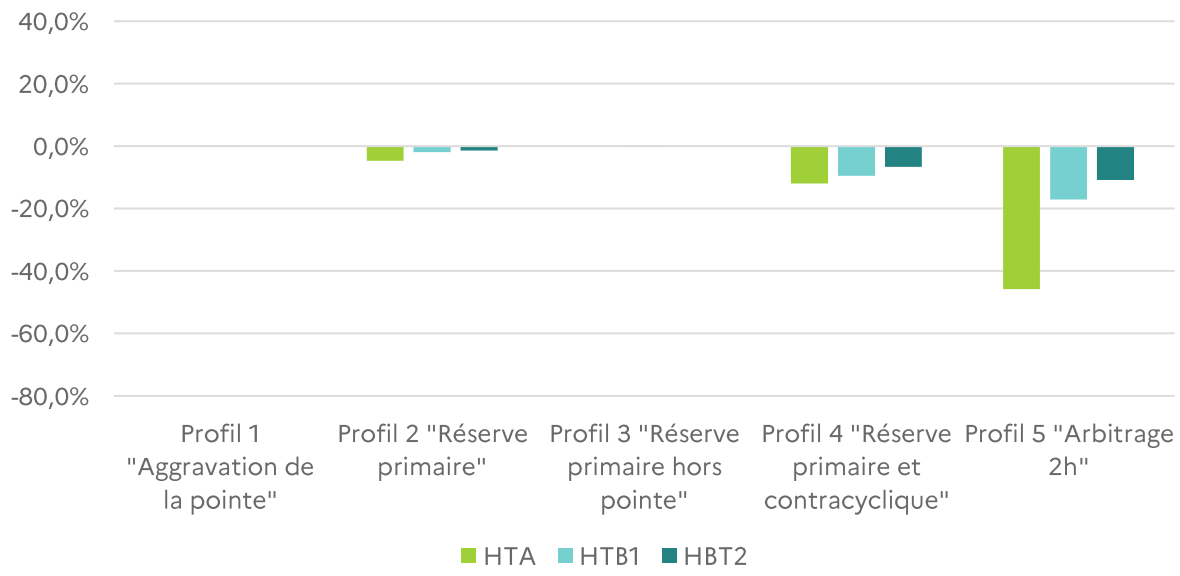

Figure 16. Évolution de facture TURPE en poche de soutirage à comportement donné

Ainsi, un stockage se valorisant par des arbitrages journaliers sur les marchés de gros en phase avec le signal TURPE pourra espérer une économie de facture de l'ordre 36 % en HTB 1 et 62 % en HTB 2 en comparaison de la composante de soutirage classique dans une poche d'injection photovoltaïque. Dans une poche de soutirage, l'économie potentielle serait de l'ordre de 17 % en HTB 1 et 11 % en HTB 2.

4.4.2.7. Modalités de mise en œuvre

Cette composante est applicable à partir du 1er août 2026, afin de laisser à RTE le temps de réaliser les développements nécessaires à cette évolution. RTE transmettra à la CRE un projet de liste des poches de réseau classées en zones de soutirage et en zones d'injection photovoltaïque avant le 1er août 2025. La CRE fixera avant le 1er octobre 2025 la liste des poches dans lesquelles les utilisateurs seront éligibles à cette composante sur la base des critères définis par la présente délibération. Cette liste sera publiée sur le site internet de RTE. Une fois fixée, cette liste n'évoluera pas au cours de la période TURPE 7.

Une durée minimale d'engagement de 12 mois est fixée pour tout utilisateur choisissant de souscrire cette composante.

Au regard de l'existence d'un coefficient tarifaire négatif, la CRE précise que la facture de TURPE d'un utilisateur ne pourra en aucun cas, sur la période d'une année civile, être négative.

À l'exception de la composante de soutirage, les autres composantes ne sont pas affectées par la souscription de cette composante annuelle d'injection-soutirage. En particulier, la composante annuelle d'injection (définie au 4.3.7.) s'ajoute à la composante annuelle d'injection-soutirage.

5. Tarif d'utilisation du réseau

5.1. Règles tarifaires

5.1.1. Définitions

Pour l'application des présentes règles, les termes mentionnés ci-dessous ont les significations suivantes :

5.1.1.1. Absorption de puissance réactive

Transit d'énergie électrique réactive par le point de connexion destiné à desservir l'utilisateur du réseau public d'électricité.

5.1.1.2. Alimentations

Lorsqu'un utilisateur est raccordé au(x) réseau(x) public(s) par plusieurs alimentations, il convient contractuellement de la désignation de ses alimentations principales, complémentaires et de secours avec le(s) gestionnaire(s) du (des) réseau(x) public(s) au(x)quel(s) il est connecté.

5.1.1.2.1. Alimentation(s) principale(s)

La ou les alimentation(s) principale(s) d'un utilisateur doi(ven)t permettre d'assurer la mise à disposition de l'utilisateur de la puissance de soutirage qu'il a souscrite et/ou de la puissance maximale d'injection convenue en régime normal d'exploitation des ouvrages électriques de l'utilisateur. Le régime normal d'exploitation est convenu contractuellement entre l'utilisateur et le(s) gestionnaire(s) du (des) réseau(x) public(s) au(x)quel(s) il est connecté, dans le respect des engagements de qualité contenus dans le(s) contrat(s) d'accès correspondant(s).

Pour le domaine de tension HTB 3, la ou les alimentation(s) principale(s) d'un utilisateur doi(ven)t permettre d'assurer la mise à disposition de l'utilisateur de la puissance maximale de soutirage et/ou de la puissance maximale d'injection convenue en régime normal d'exploitation des ouvrages électriques de l'utilisateur.

5.1.1.2.2. Alimentation de secours

Une alimentation d'un utilisateur est une alimentation de secours si elle est maintenue sous tension, mais n'est utilisée pour le transfert d'énergie entre le réseau public et les installations d'un ou plusieurs utilisateurs qu'en cas d'indisponibilité de tout ou partie de ses ou de leurs alimentations principale(s) et complémentaire(s).

La partie dédiée d'une alimentation de secours est la partie des réseaux publics qui n'est traversée que par des flux ayant pour destination un ou plusieurs point(s) de connexion d'une ou plusieurs alimentation(s) de secours de cet utilisateur ou d'un autre utilisateur.

Les flux pris en compte pour établir la partie dédiée des alimentations de secours sont ceux qui s'établissent sous le régime d'exploitation convenu contractuellement avec le(s) gestionnaire(s) du (des) réseau(x) public(s) au(x)quel(s) il(s) est(sont) connecté(s) en cas d'indisponibilité de tout ou partie de ses autres alimentations, des ouvrages électriques du ou des utilisateur(s), compte tenu de la topologie des réseaux publics et quelles que soient les manœuvres d'exploitation auxquelles peuvent procéder leurs gestionnaires.

5.1.1.2.3. Alimentation complémentaire

Les alimentations d'un utilisateur qui ne sont ni des alimentations principales ni des alimentations de secours sont les alimentations complémentaires de cet utilisateur.

La partie dédiée d'une alimentation complémentaire d'un utilisateur est la partie des réseaux publics qui n'est traversée que par des flux ayant pour origine ou pour destination un ou plusieurs point(s) de connexion de cet utilisateur.

Les flux pris en compte pour établir la partie dédiée des alimentations complémentaires sont ceux qui s'établissent sous le régime normal d'exploitation des ouvrages électriques de l'utilisateur convenu contractuellement avec le(s) gestionnaire(s) du (des) réseau(x) public(s) au(x)quel(s) il(s) est(sont) connecté(s), compte tenu de la topologie des réseaux publics et quelles que soient les manœuvres d'exploitation auxquelles peuvent procéder leurs gestionnaires.

5.1.1.3. Cellule

Une cellule est un ensemble d'appareillages électriques installé dans un poste électrique et qui comprend un appareil de coupure principal (généralement un disjoncteur), un ou plusieurs sectionneurs, des réducteurs de mesures et des dispositifs de protection.

5.1.1.4. Contrat d'accès au réseau

Le contrat d'accès au réseau est le contrat visé aux articles L. 111-91 à L. 111-94 du code de l'énergie qui a pour objet de définir les conditions techniques, juridiques et financières de l'accès d'un utilisateur à un réseau public de transport ou de distribution en vue de soutirage et/ou d'injection d'énergie électrique. Il est conclu avec le gestionnaire du réseau public soit par l'utilisateur, soit par le fournisseur pour le compte de celui-ci.

5.1.1.5. Courbe de mesure

La courbe de mesure est l'ensemble de valeurs moyennes horodatées d'une grandeur mesurée, sur des périodes d'intégration consécutives et de même durée. La courbe de charge est une courbe de mesure de la puissance active soutirée.

Les périodes d'intégration sont des intervalles de temps consécutifs de même durée pendant lesquels sont calculées les valeurs moyennes d'une grandeur électrique variant au cours du temps. Lorsque les présentes règles disposent que des grandeurs sont calculées par période d'intégration, la valeur de ces grandeurs est ramenée pendant chaque période d'intégration à leur valeur moyenne pendant cette période.

5.1.1.6. Dispositif de comptage

Le dispositif de comptage est constitué de l'ensemble des compteurs d'énergie active et/ou réactive au point de comptage considéré, des armoires, coffrets ou panneaux afférents, ainsi que, le cas échéant, des équipements complémentaires suivants qui lui sont dédiés : dispositifs de synchronisation, interfaces de communication pour la relève des compteurs et borniers.

5.1.1.7. Domaine de tension

Les domaines de tension des réseaux publics de transport et de distribution en courant alternatif sont définis par le tableau ci-dessous :

<table>
<tr><th>Tension de connexion (Un)</th><th colspan="3">Domaine de tension</th></tr>
<tr><td>$U_n \leq 1$ kV</td><td colspan="2">BT</td><td>Domaine basse tension</td></tr>
<tr><td>1 kV < $U_n \leq$ 40 kV</td><td>HTA 1</td><td rowspan="2">Domaine HTA</td><td rowspan="5">Domaine
haute tension</td></tr>
<tr><td>40 kV < $U_n \leq$ 50 kV</td><td>HTA 2</td></tr>
<tr><td>50 kV < $U_n \leq$ 130 kV</td><td>HTB 1</td><td rowspan="3">Domaine HTB</td></tr>
<tr><td>130 kV < $U_n \leq$ 350 kV</td><td>HTB 2</td></tr>
<tr><td>350 kV < $U_n \leq$ 500 kV</td><td>HTB 3</td></tr>
</table>

Tableau 55. Domaine de tension selon la tension de connexion

Les tarifs applicables aux utilisateurs connectés aux réseaux publics en HTA 2 sont ceux du domaine de tension HTB 1. Dans l'ensemble des présentes règles, les tarifs applicables aux utilisateurs connectés aux réseaux publics en HTA 1 sont dénommés « tarifs du domaine de tension HTA ».

5.1.1.8. Fourniture de puissance réactive

Transit d'énergie électrique réactive par le point de connexion destiné à l'alimentation du réseau public d'électricité par l'utilisateur.

5.1.1.9. Injection de puissance active

Transit d'énergie électrique active par le point de connexion destiné à l'alimentation du réseau public d'électricité par l'utilisateur.

5.1.1.10. Jeu de barres

Ensemble triphasé de trois rails métalliques ou de trois conducteurs dont chacun compose un ensemble de points, de tension identique, communs à chaque phase d'un système triphasé et qui permettent la connexion des installations (instruments, lignes, câbles) entre elles. Un jeu de barres n'est pas une liaison (telle que définie ci-dessous) au sens des présentes règles tarifaires.

5.1.1.11. Liaison

Une liaison est constituée par un circuit, ensemble de conducteurs et, le cas échéant, du câble de garde.

Toutefois, lorsqu'un transformateur et un jeu de barres sont implantés dans l'enceinte d'un même poste électrique ou dans l'enceinte de deux postes électriques mitoyens, le circuit reliant le transformateur au jeu de barres ne constitue pas une liaison au sens des présentes règles tarifaires, mais fait partie intégrante des ouvrages de transformation.

5.1.1.12. Ouvrages de transformation

Les ouvrages de transformation sont les ouvrages des réseaux publics d'électricité qui sont situés à l'interface entre deux domaines de tension différents.

5.1.1.13. Plage temporelle

Pour tout tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité, on appelle plage temporelle l'ensemble des heures de l'année durant lesquelles les mêmes coefficients tarifaires s'appliquent.

5.1.1.14. Points de connexion

Le ou les point(s) de connexion d'un utilisateur au réseau public coïncide(nt) avec la limite de propriété entre les ouvrages électriques de l'utilisateur et les ouvrages électriques du réseau public et correspond(ent) généralement à l'extrémité d'un ouvrage électrique, matérialisée par un organe de coupure. Par organe de coupure, on entend un appareil installé sur un réseau électrique et permettant d'interrompre un courant non nul qui circule entre les deux extrémités de cet appareil.

Pour un utilisateur disposant de plusieurs points de connexion aux réseaux publics en HTA, pour l'application des présentes règles, on considère que tout ou partie de ces points sont confondus, si dans le régime normal d'exploitation des ouvrages électriques de l'utilisateur convenu contractuellement avec le(s) gestionnaire(s) du (des) réseau(x) public(s) ils sont reliés par des ouvrages électriques de cet utilisateur à la tension de connexion.

5.1.1.15. Puissance active (P)

La puissance active P désigne, en un point quelconque du réseau électrique, le flux d'énergie moyen en régime établi.

5.1.1.16. Puissance apparente (S)

La puissance apparente S représente l'amplitude du signal de puissance instantanée en un point quelconque du réseau électrique.

5.1.1.17. Puissance réactive (Q) et énergie réactive

La puissance réactive Q est égale à la puissance active que multiplie le rapport tangente phi (tg φ).

L'énergie réactive désigne l'intégrale de la puissance réactive Q pendant une période de temps déterminée. L'énergie réactive est stockée sous forme de champ électromagnétique dans l'environnement des réseaux électriques, mais n'est pas consommée par ses utilisateurs.

5.1.1.18. Rapport tangente phi (tg φ)

Le rapport tg φ mesure, en un point quelconque du réseau électrique, le déphasage des signaux de tension et d'intensité. Le rapport tg φ constitue un paramètre important de la conduite et de la sûreté du réseau électrique.

5.1.1.19. Soutirage de puissance active

Transit d'énergie électrique active par le point de connexion destiné à desservir l'utilisateur du réseau public d'électricité.

5.1.1.20. Utilisateur

Un utilisateur d'un réseau public de transport est toute personne physique ou tout établissement d'une personne morale, y compris gestionnaire(s) de réseau(x) public(s), alimentant directement ce réseau public ou directement desservi par ce réseau. Les circuits d'interconnexion ne sont pas considérés comme des utilisateurs au sens des présentes règles.

5.1.2. Structure des tarifs

Les tarifs ci-après sont exprimés hors tous prélèvements ou taxes applicables à l'utilisation des réseaux électriques publics.

En chaque point de connexion, le tarif payé annuellement pour l'utilisation d'un réseau public d'électricité est la somme de :

- la (les) composante(s) annuelle(s) de gestion (CG) ;
- la (les) composante(s) annuelle(s) de comptage (CC) ;
- la composante annuelle d'injection (CI) ;
- la composante annuelle de soutirage (CS) ;
- la composante annuelle d'injection-soutirage (CIS) ;
- les composantes mensuelles des dépassements de puissance souscrite (CMDPS) ;
- la composante annuelle des alimentations complémentaires et de secours (CACS) ;
- la composante de regroupement conventionnel des points de connexion (CR) ;
- pour les gestionnaires de réseaux publics : la composante annuelle d'utilisation des ouvrages de transformation (CT), la compensation pour exploitation de liaisons à la même tension que le réseau public amont et les écrêtements grand froid ;
- la composante annuelle des dépassements ponctuels programmés (CDPP) ;
- la composante annuelle de l'énergie réactive (CER).

Ces composantes s'appliquent nonobstant toute disposition contraire des cahiers des charges, des conventions de concession et des contrats, notamment celles relatives à la facturation de frais d'exploitation, d'entretien et de renouvellement.

L'énergie à prendre en compte pour calculer les composantes annuelles d'injection et de soutirage en chaque point de connexion est l'énergie correspondant au flux physique au point de connexion concerné, mesurée par période d'intégration par le dispositif de comptage contractuellement convenu.

Le contrat d'accès au réseau précise le(s) point(s) de connexion de l'utilisateur au réseau public concerné et le tarif qui y est(sont) appliqué(s). Pour chaque point de connexion, il précise également le domaine de tension de connexion, le dispositif de comptage employé et, pour les domaines de tension HTB 1 et HTB 2, les puissances souscrites et, pour le domaine de tension HTB 3, la puissance maximale de soutirage.

La version tarifaire et, le cas échéant, la puissance souscrite sont définies pour une période de 12 mois consécutifs dite « période de souscription ».

5.2. Grilles tarifaires d'utilisation du réseau public de transport d'électricité

5.2.1. Grilles au 1er août 2025

5.2.1.1. Composante annuelle de gestion (CG)

La composante annuelle de gestion du contrat d'accès au réseau couvre les coûts de la gestion des dossiers des utilisateurs, l'accueil physique et téléphonique des utilisateurs, la facturation et le recouvrement.

La composante annuelle de gestion a_1 est établie pour chaque point de connexion d'une ou des alimentation(s) principale(s) et pour chaque contrat d'accès selon le tableau ci-dessous :

α_1 (€/an) / contrat	Contrat d'accès au réseau
HTB	11 545,32[84]

Tableau 56. Composante annuelle de gestion

5.2.1.2. Composante annuelle de comptage (CC)

La composante annuelle de comptage relative aux dispositifs de comptage dont les gestionnaires de réseaux publics ou les autorités organisatrices de la distribution publique d'électricité sont propriétaires, couvre les coûts de comptage, de contrôle, de relève, de transmission de données de comptage (celles-ci sont transmises à l'utilisateur ou à un tiers autorisé par lui selon une fréquence minimale définie dans le tableau ci-dessous), les coûts d'entretien et, le cas échéant, de location des dispositifs de comptage.

La composante annuelle de comptage est établie pour chaque dispositif de comptage en fonction du régime de propriété du dispositif de comptage.

Les grandeurs mesurées par les appareils de mesure et de contrôle de l'utilisateur doivent permettre le calcul des composantes annuelles du tarif d'utilisation des réseaux publics.

Domaine de tension	Fréquence minimale de transmission	Propriété du dispositif de comptage	Composante annuelle de comptage (€/an)
HTB	Hebdomadaire	Gestionnaire de réseaux publics	3 800,04[85]
HTB	Hebdomadaire	Utilisateur	682,20[86]

Tableau 57. Composante annuelle de comptage

5.2.1.3. Composante annuelle d'injection (CI)

La composante annuelle d'injection est établie en chaque point de connexion, en fonction de l'énergie active injectée sur le réseau public, selon le tableau ci-dessous :

Domaine de tension	c€/MWh
HTB 3	37,00
HTB 2	37,00
HTB 1	0,00

Tableau 58. Composante d'injection

5.2.1.4. Composantes annuelles de soutirage (CS) et composantes mensuelles des dépassements de puissance souscrite (CMDPS)

5.2.1.4.1. Tarif pour le domaine de tension HTB 3

En chacun des points de connexion au domaine de tension HTB 3, la composante annuelle de soutirage est établie selon la formule suivante :

$$CS = c.E$$

[84] Ce coefficient est l'arrondi à 12c€ de la valeur non arrondie de 11 545,34 €/an/contrat.

[85] Ce coefficient est l'arrondi à 12 c€ de la valeur non arrondie de 3 800,08 €/an.

[86] Ce coefficient est l'arrondi à 12 c€ de la valeur non arrondie de 682,26 €/an.

Où E correspond à l'énergie active soutirée pendant la période de douze mois consécutifs considérée.

La valeur du coefficient c est indiquée dans le tableau ci-dessous :

Domaine de tension	c (c€/kWh)
HTB 3	0,41

Tableau 59. Composante de soutirage - domaine de tension HTB 3

5.2.1.4.2. Tarif pour le domaine de tension HTB 2

Pour chacun des points de connexion au domaine de tension HTB 2 les utilisateurs choisissent pour chacune des n plages temporelles qu'il comporte, par multiples de 1 kW, une puissance souscrite Pi par multiples de 1 kW, où i désigne la plage temporelle (cf. tableaux 60 à 62). Quel que soit i, les puissances souscrites doivent être telles que $P_{i+1} \geq P_i$.

En chacun de ces points de connexion, la composante annuelle de soutirage est établie selon la formule suivante :

$$CS = b_1.P_1 + \sum_{i=2}^{5} b_i.(P_i - P_{i-1}) + \sum_{i=1}^{5} c_i.E_i + \sum_{12\ mois} CMDPS$$

- P_i désigne la puissance souscrite pour la i[e] plage temporelle, exprimée en kW ;
- E_i désigne l'énergie active soutirée pendant la i[e] plage temporelle, exprimée en kWh ;
- CMDPS désigne la composante mensuelle de dépassement calculée comme indiqué au paragraphe 4.3.5.

Jusqu'au 31 décembre 2026, les plages temporelles du tarif HTB 2 sont définies comme suit :

- la saison haute inclut les mois de novembre à mars ;
- la saison basse inclut les mois d'avril à octobre ;
- les heures de pointe sont fixées, de décembre à février inclus, entre 9 heures et 11 heures, et entre 18 heures et 20 heures, du lundi au vendredi inclus, hors jours fériés ;
- les heures pleines sont fixées entre 7 heures et 23 heures, du lundi au vendredi inclus, hors jours fériés, à concurrence des heures de pointe précédemment définies ;
- les autres heures de la journée sont définies comme des heures creuses ;
- les dimanches, samedis et jours fériés sont entièrement en heures creuses.

À partir du 1er janvier 2027, les plages temporelles du tarif HTB 2 sont définies comme suit :

- la saison haute inclut les mois de novembre à mars ;
- la saison basse inclut les mois d'avril à octobre ;
- pour les régions Nouvelle-Aquitaine et Occitanie :
    - les heures creuses sont fixées :
        - de 2 heures à 4 heures et de 10 heures à 16 heures, du lundi au vendredi inclus, en saison haute ;
        - de 10 heures à 18 heures, du lundi au vendredi inclus, en saison basse ;
        - les dimanches, samedis et jours fériés sont entièrement en heures creuses ;
    - les heures de pointe sont fixées de 7 heures à 9 heures et de 18 heures à 20 heures, du lundi au vendredi inclus, hors jours fériés, entre décembre et février inclus ;
    - les autres heures de la journée sont définies comme des heures pleines ;

- pour le reste du territoire :
    - les heures creuses sont fixées :
        - de 22 heures à 6 heures, du lundi au vendredi inclus, en saison haute ;
        - de 2 heures à 6 heures puis de 12 heures à 16 heures, du lundi au vendredi inclus, en saison basse ;
        - les dimanches, samedis et jours fériés sont entièrement en heures creuses ;
    - les heures de pointe sont fixées de 9 heures à 11 heures et de 18 heures à 20 heures, du lundi au vendredi inclus, hors jours fériés, entre décembre et février inclus ;
    - les autres heures de la journée sont définies comme des heures pleines.

Pour l'établissement de la composante annuelle de soutirages sur le domaine de tension HTB 2, l'utilisateur choisit une des trois versions tarifaires suivantes :

- courte utilisation ;
- moyenne utilisation ;
- longue utilisation.

L'utilisateur conserve sa version tarifaire pendant une durée minimale de douze mois à compter de sa date de souscription. À l'issue de cette période de douze mois, l'utilisateur peut changer à tout moment de version tarifaire.

Pour le tarif HTB 2, les coefficients b_i et c_i employés pour les tarifs courte utilisation, moyenne utilisation et longue utilisation sont respectivement ceux du tableau 60, du tableau 61 et du tableau 62 ci-dessous :

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)	$b_1 = 3,48$	$b_2 = 3,48$	$b_3 = 3,48$	$b_4 = 3,48$	$b_5 = 3,48$
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 1,19$	$c_2 = 1,07$	$c_3 = 0,87$	$c_4 = 0,65$	$c_5 = 0,52$

Tableau 60. Composante annuelle de soutirage – domaine de tension HTB 2 – version courte 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)	$b_1 = 4,32$	$b_2 = 4,20$	$b_3 = 3,84$	$b_4 = 3,60$	$b_5 = 3,48$
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 0,98$	$c_2 = 0,92$	$c_3 = 0,79$	$c_4 = 0,61$	$c_5 = 0,51$

Tableau 61. Composante annuelle de soutirage – domaine de tension HTB 2 – version moyenne 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)	$b_1 = 11,28$	$b_2 = 10,68$	$b_3 = 7,92$	$b_4 = 5,40$	$b_5 = 4,08$
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 0,67$	$c_2 = 0,64$	$c_3 = 0,59$	$c_4 = 0,52$	$c_5 = 0,48$

Tableau 62. Composante annuelle de soutirage – domaine de tension HTB 2 – version longue utilisation

5.2.1.4.3. Tarif pour le domaine de tension HTB 1

Pour chacun des points de connexion au domaine de tension HTB 1 les utilisateurs choisissent pour chacune des n plages temporelles qu'il comporte, par multiples de 1 kW, une puissance souscrite P_i par multiples de 1 kW, où i désigne la plage temporelle (cf. tableaux 63 à 65). Quel que soit i, les puissances souscrites doivent être telles que $P_{i+1} \geq P_i$.

En chacun de ces points de connexion, la composante annuelle de soutirage est établie selon la formule suivante :

$$CS = b_1.P_1 + \sum_{i=2}^{5} b_i.(P_i - P_{i-1}) + \sum_{i=1}^{5} c_i.E_i + \sum_{12\ mois} CMDPS$$

- P_i désigne la puissance souscrite pour la i^e plage temporelle, exprimée en kW ;
- E_i désigne l'énergie active soutirée pendant la i^e plage temporelle, exprimée en kWh ;
- CMDPS désigne la composante mensuelle de dépassement calculée comme indiqué au paragraphe 4.3.5.

Jusqu'au 31 décembre 2026, les plages temporelles du tarif HTB 1 sont définies comme suit :

- la saison haute inclut les mois de novembre à mars ;
- la saison basse inclut les mois d'avril à octobre ;
- les heures de pointe sont fixées, de décembre à février inclus, entre 9 heures et 11 heures, et entre 18 heures et 20 heures, du lundi au vendredi inclus, hors jours fériés ;
- les heures pleines sont fixées entre 7 heures et 23 heures, du lundi au vendredi inclus, hors jours fériés, à concurrence des heures de pointe précédemment définies ;
- les autres heures de la journée sont définies comme des heures creuses ;
- les dimanches, samedis et jours fériés sont entièrement en heures creuses.

À partir du 1er janvier 2027, les plages temporelles du tarif HTB 1 sont définies comme suit :

- la saison haute inclut les mois de novembre à mars ;
- la saison basse inclut les mois d'avril à octobre ;
- pour les régions Nouvelle-Aquitaine et Occitanie :
    - les heures creuses sont fixées :
        - de 2 heures à 4 heures et de 10 heures à 16 heures, du lundi au vendredi inclus, en saison haute ;

        - de 10 heures à 18 heures, du lundi au vendredi inclus, en saison basse ;
        - les dimanches, samedis et jours fériés sont entièrement en heures creuses ;
    - les heures de pointe sont fixées de 7 heures à 9 heures et de 18 heures à 20 heures, du lundi au vendredi inclus, hors jours fériés, entre décembre et février inclus ;
    - les autres heures de la journée sont définies comme des heures pleines ;
- pour le reste du territoire :
    - les heures creuses sont fixées :
        - de 22 heures à 6 heures, du lundi au vendredi inclus, en saison haute ;
        - de 2 heures à 6 heures puis de 12 heures à 16 heures, du lundi au vendredi inclus, en saison basse ;
        - les dimanches, samedis et jours fériés sont entièrement en heures creuses ;
    - les heures de pointe sont fixées de 9 heures à 11 heures et de 18 heures à 20 heures, du lundi au vendredi inclus, hors jours fériés, entre décembre et février inclus ;
    - les autres heures de la journée sont définies comme des heures pleines.

Pour l'établissement de la composante annuelle de soutirages sur le domaine de tension HTB 1, l'utilisateur choisit une des trois versions tarifaires suivantes :

- courte utilisation ;
- moyenne utilisation ;
- longue utilisation.

L'utilisateur conserve sa version tarifaire pendant une durée minimale de douze mois à compter de sa date de souscription. À l'issue de cette période de douze mois, l'utilisateur peut changer à tout moment de version tarifaire.

Pour le tarif HTB 1, les coefficients b_i et c_i employés pour les tarifs courte utilisation, moyenne utilisation et longue utilisation sont respectivement ceux du tableau 63, du tableau 64 et du tableau 65 ci-dessous :

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)	$b_1 = 11,76$	$b_2 = 11,76$	$b_3 = 11,76$	$b_4 = 11,76$	$b_5 = 11,76$
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 2,55$	$c_2 = 2,19$	$c_3 = 1,66$	$c_4 = 1,02$	$c_5 = 0,67$

Tableau 63. Composante annuelle de soutirage – domaine de tension HTB 1 – version courte 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 = 13,44	b_2 = 13,2	b_3 = 12,48	b_4 = 12,12	b_5 = 11,88
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	c_1 = 2,02	c_2 = 1,79	c_3 = 1,45	c_4 = 0,93	c_5 = 0,65

Tableau 64. Composante annuelle de soutirage – domaine de tension HTB 1 – version moyenne 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 = 41,64	b_2 = 39,36	b_3 = 28,92	b_4 = 19,08	b_5 = 13,92
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	c_1 = 0,73	c_2 = 0,70	c_3 = 0,63	c_4 = 0,57	c_5 = 0,52

Tableau 65. Composante annuelle de soutirage – domaine de tension HTB 1 – version longue utilisation

5.2.1.4.4. Composantes mensuelles des dépassements de puissance souscrite (CMDPS) pour les domaines de tension HTB 2 et HTB 1

Pour les domaines de tension HTB 2 et HTB 1, les composantes des dépassements de puissance souscrite sont établies chaque mois selon la formule suivante au niveau de chaque point de connexion :

$$CMDPS = \sum_{i=1}^{5} 0{,}04 * b_i * \sqrt{\sum_{j\ avec\ P_j > PS_i} \left(P_j - PS_i\right)^2}$$

Où :

- i désigne la Plage Temporelle ;
- b_i est le coefficient pondérateur de la puissance défini pour la plage temporelle i et la version tarifaire choisie et dépendant du domaine de tension ;
- PS_i est la puissance souscrite pour la plage temporelle i ;
- j est la période de temps de dix minutes ;
- Pj est la puissance active moyenne dix minutes en kW.

La puissance souscrite prise en compte est celle déclarée au plus tard trois jours ouvrés avant la mesure du dépassement par l'utilisateur.

Dans le cas d'un changement de version tarifaire en cours de mois, le montant mensuel dû au titre des dépassements est facturé par application de la formule ci-après :

$$CMDPS = \sum_{i=1}^{5} 0{,}04 * \sqrt{b_i^2 \sum_{\substack{j\ avant\ le \\ changement\ de\ VT \\ avec\ P_j > PS_i}} \left(P_j - PS_i\right)^2 + b'^2_i \sum_{\substack{j\ après\ le \\ changement\ de\ VT \\ avec\ P_j > PS_i}} \left(P_j - PS_i\right)^2}$$

Où :

- b_i est le coefficient pondérateur de la puissance pour la plage temporelle i pour la première version tarifaire ;
- b'_i est le coefficient pondérateur de la puissance pour la plage temporelle i pour la seconde version tarifaire.

Dans le cas où l'utilisateur est un GRD, lors d'un écrêtement grand-froid, la formule de dépassement intègre le coefficient prévu dans les conditions générales du CART-GRD.

5.2.1.4.5. Modalités de modification de la puissance souscrite au cours d'une période de souscription

Les modalités de modification, par un utilisateur, de la puissance souscrite au cours de la période de souscription sont précisées dans le contrat d'accès au réseau. Les stipulations de ce contrat prévoient, d'une part, qu'un préavis de trois jours ouvrés entre la date de demande d'une modification de puissance souscrite et la date de changement effectif de la puissance souscrite doit être respecté par l'utilisateur et, d'autre part, qu'une modification de puissance souscrite s'applique uniquement pour l'avenir.

5.2.1.5. Composante annuelle d'injection-soutirage

Tout ensemble d'équipements de stockage de l'électricité permettant de stocker l'énergie électrique en la soutirant entièrement sur les réseaux publics d'électricité, puis de la restituer exclusivement et en totalité (hors pertes techniques) en énergie électrique sur les réseaux publics d'électricité (et réciproquement), situé dans une des « zones d'injection photovoltaïque » ou « zones de soutirage » définies par les gestionnaires de réseaux dans le respect des critères énoncés dans la partie 4.4.2.3., et raccordé aux niveaux de tension HTB 2 et HTB 1 peut choisir de souscrire la composante optionnelle injection-soutirage en substitution de la composante de soutirage.

RTE transmettra à la CRE un projet de liste des poches de réseau classées en zones de soutirage et en zones d'injection photovoltaïque avant le 1er août 2025. La CRE fixera avant le 1er octobre 2025 la liste des poches dans lesquelles les utilisateurs seront éligibles à cette composante sur la base des critères définis par la présente délibération. Cette liste sera publiée sur le site internet de RTE. Une fois fixée, cette liste n'évoluera pas au cours de la période TURPE 7.

Cette composante se substitue à la composante de soutirage pour les niveaux de tension HTB 2 et HTB 1, telle que définie aux paragraphes 5.2.1.4.2. et 5.2.1.4.3.

Les composantes mensuelles des dépassements de puissance souscrite et les modalités de modification de la puissance souscrite au cours d'une période de souscription pour les utilisateurs choisissant de souscrire cette composante optionnelle sont celles définies dans les parties 5.2.1.4.4. et 5.2.1.4.5.

Les autres composantes ne sont pas affectées par la souscription de cette composante annuelle d'injection-soutirage. En particulier, la composante annuelle d'injection (définie au 5.2.1.3.) s'ajoute à la composante annuelle d'injection-soutirage.

5.2.1.5.1. Modalités de souscription à la composante annuelle d'injection-soutirage

Une durée minimale d'engagement de 12 mois est fixée pour tout utilisateur éligible choisissant de souscrire cette composante.

RTE vérifie l'éligibilité des utilisateurs à la souscription de la composante annuelle d'injection-soutirage au moment de la souscription.

La facture de TURPE d'un utilisateur ayant souscrit la composante annuelle d'injection-soutirage ne peut pas, sur la période d'une année civile, être négative.

5.2.1.5.2. Tarif pour le domaine de tension HTB 2

Pour chacun des points de connexion au domaine de tension HTB 2 choisissant de souscrire la composante optionnelle injection-soutirage, les utilisateurs choisissent pour chacune des n plages temporelles qu'il comporte, par multiples de 1 kW, une puissance souscrite P_i par multiples de 1 kW, où i désigne la plage temporelle (cf. tableaux 66 à 67). Quel que soit i, les puissances souscrites doivent être telles que $P_{i+1} \geq P_i$.

En chacun de ces points de connexion, la composante annuelle d'injection-soutirage est établie selon la formule suivante :

$$CIS = b_1.P_1 + \sum_{i=2}^{5} b_i.(P_i - P_{i-1}) + \sum_{i=1}^{5} c_i.ES_i + \sum_{i=1}^{5} d_i.EI_i + \sum_{12\ mois} CMDPS$$

- P_i désigne la puissance souscrite pour la i^e^ plage temporelle, exprimée en kW ;
- ES_i désigne l'énergie active soutirée pendant la i^e^ plage temporelle, exprimée en kWh ;
- EI_i désigne l'énergie active injectée pendant la i^e^ plage temporelle, exprimée en kWh ;
- CMDPS désigne la composante mensuelle de dépassement calculée comme indiqué au paragraphe 4.3.5.

Jusqu'au 31 décembre 2026, les plages temporelles du tarif HTB 2 sont définies comme suit :

- la saison haute inclut les mois de novembre à mars ;
- la saison basse inclut les mois d'avril à octobre ;
- les heures de pointe de soutirage sont fixées, de décembre à février inclus, entre 9 heures et 11 heures, et entre 18 heures et 20 heures, du lundi au vendredi inclus, hors jours fériés ;
- les heures de pointe d'injection sont fixées sur une période de 125 jours consécutifs, définis localement par le gestionnaire de réseau entre avril et octobre, entre 12 heures et 16 heures ;
- les heures pleines sont fixées entre 7 heures et 23 heures, du lundi au vendredi inclus, hors jours fériés, à concurrence des heures de pointe précédemment définies ;
- les autres heures de la journée sont définies comme des heures creuses ;
- les dimanches, samedis et jours fériés sont entièrement en heures creuses.

À partir du 1^er^ janvier 2027, les plages temporelles du tarif HTB 2 sont définies comme suit :

- la saison haute inclut les mois de novembre à mars ;
- la saison basse inclut les mois d'avril à octobre ;
- pour les régions Nouvelle-Aquitaine et Occitanie :
    - les heures de pointe de soutirage sont fixées de 7 heures à 9 heures et de 18 heures à 20 heures, du lundi au vendredi inclus, hors jours fériés, entre décembre et février inclus ;
    - les heures de pointe d'injection sont fixées sur une période de 125 jours consécutifs, définis localement par le gestionnaire de réseau entre avril et octobre, entre 12 heures et 16 heures ;
    - les heures creuses sont fixées :

- de 2 heures à 4 heures et de 10 heures à 16 heures, du lundi au vendredi inclus, en saison haute ;
- de 10 heures à 18 heures, du lundi au vendredi inclus, en saison basse, à concurrence des heures de pointe d'injection précédemment définies ;
- les dimanches, samedis et jours fériés sont entièrement en heures creuses ;

  - les autres heures de la journée sont définies comme des heures pleines ;

- pour le reste du territoire :
  - les heures de pointe de soutirage sont fixées de 9 heures à 11 heures et de 18 heures à 20 heures, du lundi au vendredi inclus, hors jours fériés, entre décembre et février inclus ;
  - les heures de pointe d'injection sont fixées sur une période de 125 jours consécutifs, définis localement par le gestionnaire de réseau entre avril et octobre, entre 12 heures et 16 heures ;
  - les heures creuses sont fixées :
    - de 22 heures à 6 heures, du lundi au vendredi inclus, en saison haute ;
    - de 2 heures à 6 heures puis de 12 heures à 16 heures, du lundi au vendredi inclus, en saison basse, à concurrence des heures de pointe d'injection précédemment définies ;
    - les dimanches, samedis et jours fériés sont entièrement en heures creuses ;
  - les autres heures de la journée sont définies comme des heures pleines.

Pour le tarif HTB 2, les coefficients b_i, c_i et d_i employés pour les zones d'injection photovoltaïque et les zones de soutirage sont respectivement ceux du tableau 66 et du tableau 67 ci-dessous :

	Heures pleines de saison haute (i = 1)	Heures creuses de saison haute (i = 2)	Heures pleines de saison basse (i = 3)	Heures creuses de saison basse (i = 4)	Heures de pointe d'injection (i = 5)
Coefficient pondérateur de puissance (€/kW/an)	$b_1 = 3,48$	$b_1 = 3,48$	$b_1 = 3,48$	$b_1 = 3,48$	$b_5 = 3,48$
Coefficient pondérateur de l'énergie soutirée (c€/kWh)	$c_1 = 0,59$	$c_2 = 0,56$	$c_3 = 0,50$	$c_4 = 0,47$	$c_5 = -3,26$
Coefficient pondérateur de l'énergie injectée (c€/kWh)	$d_1 = 0,23$	$d_2 = 0,23$	$d_3 = 0,23$	$d_4 = 0,23$	$d_5 = 3,87$

Tableau 66. Composante annuelle d'injection-soutirage – Domaine de tension HTB 2 – zone d'injection photovoltaïque

	Heures de pointe de soutirage (i = 1)	Heures pleines de saison haute (i = 2)	Heures creuses de saison haute (i = 3)	Heures pleines de saison basse (i = 4)	Heures creuses de saison basse (i = 5)
Coefficient pondérateur de puissance (€/kW/an)	$b_1 = 3,48$	$b_2 = 3,48$	$b_3 = 3,48$	$b_4 = 3,48$	$b_5 = 3,48$
Coefficient pondérateur de l'énergie soutirée (c€/kWh)	$c_1 = 1,19$	$c_2 = 1,07$	$c_3 = 0,87$	$c_4 = 0,65$	$c_5 = 0,52$
Coefficient pondérateur de l'énergie injectée (c€/kWh)	$d_1 = -0,57$	$d_2 = 0,00$	$d_3 = 0,00$	$d_4 = 0,00$	$d_5 = 0,00$

Tableau 67. Composante annuelle d'injection-soutirage – Domaine de tension HTB 2 – zone de soutirage

5.2.1.5.3. Tarif pour le domaine de tension HTB 1

Pour chacun des points de connexion au domaine de tension HTB 1 choisissant de souscrire la composante optionnelle injection-soutirage, les utilisateurs choisissent pour chacune des n plages temporelles qu'il comporte, par multiples de 1 kW, une puissance souscrite P_i par multiples de 1 kW, où i désigne la plage temporelle (cf. tableaux 68 à 69). Quel que soit i, les puissances souscrites doivent être telles que $P_{i+1} \geq P_i$.

En chacun de ces points de connexion, la composante annuelle d'injection-soutirage est établie selon la formule suivante :

$$CIS = b_1.P_1 + \sum_{i=2}^{5} b_i.(P_i - P_{i-1}) + \sum_{i=1}^{5} c_i.ES_i + \sum_{i=1}^{5} d_i.EI_i + \sum_{12\ mois} CMDPS$$

- P_i désigne la puissance souscrite pour la i[e] plage temporelle, exprimée en kW ;
- ES_i désigne l'énergie active soutirée pendant la i[e] plage temporelle, exprimée en kWh ;
- EI_i désigne l'énergie active injectée pendant la i[e] plage temporelle, exprimée en kWh ;
- CMDPS désigne la composante mensuelle de dépassement calculée comme indiqué au paragraphe 4.3.5.

Jusqu'au 31 décembre 2026, les plages temporelles du tarif HTB 1 sont définies comme suit :

- la saison haute inclut les mois de novembre à mars ;
- la saison basse inclut les mois d'avril à octobre ;
- les heures de pointe de soutirage sont fixées, de décembre à février inclus, entre 9 heures et 11 heures, et entre 18 heures et 20 heures, du lundi au vendredi inclus, hors jours fériés ;
- les heures de pointe d'injection sont fixées sur une période de 125 jours consécutifs, définis localement par le gestionnaire de réseau entre avril et octobre, entre 12 heures et 16 heures ;
- les heures pleines sont fixées entre 7 heures et 23 heures, du lundi au vendredi inclus, hors jours fériés, à concurrence des heures de pointe précédemment définies ;
- les autres heures de la journée sont définies comme des heures creuses ;
- les dimanches, samedis et jours fériés sont entièrement en heures creuses.

À partir du 1er janvier 2027 Les plages temporelles du tarif HTB 1 sont définies comme suit :

- la saison haute inclut les mois de novembre à mars ;
- la saison basse inclut les mois d'avril à octobre ;
- pour les régions Nouvelle-Aquitaine et Occitanie :
    - les heures de pointe de soutirage sont fixées de 7 heures à 9 heures et de 18 heures à 20 heures, du lundi au vendredi inclus, hors jours fériés, entre décembre et février inclus ;
    - les heures de pointe d'injection sont fixées sur une période de 125 jours consécutifs, définis localement par le gestionnaire de réseau entre avril et octobre, entre 12 heures et 16 heures ;
    - les heures creuses sont fixées :
        - de 2 heures à 4 heures et de 10 heures à 16 heures, du lundi au vendredi inclus, en saison haute ;
        - de 10 heures à 18 heures, du lundi au vendredi inclus, en saison basse, à concurrence des heures de pointe d'injection précédemment définies ;
        - les dimanches, samedis et jours fériés sont entièrement en heures creuses ;
    - les autres heures de la journée sont définies comme des heures pleines ;
- pour le reste du territoire :
    - les heures de pointe de soutirage sont fixées de 9 heures à 11 heures et de 18 heures à 20 heures, du lundi au vendredi inclus, hors jours fériés, entre décembre et février inclus ;
    - les heures de pointe d'injection sont fixées sur une période de 125 jours consécutifs, définis localement par le gestionnaire de réseau entre avril et octobre, entre 12 heures et 16 heures ;
    - les heures creuses sont fixées :
        - de 22 heures à 6 heures, du lundi au vendredi inclus, en saison haute ;
        - de 2 heures à 6 heures puis de 12 heures à 16 heures, du lundi au vendredi inclus, en saison basse, à concurrence des heures de pointe d'injection précédemment définies ;
        - les dimanches, samedis et jours fériés sont entièrement en heures creuses ;
    - les autres heures de la journée sont définies comme des heures pleines.

Pour le tarif HTB 1, les coefficients b_i, c_i et d_i employés pour les zones d'injection photovoltaïque et les zones de soutirage sont respectivement ceux du tableau 68 et du tableau 69 ci-dessous :

	Heures pleines de saison haute (i = 1)	Heures creuses de saison haute (i = 2)	Heures pleines de saison basse (i = 3)	Heures creuses de saison basse (i = 4)	Heures de pointe d'injection (i = 5)
Coefficient pondérateur de puissance (€/kW/an)	$b_1 = 11,76$	$b_1 = 11,76$	$b_1 = 11,76$	$b_1 = 11,76$	$b_5 = 11,76$
Coefficient pondérateur de l'énergie soutirée (c€/kWh)	$c_1 = 1,21$	$c_2 = 0,97$	$c_3 = 0,73$	$c_4 = 0,57$	$c_5 = -3,90$
Coefficient pondérateur de l'énergie injectée (c€/kWh)	$d_1 = 0,42$	$d_2 = 0,42$	$d_3 = 0,42$	$d_4 = 0,42$	$d_5 = 4,65$

Tableau 68. Composante annuelle d'injection-soutirage – Domaine de tension HTB 1 – zone d'injection photovoltaïque

	Heures de pointe de soutirage (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)	$b_1 = 11,76$	$b_2 = 11,76$	$b_3 = 11,76$	$b_4 = 11,76$	$b_5 = 11,76$
Coefficient pondérateur de l'énergie soutirée (c€/kWh)	$c_1 = 2,55$	$c_2 = 2,19$	$c_3 = 1,66$	$c_4 = 1,02$	$c_5 = 0,67$
Coefficient pondérateur de l'énergie injectée (c€/kWh)	$d_1 = -1,86$	$d_2 = 0,00$	$d_3 = 0,00$	$d_4 = 0,00$	$d_5 = 0,00$

Tableau 69. Composante annuelle d'injection-soutirage – Domaine de tension HTB 1 – zone de soutirage

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

Les alimentations complémentaires et de secours établies à la demande des utilisateurs font l'objet d'une facturation selon les modalités ci-dessous. La composante annuelle des alimentations complémentaires et de secours (CACS) est égale à la somme de ces composantes.

5.2.1.6.1. Alimentations complémentaires

Les parties dédiées des alimentations complémentaires d'un utilisateur font l'objet d'une facturation des ouvrages électriques qui la composent. Cette facturation est établie en fonction de la longueur de ces parties dédiées selon le barème suivant :

Domaine de tension	Cellules (€/cellule/an)	Liaisons (€/km/an)
HTB 3	131 279,04	12 443,95
HTB 2	79 172,10	Liaisons aériennes : 7 933,41 Liaisons souterraines : 39 665,60
HTB 1	41 123,60	Liaisons aériennes : 4 707,52 Liaisons souterraines : 9 415,03

Tableau 70. Alimentations complémentaires

5.2.1.6.2. Alimentations de secours

Les parties dédiées des alimentations de secours d'un utilisateur font l'objet d'une facturation des ouvrages électriques qui la composent. Cette facturation est établie en fonction de la longueur de ces parties dédiées selon le barème du tableau 70 ci-dessus. La puissance souscrite sur les alimentations de secours est inférieure ou égale à la puissance souscrite sur les alimentations principales.

Lorsqu'une alimentation de secours est partagée entre plusieurs utilisateurs, la facturation des parties dédiées des alimentations de secours et traversées par des flux ayant pour destination des points de connexion de plusieurs utilisateurs est répartie entre ces utilisateurs au prorata des puissances qu'ils ont souscrites sur cette alimentation de secours.

Lorsque l'alimentation de secours est raccordée au même domaine de tension que l'alimentation principale et qu'à la demande de l'utilisateur, elle a été raccordée à un transformateur du réseau public différent du transformateur utilisé pour son alimentation principale, la facturation des parties dédiées des alimentations de secours est égale à la somme de la composante résultant de l'application du barème du tableau 70 ci-dessus et de la composante établie selon le barème du tableau 71 ci-dessous, correspondant à la tarification de la réservation de puissance de transformation :

Domaine de tension de l'alimentation	€/kW/an ou €/kVA/an
HTB 2	1,90
HTB 1	3,66

Tableau 71. Alimentations de secours - réservation de puissance

Lorsque l'alimentation de secours est raccordée à un domaine de tension différent de celui de l'alimentation principale, la facturation annuelle de(s) (l')alimentation(s) de secours est égale à la somme de la composante résultant de l'application du barème du tableau 70 ci-dessus et de la composante établie selon le barème du tableau 72 ci-dessous, correspondant à la tarification du réseau électrique public permettant le secours à un domaine de tension inférieur.

Lorsque l'alimentation de secours, qui est raccordée à un domaine de tension différent de celui de l'alimentation principale, est équipée d'un compteur mesurant les dépassements de puissance active par rapport à la puissance souscrite pour l'alimentation de secours par période d'intégration de 10 minutes, la composante mensuelle de dépassement de puissance souscrite pour l'alimentation de secours est établie chaque mois selon les modalités ci-après :

$$CMDPS = \alpha . \sqrt{\sum (\Delta P^2)}$$

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	9,10	0,95	38,54
	HTB 1	6,69	1,61	28,54
HTB 2	HTB 1	1,95	1,61	8,57

Tableau 72. Alimentation de secours – tarification du réseau public permettant le secours

5.2.1.7. Composante de regroupement (CR)

Un utilisateur connecté en plusieurs points de connexion au même réseau public dans le même domaine de tension HTB et équipé de compteurs à courbe de mesure pour chacun de ces points peut, s'il le souhaite, bénéficier du regroupement conventionnel de tout ou partie de ces points pour l'application de la tarification décrite aux paragraphes 5.2.1.3., 5.2.1.4. et 5.2.1.5., moyennant le paiement d'une composante de regroupement. Dans ce cas, la composante annuelle d'injection (CI), la composante annuelle de soutirage (CS), la composante annuelle d'injection-soutirage (CIS), les composantes mensuelles de dépassements de puissance souscrite (CMDPS), la composante annuelle de dépassements ponctuels programmés (CDPP) et la composante annuelle de l'énergie réactive (CER) sont établies sur la base de la somme des flux physiques mesurés aux points de connexion concernés. La possibilité de regrouper conventionnellement les points de connexion à un même réseau public est limitée au périmètre d'une même concession ou d'une même régie de distribution pour les gestionnaires de réseaux publics de distribution et à celui d'un même site pour les autres utilisateurs.

Le regroupement des flux d'énergie réactive des points de connexion n'est possible que dans les cas où ces points de connexion satisfont aux conditions mentionnées dans la documentation technique de référence du gestionnaire du réseau public d'électricité.

La composante de regroupement (CR) est établie en fonction de la longueur du réseau électrique public existant permettant physiquement ce regroupement, indépendamment des conditions d'exploitation et de la capacité de transit disponible sur les réseaux permettant le regroupement. Le montant de cette composante est calculé selon la formule suivante, en fonction de $P_{souscrite\ regroupée}$[87], la puissance souscrite pour l'ensemble des points conventionnellement regroupés et de L, la plus petite longueur totale des ouvrages électriques du réseau public concerné permettant physiquement le regroupement.

$$CR = L.k.P_{souscrite\ regroupée}$$

Le coefficient k est défini par le tableau suivant :

Domaine de tension	k (c€/kW/km/an)
HTB 3	7,13
HTB 2	Liaisons aériennes : 18,56 Liaisons souterraines : 71,35
HTB 1	Liaisons aériennes : 94,20 Liaisons souterraines : 165,57

Tableau 73. Composante de regroupement

[87] Pour le domaine de tension HTB 3, la puissance considérée correspond à la puissance horaire maximale de soutirage sur les 12 mois précédents.

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

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

Un gestionnaire de réseau public de distribution qui exploite en aval de son point de connexion une ou plusieurs liaisons, aériennes ou souterraines, au même domaine de tension que la tension aval du transformateur auquel il est relié directement, sans l'intermédiaire d'une liaison en amont de son point de connexion, peut demander à bénéficier de la composante annuelle de soutirage (CS) applicable au domaine de tension directement supérieur à celui applicable au point de connexion.

Il doit dans ce cas acquitter une composante annuelle d'utilisation des ouvrages de transformation, reflétant le coût des transformateurs et des cellules. Cette composante est calculée selon la formule suivante, en fonction de sa puissance souscrite aux points de connexion concernés $P_{souscrite}$.

$$CT = k.P_{souscrite}$$

Le coefficient k employé est celui défini dans le tableau ci-dessous :

Domaine de tension du point de connexion	Domaine de tension de la tarification appliquée	k (€/kW/an)
HTB 2	HTB 3	2,23
HTB 1 ou HTA 2	HTB 2	4,80
HTA 1	HTB 1	8,48

Tableau 74. Composante annuelle d'utilisation des ouvrages de transformation

Cette faculté peut être combinée avec celle de procéder au regroupement tarifaire, selon les modalités du paragraphe 5.2.1.7. Dans ce cas, il est procédé d'abord à l'application de la tarification au domaine de tension supérieur à chaque point de connexion, puis au regroupement tarifaire susmentionné.

5.2.1.8.2. Compensation pour exploitation de liaisons à la même tension que le réseau public amont

Un gestionnaire de réseau public de distribution qui exploite en aval de son point de connexion des liaisons au même domaine de tension que les liaisons situées en amont de ce point de connexion bénéficient de cette compensation lorsque la tarification qui est appliquée au point de connexion considéré est celle du domaine de tension de ce point.

Dans ce cas, la composante annuelle de soutirages (CS) de ce point de connexion est calculée selon la formule suivante :

$$CS = \frac{I_2}{I_1 + I_2}.CS_{\mathrm{N}} + \frac{I_1}{I_1 + I_2}.(CS_{\mathrm{N+1}} + CT_{\mathrm{N/N+1}})$$

Avec :

- I_1 la longueur totale de la (des) liaison(s) exploitée(s) au domaine de tension N par le gestionnaire de réseau public de distribution ;
- I_2 la longueur totale de la (des) liaison(s) exploitée(s) au domaine de tension N par le gestionnaire du réseau public auquel il est connecté qui est (sont) strictement nécessaire(s) pour relier son point de connexion au(x) transformateur(s) de ce gestionnaire et nécessaire(s) pour garantir la puissance souscrite en schéma normal d'exploitation défini dans la documentation technique de référence du gestionnaire du réseau public amont ;
- $CT_{\mathrm{N/N+1}}$ est la composante annuelle d'utilisation des ouvrages de transformation entre les domaines de tension N+1 et N définie au paragraphe 5.2.1.8.1.

Cette faculté peut être combinée avec celle de procéder au regroupement tarifaire, selon les modalités du paragraphe 5.2.1.7. Dans ce cas, il est procédé d'abord au calcul de la compensation, puis au regroupement tarifaire susmentionné.

5.2.1.8.3. Écrêtement grand froid

Lors de chaque période de froid rigoureux, telle que définie ci-après au pas horaire, le gestionnaire de réseaux de distribution peut bénéficier d'une réduction de ses dépassements de puissance souscrite uniquement durant cette période et les 24 heures suivant la période d'application de cette clause.

Une période de froid rigoureux correspond aux heures durant lesquelles, au niveau d'une station météorologique et au pas horaire, la température minimale constatée est inférieure à la température minimale locale de référence définie au niveau de chaque station météorologique par la 30e valeur de température minimale mensuelle sur trente ans.

Cette disposition est mise en œuvre selon des modalités transparentes et non discriminatoires.

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

Pour des dépassements ponctuels programmés pour travaux et notifiés préalablement au gestionnaire de réseau public, un utilisateur peut demander l'application d'un barème spécifique pour le calcul de sa composante de dépassements de puissance souscrite relative à ce point de connexion à condition qu'un de ses points de connexion, non exclusivement alimenté ou desservi par une (des) alimentation(s) de secours, soit équipé d'un compteur à courbe de mesure et connecté en HTB 2 ou HTB 1.

Dans ce cas, pendant la période durant laquelle ce barème est appliqué, les dépassements de puissance par rapport à la puissance souscrite font l'objet de la facturation suivante, qui se substitue à la facturation des dépassements de puissance souscrite définie au paragraphe 5.2.1.4.4. Les dépassements de puissance par rapport à la puissance souscrite ΔP sont calculés par période d'intégration de 10 minutes.

La formule est la suivante avec b_i le coefficient pondérateur de puissance de la plage temporelle et de la version tarifaire correspondante :

$$CDPP = \alpha . b_i . \sum \Delta P$$

Le facteur α applicable est défini dans le tableau ci-dessous :

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

Tableau 75. Composante annuelle de dépassements ponctuels programmés pour les domaines de tension HTB 2 et HTB 1

Les éléments à fournir par les utilisateurs à l'appui de leur demande d'application du barème spécifique pour le calcul de la composante de dépassements de puissance souscrite et les conditions dans lesquelles le gestionnaire du réseau public de transport peut procéder au contrôle de la consistance de ces demandes sont précisés dans le contrat d'accès au réseau. Lorsque cette demande émane d'un gestionnaire de réseau public de distribution et que celle-ci est la conséquence d'une demande d'un utilisateur raccordé à son réseau, le gestionnaire de réseau public de distribution transmet les éléments précités au gestionnaire du réseau public amont, et fournit la demande de puissance maximale de l'utilisateur qui sera à retrancher des dépassements de puissance souscrite du gestionnaire de réseau public de distribution et à facturer selon les modalités applicables aux dépassements ponctuels programmés.

L'application de cette disposition est limitée pour chaque point de connexion à au plus une fois par année calendaire, pour une utilisation correspondant à la période des travaux et d'au plus 14 jours non fractionnables. Pour le décompte du nombre d'applications de cette disposition par point de connexion, les applications réalisées à la demande des gestionnaires de réseaux publics de distribution ne sont pas prises en compte quand elles sont la conséquence d'une demande d'un utilisateur connecté à leur réseau. Les jours non utilisés ne peuvent pas être reportés.

Le gestionnaire du réseau public de transport peut refuser ou suspendre l'application de cette disposition à un utilisateur, en raison des contraintes d'exploitation qu'il prévoit sur le réseau public qu'il exploite. Ce refus ou cette suspension est motivé et notifié parallèlement à la CRE. RTE transmettra annuellement un bilan des dépassements de puissance programmés qu'il a autorisés.

Les utilisateurs raccordés au domaine de tension HTA 2, facturés suivant le barème tarifaire du TURPE HTB en application de l'ensemble des règles tarifaires applicables, ne peuvent pas bénéficier de cette disposition.

5.2.1.10. Report de charge

RTE peut interrompre le service d'accès au réseau de transport pour permettre la maintenance, le renouvellement, le développement et la réparation des ouvrages du réseau de transport et peut ainsi, à son initiative, réaliser un report de tout ou partie du soutirage d'un utilisateur sur une ou plusieurs autre(s) de ses alimentations (principale, complémentaire ou de secours).

Si le report de soutirage est réalisé sur des alimentations principales ou complémentaires, les dépassements de puissance souscrite observés au cours de la période de report de charge sur ces alimentations ne sont pas pris en compte dans le calcul de la composante mensuelle de dépassements de puissance souscrite. Les dépassements d'énergie réactive ne sont pas facturés.

Si le report est réalisé sur une alimentation de secours, les quantités d'énergie soutirées sur le secours sont alors facturées au tarif de l'alimentation principale. Les éventuels dépassements ne sont facturés qu'au-delà de la puissance souscrite de l'alimentation principale. Les dépassements d'énergie réactive ne sont pas facturés.

Lorsque le report de charge est effectué sur une alimentation exploitée par un gestionnaire de réseaux de distribution, RTE verse une compensation financière à ce gestionnaire de réseaux de distribution selon les modalités prévues par le CART-GRD.

Les modalités d'interruption de l'alimentation principale sont précisées dans le contrat d'accès au réseau.

Cette disposition est mise en œuvre selon des modalités transparentes et non-discriminatoires.

Les utilisateurs raccordés au domaine de tension HTA 2, facturés suivant le barème tarifaire du TURPE HTB en application de l'ensemble des règles tarifaires applicables, ne peuvent pas bénéficier de cette disposition.

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

En l'absence de dispositifs de comptage permettant d'enregistrer les flux physiques d'énergie réactive, les gestionnaires de réseaux publics peuvent prévoir dans leur documentation technique de référence des modalités transparentes et non-discriminatoires d'estimation de ces flux.

Les dispositions du paragraphe 5.2.1.11.1. ci-dessous ne s'appliquent pas aux points de connexion situés à l'interface entre deux réseaux publics d'électricité, qui sont traités au paragraphe 5.2.1.11.2.

5.2.1.11.1. Principes généraux

L'énergie réactive absorbée du réseau en un point de connexion est facturée uniquement du lundi au samedi entre 6 heures et 22 heures pendant la période allant du 1er novembre au 31 mars, à chaque heure, dès lors que la valeur tg $\varphi_{max\ sout}$ fixée à 0,4 est dépassée.

L'énergie réactive fournie au réseau en un point de connexion est facturée uniquement pendant la période allant du 1er avril au 31 octobre, à chaque heure, lorsque :

- les flux physiques d'énergie active sont des flux d'injection, et l'énergie réactive fournie est supérieure à un seuil Q_f (en valeur absolue) ;
- les flux physiques d'énergie active sont des flux de soutirage inférieurs à un seuil Pf (pourcentage de la puissance souscrite contractualisée dans les contrats d'accès), et l'énergie réactive fournie est supérieure à un seuil Q_f (en valeur absolue).

Les seuils P_f et Q_f sont explicités dans la documentation technique de référence du gestionnaire de réseau de transport.

Un pas de facturation horaire est appliqué pour calculer les dépassements unitaires dans chacune des zones de facturation. Les coûts de dépassement sont définis dans le tableau 76 ci-dessous :

Coût unitaire du dépassement	€/Mvar.h
Zone de facturation pour l'énergie réactive absorbée par l'utilisateur	12,65
Zone de facturation pour l'énergie réactive fournie par l'utilisateur	1,10

Tableau 76. Composante annuelle de l'énergie réactive d'électricité

Lorsque les flux physiques d'énergie active en un point de connexion sont des flux d'injection, que l'installation est régulée en tension, et que l'utilisateur ne bénéficie pas d'un contrat comme prévu à l'article L. 321-11 du code de l'énergie, celui-ci s'engage à maintenir la tension au point de connexion de son installation dans une plage déterminée par le gestionnaire du réseau public et fixée selon les règles publiées dans la documentation technique de référence du gestionnaire du réseau public auquel il est connecté. Lors d'une excursion de la tension en dehors de sa plage contractualisée, l'utilisateur est facturé selon le tableau 76 ci-dessus de l'écart entre l'énergie réactive que son installation a effectivement fournie ou absorbée et celle qu'il aurait dû fournir ou absorber pour maintenir la tension dans la plage contractuelle de sa convention d'exploitation, dans la limite de ses capacités constructives définies par les diagrammes [U, Q] de sa convention de raccordement. Ces éléments sont établis selon les règles publiées dans la documentation technique de référence du gestionnaire de réseau public de transport.

Lorsque les flux physiques d'énergie active en un point de connexion sont des flux d'injection, que l'installation est régulée en tension, et que l'utilisateur bénéficie d'un contrat comme prévu à l'article L. 321-11 du code de l'énergie, celui-ci participe au réglage de tension selon les règles services système tension définies dans la documentation technique de référence du gestionnaire de réseau. Cet utilisateur ne fait pas alors l'objet de la tarification du réactif défini dans le présent paragraphe.

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

À chaque point de connexion qu'ils partagent, les gestionnaires de réseaux publics de distribution s'engagent contractuellement avec le gestionnaire du réseau public de transport sur la quantité d'énergie réactive qu'ils échangent, fixée en fonction de l'énergie active transitée.

L'énergie réactive absorbée par un gestionnaire de réseau public de distribution est facturée uniquement du lundi au samedi entre 6 heures et 22 heures pendant la période allant du 1er novembre au 31 mars et lorsque les deux conditions ci-dessous sont réunies :

- la valeur tg $\varphi_{max\ sout}$ contractualisée avec le gestionnaire du réseau public de transport est dépassée ;
- les flux physiques d'énergie active sont des flux de soutirage supérieurs à un seuil P_a (pourcentage de la puissance souscrite contractualisée dans les contrats d'accès).

L'énergie réactive fournie par un gestionnaire de réseau public de distribution est facturée sur l'ensemble de l'année, à chaque heure, lorsque les deux conditions ci-dessous sont réunies :

- les flux physiques d'énergie active sont des flux de soutirage inférieurs à un seuil P_f (pourcentage de la puissance souscrite contractualisée dans les contrats d'accès) ou sont des flux d'injection ;
- l'énergie réactive fournie est inférieure à un seuil $\min(0,\ Q_f + \mathrm{tg}\,\varphi_{\max inj} \cdot P_h)$, où P_h correspond au flux physique d'énergie active du pas de temps considéré. La valeur $\mathrm{tg}\,\varphi_{\max inj}$ est fixée à - 0,3.

Les seuils P_a, P_f, Q_f, ainsi que la façon dont les tg φ_{max} sont contractualisées, sont explicités dans la documentation technique de référence du gestionnaire de réseau de transport. RTE modifiera sa DTR au 1er août 2025. Ces seuils pourront être différenciés en fonction de la typologie des postes sources concernés (contraintes en injection ou en soutirage).

Un pas de facturation horaire est appliqué pour calculer les dépassements unitaires dans chacune des zones de facturation. Les coûts de dépassement sont définis dans le tableau 77 ci-dessous :

Coût unitaire du dépassement	€/Mvar.h
Zone de facturation pour l'énergie réactive absorbée	3,76
Zone de facturation pour l'énergie réactive fournie	2,14

Tableau 77. Composante annuelle de l'énergie réactive entre deux gestionnaires de réseaux publics d'électricité

Les mêmes règles s'appliquent au point de connexion entre deux gestionnaires de réseaux publics de distribution dès lors que l'un d'entre eux exploite un domaine de tension HTB à l'interface entre les deux réseaux. Dans ce cas, le gestionnaire du réseau public de distribution disposant du domaine de tension HTB, précise les règles dans sa documentation technique de référence selon les modalités décrites dans cette section.

À titre expérimental, et d'un commun accord, les gestionnaires de réseaux publics peuvent choisir de fixer des principes de facturation différents des principes exposés dans cette section afin de tester des moyens innovants pour améliorer la gestion de l'énergie réactive à l'interface entre les réseaux.

Les utilisateurs raccordés au domaine de tension HTA, facturés suivant le barème tarifaire du TURPE HTB en application de l'ensemble des règles tarifaires applicables, ne peuvent pas bénéficier de cette disposition.

5.2.1.12. Dispositions transitoires relatives à la mise en œuvre des présentes règles tarifaires

Pendant les quatre premiers mois d'application des présentes règles tarifaires, les utilisateurs peuvent, pour chaque point de connexion, modifier leur version tarifaire sans qu'ils aient à respecter des périodes de 12 mois consécutifs depuis leur précédent choix. Cette disposition ne peut être activée qu'une seule fois (hors changement réalisé à l'entrée en vigueur des présentes règles tarifaires) et avec prise d'effet à date de réalisation.

Lors de la mise en œuvre des présentes règles tarifaires, les règles s'appliquant aux modifications de puissance souscrite, et notamment le principe d'une définition de la puissance au début d'une période de 12 mois consécutifs pour l'ensemble de cette période, ne sont pas modifiées. Le contrat d'accès au réseau prévoit les conditions dans lesquelles la puissance souscrite peut être modifiée au cours de cette période.

5.2.2. Évolution des termes tarifaires

Chaque année N à partir de 2026, les coefficients tarifaires applicables[88], hors coefficient de la composante annuelle d'injection défini dans la partie 5.2.1.3., du 1er août N au 31 juillet N+1, sont le produit :

- des coefficients tarifaires applicables du 1er août 2025 au 31 juillet 2026 définis dans le paragraphe 5.2.1. ;
- et d'un coefficient Y_N correspondant à l'évolution tarifaire cumulée des années 2026 à N.

Le coefficient Y_N est défini de la manière suivante, arrondi à 4 décimales (0,0001) près :

$$Y_N = Y_{N-1} \times (1 + Z_N)$$

Avec Y_{2025} = 1.

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

$$Z_N = IPC_N + X + k_N$$

- Z_N : coefficient d'évolution annuelle au 1er août de l'année N ;
- IPC_N : taux d'inflation hors tabac prévisionnel pour l'année N pris en compte dans le projet de loi de finances de l'année N auquel est ajouté l'écart entre l'inflation réalisée de l'année N-1 telle que calculée par l'INSEE et le taux d'inflation hors tabac prévisionnel pour l'année N-1 pris en compte dans le projet de loi de finances pour l'année N-1 ;
- k_N : coefficient d'évolution provenant de l'apurement du solde du CRCP de l'année N-1, compris entre -3 % et +3 % ;
- X : facteur d'évolution annuel sur la grille tarifaire fixé par la CRE dans la présente délibération tarifaire, égal à -0,05 %.

Les règles d'arrondi sont les suivantes :

- les coefficients d'évolution annuelle Z_N sont arrondis au centième de pourcent le plus proche ;
- les coefficients d'évolution annuelle cumulée entre le 1er août 2025 et le 1er août de l'année N-1 ne sont pas arrondis ;
- après application du coefficient d'évolution annuelle cumulée, le niveau des composantes annuelles de gestion et de comptage, ainsi que des parties proportionnelles à la puissance souscrite est arrondi au centime d'euro divisible par 12 le plus proche ;
- le niveau des autres composantes (à l'exception de la composante annuelle d'injection) est arrondi au centième le plus proche de l'unité dans laquelle il est exprimé.

Le coefficient de la composante annuelle d'injection n'évolue pas sur la période TURPE 7.

[88] Les coefficients α (sans unité) utilisés pour le calcul de la CDPP au paragraphe 5.2.1.9 ne sont pas des coefficients tarifaires.

Décision de la CRE

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) fixe le tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité de RTE à compter du 1er août 2025, selon la méthodologie et les paramètres exposés dans la présente délibération.

La CRE fixe notamment :

- le cadre de régulation tarifaire et les paramètres de la régulation incitative applicables à RTE pour une durée d'environ 4 ans (partie 2) ;
- la trajectoire de charges d'exploitation, le coût moyen pondéré du capital et l'évolution prévisionnelle du tarif (partie 3) ;
- la structure du tarif (partie 4) ;
- les grilles tarifaires applicables à partir du 1er août 2025 (partie 5).

Le Conseil supérieur de l'énergie, consulté par la CRE sur le projet de décision, a rendu son avis le 6 mars 2025.

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

Délibéré à Paris, le 13 mars 2025.
Pour la Commission de régulation de l'énergie,
La présidente,
Emmanuelle WARGON

Annexe 1 : Valeurs de référence pour la mise à jour annuelle du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans le domaine de tension HTB à compter du 1er août 2026

1. Calcul et apurement du CRCP

Le solde du CRCP de RTE, au 1er janvier 2025, est égal à la différence entre le montant définitif du solde du CRCP du TURPE 6 HTB et le montant provisoire, égal à 523,6 M€, pris en compte pour l'élaboration du TURPE 7 HTB.

Pour chaque année *N*, à compter de l'année 2025, le solde définitif du CRCP au 31 décembre de l'année *N* est calculé comme la somme :

- du solde prévisionnel du CRCP au 31 décembre de l'année *N,* défini comme la somme du solde du CRCP au 1er janvier de l'année *N* et la différence au titre de l'année *N* entre le revenu autorisé prévisionnel, révisé de l'inflation, et les recettes prévisionnelles calculées à partir des hypothèses de soutirage et d'injection retenues dans la présente délibération, réévaluées sur la base des évolutions réelles déjà appliquées à la grille tarifaire ;
- et de la différence, au titre de l'année *N*, entre :
    - la différence entre le revenu autorisé définitif, tel que défini ci-après, et le revenu autorisé prévisionnel révisé de l'inflation ;
    - 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.

Le solde du CRCP au 1er janvier de l'année *N+1* est obtenu en actualisant le solde définitif du CRCP au 31 décembre de l'année *N* au taux sans risque en vigueur de 3,3 %.

Le solde du CRCP de fin de période tarifaire prend également en compte :

- les montants au titre de la régulation incitative des dépenses de recherche et développement (R&D) ;
- les éventuels coûts de réparation des avaries sur des ouvrages de raccordement de parcs éoliens en mer, qui dépasseraient le plafond de 50 M€ sur la période TURPE 7 ;
- les charges d'exploitation relatives aux opérations de gestion des actifs et de la fin de la boucle locale cuivre incluses au périmètre de la régulation incitative à la maîtrise des coûts unitaires, qui dépasseraient le plafond prévu sur la période TURPE 7 ;
- les montants correspondant aux transferts de charges en cas de modification de doctrine comptable, sur la base d'un dossier détaillé transmis par RTE en fin de période tarifaire.

L'évolution de la grille tarifaire au 1er août de l'année *N* prend en compte un coefficient k_N, qui vise à :

- arrêter les apurements générés par les coefficients k appliqués les années antérieures ;
- apurer, d'ici le 31 juillet de l'année *N+1*, le solde du CRCP du 1er janvier de l'année *N*.

Le coefficient k_N est plafonné à +/-3 %.

2. Valeurs de référence pour le calcul du revenu autorisé définitif

Pour chaque année N à compter de 2025, le revenu autorisé définitif est égal :

- à la somme des montants retenus pour les postes de charges suivants :
    - les charges nettes d'exploitation incitées prévisionnelles ;

- les charges d'exploitation relatives aux opérations de gestion des actifs incluses au périmètre de la régulation incitative à la maîtrise des coûts unitaires ;
- les charges de capital normatives ;
- les charges liées à la compensation des pertes électriques ;
- les charges liées à la constitution des réserves d'équilibrage ;
- les charges liées aux congestions internationales et nationales ;
- les charges liées au dispositif d'interruptibilité ;
- la part variable de la compensation synchrone ;
- la compensation inter-GRT (mécanisme ITC) ;
- les coûts échoués (valeur nette comptable des immobilisations démolies et frais d'études et travaux sans suite) ;
- les écarts sur les charges liées à l'élaboration des études préalables au raccordement ;
- les indemnités versées par RTE aux GRD au titre des coupures longues issues du réseau public de transport ;
- les frais d'études sans suite liés à l'abandon de grands projets d'investissement lorsque ceux-ci ont été approuvés par la CRE ;
- les coûts de rééquilibrage et pénalités éventuelles versées par les acteurs des mécanismes de capacité ;
- les coûts de contractualisation des flexibilités retenues à des fins de gestion des congestions dans le cadre des appels d'offres de RTE ;
- les coûts de réparation des avaries sur les ouvrages d'interconnexion en mer ;
- les indemnités versées aux producteurs éoliens en mer en cas de dépassement du délai de raccordement ou en cas d'avaries ou de dysfonctionnement des ouvrages de raccordement entraînant une limitation partielle ou totale de la production ;
- les moins-values de cession ;
- les coûts de transfert des actifs HTA aux GRD ;
- les créances irrécouvrables des responsables d'équilibre ;
- les charges du « tarif agent » liées à l'évolution des prix de marché de l'énergie et des taxes et aux variations climatiques ;
- l'écart entre la trajectoire retenue par la CRE au titre des services système tension et l'éventuelle mise à jour en cours de période tarifaire ;
- les écarts sur les charges résultant des dispositions de la loi de finances de 2025, sur la base d'une demande argumentée de RTE ;
- l'écart prévisionnel annuel entre les recettes prévisionnelles et le revenu autorisé prévisionnel ;

- de laquelle est retranchée la somme des montants retenus pour les postes de recettes suivants :
  - les recettes tirées de l'allocation de capacités d'interconnexion et les recettes tirées des mécanismes de capacité, nettes des indemnités versées par RTE en cas de réduction des capacités aux interconnexions ;
  - les recettes nettes liées aux contrats d'échanges entre gestionnaires de réseaux de transport ;
  - les abattements, pénalités et indemnités liés au dispositif d'interruptibilité, aux services système tension et aux réserves d'équilibrage ;

  - les recettes au titre des plus-values réalisées dans le cadre de la cession d'actifs immobiliers ou de terrains ;
  - les soldes éventuels restant sur les fonds pour le règlement du rééquilibrage en capacité des fournisseurs et le fonds pour le règlement des écarts des responsables de périmètre de certification ;
  - les recettes issues d'éventuels versements des gestionnaires de nouvelles interconnexions exemptées ;
  - les recettes perçues par RTE au titre du paiement préalable des PTF lorsque les demandeurs ne donnent pas suite à leur demande ;
- à laquelle est ajoutée la somme des montants retenus pour les incitations financières au titre de :
  - la régulation incitative sur les pertes électriques ;
  - la régulation incitative sur le taux d'écarts au périmètre d'équilibre des pertes de RTE ;
  - la régulation incitative sur les réserves d'équilibrage ;
  - la régulation incitative sur les congestions ;
  - la régulation incitative sur les services système tension ;
  - la régulation incitative sur les coûts unitaires de la gestion des actifs et des investissements récurrents dans le réseau ;
  - la régulation incitative sur les coûts des projets d'investissement « hors réseaux » ;
  - la régulation incitative au respect des délais des investissements prioritaires ;
  - la régulation incitative à la maîtrise des coûts des grands projets d'investissements ;
  - la régulation incitative portant sur les interconnexions ;
  - la régulation incitative de la qualité de service ;
  - la régulation incitative de la continuité d'alimentation ;
  - la régulation incitative sur les actions prioritaires ;
  - la régulation incitative relative aux flexibilités au service du réseau ;
  - la régulation incitative relative aux raccordements ;
- et à laquelle est ajoutée l'apurement du solde du CRCP prévisionnel du TURPE 6 HTB.

Pour chaque poste, la méthode de calcul du montant retenu est exposée ci-après en détail.

2.1. Postes de charges pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif

a) Charges nettes d'exploitation incitées prévisionnelles

Les charges nettes d'exploitation incitées prévisionnelles correspondent à la somme des charges nettes d'exploitation hors charges liées à l'exploitation du système électrique ainsi que les coûts associés aux services système tension pris en compte dans les trajectoires prévisionnelles du TURPE 7 HTB, à l'exception des sous-postes suivants :

- les charges associées à la part variable de la compensation synchrone ;
- les charges d'exploitation relatives aux opérations de gestion des actifs et de la fin de la boucle locale cuivre incluses au périmètre de la régulation incitative à la maîtrise des coûts unitaires ;
- les charges relatives aux coûts échoués ;
- les charges relatives aux études préalables au raccordement ;

- les coûts de réparation des avaries sur les interconnexions en mer ;
- les charges du « tarif agent » ;
- les abattements, pénalités et indemnités liés au dispositif d'interruptibilité, aux services système tension et aux réserves d'équilibrage.

Les montants retenus sont les montants de référence présentés ci-après, corrigés de l'inflation réalisée.

Les valeurs de référence des charges nettes d'exploitation incitées prévisionnelles sont les suivantes :

M€ courants	2025	2026	2027	2028
Valeur de référence pour les charges nettes d'exploitation incitées prévisionnelles	2 260,7	2 323,8	2 389,4	2 474,7

À partir de l'année 2026, le montant pris en compte dans le calcul du revenu autorisé définitif prend en compte la différence entre l'inflation prévisionnelle et l'inflation réalisée.

Ce montant est égal à la valeur de référence pour l'année *N* :

- divisée par l'inflation prévisionnelle entre l'année 2023 et l'année *N* ;

	2024	2025	2026	2027	2028
Inflation prévisionnelle cumulée entre l'année 2023 et l'année *N*	2,50 %	4,35 %	6,22 %	8,14 %	10,08 %

- multipliée par l'inflation réalisée entre l'année 2023 et l'année *N*. L'inflation réalisée est définie comme l'évolution de la valeur moyenne de l'indice des prix à la consommation hors tabac, tel que calculé par l'INSEE pour l'ensemble des ménages France entière (référencé INSEE 1763852), constaté sur l'année civile *N*, par rapport à la valeur moyenne du même indice constatée sur l'année civile 2023.

b) Charges d'exploitation relatives aux opérations de gestion des actifs incluses au périmètre de la régulation incitative à la maîtrise des coûts unitaires

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal aux charges liées aux opérations de gestion des actifs incluses au périmètre de la régulation incitative à la maîtrise des coûts unitaires effectivement supportés par RTE au cours de l'année N. Le montant retenu pour les opérations de gestion des actifs est cependant limité, sur l'ensemble de la période tarifaire, à 120 % de la trajectoire prévisionnelle définie ci-dessous et retraitée de l'inflation réalisée, hormis pour le déploiement de solutions de télécommunications liées au programme « fermeture de la boucle locale cuivre » (cf. annexe 3). Un mécanisme spécifique pour l'application de ce plafond est prévu pour le CRCP de fin de période tarifaire.

Les valeurs prévisionnelles pour les charges d'exploitation relatives aux opérations de gestion des actifs incluses au périmètre de la régulation incitative à la maîtrise des coûts unitaires, hors régulation incitative, sont les suivantes :

M€ courants	2025	2026	2027	2028
Valeur de référence pour les charges d'exploitation relatives aux opérations de gestion des actifs incluses au périmètre de la régulation incitative à la maîtrise des coûts unitaires	174,9	176,5	196,5	209,3
***dont** charges hors fermeture de la boucle locale cuivre*	*169,6*	*167,8*	*174,9*	*182,8*
***dont** charges liées à la fermeture de la boucle locale cuivre*	*5,3*	*8,7*	*21,6*	*26,6*

c) Charges de capital normatives

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

- des charges de capital constatées. Ces charges de capital sont calculées en se fondant sur les montants réalisés d'investissements, de mises en service, de retraits d'actifs et d'amortissement.
- du retraitement des charges de capital couvertes en anticipation au cours de la période TURPE 6 HTB pour les systèmes d'information, pour un montant de 15 M€/an.

À titre indicatif, les valeurs prévisionnelles pour ces charges de capital sont les suivantes :

M€ courants	2025	2026	2027	2028
Valeur de référence pour les charges de capital normatives	2 016,7	2 104,0	2 271,3	2 472,2

d) Achats pour la compensation des pertes électriques

Le montant de référence pris en compte au titre du calcul du revenu autorisé définitif pour l'année *N* est égal aux charges relatives à la compensation des pertes électrique effectivement supportées par RTE au cours de l'année N.

À titre indicatif, les valeurs prévisionnelles pour ces charges d'achat pour la compensation des pertes, hors régulation incitative, sont les suivantes :

M€ courants	2025	2026	2027	2028
Valeur de référence pour les charges relative à la compensation des pertes	873,6	916,8	851,9	854,6

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

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal aux charges liées à la constitution des réserves d'équilibrage effectivement supportées par RTE au cours de l'année *N*.

À titre indicatif, les valeurs prévisionnelles pour ces charges liées à la constitution des réserves d'équilibrage, hors régulation incitative, sont les suivantes :

M€ courants	2025	2026	2027	2028
Valeur de référence pour les charges liées à la constitution des réserves d'équilibrage	547,5	478,9	412,3	352,1

f) Charges liées aux congestions

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

- aux charges liées aux congestions effectivement supportées par RTE au cours de l'année *N,* hors accords en amont du J-1 d'un montant supérieur à 1 M€ ;
- aux charges associées aux accords en amont du J-1 d'un montant supérieur à 1 M€, à l'issue d'un examen de la CRE sur la base d'un dossier argumenté de RTE.

À titre indicatif, les valeurs prévisionnelles pour ces charges liées aux congestions, hors régulation incitative, sont les suivantes :

M€ courants	2025	2026	2027	2028
Valeur de référence pour les charges liées aux congestions	136,6	139,7	161,8	170,1

g) Charges liées au dispositif d'interruptibilité

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année *N* est égal aux charges liées au dispositif d'interruptibilité effectivement supportées par RTE.

À titre indicatif, les valeurs prévisionnelles pour ces charges liées au dispositif d'interruptibilité sont les suivantes :

M€ courants	2025	2026	2027	2028
Valeur de référence pour les charges liées au dispositif d'interruptibilité	73,1	74,5	74,5	74,5

h) Part variable de la compensation synchrone

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal aux charges de la part variable de la compensation synchrone effectivement supportées par RTE au cours de l'année *N*.

À titre indicatif, les valeurs prévisionnelles pour ces charges de la part variable de la compensation synchrone, hors régulation incitative, sont les suivantes :

M€ courants	2025	2026	2027	2028
Valeur de référence pour la part variable de la compensation synchrone	4,9	4,3	4,2	4,2

i) Charges liées à la compensation inter-GRT (ITC)

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

- des charges de référence pour la compensation inter-GRT (ITC), ces charges de références sont les suivantes :

M€ courants	2025	2026	2027	2028
Valeur de référence des charges liées à la compensation inter-GRT (ITC)	14,4	14,4	14,4	14,4

- de 80 % de l'écart entre les charges liées à la compensation inter-GRT (ITC) effectivement constatées l'année *N* et la valeur de référence, de l'année *N*.

j) Charges relatives aux coûts échoués

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

- pour les études sans suite de l'ensemble des projets et les VNC des immobilisations démolies liées à des projets hors raccordement et adaptation du réseau, la somme :
    - des charges relatives aux coûts échoués (« valeur nette comptable des immobilisations démolies » et « études et travaux sans suite ») de l'année *N* retenues dans la présente délibération et détaillées ci-après :

M€ courants	2025	2026	2027	2028
Valeur de référence pour les coûts échoués hors VNC des immobilisations démolies liées à des projets de raccordement et d'adaptation du réseau	33,5	35,1	36,4	36,8

- des éventuels autres coûts échoués, jugés non récurrents ou prévisibles, qui seront effectivement retenus par la CRE au titre de l'année *N* 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.

- pour les VNC des immobilisations démolies liées à des projets de raccordement ou d'adaptation du réseau, les VNC des immobilisations effectivement démolies par RTE. À titre indicatif, les valeurs prévisionnelles pour ces charges liées à la VNC des immobilisations démolies liées au raccordement et adaptation du réseau sont les suivantes :

M€ courants	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**
Valeur de référence pour les VNC des immobilisations démolies liés au raccordement et adaptation du réseau	7,2	7,2	7,2	7,2

k) Écarts sur les charges liées à l'élaboration des études préalables au raccordement

Les charges nettes d'exploitation incitées, présentées au paragraphe a) de la présente annexe incluent les charges liées à l'élaboration des études préalables au raccordement. Ces charges sont associées à une trajectoire d'études exploratoires et de propositions techniques et financières (PTF) de référence, décrite dans le tableau suivant :

Trajectoire de référence	2025	2026	2027	2028
Nombre d'études exploratoires transmises	1 607	1 848	2 125	2 443
Nombre de propositions techniques et financières transmises (hors convention technique de réalisation et de planification)	596	656	721	794
Charges liées à l'élaboration des études préalables au raccordement ($M€_{courants}$)	37,9	42,3	47,3	52,9

Le montant des écarts retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année *N* est égal la somme :

- de la différence entre le nombre d'études exploratoires transmises et le nombre d'études exploratoires initialement prévues dans la trajectoire de référence, valorisée à hauteur de 8k€ par étude exploratoire en écart ; et
- de la différence entre le nombre de PTF transmises et le nombre de PTF initialement prévues dans la trajectoire de référence, valorisée à hauteur de 42 k€ par PTF en écart.

l) Indemnités versées par RTE aux GRD au titre des coupures longues issues du réseau public de transport

Les charges nettes d'exploitation incitées, présentées au paragraphe a) de la présente annexe incluent un montant de référence de 1,4 M€/an au titre des indemnités versées par RTE aux GRD au titre des coupures longues issues du réseau public de transport.

Néanmoins, les indemnités versées par RTE au-delà de 6,5 M€/an sont entièrement couvertes par le tarif.

Par conséquent, le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année N est :

- nul si le montant des indemnités effectivement versées par RTE aux GRD au titre des coupures longues issues du réseau public de transport est inférieur à 6,5 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, 6,5 M€, si le montant des indemnités effectivement versées est supérieur à 6,5 M€.

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

Dans le cadre de ses activités, RTE peut être amené à conduire des études en vue de la réalisation de ses investissements. Lorsque l'investissement est réalisé, ces frais d'études sont intégrés aux coûts dudit investissement. En revanche, si ces études conduisent RTE à ne pas mettre en œuvre son projet d'investissement, ces frais d'études constituent des charges d'exploitation pour RTE.

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année *N* est égal aux frais d'études sans suite liés à l'abandon de grands projets d'investissement effectivement supportés par RTE lorsque ces projets ont été préalablement et explicitement approuvés par la CRE.

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

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année *N* est égal aux coûts constatés de rééquilibrage et aux pénalités effectivement versées par les acteurs des mécanismes de capacité.

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

En application de la régulation incitative définie dans la partie 2.7 de la présente délibération, RTE doit mener des appels d'offres afin de contractualiser des flexibilités à des fins de gestion des congestions.

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année N est égal aux coûts de contractualisation effectivement supportés par RTE.

p) Coûts de réparation des avaries sur les interconnexions en mer

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année *N* est égal aux coûts de réparation des avaries en mer pour les ouvrages d'interconnexion ayant une partie sous-marine, après déduction des éventuelles compensations perçues de tiers, y compris les assurances, pour les avaries survenues après le 1er janvier 2025 (cf. partie 2.1.2.4.).

A titre indicatif, les valeurs prévisionnelles pour le coût des avaries sur les ouvrages d'interconnexion en mer, sont les suivantes :

En M€courants	2025	2026	2027	2028
Valeur de référence de coût des avaries sur les ouvrages d'interconnexion en mer	0,8	1,2	1,5	2,2

q) Indemnités versées aux producteurs éoliens en mer

En application de l'article L. 341-2, 4° 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 du code de l'énergie 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 du code de l'énergie.

L'article L. 341-2, 4° du code de l'énergie 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 pris à cet effet prévoit que le montant des indemnités visées au 4° de l'article L. 341-2 du code de l'énergie à la charge de RTE, non 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 déterminera, au cas par cas, le montant des indemnités restant à la charge de RTE au titre de l'année N. Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé de l'année N est égal aux montants effectivement fixés par la CRE dans ce cadre.

r) Moins-values de cession

Sur la base d'un dossier argumenté de RTE, la CRE peut retenir une couverture au CRCP des moins-values de cession d'un montant supérieur à 500 k€. Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année N correspond à 80 % de la moins-value de cession, net de la valeur nette comptable de l'actif cédé.

s) Coûts de transfert des actifs HTA aux GRD

RTE est actuellement propriétaire d'ouvrages exploités à un niveau de tension relevant de la distribution (HTA), notamment des ouvrages de raccordement de clients. Certains de ces ouvrages arrivant en fin de vie, la question de leur renouvellement et du transfert des clients HTA vers le périmètre de gestionnaires de réseaux de distribution se pose. S'agissant plus particulièrement d'Enedis, les principes de transfert devront être formalisés dans une convention entre RTE et Enedis.

Après analyse de la CRE sur la base d'un dossier justifié de RTE et, en complément, dans le cas des transferts vers le périmètre d'Enedis, sous réserve de l'approbation par la CRE au titre de l'article L. 111-17 du code de l'énergie de la convention précisant les principes de transfert des actifs HTA1 vers le périmètre d'Enedis, le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal à la somme des charges engendrées par ces transferts.

Les valeurs prévisionnelles pour les charges relatives au transfert des ouvrages HTA1 en propriété RTE sont nulles.

t) Créances irrécouvrables des responsables d'équilibre

Sur la base d'un dossier argumentée de RTE, les créances irrécouvrables peuvent être couvertes au cas par cas.

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année *N* correspond au montant des créances irrécouvrables des responsables d'équilibre, déterminé au cas par cas et sur la base de dossiers argumentés montrant que RTE a effectué toutes les diligences nécessaires.

u) Écart entre la trajectoire de 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, hors part variable de la compensation synchrone, de l'année *N* et l'éventuelle mise à jour de cette trajectoire au titre de cette même année.

La trajectoire de référence retenue dans la présente délibération est détaillée ci-après :

M€ courants	2025	2026	2027	2028
Valeur de référence pour les services système tension (hors part variable de la compensation synchrone)	135,2	142,3	152,0	159,7

v) Charges du « tarif agent » liées à l'évolution des prix et des taxes et aux variations climatiques

Comme indiqué dans la partie 2.3.1.1. de la présente délibération, les charges du tarif agent (ou avantage en nature énergie) sont incitées à 100 % sur les volumes (hors effets liés aux variations climatiques) et couvertes à 100 % pour les « effets prix » dans les conditions fixées dans l'annexe confidentielle 2. La référence de prix de l'électricité et du gaz est fondée sur des publications récurrentes et objectives :

- pour l'électricité, les tarifs réglementés de vente de l'électricité (sous réserve des effets d'éventuels boucliers tarifaires ou équivalent) ;
- pour le gaz, le prix repère de vente du gaz, adapté à la consommation moyenne des bénéficiaires du tarif agent (sous réserve des effets d'éventuels boucliers tarifaires ou équivalents).

L'écart de prix entre la trajectoire prévisionnelle et cette référence, ainsi que l'écart entre les volumes à température normale et à température réelle, constatés chaque année *ex post*, seront couverts au CRCP à 100 %. Les modalités de calcul sont décrites dans l'annexe confidentielle 2 de la présente délibération.

La trajectoire de référence retenue dans la présente délibération est détaillée ci-après :

M€ courants	2025	2026	2027	2028
Valeur de référence pour les charges d'avantages en nature énergie	67,5	66,1	64,9	64,6

w) Écarts annuels entre recettes prévisionnelles et revenu autorisé prévisionnel (terme de lissage)

Les écarts annuels entre recettes prévisionnelles et revenu autorisé prévisionnel sont ceux résultant de l'équilibre sur la période 2025-2028 entre les recettes prévisionnelles et le revenu autorisé prévisionnel pris en compte pour l'élaboration du TURPE 7.

L'année *N*, l'écart annuel pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif est le suivant :

M€ courants	2025	2026	2027	2028
Ecarts annuels entre recettes prévisionnelles et revenu autorisé	-76,8	271,1	115,3	-323,7

x) Écarts sur les charges résultant des dispositions de la loi de finances 2025

Sur demande argumentée de RTE et après validation de la CRE, la CRE calculera le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif résultant des implications de la loi de finances 2025 sur les impôts et les taxes.

2.2. Postes de recettes retenus pour le calcul du revenu autorisé définitif

a) Recettes tirées de l'allocation de capacité d'interconnexion et recettes tirées des mécanismes de capacité

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année *N* est égal aux recettes effectivement perçues par RTE pour l'année *N* au titre de l'allocation de capacités d'interconnexion et des mécanismes de capacités.

À titre indicatif, les valeurs prévisionnelles retenues dans la présente délibération sont les suivantes :

M€ courants	2025	2026	2027	2028
Valeur de référence pour les recettes d'interconnexion	1 577,1	1 671,1	1 440,6	1 092,1

b) Recettes nettes liées aux contrats d'échanges entre gestionnaires de réseaux de transport

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année *N* est égal aux recettes nettes effectivement perçues par RTE pour l'année *N* au titre des contrats d'échanges entre gestionnaires de réseaux de transport.

À titre indicatif, les valeurs prévisionnelles retenues dans la présente délibération sont les suivantes :

M€ courants	2025	2026	2027	2028
Valeur de référence pour les recettes nettes liées aux contrats d'échanges entre gestionnaires de réseaux de transport	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1

c) Abattement, pénalités et indemnités liés aux dispositifs d'interruptibilité, aux services système tension et aux réserves d'équilibrage

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année *N* est égal aux recettes effectivement perçues par RTE pour l'année *N* au titre des abattements, pénalités et indemnités liés au dispositif d'interruptibilité, aux services système tension et aux réserves d'équilibrage.

À titre indicatif, les valeurs prévisionnelles retenues dans la présente délibération sont les suivantes :

M€ courants	2025	2026	2027	2028
Valeur de référence abattements, pénalités et indemnités liés au dispositif d'interruptibilité, aux services système tension et aux réserves d'équilibrage	-60,5	-61,6	-62,7	-63,8

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

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année *N* correspond à 80 % du produit de cession net de la valeur nette comptable de l'actif cédé.

e) Soldes éventuels restants sur les fonds pour le règlement du rééquilibrage en capacité des fournisseurs et pour le règlement des écarts des responsables de périmètre de certification

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année *N* correspond aux soldes effectivement restants sur les fonds pour le règlement du rééquilibrage en capacité des fournisseurs et pour le règlement des écarts des responsables de périmètre de certification au titre de l'année *N*. À titre indicatif, les valeurs prévisionnelles retenues dans la présente délibération sont les suivantes :

M€ courants	2025	2026	2027	2028
Valeur de référence solde du règlement des écarts du mécanisme de capacité	-72,0	-100,0	-20,0	-40,0

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

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

g) Recettes perçues par RTE au titre du paiement préalable des PTF lorsque les demandeurs ne donnent pas suite à leur demande

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année N correspond aux recettes perçues par RTE au titre du paiement préalable des PTF lorsque les demandeurs n'ont pas donné suite à leur demande.

2.3. Incitations financières au titre de la régulation incitative

a) Régulation incitative sur les pertes électriques

À compter de l'année 2025, pour une année *N* donnée, l'incitation annuelle au titre de la compensation des pertes sur le réseau public de transport correspond à 20 % de la différence entre le montant annuel de référence P_N et les charges réelles supportées par RTE, pour la compensation des pertes de l'année N. Elle est plafonnée à +/- 15 M€ par an.

L'incitation annuelle est dans un premier temps calculée sur la base de données provisoires, et les années suivantes sur la base de données mises à jour :

- du montant de l'incitation annuelle au titre de l'année N-1, calculée sur la base des données provisoires disponibles ;
- au titre de l'année N-2, des écarts entre le montant de l'incitation annuelle pour cette année, calculée sur la base des données mises à jour et celui de cette même incitation calculée l'année précédente sur la base de données provisoires.

L'incitation sur le volume et sur le prix d'achat des pertes est calculée selon la formule suivante :

$$Incitation_N = 20\% * V_{constaté} * (P_{référence} - P_{constaté}) + 10\% * P_{référence} * (V_{référence} - V_{constaté})$$

Où :

- $V_{référence,N}$ est le volume de référence pour l'année *N,* en MWh ;
- $V_{constaté,N}$ est le volume de pertes constaté sur le réseau public de transport pour l'année *N* ;
- $P_{référence,N}$ est le prix unitaire de référence pour l'année *N*, en €/MWh ;
- $P_{constaté,N}$ est le prix moyen constaté de compensation des pertes sur le réseau public de transport pour l'année *N*.

Volume annuel de référence $V_{référence,N}$

Le volume annuel de référence pour une année *N* est calculé dès 2025 selon les paramètres définis dans la présente délibération.

Le volume de pertes de référence de l'année N (en GWh) est calculé selon la formule suivante :

$$V_{référence,N} = A * Taux\ d'utilisation_{HTB3,N} + B * Soutirages_{HTB2\ et\ HTB1,N} + C$$

avec :

$Taux\ d'utilisation_{HTB3,N}$: le taux de transit moyen des lignes électriques HTB 3 (rapport entre l'intensité électrique moyenne sur l'année et l'intensité de secours temporaire le taux d'utilisation, en %), tel que défini dans la partie 2.3.2.4. ;

$Soutirages_{HTB2\ et\ HTB1,N}$: le volume de soutirages, en GWh, sur les niveaux de tension HTB 2 et HTB 1 ;

et les paramètres fixes suivants (paramétrés sur un historique récent) : A : 86 844 ; B : 1,46 % ; C : -10 843.

Prix unitaire de référence $P_{référence,N}$

Le prix unitaire de référence pour une année *N* est calculé dès 2025 selon les paramètres définis dans la présente délibération. Le panier de produits retenu permet de couvrir une courbe de charge des pertes réalisées à la maille horaire. Cette courbe de charge correspond à la courbe de charges des pertes de RTE donnant la meilleure vision des pertes à la date du calcul du prix unitaire de référence.

Le panier de produits « à long terme » et « à moyen terme » se compose des produits annuels, trimestriels et mensuels en base et en pointe, dont la répartition est déterminée pour couvrir au mieux en moyenne la courbe de charge prévisionnelle. Un prix de référence est retenu pour chaque produit « à long terme » et « à moyen terme ».

Le panier de produits « à court terme » se compose des produits *day-ahead*.

Un prix unitaire de référence brut est ainsi calculé comme la moyenne pondérée des prix de référence des différents produits du panier. Ce prix unitaire de référence brut ne prend pas en compte un certain nombre d'éléments, comme :

- les frais de transaction ;
- les effets d'une liquidité imparfaite du marché ;
- l'existence d'écarts pour le responsable d'équilibre des pertes.

Le prix unitaire de référence brut est donc majoré d'un coefficient reflétant certains de ces effets. D'autres effets peuvent être pris en compte au réel.

Le détail du calcul du prix unitaire de référence est précisé dans une annexe confidentielle au présent document.

b) Régulation incitative sur le taux d'écarts au périmètre d'équilibre des pertes de RTE

La présente délibération introduit un mécanisme d'incitation financière sur le taux d'écarts au périmètre d'équilibre des pertes de RTE (cf. paragraphe 2.3.1.2.3.).

À partir de l'année 2026, le montant retenu pour le calcul du revenu définitif de l'année *N* est égal à l'incitation financière relative au taux d'écarts au périmètre d'équilibre des pertes de RTE, dans la limite de +/-2,5 M€.

c) Régulation incitative sur les réserves d'équilibrage

La présente délibération inclut un mécanisme d'incitation financière sur les volumes d'ajustements pour motif de reconstitution des services système et d'ajustements pour motif marges (cf. paragraphe 2.3.1.3.).

Le montant retenu pour le calcul du revenu définitif de l'année *N* est égal à l'incitation financière relative aux volumes d'ajustements pour motif de reconstitution des services système et pour motif marges, dans la limite de +/-15 M€.

d) Régulation incitative sur les congestions

La présente délibération inclut un mécanisme d'incitations financières applicable aux congestions (cf. paragraphe 2.3.1.4.).

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

- de l'incitation financière relative aux volumes de congestions nationales, dans la limite de +/-10 M€ ;
- de l'incitation financière relative aux volumes d'écrêtements EnR liés au dimensionnement optimal, dans la limite de -10 M€.

e) Régulation incitative relative au réglage de la tension

La présente délibération inclut un mécanisme d'incitation financière relative au réglage de la tension (cf. paragraphe 2.3.1.5.).

Le montant retenu pour le calcul du revenu définitif de l'année *N* est égal à l'incitation financière relative au réglage de la tension.

f) Régulation incitative sur les coûts unitaires de la gestion des actifs et des investissements récurrents dans le réseau

La présente délibération inclut un mécanisme d'incitation financière relative à la maîtrise des coûts unitaires de la gestion des actifs et des investissements récurrents dans le réseau, dans la limite d'un plafond de +/- 10 M€ (cf. partie 2.3.4.2.).

Le montant retenu pour le calcul du revenu définitif de l'année N est égal à l'incitation financière relative à la maîtrise des coûts unitaires de la gestion des actifs et des investissements récurrents dans le réseau définie dans l'annexe 3.

g) Régulation incitative à la maitrise des coûts des grands projets d'investissements

La présente délibération inclut une régulation incitative à la maîtrise des grands projets d'investissements (cf. partie 2.3.2.2).

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année N est égal aux incitations à la maîtrise des coûts des grands projets d'investissements « réseaux » d'un montant supérieur à 50 M€ (ou supérieur à 30 M€ pour les projets dont les travaux ont démarré avant la période TURPE 7) et des projets « hors réseaux » d'immobilier d'un montant supérieur à 15 M€, mis en service au cours de l'année N (incluant les incitations spécifiques au projets immobiliers de Lille et Marseille). Le cas échéant, le montant de cette incitation sera recalculé en N+2 ou N+3 si des dépenses additionnelles d'investissements sont constatées après la mise en service du projet.

h) Régulation incitative sur les coûts des projets d'investissement « hors réseaux »

La présente délibération introduit un mécanisme incitatif pour les investissements des domaines des systèmes d'information, immobilier (hors grands projets de plus de 15 M€) et des véhicules légers. Les dépenses d'investissements de RTE pour ces catégories sont incitées à partir du 1er janvier 2025 sur la base de trajectoires prévisionnelles de référence détaillées en partie 2.3.4.1.

Le montant retenu pour le calcul de l'incitation financière de l'année *N* est égal, pour chacun de ces trois domaines, à 20 % de l'écart entre les dépenses d'investissement effectivement constatées l'année N et la valeur de référence de l'année N, mise à jour de l'inflation réalisée depuis l'année 2024

Les dépenses d'investissement de référence des projets d'investissement « hors réseaux » sont détaillées ci-dessous par domaine :

M€ courants	2025	2026	2027	2028
Valeur de référence des dépenses d'investissement pour les systèmes d'information	185,3	184,5	176,2	180,4

Valeur de référence des dépenses d'investissement pour l'immobilier, hors grands projets d'un montant supérieur à 15 M€	32,5	36,0	26,9	30,7
Valeur de référence des dépenses d'investissement pour les véhicules légers	6,6	7,2	7,3	7,4

i) Régulation incitative au respect des délais des projets prioritaires du SDDR

La présente délibération introduit un mécanisme d'incitation financière au respect des délais d'exécution par RTE des investissements prioritaires dans le réseau.

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année *N*, au titre de la régulation incitative des investissements prioritaires, est égal au montant de la ou des pénalités résultant de l'application de cette régulation, au titre de l'année *N*, dans la limite de +/-10 M€.

j) Régulation incitative portant sur les interconnexions

La présente délibération inclut un mécanisme d'incitations financières applicable aux projets d'interconnexion (cf. paragraphe 2.3.3.2.).

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

- de l'incitation financière relative au critère au critère CEP 70 %, dans la limite de +/-10 M€ ;
- de l'incitation financière relative à la disponibilité des interconnexions à courant continu, dans la limite de +/-1 M€ / interconnexion ;
- pour l'année 2025, du solde du montant total restant à verser des primes fixes et des incitations coûts relatives aux projets IFA 2 et Savoie-Piémont à verser sur les dix années suivant la mise en service de ces projets ;
- pour l'année de mise en service de l'interconnexion Celtic, du solde du montant total de la prime incitation coût du projet ;
- pour l'année de mise en service de l'interconnexion Golfe de Gascogne, du solde du montant total de la prime incitation coût du projet.

Le détail du calcul des incitations financières relatives au critère CEP 70 % et à la disponibilité des interconnexions à courant continu est fourni en annexe 6.

k) Régulation incitative de la continuité d'alimentation

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année N, au titre de la régulation incitative de la continuité d'alimentation, est égal à la somme des deux incitations financières définies au paragraphe 2 de l'annexe 7 pour l'année considérée, dans la limite globale de +/-50 M€.

l) Régulation incitative relative à la qualité de service

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année N, au titre de la régulation incitative sur la qualité de service, est égal à la somme de l'incitation sur le taux de la disponibilité de la plateforme Portail Services, dans une limite de +/- 2 M€, et de l'incitation à la qualité des prévisions de consommation et de production EnR terrestre en H-1, dans une limite de +/-2,5 M€, définies au paragraphe 1 de l'annexe 4 pour l'année considérée.

La liste des indicateurs de suivi relatifs à la qualité de service est présentée dans le paragraphe 2 de l'annexe 4.

m) Régulation incitative des actions prioritaires

La présente délibération reconduit le mécanisme d'incitation financière au respect des délais d'exécution par RTE d'actions identifiées comme prioritaires.

La liste des actions prioritaires concernées par cette régulation incitative ainsi que les délais d'exécution et les montants de pénalités associés en cas de non-respect des délais figurent au paragraphe 2.9. de la présente délibération. La CRE pourra introduire en cours de TURPE 7 HTB de nouveaux projets prioritaires qui seront soumis à cette régulation incitative, comme présenté au paragraphe 2.9.

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année *N*, au titre de la régulation incitative des actions prioritaires, est égal au montant de la ou des pénalités résultant de l'application de cette régulation, au titre de l'année *N*, dans la limite de -20 M€.

n) Régulation incitative relative aux raccordements

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année N, au titre de la régulation incitative sur les raccordements, est égal à la somme des incitations financières définies au paragraphe 1 de l'annexe 8 pour l'année considérée :

- taux de transmission des PTF dans les délais, dans une limite de +/-7,5 M€ ;
- nombre d'études exploratoires remises dans un délai supérieur à 12 semaines, avec un plancher de -5 M€ ;
- taux de respect des délais inscrits dans la convention de raccordement, dans une limite de +/-10 M€ ;
- capacité créée dans le cadre des S3REnR, dans une limite de +/-10 M€.

o) Régulation incitative pour le développement du recours aux flexibilités

La présente délibération introduit un mécanisme d'incitations financières relative aux flexibilités au service du réseau (cf. partie 2.7.3.).

Le montant retenu pour le calcul du revenu définitif de l'année *N* est égal à :

- l'incitation financière relative au partage des gains permis par le recours aux flexibilités entre RTE et les utilisateurs des réseaux ;
- l'incitation financière relative au déploiement des automates NAZA, dans la limite de +/-5 M€ ;
- l'incitation financière commune à RTE et Enedis pour le recours aux flexibilités au service du réseau, dans la limite de +/-5 M€.

2.4. Apurement du solde du CRCP prévisionnel du TURPE 6 HTB

Le montant de référence pris en compte au titre de l'apurement du solde du CRCP prévisionnel du TURPE 6 HTB est le suivant :

M€ courants	2025	2026	2027	2028
Apurement du solde du CRCP prévisionnel TURPE 6 HTB	364,8	164,1	0,0	0,0

2.5. Incitations financières prises en compte en fin de période tarifaire

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

La présente délibération inclut un mécanisme de régulation incitative des dépenses de R&D (cf. paragraphe 2.8.).

Si le montant total des dépenses de R&D (minoré des subventions) réalisées sur la période 2025-2028 est inférieur aux montants de référence cumulés pris en compte pour l'élaboration du TURPE 7 HTB, la différence sera prise en compte dans le solde du CRCP de fin de période tarifaire.

Les montants de référence pour les dépenses de R&D (minorés des subventions) pris en compte pour l'élaboration du TURPE 7 HTB sont les suivants :

M€ courants	2025	2026	2027	2028
Montant de référence pour les dépenses de R&D (déduction faite des subventions) soumises à la régulation incitative	50,3	58,4	65,1	69,6

La trajectoire de référence sera rebasée de l'inflation réellement constatée, suivant la même méthode que celle utilisée pour les charges nettes d'exploitation incitées prévisionnelles, décrite au paragraphe a) de la partie 2.1. de l'annexe 1.

Cette trajectoire de référence pourra éventuellement être révisée à mi-période.

La transparence et le contrôle de l'efficacité des dépenses associées à la R&D sont assurés, entre autres, par la transmission annuelle à la CRE d'informations techniques et financières pour l'ensemble des projets en cours et terminés.

Ce suivi pourra être soumis à tout audit que la CRE jugera utile.

b) Coûts de réparation des avaries sur des actifs constitutifs de raccordements de parcs éoliens en mer supérieurs à 50 M€

Les charges nettes d'exploitation incitées, présentées au paragraphe a) de la présente annexe incluent une trajectoire de référence nulle au titre des coûts de réparation des avaries sur les ouvrages de raccordements de parcs éoliens en mer. Les risques associés à la matérialisation de ces charges sont couverts par une prime spécifique de rémunération sur les actifs constitutifs de raccordement de parcs éoliens en mer.

Les coûts à la charge par RTE au-delà de 50 M€ sur la période TURPE 7 sont entièrement couverts par le tarif.

Par conséquent, le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année 2028 est :

- nul si le montant du coût de réparation des avaries sur les ouvrages de raccordement de parcs éoliens en mer est inférieur à 50 M€ ;
- égal à la différence entre, d'une part, les coûts de réparation des avaries sur les ouvrages de raccordement des parcs éoliens en mer effectivement à la charge de RTE et, d'autre part, 50 M€, si les coûts de réparation des avaries sur les ouvrages de raccordement des parcs éoliens en mer sont supérieurs à 50 M€.

Ces montants seront calculés après déduction éventuelle des compensations perçues de tiers, y compris les assurances.

c) Charges d'exploitation relatives aux opérations de gestion des actifs incluses au périmètre de la régulation incitative à la maîtrise des coûts unitaires

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif pour les opérations de gestion des actifs incluses au périmètre de la régulation incitative à la maîtrise des coûts unitaires hors fermeture de la boucle locale cuivre est limité à 120 % de la trajectoire prévisionnelle définie ci-dessous et retraitée de l'inflation réalisée (cf. annexe 3).

Si le montant total des charges d'exploitation relatives aux opérations de gestion des actifs incluses au périmètre de la régulation incitative à la maîtrise des coûts unitaires hors fermeture de la boucle locale cuivre réalisées sur la période 2025-2028 est supérieur à 120 % de cette trajectoire prévisionnelle, la

différence entre les charges réalisées et 120 % de cette trajectoire sera prise en compte dans le solde du CRCP de fin de période tarifaire

Les valeurs prévisionnelles pour les charges d'exploitation relatives aux opérations de gestion des actifs incluses au périmètre de la régulation incitative à la maîtrise des coûts unitaires hors fermeture de la boucle locale cuivre sont définies dans le tableau ci-dessous. Elles seront révisées de l'inflation réalisée depuis 2024.

M€ courants	2025	2026	2027	2028
Valeur de référence pour les charges d'exploitation relatives aux opérations de gestion des actifs incluses au périmètre de la régulation incitative à la maîtrise des coûts unitaires hors fermeture de la boucle locale cuivre	169,6	167,8	174,9	182,8

d) Transferts de charges en cas de modification de la doctrine comptable

En cas de modification de la doctrine comptable de RTE entraînant le transfert de charges d'exploitation vers des dépenses d'investissement au cours de période TURPE 7, les montants correspondants seront, le cas échéant, restitués aux utilisateurs du RPT via le CRCP. Tout changement de doctrine comptable fera l'objet d'une information immédiate de la CRE et d'un dossier détaillé transmis à la CRE en fin de période tarifaire. Sur cette base, la CRE calculera les montants à verser au CRCP.

3. Valeurs de référence pour les prévisions de recettes tarifaires

Les valeurs prévisionnelles de recettes perçues par RTE après prise en compte de l'abattement à destination des consommateurs électro-intensifs (cf. partie 3.8.) sont les suivantes :

M€ courants	2025	2026	2027	2028
Valeur de référence pour les recettes tarifaires perçues par RTE après prise en compte de l'abattement à destination des consommateurs électro-intensifs	4 827,6	4 987,2	5 125,4	5 270,0

Annexe 2 (confidentielle) : Régulation incitative des charges relatives à l'avantage en nature énergie

Annexe 3 (confidentielle) : Régulation incitative à la maîtrise des coûts unitaires de la gestion des actifs et des investissements récurrents dans le réseau de RTE

Annexe 4 : Régulation incitative relative à la qualité de service (hors raccordement et flexibilités)

1. Indicateurs incités

1.1. Taux de disponibilité de la plateforme Portail Services de RTE

Calcul	Taux de disponibilité annuel calculé comme la moyenne des 12 taux mensuels du service le plus consulté de chaque mois sur le Portail Services de RTE
Objectif	Objectif de référence : • 98,0 % en 2025 • 98,5 % en 2026 • 99,0 % en 2027 • 99,5 % en 2028
Incitations	• Pénalités : 250 000 € par point de pourcentage en dessous de l'objectif de référence • Bonus : 250 000 € par point de pourcentage en dessus de l'objectif de référence • Valeur plafond/plancher des incitations : ±2,0 M€ • Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1er janvier 2025

1.2. Qualité des prévisions de consommation et de production renouvelable en entrée de la fenêtre opérationnelle

Calcul	Nombre d'heures où la valeur absolue de l'écart entre la prévision de consommation résiduelle (calculée comme la consommation France nette de la production photovoltaïque et de la production éolienne) retenue par RTE en entrée de la fenêtre opérationnelle et le réalisé est inférieure à l'aléa dimensionnant (1663 MW à la hausse et 1280 MW à la baisse à ce jour), divisé par le nombre d'heures total dans l'année. Périmètre : prévisions de consommation France, desquelles seront soustraites les prévisions de production éolienne et solaire, tous niveaux de tension confondus.
Objectif	Objectif de référence : • 2025 : 74 % • 2026 : le maximum entre 74 % et la moyenne du réalisé 2024 et 2025 • 2027 : le maximum entre la cible 2026 et la moyenne du réalisé 2025 et 2026 • 2028 : le maximum entre la cible 2027 et la moyenne du réalisé 2026 et 2027
Incitations	• Pénalités : 100 000 € par point de pourcentage en dessous de l'objectif de base • Bonus : 100 000 € par point de pourcentage en dessus de l'objectif de base • Valeur plafond/plancher des incitations : ±2,5 M€ • Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1er janvier 2025

2. Indicateurs suivis

2.1. Qualité de l'onde de tension

Libellé de l'indicateur	*Calcul de l'indicateur*
Durée annuelle moyenne de dépassement de la borne supérieure de la plage normale de tension.	Pour chaque niveau de tension (HTB 1, HTB 2 et HTB 3) et sur une année calendaire : somme sur l'année calendaire des durées de dépassement (en minutes) de la borne supérieure de la plage normale de tension de l'ensemble des postes de ce niveau de tension divisée par le nombre total des postes de ce niveau de tension (y compris ceux qui n'ont pas été en dépassement sur la période) au 31 décembre de l'année considérée. Borne supérieure de la plage normale : • 400 kV : 420 kV • 225 kV : 245 kV • 150 kV : 165 kV • 90 kV : 97,2 kV • 63 kV : 68 kV
Fréquence annuelle (en %) des séquences de dépassements de tension, au-delà de la borne supérieure de la plage normale de tension.	Pour chaque niveau de tension (HTB 1, HTB 2 et HTB 3) et sur une année calendaire : nombre de séquences de dépassements de tension de la borne supérieure de la plage normale de tension de l'ensemble des postes de ce niveau de tension par année divisé par le nombre total de postes du niveau de tension considéré au 31 décembre de l'année considérée. Borne supérieure de la plage normale : • 400 kV : 420 kV • 225 kV : 245 kV • 150 kV : 165 kV • 90 kV : 97,2 kV • 63 kV : 68 kV

2.2. Continuité d'alimentation

Libellé de l'indicateur	*Calcul de l'indicateur*
Respect des seuils d'engagements contractuels relatifs à la qualité de l'électricité (QdE) pris dans le cadre du CART	RTE s'engage auprès des clients consommateurs et distributeurs sur un nombre de coupures fortuites d'une durée supérieure à 1 seconde* de leurs alimentations sur une période de 3 ans. L'indicateur est annualisé, de façon à correspondre au nombre d'engagements respectés pour un segment donné une année, divisé par le nombre total d'engagements de ce même segment pour cette même période, tel que constaté au 31 décembre d'une année pour une période triennale en cours. Les objectifs de la période triennale sont répartis de façon équivalente entre les trois années pour le calcul de l'indicateur annualisé. L'indicateur est décliné selon les segments : • Clients industriels • Clients ferroviaires • Distributeurs (* en distinguant les coupures inférieures à 3 minutes et celles supérieures ou égales à 3 minutes.)
Énergie non évacuée par les producteurs due aux activités de RTE sur le réseau public de transport	Volume annuel d'énergie non évacuée (ENE) par les producteurs EnR due aux activités de RTE sur le réseau public de transport en MWh, distingué par motif (réseau complet, travaux programmés, perte d'ouvrage) et par niveau de tension et acteur (HTB, HTA Enedis, HTA ELD).
Taux de respect des dates et de la durée des travaux planifiés par RTE et sur le réseau public de transport pour les clients industriels	Pour tous les travaux planifiés par RTE sur le RPT impactant les clients industriels : nombre de replanifications (changement de date ou de durées) à la demande de RTE sur une année calendaire divisé par le nombre d'interventions coordonnées entre RTE et les clients industriels sur la même année calendaire.
Fréquence annuelle de coupure pour les producteurs	Nombre de coupures brèves et longues subies par les producteurs raccordés en HTB sur une année calendaire, divisé par le nombre de sites de production raccordés en HTB au 31 décembre de cette même année.

2.3. Comptage

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur
Respect annuel des délais d'intervention de dépannage sur compteurs	Total du nombre de jours de retards sur les dépannages sur une année calendaire, au regard de l'engagement d'un délai de réparation de 3 jours ouvrés au maximum. L'indicateur est calculé en comptabilisant le nombre de jours de retards pour l'ensemble des points de comptage. Par exemple : une installation comprenant 1 Point de Comptage (PdC), dépannée en 5 jours ouvrés entraîne l'incrémentation de l'indicateur de 2 jours (1 PdC x 2 jours de retard). Une installation comprenant 3 Points de Comptage, dépannée en 4 jours ouvrés entraîne l'incrémentation de l'indicateur de 3 jours (3 PdC x 1 jour de retard).

2.4. Réclamation

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur
Taux annuel de traitement d'une réclamation sous 30 jours	Nombre de réclamations, sur une année calendaire, ayant fait l'objet d'une réponse définitive envoyée sous 30 jours calendaires à compter de la réception de la réclamation par RTE rapporté au nombre de réclamations reçues par RTE sur cette même année calendaire. Uniquement les réclamations portant sur la gestion de la relation avec les clients réseaux et marchés de RTE, et écrites par courrier ou par e-mail.

2.5. Mécanisme de capacité

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur
Qualité du niveau de capacité effectif (NCE) au titre du mécanisme de capacité	Qualité du niveau de capacité effectif = 100 *(1 - (Taux de l'écart du niveau du NCE)) Où Taux de l'écart du niveau du NCE = Valeur absolue de l'écart entre le niveau de capacité effectif définitif global France calculé en année de livraison AL+3 et le niveau de capacité effectif estimé global France calculé en AL+1, divisé par le niveau de capacité effectif définitif global France calculé en AL+1.
Qualité de l'obligation de capacité transmise aux acteurs au titre du mécanisme de capacité	Qualité de l'obligation de capacité transmise aux acteurs = 100 *(1 - (Taux de l'écart du niveau de l'obligation de capacité) Où Taux de l'écart du niveau de l'obligation de capacité = Valeur absolue de l'écart entre le niveau de l'obligation de capacité définitif global France calculé en AL+3 et le niveau de l'obligation de capacité estimé global France calculé en AL+1, divisé par le niveau de l'obligation de capacité définitif global France calculé en AL+3.
Taux annuel de respect des délais de certification à l'Exploitant de Capacité (EDC)	Nombre, sur une année calendaire, de transmissions par RTE du contrat de certification à l'Exploitant de Capacité (EDC) dans le délai prévu (15 jours ouvrés après la date de réception conforme pour les demandes de certification, 20 jours ouvrés après la date de réception conforme pour les demandes de rééquilibrage), divisé par le nombre total de contrats transmis dans cette même année.

2.6. Équilibrage

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur
Qualité des prévisions de consommation et de production renouvelable en J-1	Nombre d'heures où la valeur absolue de l'écart entre la prévision de consommation résiduelle (calculée comme la consommation France nette de la production photovoltaïque et de la production éolienne) publiée par RTE en J-1 est inférieure à l'aléa dimensionnant (1 663 MW à la hausse et 1 280 MW à la baisse à ce jour), divisé par le nombre d'heures total dans l'année. En cas de réactualisation de la prévision en J-1, la dernière mise à jour sera retenue pour le calcul de l'indicateur.
Volume des contre-ajustements effectués par RTE sur les activations pour cause marge et les activations de réserve tertiaire	Volume en GWh, cumulé sur l'année, des contre-ajustements (*i.e.* les ajustements effectués par RTE qui vont à l'inverse de la tendance du système électrique) sur les activations pour cause marges et pour cause P=C en considérant le sens du déséquilibre du système à une granularité 5 minutes. La tendance est à la hausse si le déséquilibre global du système électrique français est négatif ou nul et à la baisse dans le cas contraire. Le déséquilibre du système correspond à la somme des énergies activées pour les besoins de RTE (services système fréquence, mécanisme d'ajustement, plateformes européennes pour l'échange d'énergie d'équilibrage, solde des déséquilibres) et des écarts finaux aux frontières.
Délai moyen de certification pour la réserve secondaire	Nombre de jours cumulés, sur tous les dossiers pour lesquels RTE a émis un procès-verbal de certification pour la réserve secondaire au cours de l'année, entre la demande de l'acteur (marqué par l'envoi du dossier) et l'émission du procès-verbal de certification par RTE, divisé par le nombre de procès-verbaux émis durant l'année.

Annexe 5 (confidentielle) : Régulation incitative portant sur le prix d'achat des charges liées à la compensation des pertes pour le TURPE 7 HTB

Annexe 6 : Régulation incitative relative aux interconnexions

1. Incitation sur le critère CEP 70 %

Calcul	Pour chaque frontière et région incluse dans le périmètre de ce mécanisme de régulation, capacité mise à disposition observée sur la frontière, calculée pour chaque pas de temps selon les principes de la *Smart Compliance* utilisée par la CRE dans son rapport annuel sur la mise en œuvre du seuil minimal de 70 % aux frontières françaises.
Périmètre	○ Région Core (Allemagne, Belgique et Irlande) puis avec la région Central Europe (Allemagne, Belgique, Irlande et Italie)[89] ○ Frontière avec l'Espagne • Pas de temps de l'année non exclus au titre de la *Smart Compliance* • Echéance journalière
Indicateur	Core : $$D_{Core} = (\%\ capacités\ mises\ à\ disposition_{Core} - 70\%) \times \left(\frac{Nb\ de\ pas\ de\ temps\ non\ exclus\ au\ titre\ de\ la\ Smart\ Compliance_{Core}}{Nb\ total\ de\ pas\ temps\ sur\ l'année\ avec\ le\ calcul\ de\ capacité\ en\ vigueur}\right)$$ Avec $\%\ capacités\ mises\ à\ disposition_{Core} = \min\ (MACZT_{CNEC\ françaises\ limitantes})$ *MACZT* : Marge disponible pour les échanges entre zones telle que calculée lors du calcul de capacité journalier de la région Core. Central Europe : $$D_{Central\ Europe} = \left(\%\ capacités\ mises\ à\ disposition_{Central\ Europe} - 70\%\right) \times \left(\frac{Nb\ de\ pas\ de\ temps\ non\ exclus\ au\ titre\ de\ la\ Smart\ Compliance_{Central\ Europe}}{Nb\ total\ de\ pas\ temps\ sur\ l'année\ avec\ le\ calcul\ de\ capacité\ en\ vigueur}\right)$$ Avec $\%\ capacités\ mises\ à\ disposition_{Central\ Europe} = \min\ (MACZT_{CNEC\ françaises\ limitantes})$ *MACZT* : Marge disponible pour les échanges entre zones telle que calculée lors du calcul de capacité journalier de la région Central Europe. Espagne : $$D_{Espagne} = (\%\ capacités\ mises\ à\ disposition_{FR-ES} - 70\%) \times \left(\frac{Nb\ de\ pas\ de\ temps\ non\ exclus\ au\ titre\ de\ la\ Smart\ Compliance_{FR-ES}}{Nb\ total\ de\ pas\ temps\ sur\ l'année}\right)$$ Avec $$\%\ capacités\ mises\ à\ disposition_{FR-ES} = \min\left(100\%\ ;\ \max\left(\left(MACZT_{CNEC\ française\ limitante}\right);\ 40\%\right)\right)$$

[89] Le calcul de capacité journalier de la région Central Europe remplacera le calcul de capacité journalier de la région Core. A cette date, l'indicateur Core sera remplacé par l'indicateur Central Europe. A partir de la mise en service de l'interconnexion Celtic, la frontière France-Irlande sera intégrée au calcul de capacité journalier de la région Core ou de la région Central Europe le cas échéant.

	MACZT : Marge disponible pour les échanges entre zones telle que calculée lors du calcul de capacité journalier de la région Europe du sud-ouest.
Objectif	Objectif de référence s'appliquant pour la région Core (puis pour la région Central Europe) et la frontière avec l'Espagne : • 2025 : 70 % • 2026 : 70 % • 2027 : 70 % • 2028 : 70 %
Incitations	• Pour chaque frontière ou région, l'incitation est calculée comme une pénalité/un bonus correspondant à 150 k€ par point en dessous/au-dessus de l'objectif de référence, pondéré(e) par le nombre de pas de temps non exclus au titre de la *Smart Compliance* rapporté au nombre total de pas de temps dans l'année. • L'incitation est plafonnée pour l'ensemble des frontières à +/-10 M€ par an : $$Incitation_N = \sum_{Core,Central\ Europe,Espagne} D_i * 150\ k€$$ • Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1er janvier 2025

2. Incitation sur la disponibilité des ouvrages en courant continu

Calcul	Pour chaque ouvrage d'interconnexion à courant continu, calcul du taux de disponibilité annuelle.
Périmètre	• Pour chaque ouvrage d'interconnexion à courant continu en service et exploité par RTE, la capacité technique est précisée ci-après : ○ IFA2000 : 2 000 MW ○ IFA2 : 1 014 MW ○ Savoie-Piémont : 1 200 MW ○ Baixas-Santa Llogaia : 2 000 MW ○ Pour les ouvrages dont la date de mise en service est prévue pendant le TURPE 7 (Golfe de Gascogne et Celtic), les capacités techniques seront celles connues au moment de la mise en service des ouvrages. • Les durées de réduction de la disponibilité attribuables spécifiquement au GRT étranger (par ex. en cas d'avaries sur les ouvrages exploités par l'autre GRT ou de maintenances non mutualisées avec des maintenances de RTE) sont retraitées du calcul de l'indicateur, sous réserve de justifications appropriées de la part de RTE. • L'impact des événements exceptionnels, tels que précisés ci-après, est retraité du calcul de l'indicateur, sous réserve de justifications appropriées de la part de RTE.
Indicateur	$$Incitation\ HVDC_{interconnexion}\ (M€) = (disponibilité\ observée_{interconnexion} - disponibilité\ cible_{interconnexion}) * 100k€$$

	En cas de mise en service en cours d'année, l'incitation est calculée à partir de la mise en service, et non sur l'année entière.
Objectif	Disponibilité cible pour les HVDC en service hors IFA 2000 • 2025 : 96 % • 2026 : 96 % • 2027 : 96 % • 2028 : 96 % Disponibilité cible pour IFA 2000 • 2025 : 92 % • 2026 : 92 % • 2027 : 92 % • 2028 : 92 %
Incitations	• Pénalités : 100 k€ par point en dessous de l'objectif de référence • Bonus : 100 k€ par point au-dessus de l'objectif de référence • Valeur plafond/plancher des incitations : ±1 M€/an/interconnexion. $Incitation_N = \sum_{interconnexion\ HVDC} Incitation\ HVDC_{interconnexion}$ • Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1er janvier 2025
Évènements exceptionnels	Dans le cadre de la régulation incitative de la disponibilité des interconnexions à courant continu, sont considérés comme des événements exceptionnels : • les destructions dues à des actes de guerre, émeutes, pillages, sabotages, attentats, atteintes délictuelles ; • les dommages causés par des faits accidentels et non maîtrisables, imputables à des tiers, tels que les incendies, explosions, chutes d'avion ; • les catastrophes naturelles au sens de la loi n° 82-600 du 13 juillet 1982 modifiée ; • les mises hors service d'ouvrages décidées par les pouvoirs publics pour des motifs de sécurité publique ou de police dès lors que cette décision ne résulte pas du comportement ou de l'inaction du gestionnaire de réseau public d'électricité.

Annexe 7 : Régulation incitative relative à la qualité d'alimentation

1. Événements exceptionnels

Dans le cadre de la régulation incitative de la continuité d'alimentation, sont considérés comme des événements exceptionnels :

- les destructions dues à des actes de guerre, émeutes, pillages, sabotages, attentats, atteintes délictuelles ;
- les dommages causés par des faits accidentels et non maîtrisables, imputables à des tiers, tels que les incendies, explosions, chutes d'avion ;
- les catastrophes naturelles au sens de la loi n° 82-600 du 13 juillet 1982 modifiée ;
- l'indisponibilité soudaine, fortuite et simultanée de plusieurs installations de production raccordées au réseau public de transport, dès lors que la puissance indisponible est supérieure à ce que prévoit l'application des règles de sûreté mentionnées à l'article 28 du cahier des charges type de concession du réseau public de transport d'électricité (annexé au décret n° 2006-1731 du 23 décembre 2006) ;
- les mises hors service d'ouvrages décidées par les pouvoirs publics pour des motifs de sécurité publique ou de police dès lors que cette décision ne résulte pas du comportement ou de l'inaction du gestionnaire de réseau public d'électricité ;
- les phénomènes atmosphériques d'une ampleur exceptionnelle, au regard de leur impact sur les réseaux, caractérisés par une probabilité d'occurrence annuelle inférieure à 5 % pour la zone géographique considérée dès que, lors d'une même journée et pour la même cause, au moins 100 000 consommateurs finals alimentés par le réseau public de transport et/ou par les réseaux publics de distribution sont privés d'électricité. Dans les zones insulaires non interconnectées aux réseaux électriques continentaux ayant moins de 100 000 clients, le seuil de 100 000 clients susmentionné est abaissé à la moitié du nombre de clients raccordés dans la zone concernée.

2. Définition des indicateurs incités

	TURPE 7 HTB
Temps de coupure équivalent annuel	
Calcul	La durée moyenne de coupure de l'année N en HTB (TCE_N) est définie comme le ratio (i) du total de l'END de l'année N par (ii) puissance moyenne acheminée de l'année N. $$TCE_N = \frac{Total\ de\ l'END de\ l'année\ N\ \times\ 60}{PMDA\ (hors\ pertes) de\ l'année\ N}$$ END : énergie non distribuée, exprimée en MWh. L'énergie non distribuée est déterminée hors incidents consécutifs aux événements exceptionnels. Le calcul de l'énergie non distribuée inclut les délestages pour des causes liées au réseau public de transport et les coupures fortuites (de plus de 3 minutes). PMDA : puissance moyenne acheminée, exprimée en MW. La puissance moyenne acheminée est obtenue en divisant la valeur de l'énergie acheminée (hors pertes) dans l'année par 8 760 heures (ou 8 784 heures si l'année N est une année bissextile).
Périmètre	Clients industriels (hors ferroviaire et EURODIF) et GRD.
Date de mise en œuvre	1er janvier 2025
Objectif	2,9 minutes / an (constant sur la période)
Incitation	+/- 19 M€/min
Fréquence moyenne de coupure annuelle	
Calcul	La fréquence moyenne de coupure de l'année N en HTB (FMC_N) est définie comme le ratio (i) du nombre de coupures longues et brèves sur l'année N par (ii) le nombre d'installations au 31 décembre de l'année N. $$FMC_N = \frac{Nombre\ de\ coupures\ longues\ et\ brèves\ sur\ l'année\ N}{Nombre\ d'installations\ au\ 31\ décembre\ de\ l'année\ N}$$ Coupure longue : coupure de l'alimentation d'une installation pendant une durée supérieure à 3 minutes. Coupure brève : coupure de l'alimentation d'une installation pendant une durée comprise entre 1 seconde et 3 minutes.
Périmètre	Clients industriels (hors ferroviaire et EURODIF) et GRD.
Date de mise en œuvre	1er janvier 2025
Objectif	0,38 coupure / an (constant sur la période)
Incitation	+/- 119 M€/coupure par installation
Plafond/plancher global	**+/-50 M€**
Forme de l'incitation	**Symétrique dans la limite du plafond/plancher pour la somme des effets financiers des deux indicateurs Versement au travers du CRCP**

3. Modalités de suivi

RTE transmet chaque année à la CRE un bilan de l'application du mécanisme incluant les informations suivantes, relatives à l'année précédente :

- la durée moyenne annuelle de coupure toutes causes confondues ;
- la durée moyenne annuelle de coupure hors événements exceptionnels ;
- la durée moyenne annuelle de coupure consécutive aux délestages toutes causes confondues ;
- la durée moyenne annuelle de coupure consécutive aux délestages hors événements exceptionnels ;
- la fréquence moyenne annuelle de coupure toutes causes confondues ;
- la fréquence moyenne annuelle de coupure hors événements exceptionnels ;
- pour chaque événement exceptionnel de l'année (cf. définition au paragraphe 1) : tout élément permettant de justifier le caractère exceptionnel de l'événement, l'énergie non distribuée, le nombre de coupures longues et brèves lors de l'événement ainsi que tout élément permettant d'apprécier la rapidité et la pertinence des mesures prises par RTE pour rétablir les conditions normales d'exploitation ;
- une description du déroulé, des causes et du retour d'expérience pour chacune des coupures de plus de 100 MWh (hors événements exceptionnels).

Annexe 8 : Régulation incitative relative aux raccordements

1. Indicateurs incités

1.1. Taux de transmission des PTF dans les délais

Calcul	Pour chacun des segments suivants : « producteurs », « GRD », « consommateurs » et « stockeurs », l'indicateur est calculé comme le nombre de PTF transmises dans un délai inférieur ou égal à trois mois sur l'année calendaire, divisé par le nombre total de PTF transmises durant l'année calendaire. Les PTF sont comptabilisées pour l'année à laquelle elles ont été transmises. Les périodes suivantes sont suspendues pour le calcul de l'indicateur : • la période d'instruction d'une adaptation/révision des S3REnR : l'article D. 342-23 du code de l'énergie prévoit qu'en cas de saturation d'un ou plusieurs ouvrages du schéma, le délai de traitement d'une demande de raccordement sur ces ouvrages est suspendu jusqu'à adaptation ou révision du schéma ; • la période d'instruction des ORReM (offres de raccordements mutualisés destinées aux consommateurs/GRD – cf. art L. 342-2 du code de l'énergie) : dans le cas où il apparait nécessaire d'établir une zone d'anticipation mutualisée, la réglementation prévoit que RTE établisse la solution de raccordement mutualisé et sollicite l'approbation de la CRE pour cette anticipation. RTE pourrait être amené à geler l'instruction des PTF concernées par l'ORReM dans l'attente de cette approbation. Les modalités de ce gel devront être concertées avec les acteurs et intégrées à la procédure de RTE approuvée par la CRE ; • la période couvrant l'exercice de modification, par le préfet, de la file d'attente (cf. art. 28 de la loi APER) : en cas de recours à cet exercice, RTE gèle l'instruction des PTF dans les zones concernées à compter de la date de saisine du préfet dans l'attente de la décision du préfet. En cas de décision de reclassement des demandes de la zone par le préfet, RTE transmet, dans un délai de 3 mois à compter de la notification de la décision du préfet, les PTF aux utilisateurs concernés. Dans ce cas, le délai correspondant est remis à zéro pour le calcul de l'indicateur. En cas de décision de ne pas reclasser les demandes de raccordement ou en l'absence de décision par le préfet dans un délai de 4 mois, RTE reprend l'instruction des PTF commencées avant la saisine du préfet. Dans ce cas, le délai est suspendu pendant la période d'instruction par le préfet. De plus, le délai de transmission d'une PTF est remis à zéro au moment de l'acceptation par un demandeur tiers d'une PTF ayant un impact sur la solution de raccordement du demandeur, tel que défini dans la Documentation Technique de Référence. Le délai de trois mois est remplacé par le délai convenu avec le demandeur en cas d'accord écrit du client. RTE tiendra un suivi exhaustif de ces accords écrits.
Périmètre	Intégralité des demandes de raccordement reçues par RTE, tous segments confondus, hors CTRP.
Objectif	Objectif de référence, pour chacun des quatre segments « producteurs », « GRD », « consommateurs » et « stockeurs » : • 75 % en 2025 • 80 % en 2026 • 85 % en 2027 • 90 % en 2028
Incitations	• Pénalités : 75 000 € par point de pourcentage en dessous de l'objectif par segment • Bonus : 75 000 € par point de pourcentage au-dessus de l'objectif par segment

	• Valeur plafond/plancher annuelle des incitations, commune pour les quatre segments : ± 7,5 M€ • Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1er janvier 2025

1.2. Nombre d'études exploratoires remises dans un délai supérieur à 12 semaines

Calcul	Nombre d'études exploratoires remises dans un délai supérieur à 12 semaines. Les études exploratoires sont comptabilisées pour l'année à laquelle elles ont été transmises. Le délai de 12 semaines est remplacé par le délai convenu avec le demandeur en cas d'accord écrit du client. RTE tiendra un suivi exhaustif de ces accords écrits. Dans le cas où le client modifie sa demande d'étude exploratoire, le délai de traitement de l'étude correspondante est remis à zéro. Par ailleurs, RTE opérera un suivi du taux d'études exploratoires remises dans un délai supérieur à 12 semaines, en le déclinant par segments : • Producteurs • GRD • Consommateurs • Stockeurs
Périmètre	Intégralité des demandes d'études exploratoires reçues par RTE, tous segments confondus.
Objectif	Cible : aucune étude exploratoire transmise dans un délai supérieur à 12 semaines
Incitations	Pénalités : • 3 000 € par étude exploratoire remise dans un délai supérieur à 12 semaines en 2026 • 6 000 € par étude exploratoire remise dans un délai supérieur à 12 semaines en 2027 • 8 000 € par étude exploratoire remise dans un délai supérieur à 12 semaines en 2028 • Valeur plancher annuelle des incitations : -5 M€ • Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1er janvier 2026

1.3. Régulation incitative sur le respect des délais inscrits dans la convention de raccordement

Calcul	**Taux de respect des délais inscrits dans la convention de raccordement :** Nombre de raccordements hors CTRP mis à disposition du client dans les délais inscrits dans la convention de raccordement, divisé par le nombre total de raccordements hors CTRP mis à disposition dans une année calendaire. Le délai prévu dans la convention de raccordement est remplacé par le délai convenu avec le demandeur en cas d'accord écrit du client (notamment via un avenant à la convention de raccordement ou à défaut par des échanges de courriers ou de mails). RTE tiendra un suivi exhaustif de ces accords écrits. Par ailleurs, RTE opérera un suivi de l'indicateur en le déclinant par segments : • Producteurs éoliens en mer • Producteurs EnR terrestres • GRD • Consommateurs • Stockeurs **Taux de respect des délais inscrits dans la convention de raccordement + 30 jours :** Nombre de raccordements hors CTRP mis à disposition du client dans les délais inscrits dans la convention de raccordement + 30 jours, divisé par le nombre total de raccordements hors CTRP mis à disposition dans une année calendaire. Le délai prévu dans la convention de raccordement + 30 jours est remplacé par le délai convenu avec le demandeur + 30 jours en cas d'accord écrit du client (notamment via un avenant à la convention de raccordement ou à défaut par des échanges de courriers ou de mails). RTE tiendra un suivi exhaustif de ces accords écrits. Par ailleurs, RTE opérera un suivi de l'indicateur en le déclinant par segments : • Producteurs éoliens en mer • Producteurs EnR terrestres • GRD • Consommateurs • Stockeurs
Périmètre	Intégralité des raccordements, tous segments confondus.
Objectif	Objectif de référence pour l'indicateur « **Taux de respect des délais inscrits dans la convention de raccordement** » : • 90 % en 2025 • 91,7 % en 2026 • 93,3 % en 2027 • 95 % en 2028 Objectif de référence pour l'indicateur « **Taux de respect des délais inscrits dans la convention de raccordement + 30 jours** » : • 95 % en 2025 • 95 % en 2026 • 95 % en 2027 • 95 % en 2028
Incitations	**Taux de respect des délais inscrits dans la convention de raccordement :** • Pénalités : 200 000 € par pourcentage en dessous de l'objectif de base

	• Bonus : 200 000 € par pourcentage en dessus de l'objectif de base **Taux de respect des délais inscrits dans la convention de raccordement + 30 jours :** • Pénalités : 200 000 € par pourcentage en dessous de l'objectif de base • Valeur plancher/plafond des incitations conjointe aux deux indicateurs : ± 10 M€ • Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1er janvier 2025

1.4. Capacité créée dans le cadre des S3REnR

Calcul	Différence entre la capacité de postes sources créée dans le cadre des S3REnR et la trajectoire avec ajustement statistique, en MW.
Périmètre	Capacité créée pour le raccordement aux réseaux de transport et distribution de nouveaux producteurs EnR dans le cadre des S3REnR.
Objectif	Trajectoire de projets prioritaires (en MW de capacité créée), capacité brute créée sur les réseaux de transport et distribution entre le 1er janvier 2025 et : • le 31 décembre 2025 : 1 120 • le 31 décembre 2026 : 2 674 • le 31 décembre 2027 : 4 230 • le 31 décembre 2028 : 6 750 Trajectoire avec ajustement statistique (en MW de capacité créée), capacité brute créée sur les réseaux de transport et distribution entre le 1er janvier 2025 et : • le 31 décembre 2025 : 952 • le 31 décembre 2026 : 2 226 • le 31 décembre 2027 : 3 456 • le 31 décembre 2028 : 5 371
Incitations	• Pénalités : 10 000 € par MW créé en dessous de la trajectoire avec ajustement statistique • Bonus : 10 000 € par MW créé au-dessus de la trajectoire avec ajustement statistique. • Aucun bonus si la capacité créée est supérieure à la trajectoire de projets prioritaires • Valeur plafond/plancher des incitations : ±10 M€ • Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1er janvier 2025

2. Indicateurs suivis

2.1. Délais et coûts de raccordement

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur
Taux de respect des délais inscrits dans la proposition technique et financière (PTF)	Nombre de raccordements mis à disposition du client dans les délais inscrits dans la Proposition Technique et Financière (PTF) ou ses avenants, divisé par le nombre total de raccordements mis à disposition dans une année calendaire. RTE opérera un suivi de l'indicateur en le déclinant par segments : • Producteurs éoliens en mer • Producteurs EnR terrestres • GRD • Consommateurs • Stockeurs Périmètre : intégralité des raccordements.
Taux de respect des coûts inscrits dans la convention de raccordement	Nombre de raccordements ayant été mis à disposition avec un coût inférieur ou égal au coût inscrit dans la convention de raccordement ou ses avenants divisé par le nombre total de raccordements mis à disposition sur une année calendaire. Périmètre : intégralité des raccordements, hors affaires à coût nul.
Taux de respect des coûts inscrits dans la PTF (+/-15 %)	Nombre de raccordements ayant été mis à disposition avec un coût se situant à +/-15 % du coût inscrit dans la proposition technique et financière, divisé par le nombre total de raccordements mis à disposition sur une année calendaire. Périmètre : intégralité des raccordements, hors affaires à coût nul.
Délais moyens de raccordement entre la signature de la CR et la mise à disposition du raccordement	Délai moyen de raccordement entre la signature de la convention de raccordement et la mise à disposition du raccordement décliné en 5 segments : • Producteurs éoliens en mer • Producteurs EnR terrestres • GRD • Consommateurs • Stockeurs Périmètre : ensemble des affaires, à l'exclusion des raccordements sans création d'actif.
Délais moyens de raccordement entre la signature de la PTF et la mise à disposition du raccordement	Délai moyen de raccordement entre la signature de la proposition technique et financière et la mise à disposition du raccordement décliné en 5 segments : • Producteurs éoliens en mer • Producteurs EnR terrestres • GRD • Consommateurs • Stockeurs Périmètre : ensemble des affaires, à l'exclusion des raccordements sans création d'actif.

2.2. Délais de transmission des études préalables au raccordement

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur
Délai moyen de remise des études d'insertion	Délai moyen de remise des études d'insertion, entre la date de la demande et la date de la transmission Périmètre : intégralité des études d'insertion transmises sur une année calendaire.
Nombre de PTF transmises dans un délai supérieur à 6 mois	Nombre de PTF transmises dans un délai supérieur à 6 mois Périmètre : intégralité des PTF transmises sur une année calendaire
Délai moyen de remise des études exploratoires	Délai moyen de remise des études exploratoires, entre la date de la demande et la date de transmission, décliné en 4 segments : • Consommateurs • GRD • Producteurs • Stockeurs Périmètre : intégralité des études exploratoires transmises sur une année calendaire.

2.3. Outil de visualisation Caparéseau

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur
Nombre de réclamations sur la plateforme Caparéseau	Nombre de réclamations sur une année calendaire (déclinées en trois sous-catégories) : • Réclamations relatives aux données de localisation • Réclamations relatives aux données de capacité • Accessibilité de la donnée Périmètre : réclamations réalisées par les demandeurs. RTE précisera aux utilisateurs du réseau les modalités selon lesquelles des réclamations peuvent être formulées.
Taux de traitement des réclamations de la plateforme Caparéseau	Nombre de réclamations traitées dans un délai inférieur à 30 jours divisé par le nombre total de réclamations traitées sur une année calendaire Périmètre : réclamations réalisées par les demandeurs. RTE précisera aux utilisateurs du réseau les modalités selon lesquelles des réclamations peuvent être formulées.

Annexe 9 : Régulation incitative pour le développement du recours aux flexibilités

La présente annexe décrit les indicateurs de suivi en matière de régulation incitative pour le développement du recours aux flexibilités.

1. Volume d'énergie limitée dans le cadre des offres de raccordement flexible

Calcul	Somme de l'énergie limitée dans le cadre d'offres de raccordement flexible (en kWh), par niveau de tension et type d'actif
Périmètre	Distinction entre les niveaux de tension de raccordement : HTB 3, HTB 2 et HTB 1 Distinction entre les types d'actifs limités : producteur photovoltaïque, producteur éolien, stockage, autre actif
Suivi	• Fréquence de calcul : mensuelle • Fréquence de remontée à la CRE : annuelle • Fréquence de publication : annuelle
Date de mise en œuvre	1er janvier 2025

2. Volume d'énergie écrêtée via les automates NAZA

Calcul	Somme de l'énergie écrêtée via les automates NAZA (en kWh), par niveau de tension
Suivi	• Fréquence de calcul : mensuelle • Fréquence de remontée à la CRE : annuelle • Fréquence de publication : annuelle
Date de mise en œuvre	1er janvier 2025

Annexe 10 : Évolutions de factures modélisées

La CRE a simulé les évolutions de factures TURPE générées par l'application des grilles tarifaires TURPE 7 au 1er août 2025, par comparaison avec les grilles TURPE 6 en vigueur depuis le 1er février 2025.

La méthode de calcul de la composante de soutirage retenue pour le TURPE 7 HTB restant globalement inchangée par rapport à celle du TURPE 6 HTB, les grilles illustratives détaillées dans la partie 5 de la présente délibération présentent des évolutions maîtrisées, en particulier s'agissant de la répartition entre part puissance et part énergie. La CRE a calculé les évolutions de facture de TURPE découlant de ces grilles. Les calculs sont réalisés en comparant, pour un portefeuille de clients, la facture du TURPE optimisée (sur la base des différentes formules tarifaires d'acheminement disponibles) issue de l'application des grilles de TURPE 6 du 1er février 2025 et celle issue de l'application des grilles du TURPE 7 HTB, à comportement de soutirage et puissance souscrite constants.

Pour les domaines de tension HTB 1 et HTB 2, les points de livraison peuvent être regroupés par secteur d'activité. Les évolutions des grilles de soutirage se traduisent ainsi sur les factures des utilisateurs de réseau de façon différenciée en fonction de leur profil de consommation et de leur durée d'utilisation du réseau.

Les évolutions de facture du TURPE 7 HTB liée à la composante de soutirage induites par la méthode retenue sont d'une ampleur limitée, à la hausse comme à la baisse. Les hausses de facture du TURPE 7 HTB maximales seront de +4,1 % en HTB 1 et +3,5 % en HTB 2, et s'appliqueront à une part très faible des utilisateurs du réseau. Ainsi, environ 2 % des utilisateurs HTB 1 et 0,5 % des utilisateurs HTB 2 verront leur facture augmenter de plus de 2 %.

En parallèle, environ 2 % des utilisateurs HTB 1 et 3 % des utilisateurs HTB 2 verront leur facture baisser de plus de 2 %.

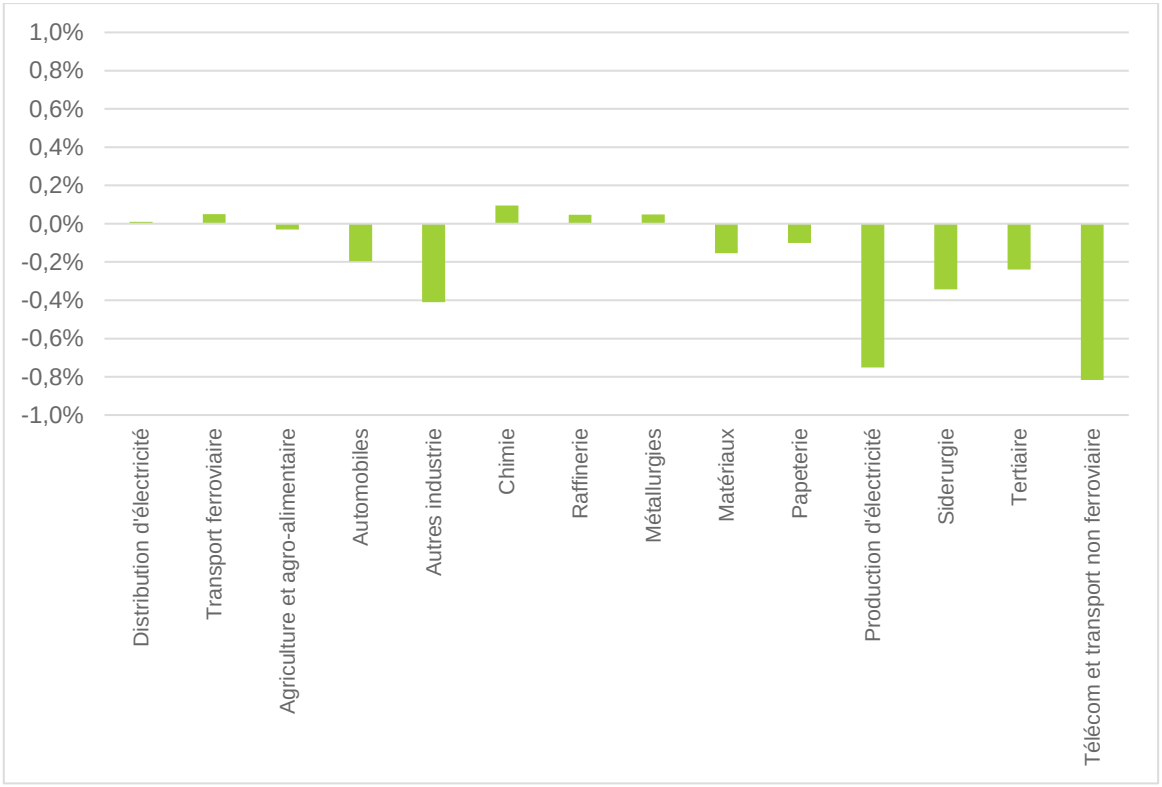

Figure 17. Evolutions de facture HTB (intégrant l'abattement électro-intensif) entre les grilles TURPE 6 HTB au 1er février 2025 et les grilles TURPE 7 HTB au 1er août 2025

Annexe 11 : Méthode utilisée pour calculer la composante de soutirage et la composante d'injection-soutirage

1. Composante de soutirage

1.1. Rappel de la méthode TURPE 6

Les grilles tarifaires sont définies sur la base d'une allocation des coûts supportés par les gestionnaires de réseaux aux différents utilisateurs, afin que le tarif payé par chaque utilisateur reflète au mieux le coût de réseau qu'il génère, tout en prenant en compte les objectifs de lisibilité et de progressivité de l'évolution des tarifs. Ce principe permet de transmettre aux utilisateurs un signal tarifaire pertinent visant à optimiser à moyen terme les besoins d'investissements et les charges d'exploitation des réseaux, au bénéfice des consommateurs.

Cette allocation des coûts prend en compte le fait que chaque utilisateur utilise non seulement le niveau de tension auquel il est raccordé, mais aussi, en cascade, les niveaux de tension situés en amont (cascade des coûts). Cette allocation est réalisée à partir d'un « découpage » du réseau par poche. Une poche de réseau regroupe l'ensemble des ouvrages de réseau d'un domaine de tension connectés en aval d'un poste de transformation. En cas de connexion à plusieurs postes amont, l'ouvrage est associé au poste le plus proche selon la distance électrique[90]. Chaque poche représente ainsi un ensemble d'ouvrages de réseau cohérent localement. Le nombre de poches au sein de chaque niveau de tension dépend directement du nombre de postes de transformation entre différents niveaux de tension. Schématiquement, on peut représenter le réseau de la manière suivante :

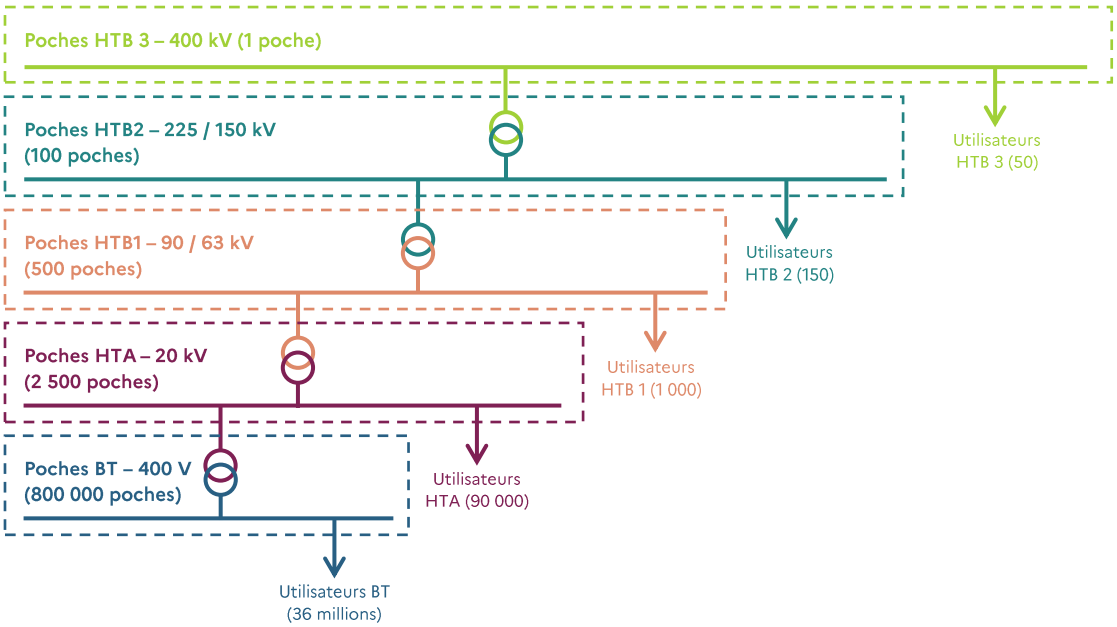

Figure 18. Découpage du réseau en poches (ordres de grandeur, périmètre RTE et Enedis)

Pour rappel, la méthode appliquée dans le TURPE 6 est fondée, pour les niveaux de tension HTB 1 et 2, HTA et BT, sur les grandes étapes suivantes :

- Étape 1 : étude économétrique des coûts d'infrastructure. Cette première étape consiste, à partir de l'analyse des données (flux réalisés passés et infrastructures de réseau existantes) de chaque poche de réseau, à :
    - reconstituer le coût annualisé de chaque poche ;
    - déterminer les variables étant les plus à même d'expliquer ces coûts ;

[90] Les poches regroupent les ouvrages de réseau par leur proximité en termes d'impédance.

- en déduire une fonction de coût, permettant d'obtenir des coûts marginaux dépendant des différents inducteurs de coûts.

- Étapes 2 et 2 bis : pour les deux principaux inducteurs de coûts retenus par la CRE (nombre d'utilisateurs et puissance dimensionnante[91] transitant dans chaque poche), l'étape suivante consiste à transformer les coûts marginaux (i.e. le coût d'un consommateur supplémentaire à puissance dimensionnante constante, et le coût d'un kW de puissance dimensionnante supplémentaire à nombre de consommateurs constant) en coefficients tarifaires, en considérant un large échantillon d'utilisateurs représentatifs, dont l'utilisation du réseau heure par heure est connue. Les différentes options tarifaires sont construites sur un principe de versionnage par durée d'utilisation (courte, moyenne et longue utilisation). Le coût marginal d'un nouveau client vient alimenter la part puissance (exprimée en €/kW), tandis que le coût marginal de la puissance foisonnée est réparti entre une part à la puissance et une part à l'énergie (en €/kWh).
- Étape 3 – répercussion des coûts annexes : cette étape consiste à prendre en compte les coûts annexes (pertes, réserves, etc.) non intégrés à la fonction de coût établie en étape 1, et à les répercuter aux consommateurs en les intégrant aux coefficients tarifaires obtenus aux étapes 2 et 2 bis.

La méthodologie TURPE 6 est présentée de manière détaillée en annexe 7 dans la délibération TURPE 6 HTB. Les principales étapes de la méthode sont représentées dans la vision d'ensemble ci-dessous :

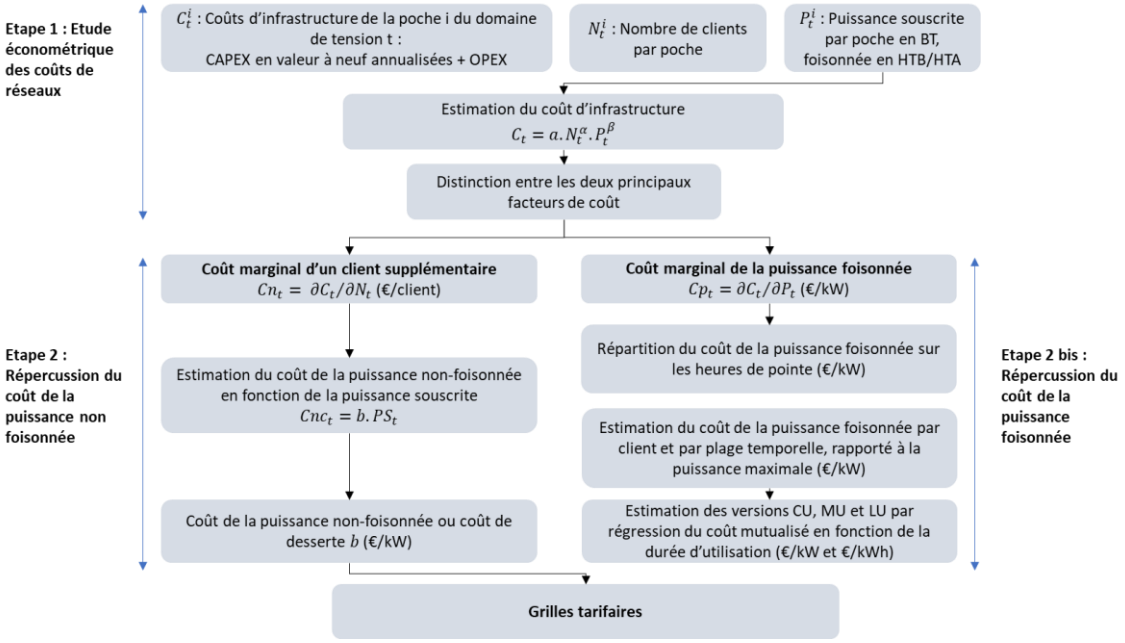

Figure 19. Étapes de la méthode TURPE 6

[91] Dans le TURPE 6, la puissance dimensionnante correspond à la puissance « foisonnée ». Il s'agit de la puissance souscrite en BT et de la puissance foisonnée en HTA et HTB (voir 2.2.2.2).

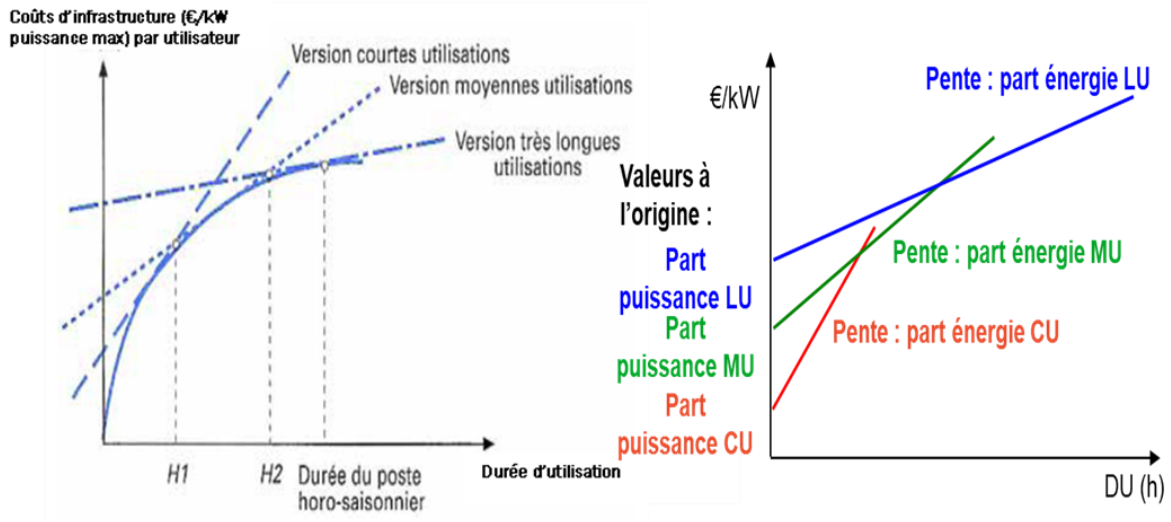

Figure 20. Principe de versionnage basé sur les coûts à la puissance dimensionnante : approximation des tangentes pour estimer les coefficients tarifaires (source : Principes de tarification de l'électricité en France par Frédérique Decré et Hervé Chefdeville)

- Principe de la cascade des coûts

L'application de ce principe permet de prendre en compte le fait que soutirer de l'énergie sur les niveaux de tension avals induit des flux et donc des coûts sur les niveaux de tension amonts. Le schéma suivant permet d'illustrer la cascade des flux telle qu'elle est appliquée dans le TURPE 6 afin de cascader les coûts :

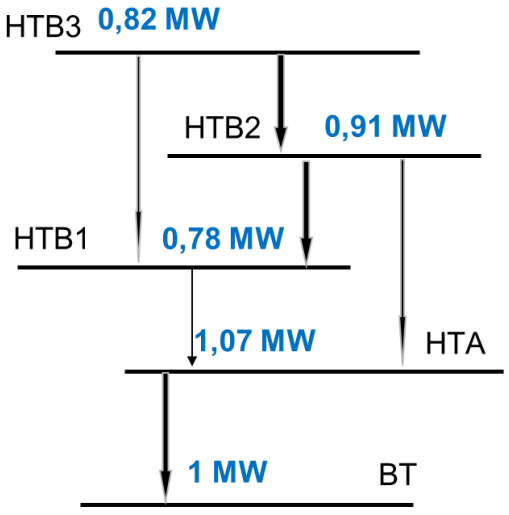

Figure 21. Illustration de la cascade des flux

Par exemple, un soutirage de 1MW d'un consommateur BT engendrera en moyenne un transit de 0,82 MW en HTB 3, 0,91 MW en HTB 2, 0,78 MW en HTB 1 et 1,07MW en HTA.

1.2. Détail des adaptations à la méthodologie tarifaire pour intégrer les pointes d'injection

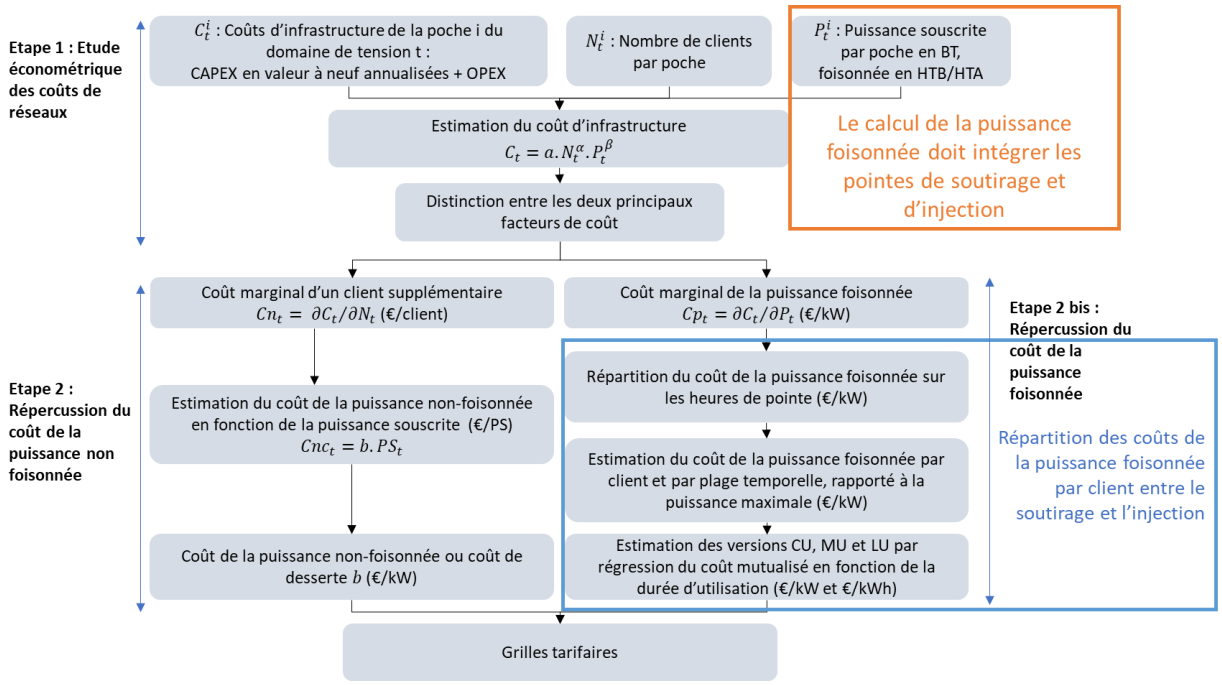

Figure 22. Propositions de modification de la méthodologie TURPE 6 pour intégrer les pointes d'injection

L'étape 1 vise à paramétrer pour chaque niveau de tension (HTB, HTA et BT), grâce à une étude économétrique des coûts d'infrastructure, une fonction estimant le coût des différentes poches de réseau. Les changements sur cette étape pour TURPE 7 HTB concernent l'une des variables explicatives de la fonction de coût en HTB et en HTA : le calcul de la puissance dimensionnante.

Dans le TURPE 6, la puissance « foisonnée »[92] d'une poche utilisée correspondait en HTA et HTB à la puissance soutirée (nette des injections) du poste de transformation en amont de la poche pendant la 2500e heure de l'année la plus chargée **en soutirage**, **sans prendre en compte les heures où la puissance injectée était importante** (les heures d'injection étaient mises à zéro). Cela revient à considérer que le réseau est dimensionné uniquement par les pointes de consommation.

[92] La puissance « foisonnée » en TURPE 6 correspond à la puissance dimensionnante.

La CRE décide donc, pour le TURPE 7 HTB, d'adapter le calcul de la puissance dimensionnante pour prendre également en compte les pointes d'injection dans ce calcul. Les différences de doctrine de dimensionnement du réseau entre le soutirage et l'injection nécessitent de recaler en niveau et en durée des pointes d'injection :

- **recalage en niveau : à puissance égale, les pointes de soutirage sont plus dimensionnantes pour le réseau que les pointes d'injection.**
  Le dimensionnement du réseau en injection se fait en considérant des flux correspondant à 125 % de l'Intensité Transitoire 5 minutes (IT5)[93], alors que le dimensionnement du réseau en soutirage se fait en considérant des flux correspondant à l'Intensité de secours temporaire (IST)[94]. Les deux pointes n'ont donc pas la même conséquence sur le dimensionnement du réseau de transport, et un recalage du niveau des pointes d'injection est donc nécessaire afin de les rendre comparables avec les pointes de soutirage. L'analyse des données d'IT5 et d'IST du réseau de transport montre que le rapport entre 125 % de l'IT5 et l'IST est de 1,7. Ce coefficient est donc utilisé comme dénominateur pour le recalage en niveau des pointes d'injection.
  Concernant le réseau de distribution, un recalage similaire est également nécessaire car le réseau est dimensionné suivant un principe « N-1 » (réseau avec une perte d'ouvrage) en soutirage et en N (réseau complet) pour l'injection. La CRE ne dispose pas des données permettant de préciser un coefficient spécifique au niveau HTA, et utilise le même coefficient en HTA qu'en HTB ;

- **recalage en durée** : la différence entre le coût de l'énergie non distribuée (END), correspondant à une défaillance en soutirage, et les coûts de l'énergie non évacuée ou non injectée (ENE/ENI), correspondant à une défaillance en injection, fait que le nombre d'heures dimensionnantes considéré en soutirage et en injection n'est pas le même. La CRE détermine le nombre d'heures dimensionnantes en injection à considérer sur la base d'une égalisation des coûts de renforcement d'infrastructure permettant de résoudre une situation de défaillance en injection et en soutirage**. L'analyse de la CRE mène à $N_{h\ injection} \approx 80\ heures$.**

  On peut en effet écrire :

  $$Coût\ de\ l'END \cdot P_{N-1} \cdot N_{h\ soutirage} = Coût\ de\ l'ENE \cdot N_{h\ injection} = coût\ déclenchement\ de\ l'investissement,$$

  Avec :
  - $Coût\ de\ l'END = 28\,000\ €/MWh,$
  - $P_{N-1} = \frac{1}{10\,000}$ $(probabilité\ d'occurence\ d'une\ situation\ de\ N-1\ réseau$[95]$)$,
  - $N_{h\ soutirage} = 2500\ heures,$
  - $Coût\ de\ l'ENE = 100\ €/MWh$

  Ainsi, chaque heure de pointe d'injection compterait pour 2500/80 heures, tandis que chaque heure de pointe de soutirage compterait effectivement pour une heure. La puissance dimensionnante retenue n'est alors plus la puissance du poste de transformation en amont de la poche pendant la 2500ème heure la plus chargée en soutirage, mais la puissance de l'heure pour laquelle la somme des poids des heures classées par puissance décroissante (en incluant les pointes d'injection recalées en niveau) atteint 2 500. Ainsi, si toutes les heures dimensionnantes d'une poche sont des heures d'injection, la puissance dimensionnante de la poche sera la puissance, recalée en niveau, de la 80e heure la plus chargée de l'année.

[93] Intensité Transitoire 5 minutes, seuil d'intensité admissible au plus 5 minutes.

[94] Intensité de Secours Temporaire, intensité maximale admissible sans limite de temps.

[95] Probabilité calculée à partir du critère M (la durée moyenne de coupure en HTA) utilisé dans le cadre de la régulation incitative de la qualité d'alimentation.

1.2.1. Adaptation de l'étape 2 bis : répercussion des coûts à chaque utilisateur

L'étape 2 bis, qui permet la répercussion du coût de la puissance dimensionnante à chaque utilisateur, se voit appliquer des modifications de méthode par rapport à la méthode utilisée dans le TURPE 6. L'objectif est de répercuter uniquement la part du coût de la puissance dimensionnante liée au soutirage dans la composante de soutirage, et donc d'exclure la part du coût de la puissance dimensionnante liée à l'injection.

Pour cela, la CRE décide :

- pour chaque poche de réseau, de calculer le coût marginal à la puissance dimensionnante lié uniquement au soutirage, en multipliant le coût marginal à la puissance dimensionnante de la poche par le taux d'heures dimensionnantes de la poche qui sont des heures de soutirage ;
- d'attribuer ce coût marginal lié au soutirage à chaque utilisateur de la poche de réseau en considérant sa participation à la pointe de soutirage, et non plus sa participation globale à la pointe. Ainsi, un utilisateur injectant pendant l'ensemble des heures de pointe de soutirage de la poche se voit attribuer un coût marginal à la puissance dimensionnante nul avant le versionnage.

Réciproquement, pour définir une composante d'injection, ou prendre en compte l'injection dans certaines options tarifaires, les mêmes étapes sont appliquées mais en considérant l'injection :

- pour chaque poche de réseau, calculer le coût marginal à la puissance dimensionnante lié uniquement à l'injection, en multipliant le coût marginal à la puissance dimensionnante de la poche par le taux d'heures dimensionnantes de la poche qui sont des heures d'injection ;
- attribuer ce coût marginal lié à l'injection à chaque utilisateur de la poche de réseau en considérant sa participation à la pointe d'injection.

La méthode utilisée pour la suite du versionnage reste la même que celle utilisée dans le TURPE 6, soit la méthode des tangentes appliquée à la distribution des coûts affectés à chaque utilisateur en fonction de sa durée d'utilisation. La grille de soutirage est obtenue en ne considérant que le coût marginal à la puissance dimensionnante lié au soutirage

1.2.2. Étape 3 : prise en compte des coûts annexes

La troisième étape de calcul de la composante de soutirage consiste à ajouter aux coûts d'infrastructure les coûts annexes liés aux pertes électriques, aux réserves et au réseau HTB 3, la CRE maintient la prise en compte des coûts annexes de la méthode TURPE 6 :

- **Calcul du coût des pertes** :

Le coût des pertes sur le réseau dépendant directement de l'énergie soutirée, une répercussion de ce coût dans la part énergie de la composante de soutirage (en € par MWh donc) semble être la solution naturelle. La répercussion du coût des pertes par niveau de tension et par plage temporelle se fait en multipliant le prix des pertes par un taux de pertes, tenant compte des flux sur les réseaux amonts, sur la base d'une matrice des flux calculée par les gestionnaires de réseaux.

Le prix des pertes est quant à lui calculé, par plage temporelle, comme la moyenne des prix spot pondérée par le volume des pertes, recalé pour correspondre au coût réel des pertes constaté pour la période, en distinguant transport et distribution.

Les prix ainsi calculés pour la période 2019-2021 (la CRE exclut l'année 2022 du fait de son caractère exceptionnel) sont :

€/MWh	PTE	HPH	HCH	HPE	HCE	Annuel
Prix HTB	63,3	56,3	41,1	43,4	31,6	44,3
Prix HTA-BT	74,6	66,9	48,7	48,3	35,4	51,2

Tableau 85. Prix des pertes indicatif calculé sur la période 2019-2021

- **Calcul du coût des réserves** :

Les réserves d'exploitation sont constituées afin que les ressources mobilisables du système électrique soient capables de compenser, en continu, la différence entre la production et la consommation d'électricité (réglage de la fréquence, mécanisme de réserve) et de maintenir la tension dans sa plage de fonctionnement normal (réglage de la tension).

En raison du caractère nécessairement aléatoire de leurs appels de puissance, tous les utilisateurs du réseau contribuent au dimensionnement des réserves :

- les utilisateurs de forte puissance : même si leur utilisation du réseau est généralement prévisible, leurs indisponibilités fortuites individuelles sont susceptibles de causer un déséquilibre significatif à l'échelle du système ;
- les utilisateurs de faible puissance : leur utilisation du réseau est plus volatile. Même atténué par le foisonnement, l'aléa induit par ces utilisateurs occasionne en permanence des écarts entre la production et la consommation.

Ainsi, considérant la difficulté d'identifier des inducteurs de coût de constitution des réserves, la CRE maintient la règle définie pour TURPE 6 en attribuant les coûts des réserves à chaque utilisateur en fonction de ses caractéristiques d'utilisation du réseau via une inclusion dans la part énergie de la composante de soutirage.

- **Calcul des coûts HTB 3 :**

L'analyse des données du niveau de tension HTB 3 menée pour le TURPE 6 ne faisait pas ressortir de différence substantielle de coûts entre les différentes plages temporelles, du fait d'un très fort foisonnement des flux sur les axes du réseau de grand transport. Dans la méthodologie TURPE 6, la cascade des coûts du domaine HTB 3 sur les domaines de tension avals se fait en attribuant les coûts d'infrastructure HTB 3 (charges de capital et charges d'exploitation) aux niveaux de tension avals à travers une composante exprimée en € par MWh constante sur les différentes plages temporelles. Pour chaque niveau de tension aval, cette composante est calculée en faisant le ratio entre les coûts d'infrastructure HTB 3 totaux et les flux HTB 3 induits par les soutirages du niveau de tension aval considéré.

La CRE maintient la règle définie dans le TURPE 6 HTB. La cascade des coûts HTB 3 a été mise à jour avec les dernières estimations de coûts d'infrastructures transmises par RTE.

2. Composante d'injection-soutirage

2.1. Zones de soutirage

Les coûts de réseau tarifiés étant identiques à ceux de la composante de soutirage, le calcul du coefficient pondérateur de la puissance d'une part et du coefficient pondérateur de l'énergie soutirée d'autre part est identique à celui réalisé pour le calcul de la composante de soutirage. Par conséquent, pour les zones de soutirage, les coefficients pondérateurs de la puissance et de l'énergie soutirée de la composante d'injection-soutirage sont identiques à ceux de la composante annuelle de soutirage pour les utilisateurs « courte utilisation », version tarifaire optimale pour le profil des stockeurs.

Le gain marginal de coût de réseau permis par l'injection d'un kilowattheure supplémentaire durant la pointe de soutirage est égal à l'opposé du coût marginal du soutirage d'un kilowattheure supplémentaire durant cette même pointe de soutirage. Le coefficient pondérateur de l'énergie injectée durant la pointe de soutirage est donc égal à l'opposé du coût marginal de soutirage « courte utilisation » utilisé pour le calcul de la composante de soutirage dans l'étape 2bis de la méthode décrite en partie 1.3. de la présente annexe. Le coefficient pondérateur de l'énergie injectée n'est cependant pas égal à l'opposé du coefficient pondérateur de l'énergie soutirée de la composante de soutirage : ce dernier se voit également appliquer des coûts annexes (étape 3 de la méthode décrite en partie 1.3. de la présente annexe) non applicables à l'injection car déjà portés par le soutirage.

2.2. Zones d'injection photovoltaïque

Le calcul des coefficients pondérateurs de la puissance est inchangé par rapport au calcul réalisé pour la composante de soutirage. Les coefficients pondérateurs de la puissance de la composante d'injection-soutirage dans les zones d'injection photovoltaïque sont donc identiques à ceux de la composante de soutirage

Le calcul des coefficients pondérateurs de l'énergie soutirée et injectée dans les poches d'injection nécessite un calcul similaire à celui de l'étape 2 bis de la méthode décrite en partie 1.3. de la présente annexe. Ce calcul est adapté selon les principes présentés dans le paragraphe 1.3.1. afin de tarifier les coûts liés à l'injection dans les poches dimensionnées en injection.

Les coefficients pondérateurs de l'énergie injectée et soutirée sont alors définis en utilisant les coûts marginaux ainsi calculés :

- le coefficient pondérateur de l'énergie injectée sont calculés en appliquant la méthode de versionnage par durée d'utilisation, utilisée pour le calcul de la composante de soutirage, aux coûts marginaux d'un kilowattheure injecté supplémentaire ;
- les coefficients pondérateurs de l'énergie soutirée en dehors de la pointe locale d'injection sont calculés de manière identique au calcul réalisé pour la composante de soutirage, mais en ne prenant en compte que les coûts liés au soutirage dans la poche amont (considérée par défaut comme étant dimensionnée en soutirage, les analyses de la CRE ayant montré que les poches dimensionnées en injection sont situées en aval de poches dimensionnées en soutirage dans la plupart des cas) et les coûts annexes ;
- le coefficient pondérateur de l'énergie soutirée lors de la pointe locale d'injection est calculé en sommant l'opposé du coefficient pondérateur de l'énergie injectée lors de la pointe locale d'injection et les coûts liés au soutirage durant cette pointe d'injection (coûts de la poche amont et coûts annexes).