

## CONSULTATION PUBLIQUE N°2024-15

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) consulte les acteurs de marché.

### Consultation publique du 11 octobre 2024 relative au prochain 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 1<sup>er</sup> août 2021 pour une durée de quatre ans, en application de la délibération de la CRE du 21 janvier 2021<sup>1</sup>.

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 infrastructures d'électricité, la CRE a procédé à une première consultation publique le 14 décembre 2023<sup>2</sup>, pour traiter spécifiquement de la structure tarifaire des prochains tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité. Entre janvier et septembre 2024, elle a organisé cinq ateliers thématiques ouverts au public, sur la structure tarifaire, la flexibilité 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.

Durant cette période, la CRE a également organisé un atelier sur l'accessibilité et la valorisation des données des gestionnaires de réseaux d'électricité.

Les supports de ces ateliers, transmis aux participants, sont publiés sur le site internet de la CRE avec la présente consultation publique. À l'issue de chaque atelier, la CRE a reçu des contributions de plusieurs acteurs.

La présente consultation publique présente les orientations préliminaires de la CRE concernant le prochain tarif d'utilisation du réseau public de transport d'électricité, dit TURPE 7 HTB. Elle est organisée en trois parties :

- le cadre de régulation tarifaire, qui correspond à l'ensemble des mécanismes incitatifs pluriannuels ayant pour objectif de s'assurer de l'efficacité de l'opérateur, notamment en termes de maîtrise des coûts et de qualité du service rendu à l'utilisateur ;
- le niveau des charges à couvrir dans le revenu autorisé de RTE, les hypothèses du nombre de clients et de la consommation et le niveau du tarif en découlant ;
- la structure du tarif de transport, c'est-à-dire la façon dont le revenu autorisé de RTE est collecté auprès des utilisateurs au travers de différents composants tarifaires.

<sup>1</sup> [Délibération de la CRE du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité](#)

<sup>2</sup> [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 »](#)

La CRE souhaite recueillir l'avis des acteurs de marché sur l'ensemble des éléments constitutifs du TURPE 7 HTB avant de prendre sa décision, prévue au début de l'année 2025 pour une entrée en vigueur au 1<sup>er</sup> août 2025.

Ces orientations préliminaires de la CRE prennent en compte les orientations de politique énergétique adressées à la CRE par un courrier de la ministre chargée de l'énergie en date du 26 octobre 2023, en application des dispositions de l'article L. 341-3 du code de l'énergie.

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

La décision de la CRE pour le tarif TURPE 7 HTB devra répondre aux enjeux de la période tarifaire à venir (2025-2028), mais aussi préparer le réseau de transport d'électricité aux défis de moyen et long terme du système électrique.

La période tarifaire à venir 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 marines. En outre, le vieillissement progressif du réseau de transport d'électricité français, dont la moyenne d'âge atteint 50 ans, nécessitera un effort de maintenance et de renouvellement accru dans les années à venir.

Dans ce contexte, les dépenses prévisionnelles d'investissement de RTE sont en très forte hausse (de 2,1 Md€ en 2023 à 6,4 Md€ en 2028), comme celles de ses homologues européens. RTE prépare le prochain schéma décennal de développement du réseau (SDDR) et a d'ores et déjà annoncé un volume d'investissements de l'ordre de 100 Md€ d'ici à 2040 après mise en œuvre du principe de mutualisation et de priorisation des investissements. Le TURPE 7 HTB doit accompagner cette croissance, en incitant RTE à viser un haut degré d'efficacité, tout en maintenant une qualité de service à un niveau élevé.

Dans la perspective de la croissance des usages, les réseaux devront se développer de manière cohérente avec le rythme de l'électrification et être lancés suffisamment tôt pour ne pas compromettre cette perspective, en accordant une attention particulière aux demandes de raccordement. La saturation progressive de nombreuses zones du réseau de transport est de nature à retarder le raccordement de nouvelles installations de soutirage ou de production dans l'attente de travaux. Dans ce contexte, des évolutions règlementaires ont visé à anticiper la création de nouvelles infrastructures pour réduire les délais de raccordement et à mutualiser les coûts entre les demandeurs. Par ailleurs, le recours aux flexibilités (stockage, modulation de la demande et de la production, etc.) est une solution à disposition de RTE pour réduire les délais d'accès au réseau électrique en limitant les besoins d'investissement. À ce titre, un des enjeux du TURPE 7 HTB sera de renforcer les moyens et les incitations pour RTE de façon à mieux mobiliser les flexibilités physiques du système électrique. Le recours aux flexibilités peut également permettre de concentrer les investissements sur les zones prioritaires pour l'électrification des usages et le développement de moyens de production bas-carbone.

Enfin, la recherche de la performance pour RTE est un élément structurant de l'élaboration du TURPE 7 HTB. L'objectif de la CRE est de permettre aux réseaux d'électricité d'accompagner et de faciliter l'électrification tout en maintenant un niveau élevé d'efficacité dans l'utilisation des moyens alloués. Cet objectif est d'autant plus important dans une période de forte croissance des investissements, pour laquelle des gains de productivité peuvent être atteints par la standardisation des opérations, déjà initiée par RTE au cours des dernières années.

## **EVOLUTION DU NIVEAU DU TARIF**

### **RTE a présenté à la CRE une demande de hausse importante du TURPE 7 HTB.**

RTE prévoit une forte croissance de ses investissements dans les réseaux, en rupture par rapport aux périodes tarifaires précédentes.

La trajectoire prévisionnelle d'investissements de RTE pour la période TURPE 7 HTB est en très forte croissance. RTE prévoit un triplement en 5 ans, de 2,1 Md€ en 2023 à 6,4 Md€ en 2028. Cette trajectoire est notamment portée par les raccordements de producteurs EnR, en particulier les nouveaux parcs éoliens en mer, par le développement d'infrastructures mutualisées pour les raccordements des zones

industrielles de décarbonation ainsi que par les besoins accrus de renouvellement du réseau en raison de son vieillissement et de sa mise en résilience au changement climatique.

### RTE demande une hausse importante de la rémunération du capital.

RTE demande une hausse importante de la rémunération du capital investi, justifiée par la croissance importante des investissements au cours de la période TURPE 7 HTB, ainsi que par l'augmentation récente des taux d'intérêt. RTE demande un coût moyen pondéré du capital (CMPC) pour le TURPE 7 HTB de 5,67 % au lieu de 4,6 % dans le TURPE 6 HTB.

En outre, RTE sollicite plusieurs évolutions du cadre de rémunération, dont une bonification spécifique du CMPC pour les réseaux en mer, la rémunération à ce CMPC bonifié des immobilisations en cours pour les réseaux en mer, et une rémunération des actifs subventionnés par des tiers. Enfin, dans l'éventualité où les recettes d'interconnexion seraient plus élevées que le niveau prévu dans le tarif, RTE propose de conserver ces montants pour les affecter au financement de ses investissements.

### RTE prévoit une augmentation significative de la consommation sur son réseau, portée par le raccordement de nouveaux consommateurs industriels électro-intensifs.

La croissance des raccordements sur le réseau public de transport (RPT) devrait entraîner une hausse des soutirages dans les prochaines années. Dans son dossier tarifaire, en cohérence avec les objectifs du projet de stratégie française énergie-climat, RTE a considéré que la multiplication des demandes de raccordement sur le RPT se traduirait, si elle se concrétise, par une hausse de la consommation industrielle de 9 TWh/an sur la période TURPE 7 HTB, 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 devraient néanmoins avoir 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.

### RTE demande des moyens supplémentaires importants pour faire face à ces enjeux, dans le cadre de ses missions de service public.

RTE indique faire face à une hausse de ses coûts de maintenance, dans un contexte de vieillissement du réseau, de tension sur les chaînes d'approvisionnement et d'exigences croissantes de ses contreparties. RTE prévoit également une forte croissance de ses charges de personnel, en lien notamment avec l'accroissement de ses effectifs pour la gestion des investissements dans le réseau.

Le dossier tarifaire de RTE prévoit une hausse importante des charges à couvrir (charges nettes d'exploitation et charges de capital normatives) à environ 5 175 M€<sub>courants</sub>/an sur la période TURPE 7 HTB, en hausse de 22 % par rapport aux 4 240 M€<sub>courants</sub>/an constatés en moyenne sur la période 2021-2023. Au périmètre des charges d'exploitation, hors charges liées à l'exploitation du système électrique, la demande de RTE représente une hausse de +20 % en 2025 par rapport à la période 2021-2023 exprimée en €<sub>2023</sub>, suivie d'une hausse annuelle de +3,6 % sur la période 2026-2028.

RTE indique que ses charges d'exploitation, hors charges liées à l'exploitation du système électrique, pour l'année 2024 seront significativement supérieures à celles des années 2021-2023.

### Des incertitudes fortes existent concernant les recettes d'interconnexion et les charges liées à l'exploitation du système électrique.

En premier lieu, RTE a fondé son dossier tarifaire initial sur l'hypothèse de recettes d'interconnexion à un niveau très élevé pendant la période TURPE 7 HTB à hauteur de 1 836 M€/an, soit 7,3 Md€ sur la période TURPE 7 HTB, tout en relevant la forte incertitude attachée à cette projection. Malgré la baisse des prix de gros après la crise de 2022-2023, RTE prévoit que les écarts de prix entre pays resteront élevés.

Par ailleurs, RTE anticipe une hausse des charges liées à l'exploitation du système électrique (résolution des congestions, contractualisation des réserves, compensation des pertes notamment) qui

pourraient passer de 1 536 M€/an en moyenne sur la période 2021-2023 à 1 716 M€/an en moyenne sur la période TURPE 7 HTB (soit +12 %).

L'évolution de ces deux postes pendant le TURPE 7 HTB est très incertaine car elle dépend au premier chef de l'évolution des prix de gros de l'électricité et des différentiels de prix avec les pays voisins pour les recettes d'interconnexion.

### RTE demande une hausse importante du tarif.

RTE fait valoir que, compte tenu de la restitution exceptionnelle des recettes d'interconnexion de l'année 2022, le montant total du TURPE HTB acquitté par les clients raccordés au réseau public de transport a été inférieur pour la période TURPE 6 HTB par rapport à la période TURPE 5 HTB.

La demande formulée par RTE dans son dossier tarifaire initial est une augmentation du TURPE HTB de 12,2 % au 1<sup>er</sup> août 2025 (incluant une trajectoire d'inflation de 1,8 % par an) par rapport à la grille tarifaire au 1<sup>er</sup> novembre 2024, du fait en particulier :

- d'une hausse des charges d'exploitation pour +9,4 % ;
- d'une hausse des charges de capital, liée à la hausse de la rémunération du capital et du volume d'investissements pour +19,2 % ;
- d'une hausse des recettes d'interconnexion, partiellement compensée par une hausse des charges pour l'exploitation du système électrique, avec un effet net à la baisse de -14,6 % ;
- d'une croissance de la consommation sur le réseau de transport pour -1,9 %.

### **La CRE envisage des ajustements sur la demande de RTE qui limiteraient la hausse du TURPE 7 HTB.**

#### La CRE envisage de prendre en compte les effets apparus au cours de l'année 2024.

Plusieurs effets, non anticipés au moment de la demande de RTE, sont susceptibles d'accroître la hausse tarifaire pour la prochaine période tarifaire.

RTE a mis à jour ses prévisions de charges et recettes relatives à l'année 2024, qui font état de recettes d'interconnexion plus faibles que prévu, liée à la baisse des différentiels de prix avec les pays voisins, ainsi que d'une baisse des recettes tarifaires, en raison du décalage de l'évolution annuelle du TURPE HTB au 1<sup>er</sup> novembre 2024. Ces évolutions conduisent à un solde prévisionnel du compte de régularisation de charge et produits (CRCP) de la période TURPE 6 HTB plus élevé, qui va accroître les charges à couvrir au cours de la prochaine période tarifaire.

Par ailleurs, la CRE retient des hypothèses plus prudentes pour la période TURPE 7 HTB s'agissant de la consommation sur les réseaux de distribution, cohérentes avec les hypothèses mises à jour par Enedis dans sa demande tarifaire.

Ces effets entraîneraient une augmentation de 6 points de la hausse tarifaire.

#### La CRE envisage de retenir une partie de la demande de RTE.

La CRE considère à ce stade que la trajectoire de charges à couvrir demandée par RTE doit être ajustée.

La CRE a conduit ses propres analyses et s'est appuyée sur des études de consultants externes dont les rapports, qui n'engagent pas la CRE, sont publiés en même temps que la présente consultation publique. Ces rapports portent sur les sujets suivants :

- un audit de la demande de charges d'exploitation de RTE pour les années 2025-2028 ;
- un audit de la demande de taux de rémunération de RTE.

À ce stade, la CRE envisage une hausse des charges à couvrir moins importante que celle demandée par RTE. La consultation publique présente des fourchettes à l'intérieur desquelles la CRE envisage de fixer les différentes composantes du revenu autorisé de RTE pour le TURPE 7 HTB :

- pour les charges d'exploitation hors système électrique, les ajustements recommandés par le consultant externe constituent la borne basse de la fourchette. Cette borne basse inclut des ajustements construits poste par poste et une recommandation d'efficacité supplémentaire pour RTE qui pourra être adaptée selon le niveau de charges retenu *in fine*. La demande de RTE constitue la borne haute ;
- pour les charges d'exploitation relatives à l'exploitation du système électrique, la CRE a analysé la demande de RTE et envisagé plusieurs ajustements, dont le résultat constitue la borne basse de la fourchette. La demande de RTE constitue la borne haute ;
- pour la rémunération du capital, la CRE envisage à ce stade une fourchette de 4,6 % à 5,1 % pour le CMPC (taux nominaux, avant impôts). La méthode retenue pour établir cette fourchette est en évolution notable par rapport au TURPE 6 HTB (cf. infra). Ces niveaux sont à considérer à fiscalité constante et selon les valeurs de marché actuelles. La CRE envisage également une rémunération des immobilisations en cours au CMPC pour les raccordements en mer, une rémunération additionnelle de ces actifs spécifiques entre 0 % et 1 % et une rémunération des actifs subventionnés par les tiers entre 0 % et 2 %.

En ce qui concerne les recettes d'interconnexion, la CRE considère à ce stade que la demande initiale de RTE est trop optimiste. L'évolution des écarts de prix de gros entre les pays est incertaine : une trajectoire trop élevée pourrait conduire, en cas de baisse de ces écarts de prix, à un manque de revenus de plusieurs milliards d'euros pour RTE pendant le TURPE 7 HTB, ce qui pourrait créer un risque au regard de la forte hausse des investissements de RTE. La CRE envisage de retenir pour le TURPE 7 HTB une trajectoire plus prudente fondée uniquement sur le niveau observé des prix de gros, ce que RTE ne conteste pas. Ce niveau de recettes d'interconnexion s'élève à 5,7 Md€ sur 4 ans au lieu de 7,3 Md€ dans la demande de RTE. Cette évolution représente, toutes choses égales par ailleurs, une hausse supplémentaire du TURPE 7 HTB de l'ordre de 10 points.

À ce stade, la CRE envisage de retenir la trajectoire d'investissements demandée par RTE, à l'exception d'ajustements à la baisse sur les investissements « hors réseaux » (systèmes d'information, immobilier et véhicules), qui font l'objet d'une régulation incitative spécifique.

### La CRE envisage de fixer le niveau des charges nettes d'exploitation à un niveau compris entre la demande de RTE et le résultat de l'analyse de l'auditeur.

La CRE souligne la qualité de la description des prévisions de charges nettes d'exploitation présentée par RTE et de l'analyse sous-jacente à la construction des prévisions.

L'auditeur a conduit une analyse « poste par poste », au terme de laquelle il a recommandé une trajectoire inférieure de 172 M€/an en moyenne par rapport la demande de RTE. Par ailleurs, sur la base d'indicateurs de performance, l'auditeur recommande l'application d'une efficacité supplémentaire d'environ 34 M€/an.

La CRE analysera en détail les ajustements pour fixer la trajectoire de charges nettes d'exploitation dans sa décision.

### La CRE envisage de faire évoluer la méthode de fixation des taux de rémunération pour prendre en compte la remontée des taux observée récemment.

La méthode de détermination par la CRE des taux de rémunération est fondée sur une rémunération à structure normative qui assure une rémunération raisonnable des capitaux investis. Elle s'appuie sur la moyenne des taux observée sur les dix dernières années, ce qui reflète la durée de vie longue des infrastructures de réseau. Cette méthode, qui a peu évolué depuis trois périodes tarifaires du TURPE HTB, a permis de maintenir l'attractivité des infrastructures d'énergie en France, tout en prenant en compte la baisse des taux observée depuis 10 ans.

Les taux d'intérêt sont repartis rapidement à la hausse depuis 2 ans. À ce stade, la CRE envisage 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 envisage en conséquence de retenir :

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

Ces deux taux pourraient être appliqués respectivement aux anciens et nouveaux actifs ou combinés dans un taux pondéré. En retenant une hypothèse de pondération de 70 % d'actifs historiques et 30 % de nouveaux actifs sur la période tarifaire, le CMPC moyen s'établirait dès lors entre 4,6 % et 5,1 % (en nominal avant impôts).

### La CRE envisage de retenir une partie des demandes de RTE relatives au cadre de rémunération du capital, notamment concernant le raccordement des parcs éoliens en mer.

La CRE juge envisageable de mettre en œuvre un cadre de rémunération spécifique pour les raccordements des parcs éoliens en mer, qui engendrent une complexité et des risques pour RTE supérieurs au reste de son activité. Ce cadre pourrait comprendre la rémunération des immobilisations en cours au CMPC et une prime de rémunération pour les actifs mis en service comprise entre 0 et 1 %, liée notamment aux risques d'exploitation associés.

La CRE n'est pas opposée, sur le principe, à la proposition de RTE de conserver d'éventuelles recettes d'interconnexion supérieures aux prévisions pour les affecter au financement de ses investissements, plutôt que de les rendre instantanément aux utilisateurs des réseaux via le CRCP au moment où son endettement s'accroîtra très largement. La très forte hausse des investissements de RTE pendant le TURPE 7 HTB rend en effet utile tout renforcement de la situation financière de RTE. Dans cette logique, la CRE n'envisage de mettre en œuvre une telle mesure que si elle s'accompagne d'un engagement des actionnaires de RTE de ne prélever aucun dividende sur les montants correspondants.

En revanche, la CRE considère que plusieurs demandes de RTE relatives à la rémunération du capital, dont certaines ont déjà été formulées lors des précédents exercices tarifaires, ne traduisent pas une évolution des risques auxquels l'entreprise est soumise. La CRE envisage notamment de reconduire les principes suivants :

- retenir un taux sans risque identique pour le calcul du coût des fonds propres et du coût de la dette ;
- mettre en œuvre un calcul de la rémunération du capital fondé sur les paramètres (BAR, IEC) au 1<sup>er</sup> janvier de chaque année ;
- ne pas rémunérer les actifs qui ont été financés par des tiers.

### **Le TURPE 7 HTB moyen devrait être en hausse par rapport au TURPE 6 HTB.**

À titre purement illustratif, en retenant le milieu des fourchettes de charges de capital et de charges nettes d'exploitation figurant dans la présente consultation publique, ainsi qu'une hypothèse d'évolution du tarif avec une première évolution au 1<sup>er</sup> août 2025, suivie d'évolutions annuelles selon l'inflation, la hausse moyenne du TURPE HTB s'établirait à environ +10 % au 1<sup>er</sup> août 2025 (incluant une inflation de +1,8 % par an).

D'autres modalités d'évolutions annuelles sur la période tarifaire sont également possibles, par exemple un lissage en quatre évolutions identiques, soit environ 5 % au 1<sup>er</sup> août 2025, suivie d'évolutions annuelles d'environ 5 % (incluant une inflation de +1,8 % par an).

La CRE rappelle que ce scénario est purement illustratif et que les trajectoires associées ne sont pas définitives. Le niveau retenu *in fine* par la CRE sera différent de ce scénario illustratif.

Pour les clients raccordés en distribution (clients domestiques, commerçants, artisans, petites industries...), cette augmentation sera directement intégrée au sein de l'évolution du TURPE HTA-BT. Une augmentation de 10 % du TURPE HTB entraînerait ainsi une hausse de 3 % du TURPE HTA-BT acquitté par les utilisateurs raccordés en distribution.

## CALENDRIER

En raison de la baisse importante des prix de gros de l'électricité en 2025 par rapport à 2024, la CRE étudie la possibilité d'un mouvement du TURPE HTA-BT au 1<sup>er</sup> février 2025. La CRE interroge donc les acteurs de marché sur l'utilité d'un mouvement synchronisé du TURPE HTB au 1<sup>er</sup> février 2025.

### STRUCTURE DES TERMES TARIFAIRES

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

La CRE envisage de reconduire 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 évolueraient peu dans leur structure entre TURPE 6 HTB et TURPE 7 HTB.

La CRE publie dans la présente consultation des grilles tarifaires illustratives.

La CRE envisage la généralisation progressive d'heures creuses l'après-midi en été à partir d'août 2025.

Dans sa consultation publique du 14 décembre 2023 relative à la structure des prochains tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité, la CRE envisageait de faire évoluer le placement des heures pleines et des heures creuses des gestionnaires de réseau afin de les adapter aux enjeux du système électrique pour la période à venir.

À la suite du retour positif de la majorité des contributeurs, la CRE envisage de mettre en œuvre ces évolutions, qui concernent également les clients raccordés sur le réseau de transport d'électricité, de manière progressive. En particulier, la CRE estime pertinent de différencier le placement des heures pleines et des heures creuses dans le TURPE HTB pour les régions Nouvelle-Aquitaine et Occitanie, en raison du fort développement de la production photovoltaïque dans ces deux régions.

La CRE envisage d'introduire une composante tarifaire optionnelle et 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 envisage, pour la période TURPE 7 HTB, l'introduction d'une tarification permettant d'exploiter au mieux cette capacité au bénéfice du réseau, en reflétant les coûts.

Ainsi, les sites d'injection-soutirage pourraient recevoir 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 la période TURPE 7 HTB, la CRE envisage à titre transitoire, compte tenu pour l'heure des implications techniques, que soient 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 les plus contraintes. Cette disposition est cohérente avec plusieurs propositions formulées par RTE dans la consultation publique sur le SDDR concernant le raccordement des installations de stockage.

### REGULATION INCITATIVE DE RTE

En raison des évolutions structurantes du système électrique, la CRE envisage plusieurs évolutions des régulations incitatives de RTE. La CRE souhaite recueillir l'avis des acteurs de marché afin de retenir, dans sa décision, les régulations incitatives les plus utiles pour la prochaine période tarifaire. Elle veillera en outre à leur cohérence globale.

La CRE envisage un renforcement de la régulation incitative concernant les raccordements au réseau de transport.

Le TURPE 6 HTB a prévu un renforcement du suivi de la performance de RTE dans les raccordements. Les résultats sont inférieurs aux objectifs du TURPE 6 HTB, dans un contexte de forte croissance des

demandes de raccordement. Si RTE a maintenu une bonne performance sur les coûts de raccordement, des améliorations doivent être mises en œuvre sur les délais de raccordement à toutes les étapes, des études préalables jusqu'à la réalisation des travaux.

Le raccordement au réseau électrique est une étape clé des projets d'installations de production et de consommation. Le raccordement rapide et à un coût maîtrisé 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.

Dans ce contexte, la CRE envisage de renforcer les incitations financières de RTE relatives au raccordement, dans quatre domaines :

- réduire les délais de remise des études préalables au raccordement ;
- réduire les délais de raccordement ;
- accélérer les raccordements dans les zones de mutualisation et les schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR), selon une logique de priorisation retenue dans la trajectoire d'investissement. La CRE envisage une incitation commune à RTE et Enedis sur le délai de création des ouvrages et de publication des états techniques et financiers ;
- améliorer la transparence sur les données liées au raccordement : la CRE envisage d'introduire une incitation pour RTE sur les outils de visualisation du réseau de transport et de demander à RTE de publier un rapport annuel sur sa performance en matière de raccordement.

La CRE est attentive à la forte augmentation des demandes de raccordement sur le réseau de transport et a déjà approuvé différentes évolutions des procédures de raccordement pour renforcer le niveau de maturité des demandes formulées. Ces travaux se poursuivront au cours de la période TURPE 7 HTB et intégreront les résultats du prochain SDDR de RTE.

### La CRE dresse un bilan satisfaisant de la régulation incitative sur la gestion du système électrique.

Au cours de la période TURPE 6 HTB, la CRE a adapté la régulation incitative de plusieurs postes de charges liées à l'exploitation du système électrique (congestions, réserves d'équilibrage, réglage de la tension), en recentrant les incitations sur les volumes plutôt que sur les prix. Ce cadre de régulation s'est révélé robuste dans un contexte de forte variabilité des prix de gros de l'électricité.

La CRE envisage de reconduire globalement le cadre en vigueur, en l'adaptant aux enjeux de la période TURPE 7 HTB, notamment la forte croissance des congestions anticipée par RTE sur son réseau.

### Le cadre de régulation doit également s'adapter à la hausse des investissements.

La CRE envisage de mettre en œuvre une régulation incitative sur les coûts unitaires d'investissements de RTE, et de demander à RTE d'améliorer le suivi des opérations réalisées, notamment dans le domaine du renouvellement du réseau.

La CRE envisage également d'inciter RTE avoir à recourir davantage aux solutions flexibles, afin de limiter les besoins de développement du réseau ou pour accélérer les raccordements. Ces évolutions devront être mises en œuvre en lien étroit avec Enedis, notamment en ce qui concerne la gestion des écrêtements EnR.

Par ailleurs, sur proposition de RTE, la CRE souhaite introduire une incitation à réaliser les projets structurants de développement du réseau dans les délais, dont les objectifs seraient définis après publication du prochain 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.

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

La CRE envisage de reconduire pour le TURPE 7 HTB les principaux mécanismes du cadre de régulation tarifaire en vigueur : durée de 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.

D'un point de vue général, l'encadrement des évolutions tarifaires a protégé les consommateurs au cours des précédentes périodes tarifaires. Par exception pendant le TURPE 6 HTB, les recettes d'interconnexion exceptionnelles de l'année 2022 ont conduit à un versement exceptionnel aux utilisateurs du réseau de RTE début 2023 afin de mitiger immédiatement les effets de la crise des prix.

Toutefois, les mouvements des prix de gros de l'électricité pourraient conduire à des variations importantes des charges et des recettes d'interconnexion pendant le TURPE 7 HTB, y compris dans le cadre de l'affectation d'éventuelles recettes d'interconnexion supplémentaires au financement des investissements de RTE. Pour réduire le risque de formation d'un CRCP très élevé à la hausse ou à la baisse, la CRE envisage de prendre en compte les erreurs de prévision de l'inflation dans les évolutions annuelles du TURPE 7 HTB et d'augmenter de 2 % à 3 % la valeur maximale du coefficient annuel d'apurement du CRCP.

**Chiffres clés illustratifs**

	Chiffres clés 2025-2028 (en € courants)		2023 réalisé
	Borne basse	Borne haute	
<b>Charges d'exploitation (M€/an)</b>	<b>3 872</b>	<b>4 337</b>	4 251
<i>Charges nettes d'exploitation</i>	<b>2 414</b>	<b>2 620</b>	2 017
<i>Charges liées au système électrique</i>	<b>1 458</b>	<b>1 716</b>	2 234
<b>Charges de capital (M€/an)</b>	<b>2 076</b>	<b>2 315</b>	1 846
<b>Rémunération du capital (nominal avant impôts)</b>			
<i>CMPC</i>	4,6 %	5,1 %	4,6 %
<i>Prime raccordement réseau en mer</i>	0 %	1 %	0 %
<i>Actifs subventionnés</i>	0 %	2 %	0 %
<b>Investissements (M€/an)</b>	<b>4 795</b>	<b>4 900</b>	<b>2 077</b>

	2025	2026	2027	2028
Hypothèses d'inflation	1,8 %	1,8 %	1,8 %	1,8 %

**Grille illustrative au 1<sup>er</sup> août 2025**

TURPE 7 - niveau 2025					
HTB 1					
	PTE	HPH	HCH	HPE	HCE
CU €/kW	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00
MU €/kW	13,56	13,44	12,72	12,24	12,00
LU €/kW	42,12	39,84	29,28	19,32	14,04
CU c€/kWh	2,58	2,21	1,69	1,03	0,68
MU c€/kWh	2,04	1,81	1,46	0,94	0,65
LU c€/kWh	0,74	0,71	0,64	0,57	0,53

TURPE 7 - niveau 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	3,72	3,60
LU €/kW	11,40	10,80	8,04	5,52	4,08
CU c€/kWh	1,20	1,08	0,88	0,66	0,53
MU c€/kWh	1,00	0,93	0,80	0,62	0,52
LU c€/kWh	0,68	0,65	0,59	0,53	0,48

TURPE 6 - Structure 2024 avec niveau 2024					
HTB 1					
	PTE	HPH	HCH	HPE	HCE
CU €/kW	10,44	10,44	10,44	10,44	10,44
MU €/kW	12,24	12,00	11,40	10,92	10,56
LU €/kW	37,92	36,12	28,56	19,32	14,16
CU c€/kWh	2,21	1,86	1,59	1,02	0,72
MU c€/kWh	1,69	1,52	1,37	0,90	0,67
LU c€/kWh	0,71	0,68	0,58	0,54	0,45

TURPE 6 - Structure 2024 avec niveau 2024					
HTB 2					
	PTE	HPH	HCH	HPE	HCE
CU €/kW	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36
MU €/kW	4,20	4,08	3,84	3,60	3,48
LU €/kW	11,16	10,68	8,40	5,88	4,32
CU c€/kWh	1,01	0,91	0,80	0,62	0,50
MU c€/kWh	0,85	0,79	0,71	0,58	0,49
LU c€/kWh	0,60	0,57	0,52	0,48	0,42

Paris, le 11 octobre 2024.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,  
La présidente,

Emmanuelle WARGON

## Répondre à la consultation

La CRE invite les parties intéressées à adresser leur contribution, au plus tard le 22 novembre 2024, en saisissant leur contribution sur la plateforme mise en place par la CRE : <https://consultations.cre.fr>.

Dans un souci de transparence, les contributions feront l'objet d'une publication par la CRE.

Si votre contribution comporte des éléments dont vous souhaitez préserver la confidentialité, une version occultant ces éléments devra également être transmise. Dans ce cas, seule cette version fera l'objet d'une publication. La CRE se réserve le droit de publier des éléments qui pourraient s'avérer essentiels à l'information de l'ensemble des acteurs, sous réserve qu'ils ne relèvent pas de secrets protégés par la loi.

En l'absence de version occultée, la version intégrale est publiée, sous réserve des informations relevant de secrets protégés par la loi.

Les parties intéressées sont invitées à répondre aux questions en argumentant leurs réponses.

## Table des matières

<b>1. Liste de questions</b>	<b>13</b>
<b>2. Contexte</b>	<b>17</b>
2.1. Compétences de la CRE	17
2.2. Objet de la consultation publique	17
2.3. Orientations de politique énergétique	18
<b>3. Cadre de régulation tarifaire</b>	<b>18</b>
3.1. Bilan du cadre tarifaire actuel et principales évolutions envisagées par la CRE	18
3.2. Grands principes de construction du TURPE 7 HTB	21
3.3. Régulation incitative à la maîtrise des coûts	31
3.4. Régulation incitative relative aux raccordements	63
3.5. Régulation incitative de la qualité de service	73
3.6. Régulation incitative de la qualité d'alimentation	78
3.7. Développement des flexibilités au service du réseau	82
3.8. Régulation incitative de la R&D et de l'innovation	90
3.9. Régulation incitative des projets prioritaires	92
<b>4. Niveau tarifaire</b>	<b>94</b>
4.1. Charges nettes d'exploitation	94
4.2. Recettes tirées de la vente des capacités d'interconnexion et des mécanismes de capacité	108
4.3. Rémunération des actifs de RTE	111
4.4. Investissements et charges de capital normatives	113
4.5. CRCP prévisionnel au 1 <sup>er</sup> janvier 2025	122
4.6. Charges à couvrir prévisionnelles	123
4.7. Hypothèses d'évolution des soutirages et des injections	125
4.8. Prise en compte de l'abattement à destination des consommateurs électro-intensifs	128
4.9. Revenu autorisé lissé et évolution tarifaire	128
<b>5. Structure tarifaire</b>	<b>129</b>
5.1. Contexte et enjeux	130
5.2. Structure tarifaire actuelle	134
5.3. Optimisation du placement des plages d'heures creuses	136
5.4. Principales composantes envisagées pour le TURPE 7 HTB	142
5.5. Introduction d'une tarification optionnelle injection-soutirage pour les installations de stockage	147

**5.6. Evolutions de factures modélisées .....154**

## 1. Liste de questions

### Cadre de régulation tarifaire

La partie 3 de la présente consultation publique (cf. p.18) porte sur le cadre de régulation tarifaire actuellement en vigueur pour RTE, ainsi que les évolutions envisagées par la CRE pour le TURPE 7.

On distingue plus particulièrement des questions portant sur :

**Question 1** Quels enjeux vous semblent les plus prioritaires pour les régulations incitatives de RTE pour le TURPE 7 HTB ?

**Question 2** Partagez-vous le bilan du cadre de régulation du TURPE 6 et les principales évolutions envisagées par la CRE pour le TURPE 7 ?

- les grands principes tarifaires (cf. p.21)

**Question 3** Considérez-vous comme la CRE qu'une durée de la période tarifaire de quatre ans est adaptée pour le TURPE 7 HTB ?

**Question 4** Êtes-vous favorable à une évolution exceptionnelle du TURPE HTB au 1<sup>er</sup> février 2025 ?

**Question 5** Êtes-vous favorable aux grands principes de construction du revenu autorisé envisagés par la CRE ?

**Question 6** Êtes-vous favorable au changement de méthode envisagé par la CRE pour la fixation du CMPC, permettant de mieux refléter l'évolution des conditions économiques ?

**Question 7** Partagez-vous les analyses préliminaires de la CRE sur la demande de RTE d'une prime de rémunération supplémentaire pour les actifs dits « offshore » ?

**Question 8** Pour les investissements relatifs au raccordement des parcs éoliens en mer et les avances de paiement associées, êtes-vous favorable à l'orientation de la CRE concernant la rémunération des IEC au CMPC ?

**Question 9** Êtes-vous favorable au maintien envisagé par la CRE du cadre de rémunération appliqué aux subventions d'investissements ?

**Question 10** Partagez-vous les orientations de la CRE concernant la demande de RTE d'affecter une partie des recettes d'interconnexion au financement des investissements ?

**Question 11** Avez-vous des remarques sur le calcul de l'évolution annuelle du tarif, en particulier sur la prise en compte, dans le terme IPC, de l'écart d'inflation entre hypothèse retenue et inflation réalisée en N-1 ? Êtes-vous favorable au rehaussement à +/-3 % du plafond du facteur k ?

**Question 12** Êtes-vous favorable au maintien du principe général d'incitation des charges d'exploitation et de la couverture au CRCP de certains postes ?

- la régulation incitative à la maîtrise des charges d'exploitation (cf. p.31)

**Question 13** Êtes-vous favorable aux évolutions envisagées par la CRE pour la régulation incitative des pertes ?

**Question 14** Êtes-vous favorable à la régulation incitative envisagée par la CRE sur le taux d'écarts au périmètre d'équilibre des pertes de RTE ?

**Question 15** Êtes-vous favorable au maintien de la régulation incitative sur les volumes d'ajustements pour motif de reconstitution des services système et marges ?

**Question 16** Êtes-vous favorable aux orientations de la CRE sur la régulation incitative des prévisions pour l'exploitation du système électrique, ainsi qu'à la mise en place d'un suivi des contre-ajustements effectués par RTE ?

**Question 17** Êtes-vous favorable aux orientations de la CRE sur la régulation incitative des coûts de congestions, notamment concernant la maîtrise des écrêtements EnR ?

**Question 18** Êtes-vous favorable au maintien de la régulation incitative sur les volumes de compensation synchrone ?

- la régulation incitative des investissements (cf. p.50)

**Question 19** Êtes-vous favorable à la suppression du plafond d'investissements envisagée par la CRE pour le TURPE 7 HTB ?

**Question 20** Êtes-vous favorable au changement du seuil de la régulation incitative à la maîtrise des coûts des grands projets envisagé par la CRE pour le TURPE 7 HTB ?

**Question 21** Êtes-vous favorable à une régulation incitative sur la réalisation de projets prioritaires de développement du réseau envisagée par la CRE pour le TURPE 7 ?

**Question 22** Êtes-vous favorable à la poursuite du suivi des indicateurs d'utilisation du réseau pour la période TURPE 7 ?

**Question 23** Partagez-vous les orientations de la CRE concernant le cadre de régulation relatif aux interconnexions ?

- la régulation incitative conjointe des charges d'exploitation et des charges de capital (cf. p.57)

**Question 24** Êtes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE concernant le mécanisme de régulation incitative sur les investissements « hors réseaux » ?

**Question 25** Êtes-vous favorable à l'introduction d'une régulation incitative sur les coûts unitaires de la gestion des actifs et des investissements récurrents envisagée par la CRE ?

**Question 26** Êtes-vous favorable à la couverture par le CRCP des écarts de charges d'exploitation pour le déploiement de solutions de télécommunication en raison de l'incertitude pesant sur les solutions techniques optimales ?

**Question 27** Êtes-vous favorable à la restitution aux utilisateurs des éventuelles charges d'exploitation requalifiées en dépenses d'investissement en cours de période tarifaire ?

- la régulation incitative des raccordements (cf. p.63)

**Question 28** Êtes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE concernant les délais de remise des études préalables au raccordement ?

**Question 29** Êtes-vous favorable à l'évolution de la régulation incitative sur le respect des délais inscrits dans la convention de raccordement envisagée par la CRE pour le TURPE 7 HTB ?

**Question 30** Êtes-vous favorable à la régulation incitative envisagée par la CRE sur une cible de capacité de postes sources à créer en priorité dans le cadre des S3REnR ?

**Question 31** Êtes-vous favorable à la mise en place d'un suivi du respect des délais associés à la création des ouvrages mutualisés ?

**Question 32** Êtes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE concernant l'outil Caparéseau ?

**Question 33** Identifiez-vous d'autres données à intégrer au rapport annuel sur le raccordement à publier par les gestionnaires de réseaux ?

**Question 34** Êtes-vous favorable à la couverture par le CRCP des moyens accordés à RTE concernant la réalisation des études de raccordement ?

- la régulation incitative de la qualité de service (cf. p.73)

**Question 35** Êtes-vous en accord avec les constats et les évolutions préconisées par la CRE concernant la qualité de service de RTE ?

- la régulation incitative de la qualité d'alimentation (cf. p.78)

**Question 36** Êtes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE pour la régulation incitative de la continuité d'alimentation ?

- le développement des flexibilités au service du réseau (cf. p.82)

**Question 37** Partagez-vous l'analyse et les axes prioritaires de la CRE pour le développement de la flexibilité au service des réseaux ?

**Question 38** Êtes-vous favorable à une incitation visant à attribuer à RTE 20 % des gains économiques permis par la flexibilité locale ?

**Question 39** Êtes-vous favorable à une incitation au déploiement des automates NAZA ?

**Question 40** Êtes-vous favorable à une incitation à généraliser les appels d'offres flexibilités locales ?

**Question 41** Selon quels critères considérez-vous que RTE devrait proposer systématiquement une offre de raccordement flexible en complément de l'offre de raccordement de référence ?

**Question 42** Êtes-vous favorable à la mise en place d'une régulation incitative commune à Enedis et RTE portant sur l'exécution d'actions prioritaires communes, et à la liste d'actions prioritaires envisagée ? Identifiez-vous d'autres actions prioritaires ?

- la régulation incitative de la R&D et de l'innovation (cf. p.90)

**Question 43** Êtes-vous favorable aux orientations de la CRE concernant la régulation incitative de la R&D pour le TURPE 7 HTB ?

**Question 44** Êtes-vous favorable à la suppression du guichet « *smart grids* » pour le TURPE 7 HTB ?

- la régulation incitative des projets prioritaires (cf. p.92)

**Question 45** Êtes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE sur la régulation incitative des actions prioritaires ? Quelles actions identifiées vous semblent les plus prioritaires ?

### Niveau tarifaire

La partie 4 de la présente consultation publique (cf. p.94) porte sur la demande tarifaire de RTE, les résultats des audits sur les charges nettes d'exploitation et le taux de rémunération, ainsi que les ajustements préliminaires de la CRE concernant le niveau des charges de RTE à couvrir pour la période tarifaire TURPE 7.

**Question 46** Avez-vous des remarques sur l'analyse préliminaire de la CRE concernant le niveau prévisionnel des charges liées à l'exploitation du système électrique de RTE ?

**Question 47** Avez-vous des remarques sur l'analyse préliminaire de la CRE concernant les charges nettes d'exploitation (hors charges liées à l'exploitation du système électrique) ?

**Question 48** Avez-vous des remarques sur l'analyse préliminaire de la CRE concernant la trajectoire prévisionnelle de recettes d'interconnexion ?

**Question 49** Avez-vous des remarques concernant le niveau du CMPC pour la période du TURPE 7 et notamment le niveau du bêta de l'actif et la prise en compte de la hausse des taux d'intérêt sur les marchés ?

**Question 50** Avez-vous des remarques sur la trajectoire d'investissements « réseaux » envisagée pour le TURPE 7 HTB ?

**Question 51** Avez-vous des remarques concernant le solde prévisionnel du CRCP au 1<sup>er</sup> janvier 2025 ?

**Question 52** Avez-vous des remarques sur l'analyse préliminaire de la CRE concernant le niveau des charges à couvrir pour le TURPE 7 HTB ?

**Question 53** Avez-vous des remarques concernant les trajectoires de soutirage et d'injection envisagées par la CRE pour la période TURPE 7 ?

**Question 54** Avez-vous des remarques concernant les options d'évolution tarifaire, sous forme de marche tarifaire ou de lissage, envisagées par la CRE pour le TURPE 7 HTB ?

### Structure tarifaire

La partie 5 de la présente consultation publique (cf. p.129) porte sur les orientations envisagées par la CRE concernant la structure pour la période tarifaire TURPE 7.

On distingue plus particulièrement des questions portant sur :

- le maintien de la structure tarifaire actuelle (cf. p. 134)

**Question 55** Êtes-vous favorable au maintien des différentes composantes du TURPE (comptage, gestion, soutirage, injection, etc.) ?

- l'optimisation du placement des plages d'heures creuses (cf. p. 136)

**Question 56** Êtes-vous favorable à la modification des plages temporelles HTB, à la différenciation géographique et aux modalités de mise en œuvre envisagées par la CRE ?

- les composantes envisagées pour le TURPE 7 HTB (cf. p. 142)

**Question 57** Êtes-vous favorable à la stabilité des composantes de gestion et de comptage pour les domaines de tension HTB ?

**Question 58** Êtes-vous favorable aux évolutions envisagées par la CRE pour la composante de soutirage en TURPE 7 ?

**Question 59** Êtes-vous favorable au maintien à 0,04 du coefficient des dépassements pour les domaines de tension HTB 2 et HTB 1 ?

**Question 60** Êtes-vous favorable à l'évolution de tarification de l'énergie réactive envisagée par la CRE pour le TURPE 7 HTB ?

**Question 61** Êtes-vous favorable à l'évolution envisagée par la CRE du terme d'injection en HTB 3 et HTB 2 ?

- l'introduction d'une tarification optionnelle injection-soutirage pour les installations de stockage (cf. p.147)

**Question 62** Êtes-vous favorable à la mise en œuvre d'un tarif optionnel injection-soutirage accessible de manière transitoire aux installations de stockage raccordées au réseau HTB au sein des zones pour lesquelles l'apparition de contraintes locales de réseau est particulièrement prévisible ?

**Question 63** Êtes-vous d'accord avec les critères envisagés par la CRE pour définir les zones dans lesquelles une installation de stockage pourrait souscrire au tarif injection-soutirage ?

**Question 64** Êtes-vous d'accord avec les règles envisagées par la CRE pour placer les heures de pointe du tarif injection-soutirage ?

**Question 65** Êtes-vous d'accord avec les critères d'éligibilité envisagés par la CRE pour le tarif injection-soutirage ?

**Question 66** Êtes-vous favorable aux grilles tarifaires de la composante injection-soutirage et aux modalités de mise en œuvre envisagées ?

### Question conclusive

**Question 67** Avez-vous d'autres observations sur la consultation publique relative au TURPE 7 HTB de RTE ?

## 2. Contexte

### 2.1. 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. A 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 ».

Enfin, 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 ».

### 2.2. Objet de la consultation publique

Le tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité de RTE (dit « TURPE 6 HTB<sup>3</sup> ») couvre la période 2021-2024.

La CRE souhaite recueillir l'avis des acteurs de marché sur les orientations qu'elle envisage pour le tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité de RTE sur la période 2025-2028 (dit « TURPE 7 HTB »). La consultation comprend trois parties : cadre de régulation, niveau des charges à couvrir et structure du tarif.

Certains éléments du cadre de régulation ont vocation à s'appliquer également au tarif de distribution. Ils sont présentés dans la consultation publique n°2024-16 du 11 octobre 2024 relative au tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité d'Enedis (dit « TURPE 7 HTA-BT »).

La CRE envisage de reconduire dans le TURPE 7 HTB une grande partie des principes en vigueur dans le tarif TURPE 6 HTB. Les principales évolutions envisagées par la CRE pour le prochain TURPE 7 HTB ont pour objectifs :

- de faire évoluer le placement des heures pleines et heures creuses pour les consommateurs actuels et futurs, afin de répondre aux contraintes croissantes du réseau électrique sur certaines heures ; en particulier, l'accroissement de la production photovoltaïque fait apparaître

<sup>3</sup> [Délibération de la CRE du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité \(TURPE 6 HTB\)](#)

des heures particulièrement favorables à la consommation en cours de journée l'été (avril à octobre inclus) ;

- d'introduire un tarif injection/soutirage optionnel, afin d'envoyer des signaux tarifaires permettant d'exploiter au mieux les capacités de stockage au bénéfice du réseau dans les zones les plus contraintes ;
- d'inciter le gestionnaire de réseau à développer les flexibilités réseaux, en prenant en compte les premières initiatives lancées par les opérateurs pendant le TURPE 6 ;
- de faire évoluer les incitations du gestionnaire de réseaux à la maîtrise de ses charges et à la qualité de service et d'alimentation, ainsi qu'aux délais de raccordement au réseau de transport.

### 2.3. Orientations de politique énergétique

Dans la présente consultation publique, la CRE prend en compte les orientations de politique énergétique qui lui ont été transmises par la ministre chargée de l'énergie par courrier reçu en date du 26 octobre 2023 et publié sur le site de la CRE en même temps que la présente consultation. 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 d'efficacité 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.

## 3. Cadre de régulation tarifaire

### 3.1. Bilan du cadre tarifaire actuel et principales évolutions envisagées par la CRE

Stable dans ses grands principes depuis trois périodes tarifaires de quatre ans, le cadre de régulation tarifaire des réseaux et infrastructures d'électricité poursuit trois objectifs principaux :

- inciter les gestionnaires de réseaux et les opérateurs d'infrastructures à maîtriser leurs coûts pour limiter le poids des tarifs de réseaux sur la facture du consommateur final ;

- permettre aux opérateurs de financer les investissements dans les infrastructures ;
- maintenir un haut niveau de qualité de service et de qualité d'alimentation et maîtriser les délais de raccordement.

Pour cela, il s'appuie sur des mécanismes de régulation visant à inciter les gestionnaires de réseaux à rechercher l'efficacité dans la durée. Ainsi, une période tarifaire de quatre ans et le principe d'incitations financières pluriannuelles sur les coûts et la qualité de service ont été introduits. Le cadre de régulation laisse une large liberté de gestion aux gestionnaires de réseaux, leur permettant de rechercher les améliorations de performance les plus pertinentes pour atteindre les objectifs fixés.

La CRE dresse un bilan positif de ce cadre, qui a permis de maîtriser les coûts dans la durée tout en améliorant la qualité de service et en offrant une visibilité satisfaisante aux utilisateurs des réseaux. La CRE a fait évoluer le cadre de régulation lorsque que des circonstances exceptionnelles le justifiaient, comme à la suite de la crise des prix de l'énergie pendant le TURPE 6<sup>4</sup>.

Compte tenu de ce bilan (voir bilan détaillé en annexe 1), la CRE envisage de reconduire pour le TURPE 7 l'essentiel du cadre actuel avec quelques évolutions, notamment pour mieux tenir compte des conditions économiques (inflation, prix de l'énergie) et des enjeux en matière d'investissements et de raccordement pour atteindre les objectifs de transition énergétique.

Les régulations incitatives présentées par la CRE dans cette consultation publique peuvent recouvrir des objectifs différents : maîtriser les coûts, améliorer les délais de raccordement, augmenter la qualité de service, réduire certaines actions coûteuses pour la gestion du système électrique augmenter la disponibilité des interconnexions, accroître le recours aux flexibilités... Cette consultation publique vise donc à prioriser ces objectifs afin de cibler au mieux les régulations incitatives qui pourraient être définies pour la période TURPE 7.

### Question 1 Quels enjeux vous semblent les plus prioritaires pour les régulations incitatives de RTE pour le TURPE 7 HTB ?

#### 3.1.1. Maîtriser les coûts pour limiter l'impact des tarifs sur le consommateur final

Le cadre de régulation prévoit une régulation incitative différente pour les charges nettes d'exploitation (CNE) et pour les charges de capital normatives (CCN).

S'agissant des charges d'exploitation, le cadre de régulation prévoit une trajectoire de charges sur les quatre années de la période tarifaire. Les écarts par rapport à la trajectoire sont à la charge (ou au bénéfice) des opérateurs sauf pour quelques postes choisis, plus difficilement prévisibles et maîtrisables, pour lesquels tout ou partie des écarts est couvert par les tarifs via le CRCP. Les opérateurs sont ainsi incités à améliorer leur efficacité sur la période. Le niveau d'efficacité révélé en cours d'une période tarifaire est pris en compte pour établir les tarifs suivants, ce qui permet aux utilisateurs des réseaux et infrastructures de bénéficier des gains de productivité dans la durée. Pour cela, les trajectoires de charges d'exploitation, fixées pour une nouvelle période tarifaire, sont fondées sur les niveaux de dépenses réalisées par les opérateurs sur la période précédente.

Ce cadre a permis de maîtriser les dépenses des opérateurs et le niveau du TURPE HTB dans la durée : au cours des dix dernières années, l'évolution du niveau des CNE de RTE a été contenue (proche de l'inflation) alors que ses infrastructures se sont largement développées. En effet, alors que l'inflation cumulée entre les années 2013 et 2023 a été de 18,8 % :

- la hausse des charges nettes d'exploitation hors achats système et hors recettes d'interconnexion a été de 9 % ;
- la hausse de la base d'actifs régulés a été de 34 % ;
- le revenu autorisé est resté globalement stable (-1 %) ;
- la hausse du tarif moyen de transport d'électricité exprimé en €/MWh a été de 17 %.

<sup>4</sup> [Délibération de la CRE du 5 janvier 2023 portant décision modifiant les délibérations de la CRE n°2021-12 du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité \(TURPE 6 HTB\) et n°2021-13 du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité \(TURPE 6 HTA-BT\)](#)

Par ailleurs, le périmètre du CRCP et son dimensionnement se sont avérés adaptés pour assurer à RTE un niveau de couverture suffisant des effets de la crise sanitaire et de la crise des prix de l'énergie, tout en assurant une protection du consommateur par rapport à la volatilité accrue des prix pendant ces périodes.

Au cours de la période TURPE 6, la CRE a adapté la régulation incitative de plusieurs postes de charges liées à l'exploitation du système électrique (congestions, réserves d'équilibrage, réglage de la tension), en recentrant les incitations sur les volumes plutôt que sur les prix. Ce nouveau cadre de régulation s'est révélé robuste dans un contexte de forte variabilité des prix de gros de l'électricité. La CRE envisage donc de reconduire globalement le cadre en vigueur, en l'adaptant aux enjeux de la période TURPE 7.

S'agissant des investissements et des charges de capital réseau, le cadre de régulation prévoit que les écarts par rapport à la trajectoire sont portés par le tarif et non par les opérateurs. Cette méthode a permis aux opérateurs régulés d'engager ces dernières années l'ensemble des investissements nécessaires à l'exercice de leurs missions. Par ailleurs, la régulation incitative (budgets cibles pour les grands projets, incitation à la maîtrise des dépenses hors réseaux...) a permis de maîtriser les coûts d'investissements sans limiter les volumes (cf. partie 3.3).

Les décisions d'investissement dans les réseaux ayant des implications tarifaires sur le long terme, la CRE a l'intention de renforcer la régulation incitative des investissements de RTE dans le TURPE 7 et elle aura en outre l'occasion de se prononcer sur la stratégie d'investissement de RTE dans son examen du prochain SDDR de RTE.

### **3.1.2. Rémunérer les investissements au juste niveau**

Le cadre de régulation tarifaire doit garantir une rémunération raisonnable du capital investi qui permette de financer les actifs régulés, tout en donnant un juste signal à l'investissement pour la transition énergétique et le maintien en activité des installations. A ce titre, la rémunération de l'opérateur doit, d'une part, lui permettre de financer les charges d'intérêts sur sa dette et, d'autre part, lui apporter une rentabilité des fonds propres cohérente avec le niveau de risque associé à des actifs comparables.

L'utilisation de moyennes de long terme dans la fixation des taux de rémunération des gestionnaires d'infrastructures régulées est adaptée à ces activités caractérisées par des investissements de longue durée. Néanmoins, ces moyennes de long terme peuvent diverger de manière significative avec les taux constatés sur le marché au moment où les opérateurs doivent se financer. C'est le cas en ce moment avec la remontée récente des taux d'intérêt, ce qui conduit la CRE à envisager de modifier le cadre existant sur ce point.

En ce qui concerne RTE, les actifs liés aux raccordements des parcs éoliens en mer apparaissent singuliers en raison de l'allongement des durées prévisionnelles d'investissements et de leurs risques spécifiques. La CRE envisage un traitement spécifique de cette catégorie d'actifs.

### **3.1.3. Maintenir un haut niveau de qualité de service et d'alimentation et maîtriser les délais de raccordement**

La qualité de service et la qualité d'alimentation sont des préoccupations majeures des utilisateurs des réseaux d'électricité. Les régulations incitatives sur la qualité de service et la qualité d'alimentation constituent un des piliers du cadre de régulation du TURPE, qui assure que l'efficacité économique ne se fait pas au détriment des services rendus par les gestionnaires de réseaux.

La pertinence et l'utilité de ces régulations incitatives doivent régulièrement être questionnées afin de s'assurer de leur adéquation avec les besoins des utilisateurs.

Les deux indicateurs de qualité de service de RTE faisant l'objet d'une incitation financière fonctionnent selon un principe de bonus / malus. Pour chaque indicateur, des objectifs, correspondant à la performance jugée souhaitable et raisonnable, sont définis par la CRE et révisés de manière régulière. Tout dépassement de la cible est associé au versement d'un bonus et, à l'inverse, à un malus si le réalisé est inférieur à l'objectif. Les bonus comme les malus sont plafonnés.

La régulation incitative sur la continuité d'alimentation est asymétrique, et ne donne pas lieu à des bonus. Les versements sont effectués via le CRCP. Depuis l'introduction de la régulation incitative sur

la qualité de service et la qualité d'alimentation en 2008, la performance des gestionnaires de réseaux publics de distribution (GRD) et du gestionnaire du réseau public de transport (GRT) d'électricité s'est améliorée de façon continue, montrant ainsi l'efficacité du mécanisme et se traduisant par des objectifs croissants.

Le TURPE 6 ne prévoyait pas d'incitations financières pour les indicateurs de qualité de service de RTE, en dehors du raccordement. La CRE envisage que ces indicateurs fassent l'objet d'incitations financières dans le TURPE 7 lorsque cela est pertinent.

En matière de raccordement, le bilan de RTE sur la qualité de service montre des résultats contrastés, dans un contexte de hausse du nombre de raccordements. RTE affiche une bonne performance sur les coûts des raccordements, mais le respect des délais prévisionnels de raccordement reste en deçà des objectifs. La régulation incitative sur la remise des PTF dans les délais s'est révélée efficace pour inciter RTE à adapter son organisation et gagner en efficacité dans le traitement de ces demandes. Pour autant, les PTF ne sont pas encore remises dans des délais satisfaisants.

La CRE envisage de renforcer les incitations financières sur les délais de raccordement et de remise des PTF dans le TURPE 7.

Enfin, RTE a obtenu des résultats stables et globalement satisfaisants concernant la qualité d'alimentation au cours du TURPE 6, malgré une performance en retrait en 2021 liée une avarie de très longue durée sur les ouvrages de raccordement d'un industriel. La CRE envisage de poursuivre les incitations financières existantes.

Dans ce contexte, la CRE envisage plusieurs évolutions de la régulation incitative, notamment :

- introduire des incitations financières sur les indicateurs de qualité de service suivants : délais de dépannage des compteurs, traitement des réclamations, respect des dates et de la durée des travaux planifiés ainsi que le taux de disponibilité de la plateforme Portail Services de RTE ;
- arrêter le suivi de certains indicateurs redondants ou non pertinents sur le traitement des réclamations, les données de marché et la qualité de l'onde de tension ;
- introduire une régulation incitative sur le respect des délais des travaux de raccordement ;
- rehausser les objectifs sur la remise des PTF dans les délais et introduire une incitation sur la remise des études exploratoires ;
- concernant la régulation incitative sur la continuité d'alimentation, mettre à jour les objectifs sur la base de l'historique des dix dernières années.

Un bilan détaillé de la qualité de service de RTE est présenté dans une partie dédiée de la présente consultation (cf. partie 3.5).

**Question 2 Partagez-vous le bilan du cadre de régulation du TURPE 6 et les principales évolutions envisagées par la CRE pour le TURPE 7 ?**

### 3.2. Grands principes de construction du TURPE 7 HTB

Le TURPE 7 HTB reposera sur la définition, pour la période tarifaire, d'une trajectoire de revenu autorisé et de recettes prévisionnelles à percevoir par RTE auprès des utilisateurs raccordés à son réseau.

Le TURPE 7 HTB comprendra 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 un compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) ;
- incitant RTE à améliorer ses performances.

La prise en compte de l'ensemble de ces éléments permettra d'établir le tarif applicable au 1<sup>er</sup> août 2025 ainsi que ses modalités d'évolution annuelle.

#### 3.2.1. Une période tarifaire d'environ 4 ans

La durée des périodes tarifaires applicables aux infrastructures régulées est harmonisée à quatre ans.

Cette durée offre au marché de la visibilité sur l'évolution des tarifs d'infrastructures et donne aux opérateurs le temps nécessaire pour engager des efforts de productivité. La CRE a décidé de maintenir la durée des périodes tarifaires pour les tarifs gaziers ATRT8, ATS3 et ATRD7 à quatre ans environ.

La CRE envisage donc de maintenir une période tarifaire de quatre ans environ pour le TURPE 7 HTB.

Pour permettre la prise en compte des conséquences d'un changement législatif ou réglementaire qui interviendrait au cours de cette période, la CRE envisage de reconduire la clause de rendez-vous en vigueur dans le TURPE 6 HTB (qui est restée non utilisée à ce jour). Ainsi, les conséquences éventuelles de nouvelles dispositions législatives ou réglementaires ou d'une décision juridictionnelle ou quasi-juridictionnelle pourraient être examinées si le niveau des charges nettes d'exploitation retenues pour l'élaboration du TURPE 6 HTB se trouvait modifié d'au moins 1 %.

**Question 3** **Considérez-vous comme la CRE qu'une durée de la période tarifaire de quatre ans est adaptée pour le TURPE 7 HTB ?**

### 3.2.2. Opportunité d'une évolution exceptionnelle du TURPE HTB au 1<sup>er</sup> février 2025

Dans la consultation publique de la CRE du 11 octobre 2024 relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE 7 HTA-BT)<sup>5</sup>, la CRE interroge les acteurs sur l'opportunité d'une évolution exceptionnelle du TURPE HTA-BT au 1<sup>er</sup> février 2025. Dans cette hypothèse, la CRE n'envisage pas à ce stade de modification du TURPE HTA-BT en août 2025.

La CRE souhaite recueillir l'avis des acteurs de marché sur l'opportunité d'une évolution conjointe du TURPE HTB au 1<sup>er</sup> février 2025 concomitamment à l'évolution du TURPE HTA-BT. Les charges du TURPE HTB étant un poste de charge significatif du TURPE HTA-BT, la CRE considère qu'il est pertinent que l'évolution entre le tarif de transport et de distribution soit synchronisée. Dans ce cas, seules les modifications de la structure du TURPE interviendraient à l'entrée en vigueur du TURPE 7 HTB, le 1<sup>er</sup> août 2025.

**Question 4** **Êtes-vous favorable à une évolution exceptionnelle du TURPE HTB au 1<sup>er</sup> février 2025 ?**

### 3.2.3. Construction du revenu autorisé de RTE

Dans sa délibération qui portera décision sur le TURPE 7 HTB, dont la publication est prévue début 2025, la CRE fixera le revenu autorisé prévisionnel de RTE sur la période 2025-2028, sur la base du dossier tarifaire transmis par RTE et de ses propres analyses. Le revenu autorisé couvre les coûts d'un opérateur dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un opérateur efficace.

Ce revenu autorisé prévisionnel se compose des charges nettes d'exploitation (CNE), des charges de capital normatives (CCN), des recettes d'interconnexion (RI) et 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. 4.1.) ;
- CCN : charges de capital normatives prévisionnelles sur la période (cf. 4.4.) ;
- RI : recettes d'interconnexion prévisionnelles sur la période (cf. 4.2.) ;
- CRCP : apurement du solde du CRCP (cf. 4.5.) ;
- LIS : terme de lissage (cf. 4.9.).

<sup>5</sup> Consultation publique du 11 octobre 2024 relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE 7 HTA-BT)

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

La CRE envisage de ne pas modifier le mode de détermination du revenu autorisé.

### 3.2.3.1. 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 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 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 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.

La CRE n'envisage pas de modifier les principes de calcul des CNE et envisage de reconduire les modalités en vigueur.

### 3.2.3.2. 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. Cette dernière 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.

$$\text{CCN} = \text{Amortissement de la BAR} + \text{BAR} \times \text{CMPC} + \text{IEC} \times \text{coût de la dette}$$

La méthode retenue par la CRE pour fixer le taux de rémunération des actifs est fondée sur le CMPC à structure financière normative. En effet, le niveau de rémunération du GRT doit, d'une part, lui permettre de financer les charges d'intérêts sur sa dette et, d'autre part, apporter à ses actionnaires une rentabilité des fonds propres comparable à celle qu'ils pourraient obtenir pour des investissements comportant des niveaux de risque comparables. Ce coût des fonds propres est estimé sur la base de la méthodologie dite du « modèle d'évaluation des actifs financiers » (MEDAF).

La CRE envisage de reconduire les principes généraux de calcul des CCN.

RTE formule plusieurs demandes d'évolutions des modalités de rémunération des actifs, notamment des actifs en mer. Ces demandes et les analyses préliminaires de la CRE correspondantes sont présentées en partie 3.2.4.

### 3.2.3.2.1. 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'étude 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 ayant 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 le renforcement du réseau existant et l'accueil de nouveaux utilisateurs, 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.

#### Analyse préliminaire de la CRE sur le traitement tarifaire des coûts échoués

La CRE estime que le cadre de régulation actuel est bien adapté. Il permet en effet 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.

En ce qui concerne les frais d'études sans suite, le cadre actuel prévoit leur couverture systématique lorsque les projets ont fait l'objet d'une approbation préalable et explicite de la CRE. RTE s'est notamment engagé à solliciter une telle approbation dans le cadre de son programme d'investissements annuel pour les projets dont le montant dépasse 200 M€.

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 envisage donc à ce stade de maintenir la couverture par le CRCP des frais d'études sans suite pour les projets ayant été préalablement et explicitement approuvés par la CRE.

### 3.2.3.2.2. 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.

Le traitement tarifaire des actifs cédés est 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€. Pour ces moins-values, RTE demande 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 poste source entre RTE et Enedis.

### Analyse préliminaire de la CRE sur le traitement tarifaire des actifs cédés

La CRE considère que ce cadre de régulation des actifs cédés est bien adapté. La prise en compte dans le tarif des plus-values de cession est en effet justifiée, considérant que le tarif a participé au financement des actifs concernés.

Concernant les moins-values d'un montant inférieur à 500 k€, la CRE est favorable à un traitement systématique et simplifié. La CRE envisage donc que ces moins-values fassent l'objet d'une trajectoire incitée à 100 %, sans analyse au cas par cas de leur prise en compte au CRCP. Par ailleurs, la CRE est 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<sup>6</sup>. Dans les autres cas, RTE pourrait solliciter une couverture au CRCP au cas par cas sur la base d'un dossier argumenté comme prévu jusqu'à présent.

#### **3.2.3.3. Recettes d'interconnexion**

En tant que gestionnaire du réseau public de transport, y compris ses interconnexions entre la France et ses pays voisins, RTE perçoit des recettes tirées, d'une part de la vente des capacités d'interconnexion, d'autre part des mécanismes de capacités mis en place en France et dans les pays voisins, au titre de la contribution des capacités d'interconnexion à la sécurité d'approvisionnement.

Aux termes des dispositions de l'article 19, paragraphe 2, du règlement (UE) 2019/943, 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'accès au réseau. Les recettes d'interconnexion sont intégrées dans le revenu autorisé de RTE, en déduction des charges à couvrir par le tarif, sous réserve que les objectifs prioritaires soient remplis. RTE demande qu'une partie des recettes d'interconnexion finance directement des dépenses d'investissements. L'analyse de cette demande est présentée dans la partie 3.2.4.5 de la présente consultation.

#### **3.2.3.4. 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 RTE. 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 de +/-2 %. 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.

La CRE envisage de faire évoluer les modalités d'apurement annuel du CRCP. Ce sujet est traité dans la partie 3.2.6. de la présente consultation.

##### Neutralité financière du dispositif

---

<sup>6</sup> [Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 31 janvier 2013 portant approbation d'une convention relative à la cession d'actifs entre RTE et ERDF à la suite des évolutions de catégories des postes sources](#)

Afin d'assurer la neutralité financière du CRCP, le solde du CRCP au 1<sup>er</sup> 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. Anticipant des variations plus importantes des montants au CRCP pour la période TURPE 7, Enedis et RTE demandent une évolution du taux d'actualisation au CMPC pondéré.

La CRE rappelle que la restitution du solde du CRCP est toujours garantie, indépendamment de son niveau et de son sens. En outre, il est rendu à relativement court terme à l'opérateur. Le CMPC n'est donc pas pertinent pour actualiser le solde du CRCP. La CRE estime ainsi que le taux sans risque reste le paramètre pertinent pour l'actualisation du solde du CRCP. La CRE envisage d'appliquer, pour la période TURPE 7 et comme elle l'a fait pour les tarifs ATRD7, ATRT8 et ATS3, le taux sans risque court terme pour actualiser le solde du CRCP, en cohérence avec les délais d'apurement.

**Question 5 Êtes-vous favorable aux grands principes de construction du revenu autorisé envisagés par la CRE ?**

### 3.2.4. Rémunération des actifs et couverture des investissements

#### 3.2.4.1. Modalités de calcul de la BAR et des IEC

Les CCN annuelles sont calculées sur la base des niveaux de la BAR et des IEC observés au 1<sup>er</sup> janvier de l'année.

RTE demande que les CCN annuelles soient déterminées selon les niveaux de la BAR et des IEC au 30 juin de l'année afin de tenir compte de la répartition des mises en service de projets dans l'année.

La CRE considère que les modalités actuellement en vigueur depuis plusieurs périodes tarifaires sont robustes et qu'une telle modification de la date de référence de la BAR et des IEC demandée introduirait une discontinuité du calcul de la rémunération des actifs de RTE, qui n'aurait pas de lien avec une quelconque évolution des charges de capital.

Pour la période tarifaire TURPE 7 HTB, la CRE envisage donc de conserver la méthode actuelle.

#### 3.2.4.2. Introduction éventuelle d'une différenciation entre la rémunération des actifs historiques et des nouveaux actifs

La rémunération des actifs de RTE consiste, depuis plusieurs périodes tarifaires, à l'application d'un taux unique et fixe de CMPC fondé sur une structure financière normative. En effet, le niveau de rémunération du GRT doit, d'une part, lui permettre de financer les charges d'intérêts sur sa dette et, d'autre part, apporter à ses actionnaires une rentabilité des fonds propres comparable à celle qu'ils pourraient obtenir pour des investissements comportant des niveaux de risque comparables. Ce coût des fonds propres est estimé sur la base de la méthodologie dite du « modèle d'évaluation des actifs financiers » (MEDAF).

Dans les précédentes délibérations tarifaires, ce taux de rémunération s'appliquait pendant toute la durée de la période à l'ensemble des actifs constitutifs de la BAR de RTE, quelle que soit leur date de mise en service. Ce taux unique était calculé sur la base de la moyenne observée de différents paramètres (taux sans risque, prime de dette) sur les dix dernières années, en cohérence avec la durée de vie longue des infrastructures de réseau d'électricité.

Néanmoins, le contexte économique actuel a conduit à une hausse des taux d'intérêt qui ne sera qu'en partie prise en compte dans les moyennes long terme. RTE a demandé en conséquence que sa rémunération reflète davantage l'évolution récente des conditions du marché et notamment la dette qu'il envisage de contracter au cours de la prochaine période tarifaire. La CRE a analysé la capacité du mécanisme actuel à rémunérer les nouveaux investissements en cohérence avec ce nouvel environnement économique. Elle envisage, pour la période TURPE 7, une évolution de la méthode de rémunération visant à refléter davantage les conditions actuelles.

La CRE a fait évoluer, dans les tarifs gaziers ATRT8, ATRD7 et ATS3, la méthode de calcul du CMPC pour prendre en compte la remontée des taux observée récemment. Ainsi, pour déterminer ce CMPC selon une approche pondérée, la CRE a retenu :

- un taux pour les actifs historiques, déterminé selon la méthode utilisée jusqu'à précédent et fondée sur l'analyse de paramètres long terme ;
- un taux pour les nouveaux actifs, fondé sur la prise en compte de données économiques de court terme.

Les deux taux sont combinés dans un taux pondéré. Cette pondération repose sur une répartition normative de la part respective des anciens actifs et des nouveaux actifs dans la période tarifaire à venir.

La CRE envisage d'introduire une évolution similaire pour la rémunération de RTE. Un tel changement de méthode permettrait notamment de fixer la rémunération de RTE à un niveau plus en phase avec les coûts du capital attendus ces prochaines années pour financer de nouveaux investissements.

### Question 6 Êtes-vous favorable au changement de méthode envisagé par la CRE pour la fixation du CMPC, permettant de mieux refléter l'évolution des conditions économiques ?

#### 3.2.4.3. Modalités de rémunération des investissements relatifs aux raccordements des parcs éoliens en mer

Le cadre de régulation vise à s'assurer que la réalisation et l'exploitation des projets de raccordement de parcs éoliens par RTE soit la plus efficace possible 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'avarie sur ces actifs. Du fait de leur très faible probabilité d'occurrence et de la forte variabilité des dépenses de réparation, RTE demande la mise en place d'un plafond pluriannuel de 75 M€ au-delà duquel ces dépenses seraient couvertes par le CRCP. Ce plafond vise à limiter l'exposition financière de RTE dans les situations exceptionnelles, par exemple liées à l'apparition de plusieurs avaries indépendantes au cours de la période ;
- les 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'avarie ou de dysfonctionnement de ces ouvrages. L'arrêté du 10 novembre 2017<sup>7</sup> 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.

La CRE envisage de reconduire ce cadre au cours de la période TURPE 7. Si les avaries sur les câbles en mer sont des phénomènes rares, dont la probabilité d'occurrence pourrait être de l'ordre d'une fois tous les 10 ou 20 ans, les coûts de réparation associés peuvent être élevés, comme le montre le cas de l'avarie sur la liaison IFA 2000 en 2017, dont les coûts de réparation se sont élevés à 37 M€. Dans ce contexte, la CRE estime que la mise en œuvre du plafond proposé par RTE, au-delà duquel les montants seraient pris en compte par le CRCP, apparaît acceptable.

Au cours du TURPE 6, RTE a mis en service les raccordements des quatre parcs de l'AO 1 dans les délais et RTE n'a pas eu à verser d'indemnités aux producteurs concernés, ce qui constitue une bonne performance. La CRE estime que le cadre d'incitation associé est adapté aux enjeux de la période tarifaire à venir et envisage de le reconduire.

En raison des risques spécifiques liées à l'exploitation des ouvrages en mer évoqués ci-dessus et du caractère prioritaire de ces projets dits « offshore », RTE demande la création d'une catégorie distincte de BAR et d'IEC relatives à l'ensemble des projets de réseau en mer, incluant les raccordements de parcs éoliens en mer, les interconnexions ou les éventuels projets de renforcement du réseau incluant une ou plusieurs ligne(s) sous-marine(s), dites « BAR offshore » et « IEC offshore ». Pour ces deux catégories, RTE demande une rémunération à un CMPC bonifié d'une prime de 1 point.

Concernant les IEC « offshore », RTE justifie sa demande d'une rémunération au CMPC bonifié en raison des durées de travaux – et donc d'immobilisation en cours – plus longues que les autres projets.

<sup>7</sup> 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.

L'engagement des dépenses associées est également à réaliser plus en amont du fait d'une forte tension des marchés d'approvisionnement des matériels. RTE anticipe notamment des avances de paiement importantes pour la fourniture des câbles sous-marins et postes en mer dans le contexte d'une forte demande sur ce marché. La qualification comptable de ces avances de paiement doit toutefois être instruite par RTE.

La CRE considère que les risques associés aux raccordements de parcs éoliens en mer diffèrent 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. En outre, le rôle de RTE dans l'exploitation de ces actifs va s'accroître car il assurera la maîtrise d'ouvrage de la plateforme en mer pour les AO 3 et suivants.

Sur le principe, la méthodologie MEDAF tient d'ores et déjà compte de l'ensemble des risques auxquels l'opérateur est soumis, en comparaison notamment d'autres GRT européens, au travers du niveau du bêta des actifs. Néanmoins le raccordement des parcs éoliens en mer constitue une activité nouvelle ou récente pour les GRT comparables, difficile à prendre en compte dans ces analyses. Ce point est souligné dans le rapport de l'auditeur mandaté par la CRE sur la demande de rémunération de RTE. Par ailleurs, le TURPE 5 inclut une hausse de quatre points de base du bêta des actifs de RTE par rapport au TURPE 4 notamment du fait du rôle de RTE dans le raccordement des parcs éoliens en mer<sup>8</sup>.

Au vu de ces éléments, la CRE considère qu'une prime de CMPC ne pourrait être incluse dans le TURPE 7 que si des risques additionnels n'étaient pas pris en compte par la méthodologie MEDAF ou par une couverture systématique par le CRCP. Sur la base des risques d'exploitation liés aux avaries et des éventuelles indemnités versées aux producteurs éoliens en mer, la CRE évalue à ce stade une éventuelle prime à un niveau inférieur à celui demandé par RTE, entre 0,25 % et 0,5 %.

En ce qui concerne les IEC, la CRE estime que la rémunération des IEC au coût de la dette reste adaptée, notamment afin d'inciter RTE à mettre en service les projets dans les meilleurs délais. Toutefois, le TURPE 7 HTB verra une forte augmentation du volume d'IEC du fait de la réalisation des travaux des parcs éoliens en mer de l'AO 2 ainsi que le lancement des projets de raccordement des parcs éoliens en mer des AO 3 et suivants. Cette tendance se poursuivra selon toute vraisemblance dans les périodes tarifaires suivantes. Les durées d'immobilisation pour ces projets sont significativement plus longues, notamment en raison des avances de paiement associées. En outre, comme indiqué ci-dessus, la CRE prévoit de poursuivre les incitations spécifiques pour la mise en service de ces projets dans les meilleurs délais.

La CRE envisage donc à ce jour une rémunération des IEC des projets de raccordement des parcs éoliens en mer au niveau du CMPC. Par ailleurs, la CRE estime pertinent d'inclure dans les IEC les avances versées dans les contrats d'approvisionnements des matériels, quelle que soit leur qualification comptable. Toutefois, une éventuelle prime de rémunération sur ces actifs étant liée aux risques d'exploitation des ouvrages, elle n'aurait pas vocation à s'appliquer aux IEC comme le demande RTE.

Enfin, les risques pour RTE associés aux projets d'interconnexion ou de renforcement du réseau, qu'ils soient terrestres ou avec une partie maritime, n'ont pas évolué significativement et ne diffèrent pas de ceux du reste du réseau de RTE. De même, la dynamique des IEC est différente pour ces projets par rapport aux projets de raccordement de parcs éoliens en mer. Seuls deux projets d'interconnexion sont en phase de travaux (Celtic avec l'Irlande et Golfe de Gascogne avec l'Espagne) et les durées d'engagement des dépenses associées à ces projets ne diffèrent pas significativement de celles des grands projets terrestres. De plus, il n'existe pas d'incitation spécifique à une mise en service rapide des projets comme pour le raccordement des parcs éoliens en mer. S'agissant des projets de renforcement du réseau, la CRE considère également 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. Pour ces raisons, la CRE n'envisage pas à ce stade de modifier la rémunération des actifs et des IEC des projets d'interconnexion ou des éventuels projets de renforcement du réseau passant par la mer. Toutefois, le coût des éventuelles avaries sur ces ouvrages maritimes pourrait être couvert au CRCP, lorsque leur origine est indépendante de RTE et sur la base d'un dossier argumenté par RTE.

---

<sup>8</sup> Délibération du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans le domaine de tension HTB

**Question 7 Partagez-vous les analyses préliminaires de la CRE sur la demande de RTE d'une prime de rémunération supplémentaire pour les actifs dits « offshore » ?**

**Question 8 Pour les investissements relatifs au raccordement des parcs éoliens en mer et les avances de paiement associées, êtes-vous favorable à l'orientation de la CRE concernant la rémunération des IEC au CMPC ?**

#### 3.2.4.4. Prise en compte de la fiscalité des subventions d'investissements

Dans le cadre en vigueur, les subventions d'investissements publiques et privées sont déduites de la BAR de RTE, car ces investissements ne sont pas financés par RTE mais par des tiers.

Comme pour les tarifs précédents, RTE demande la rémunération du stock de subventions d'investissements privées à hauteur de 2 % par an. RTE considère que les actifs subventionnés font l'objet de risques d'exploitation et que les règles tarifaires créent des effets de trésorerie, car les subventions d'investissements privées sont soumises à l'impôt sur les sociétés. RTE estime que ces effets de trésorerie ne l'incitent pas à rechercher de telles subventions. Par ailleurs, RTE anticipe une forte croissance des subventions d'investissements dans les prochaines années, avec la croissance des raccordements industriels et des quotes-parts associées aux S3REnR.

La CRE considère que la rémunération établie par la méthodologie MEDAF couvre l'ensemble des risques auxquels RTE est soumis. À ce stade, la CRE estime qu'il n'est pas nécessaire d'introduire de rémunération additionnelle des subventions d'investissements.

**Question 9 Êtes-vous favorable au maintien envisagé par la CRE du cadre de rémunération appliqué aux subventions d'investissements ?**

#### 3.2.4.5. Préfinancement des investissements par les recettes d'interconnexion (COFI)

Dans le cadre en vigueur, les charges de capital des investissements réseaux réalisés par RTE sont couvertes par le tarif, selon les modalités exposées au 3.2.3.2, durant toute la durée de vie de l'actif.

Par ailleurs, en tant que gestionnaire d'interconnexions électriques entre la France et ses pays voisins, RTE perçoit des recettes tirées, d'une part, de la vente des capacités et, d'autre part, des mécanismes de capacité mis en place en France et dans les pays frontaliers, au titre de la contribution de ses capacités d'interconnexion à la sécurité d'approvisionnement.

Aux termes des dispositions de l'article 19 du règlement (UE) 2019/943<sup>9</sup>, 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 » et 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 connectées 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'accès au réseau. En ligne avec ces dispositions, le TURPE 6 HTB prévoit que les recettes d'interconnexion, de même que les coûts visant à garantir la fermeté des produits alloués, figurent au CRCP.

RTE demande que les recettes d'interconnexion excédant la trajectoire prévue par le TURPE 7 HTB soient allouées au préfinancement des investissements, afin de limiter ses besoins de financement et de ne pas faire peser de manière trop importante sur les générations futures la charge des investissements décidés aujourd'hui. Les éventuelles recettes d'interconnexion supérieures à la trajectoire prévue dans le tarif seraient ainsi affectées à un compte de financement des interconnexions (COFI), au lieu d'être rendues rapidement aux utilisateurs des réseaux via le CRCP. Les investissements financés par le COFI ne seraient pas intégrés à la BAR et ne seraient pas rémunérés.

La CRE estime que le principe d'un tel compte pourrait être envisagé, sous réserve qu'il ne soit alimenté que par les recettes d'interconnexion perçues par RTE supérieures à la trajectoire prévisionnelle de ces recettes du TURPE 7 HTB. Ce fonctionnement éviterait toute hausse des tarifs pour les utilisateurs du

<sup>9</sup> Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité

réseau, toutes choses égales par ailleurs, tout en affectant d'éventuels effets positifs sur les recettes d'interconnexion au financement du très important programme d'investissements de RTE.

En effet, le triplement des investissements prévu par RTE, de 2,1 Md€ en 2023 à 6,4 Md€ en 2028, va accroître fortement ses besoins de financement. Si la situation financière de RTE en fin de TURPE 6 est saine, le fort accroissement de sa dette pendant le TURPE 7, qui passerait de 11 Md€ à 19 Md€ selon la demande tarifaire de RTE, pourrait nécessiter un renforcement de ses capitaux propres. Une telle décision relève des actionnaires de RTE et non de la CRE. En revanche, la CRE veille à la solidité financière des gestionnaires d'infrastructures régulées, qui conditionne leur capacité à réaliser les investissements nécessaires. La CRE envisage de formuler des recommandations aux actionnaires de RTE, notamment quant à leur politique de dividendes, si elle le juge nécessaire à la bonne réalisation par RTE de l'ensemble de ses missions.

Le mécanisme de COFI demandé par RTE a pour objectif de contribuer au financement de son programme d'investissements. La CRE considère qu'il doit s'accompagner d'un engagement des actionnaires de RTE que les montants correspondants ne donneront lieu à aucun prélèvement de dividendes, pour qu'ils soient effectivement affectés au financement des investissements.

La CRE rappelle qu'un mécanisme similaire avait été mis en place pour le TURPE 3 HTB et avait été supprimé pour le TURPE 4 HTB. En effet, la somme effectivement disponible pour financer les investissements était réduite, car les montants affectés à ce compte étaient soumis à l'impôt sur les sociétés et au prélèvement de dividendes.

**Question 10 Partagez-vous les orientations de la CRE concernant la demande de RTE d'affecter une partie des recettes d'interconnexion au financement des investissements ?**

### 3.2.5. Calcul du tarif

Le TURPE applicable aux utilisateurs du réseau de RTE correspond aux différentes composantes tarifaires fixées dans la délibération tarifaire. Le niveau des différentes composantes tarifaires est fixé de façon que les recettes générées par ces composantes appliquées à l'ensemble des catégories d'utilisateurs (en fonction de leur niveau de tension, leur consommation, de leur puissance souscrite, etc.) permettent de couvrir le niveau du revenu autorisé de RTE défini pour la période tarifaire.

### 3.2.6. Modalités d'évolution annuelle du tarif

#### Calendrier d'évolution des termes tarifaire

Le TURPE 6 HTB évolue au 1<sup>er</sup> août de chaque année. La CRE envisage de maintenir ce principe.

#### Evolution annuelle du niveau des termes tarifaires

Les charges nettes d'exploitation, les charges nettes de capital, les recettes d'interconnexion et les volumes d'électricité transportés peuvent connaître des évolutions prévisionnelles parfois significatives d'une année sur l'autre. Pour éviter des évolutions annuelles imprévisibles, le TURPE prévoit une évolution prédéfinie des grilles tarifaires permettant éventuellement de lisser ces effets dans le temps.

La CRE envisage une évolution mécanique annuelle du TURPE 7 selon des principes presque identiques à ceux de la période tarifaire actuelle.

Toutefois, 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. La CRE envisage deux modifications du mode de calcul des mises à jour tarifaires, déjà introduites pour les tarifs des opérateurs gaziers.

En premier lieu, afin d'améliorer la prise en compte de l'effet de l'inflation, la CRE envisage d'intégrer, lors de la mise à jour tarifaire annuelle pour l'année N, une correction de l'écart d'inflation au titre de l'année N-1 entre la prévision du projet de loi de finances (PLF) et le niveau réalisé (ou à défaut la meilleure estimation disponible lors du calcul de la mise à jour tarifaire annuelle). En effet, cet écart ayant un effet sur les charges jusqu'à la fin de la période tarifaire, le prendre en compte permet d'éviter qu'il alimente durablement le solde du CRCP.

En second lieu, la CRE envisage à ce stade une augmentation du plafonnement du facteur  $k$  à  $\pm 3\%$  (actuellement limité à  $\pm 2\%$ ).

La CRE considère que ces deux mesures sont de nature à améliorer l'apurement du CRCP et à éviter qu'il ne s'incrémente durablement par des écarts pérennes d'inflation.

En synthèse, les principes envisagés à ce stade par la CRE pour le TURPE 7 sont les suivants :

Les termes tarifaires de RTE s'ajustent automatiquement le 1<sup>er</sup> août de chaque année  $N$  par l'application à l'ensemble des termes tarifaires en vigueur au 31 juillet de l'année  $N$  du pourcentage de variation suivant :

$$Z = IPC + X + k$$

Où :

- IPC est, pour un ajustement de la grille tarifaire au 1<sup>er</sup> août de l'année  $N$ , le taux d'inflation hors tabac prévisionnel pour l'année  $N$  pris en compte dans le PLF de l'année  $N$  auquel est ajouté l'écart entre l'inflation réalisée de l'année  $N-1$  telle que calculée par l'INSEE<sup>10</sup> et le taux d'inflation hors tabac prévisionnel pour l'année  $N-1$  pris en compte dans le PLF pour l'année  $N-1$  ;
- $X$  est le facteur d'évolution annuelle sur la grille tarifaire fixée par la CRE dans sa délibération tarifaire. Il intègre l'objectif annuel d'efficience qu'elle aura fixé à l'opérateur ;
- $k$  est le facteur d'évolution de la grille tarifaire résultant de l'apurement du solde du CRCP ; il est compris entre  $+3\%$  et  $-3\%$ .

**Question 11** Avez-vous des remarques sur le calcul de l'évolution annuelle du tarif, en particulier sur la prise en compte, dans le terme IPC, de l'écart d'inflation entre hypothèse retenue et inflation réalisée en  $N-1$  ? Êtes-vous favorable au rehaussement à  $\pm 3\%$  du plafond du facteur  $k$  ?

### 3.3. Régulation incitative à la maîtrise des coûts

#### 3.3.1. Régulation incitative relative à la maîtrise des charges d'exploitation

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. Comme indiqué dans la partie 3.2.3.4. de la présente consultation, un mécanisme de régularisation *a posteriori*, le CRCP, permet de prendre en compte les écarts entre les charges et les produits réellement constatés, et les charges et les produits prévisionnels sur certains postes préalablement identifiés.

La CRE considère que l'intégration d'un poste au CRCP doit être appréhendée notamment 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 en vigueur 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 partiellement maîtrisables et/ou prévisibles, il est pertinent d'inciter partiellement les opérateurs (voir partie 3.3.1.2).

<sup>10</sup> 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  $N-2$ .

### 3.3.1.1. Principes de couverture du CRCP des charges nettes d'exploitation

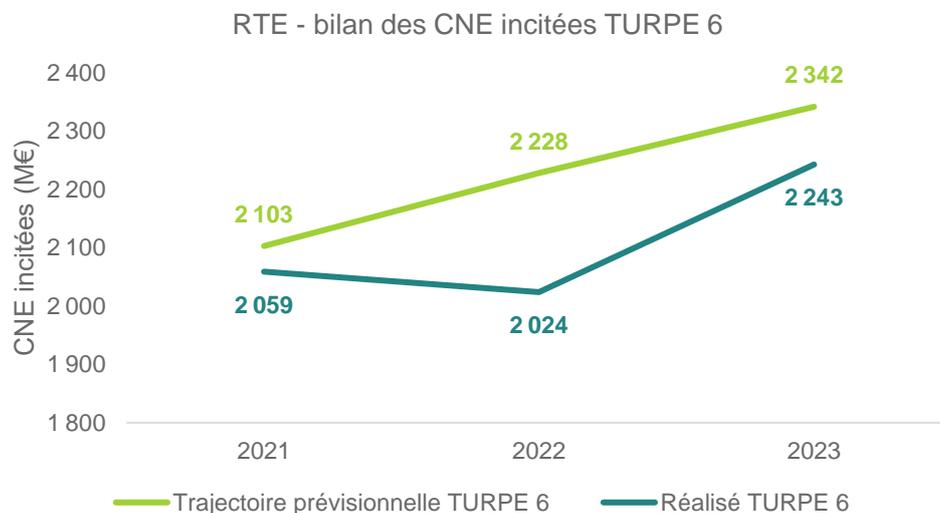
Le cadre de régulation tarifaire en vigueur différencie trois catégories de CNE qui font l'objet d'un traitement tarifaire spécifique :

- les charges nettes d'exploitation incitées : les opérateurs sont incités à la maîtrise de leurs charges d'exploitation et conservent la totalité des gains ou pertes de productivité qui pourraient être réalisés par rapport aux trajectoires définies par la CRE. La majorité des charges d'exploitation des opérateurs font partie de cette catégorie (achats hors couverture des pertes, charges de personnel, prestations externes, etc.) ;
- les charges nettes d'exploitation partiellement incitées : certains postes de charges dépendant de facteurs en partie maîtrisables par les opérateurs sont inscrits en partie au CRCP. Le taux de partage des gains ou des pertes par rapport à la trajectoire prévisionnelle fixée par la CRE s'établit généralement à 20 % (l'opérateur garde 20 % de l'écart à sa charge et le reste est porté par le tarif) ;
- les charges nettes d'exploitation non incitées : pour des postes de charges et de recettes peu prévisibles et peu maîtrisables par les opérateurs, les écarts entre le réalisé et le prévisionnel sont intégralement pris en compte au CRCP.

Les taux d'incitation des postes de charges incitées ou partiellement incitées envisagés par la CRE sont détaillés dans la partie 3.3.1.2. de la présente consultation publique.

La régulation incitative des CNE vise à inciter les opérateurs à battre la trajectoire fixée, en leur laissant conserver le gain réalisé par rapport à cette dernière.

Au périmètre des charges nettes d'exploitation incitées à 100 %, les coûts supportés par RTE ont été, au total, inférieurs à la trajectoire fixée dans le tarif TURPE 6<sup>11</sup> sur la période 2021-2023. RTE indique toutefois que le niveau prévisionnel de ses charges d'exploitation incitées pour l'année 2024 pourrait être significativement supérieur à celui des années 2021-2023. L'écart sur les trois premières années en faveur de RTE est de -347 M € au total, soit -5 % :



**Figure 1. Bilan des charges nettes d'exploitation incitées de RTE sur la période TURPE 6 (en M€courants)**

RTE explique ce résultat par différents effets conjoncturels, notamment liés aux crises du Covid et celle l'énergie, ainsi que la baisse de la cotisation sur la valeur ajoutée des entreprises (CVAE). RTE indique également que les hausses de certaines charges ont été inférieures à l'inflation constatée au cours de cette période et qu'il a adapté son organisation aux moyens alloués lors de la délibération TURPE 6, qui prévoyait notamment un objectif d'efficience global de -15 M€/an.

<sup>11</sup> Dans ces graphiques, la trajectoire prévisionnelle TURPE 6 intègre la mise à jour annuelle de l'inflation pour les postes incités.

RTE indique toutefois que le niveau prévisionnel de ses charges d'exploitation, hors charges liées à l'exploitation du système électrique, pour l'année 2024 pourrait être significativement supérieur à celui des années 2021-2023, notamment en raison d'une forte hausse des recrutements et des volumes d'opérations de maintenance.

Il n'est pas problématique que les opérateurs battent leur trajectoire dans la mesure où l'objectif de l'incitation est justement d'obtenir des gains de performance opérationnelle dans la durée dans l'intérêt des utilisateurs. Néanmoins, il est indispensable et il revient à la CRE de s'assurer, d'une période tarifaire à l'autre, de la bonne prise en compte dans la fixation du niveau du tarif des performances atteintes par les opérateurs sur les périodes précédentes.

Pour les charges d'exploitation du TURPE 7, le dernier niveau réalisé atteint (éventuellement corrigé de l'inflation et d'éléments de nature exceptionnelle) est le standard à retenir (généralement 2023) : toute demande s'en écartant à la hausse doit être dûment justifiée par l'opérateur.

### 3.3.1.2. Couverture au CRCP de certains postes

#### 3.3.1.2.1. Cadre de régulation TURPE 6

Comme indiqué dans la partie 3.2.3.4. de la présente consultation publique, un mécanisme de régularisation *a posteriori*, le CRCP, permet de prendre en compte les écarts entre les charges et les produits réellement constatés, et les charges et les produits prévisionnels de certains postes préalablement identifiés. Il s'agit des postes peu prévisibles et peu maîtrisables par les opérateurs.

Les postes concernés pour la période tarifaire TURPE 6 sont rappelés ci-après.

#### Postes couverts en totalité au CRCP dans le TURPE 6 :

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.

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

- les charges de capital supportées par RTE, à l'exception de celles qui font l'objet du mécanisme de régulation incitative des charges de capital « hors réseaux » (cf. partie 3.3.3.1.) ;
- les charges liées à la compensation des pertes, et faisant, par ailleurs, l'objet d'un mécanisme de régulation *ad hoc* (cf. partie 3.3.1.3.) ;
- les charges de constitution des réserves d'équilibrage<sup>12</sup> (cf. partie 3.3.1.4.) ;
- les charges associées aux congestions internationales et nationales (cf. partie 3.3.1.6.) ;
- les charges liées au dispositif d'interruptibilité ;
- les charges d'exploitation de R&D, selon des modalités spécifiques (cf. partie 3.8.1) ;
- les montants retenus au titre des projets de déploiement industriel des réseaux électriques intelligents (guichet « *Smart grids* », cf. partie 3.8.2) ;
- les frais d'études sans suite pour des grands projets ayant fait l'objet d'une approbation préalable et explicite de la CRE (cf. partie 3.2.3.2.1) ;
- 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. 335-15 et R. 335-33 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 expérimentaux menés par RTE ;
- à partir de 2023, l'écart entre le réalisé et la trajectoire remise à jour de l'inflation sur la part variable de la rémunération de la compensation synchrone.

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

---

<sup>12</sup> 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.

- 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.

### Postes couverts en partie au CRCP dans le TURPE 6 :

- 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 % ;
- 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<sup>13</sup>, 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 ;
- les indemnités versées par RTE aux GRD au titre des coupures longues, prises en compte à 100 % au-delà de 9 M€ (cf. partie 3.3.1.2.2.) ;
- la valeur nette comptable des immobilisations démolies, fait l'objet d'un cadre spécifique dans le TURPE 6 HTB (cf. partie 3.2.3.2.1).

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

- les achats système, à savoir : les pertes électriques sur le réseau de RTE (cf. partie 3.3.1.3), les réserves d'équilibrage (cf. partie 3.3.1.4), les congestions nationales et internationales (cf. partie 3.3.1.6), les services système tension (cf. partie 3.3.1.7) ;
- l'effet prix portant sur la gestion des actifs (cf. partie 3.3.3.2.) ;
- la maîtrise des coûts des projets d'investissement (grands projets et en dehors des grands projets) (cf. partie 3.3.3.2.) ;
- les projets de création de nouvelle capacité d'interconnexion (cf. partie 3.3.2.5) ;
- la qualité de service et la continuité d'alimentation (cf. parties 3.5 et 3.6) ;
- les charges de recherche et développement (R&D), conformément aux modalités de couverture détaillées dans la partie 3.8 ;
- les actions prioritaires au titre de l'innovation à l'externe (cf. partie 3.9).

### **3.3.1.2.2. Demandes d'évolution de RTE et orientations préliminaires de la CRE**

#### Mécanisme de compensation inter-GRT (ITC)

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 mis en œuvre

---

<sup>13</sup> 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 (<https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000036068912/>).

par l'ENTSO-E sous le contrôle de l'ACER et de la Commission européenne. Au total, 37 pays sont parties à l'ITC.

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

Dans le cadre tarifaire actuel, l'ITC est incité à 100 % : les écarts entre la trajectoire et le réalisé sont intégralement au bénéfice ou à la charge de RTE.

Pour la période TURPE 7, RTE demande que ce poste soit intégralement couvert au CRCP. RTE considère que ce poste est variable et non maîtrisable.

### *Analyse préliminaire de la CRE*

Le montant réalisé a été très variable sur la période TURPE 6, le montant réalisé de l'ITC ayant été une charge sur la moitié de la période tarifaire et une recette sur l'autre moitié. La CRE considère cependant que ce poste est partiellement maîtrisable par RTE en tant que partie à l'ITC.

La CRE envisage donc pour la période TURPE 7 d'accéder partiellement à la demande de RTE en couvrant ce poste à 80 % au CRCP, contre 0 % actuellement.

### Inflation sur les charges nettes d'exploitation incitées

Comme explicité en 3.3.1.2.1, le TURPE 6 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.

### *Analyse préliminaire de la CRE*

La CRE estime que l'analyse réalisée par RTE est cohérente mais qu'il existe de multiples facteurs d'évolutions des charges de RTE et que l'indexation sur l'inflation ne constitue qu'une approximation. RTE a constaté une meilleure corrélation avec l'inflation passée au cours du TURPE 6 mais les incertitudes associées ne garantissent pas la robustesse de ce résultat. Par ailleurs, de telles évolutions n'ont pas été constatées pour d'autres opérateurs, qu'il s'agisse d'Enedis ou des opérateurs gaziers.

En outre, la demande de RTE conduirait à un double compte de l'inflation 2024 qui serait prise en compte pour les CNE de 2024, selon les règles du TURPE 6, mais aussi pour les CNE de 2025, selon le cadre demandé par RTE. Ce double compte n'est pas justifié.

Enfin, la CRE est soucieuse de maintenir une cohérence dans le cadre de régulation applicable aux différents opérateurs de réseau. La demande de RTE constitue une modification significative, qui ne serait pas reproductible aux autres opérateurs électriques et gaziers.

La CRE envisage donc de reconduire le cadre du TURPE 6, c'est-à-dire de couvrir au CRCP l'écart entre l'inflation prévisionnelle prise en compte pour les CNE incitées et l'inflation réellement constatée la même année.

### 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 actuel, ces charges sont entièrement incitées, comme la majorité des charges d'exploitation. RTE fait valoir que 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, resté à sa charge. RTE demande 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, et sur le modèle

de la récente couverture de ces charges au CRCP introduite par décision de la CRE dans les tarifs d'utilisation des réseaux de gaz en vigueur.

### *Analyse préliminaire de la CRE*

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.

Toutefois le montant des reversements de RTE à EDF et Engie est fixé dans le cadre d'un contrat négocié entre les différentes entreprises concernées. Il est donc justifié de maintenir un cadre de régulation incitant à la fixation d'un niveau pertinent pour cette compensation. De même, le maintien d'une incitation sur les volumes d'énergie consommés au titre du tarif agent est justifié en ce que le GRT peut mener des actions pour inciter les bénéficiaires du tarif agent à adapter leur consommation d'énergie et que les efforts de sobriété de consommation s'appliquent également à ces derniers.

La CRE envisage d'introduire pour le TURPE 7 HTB une couverture de l'effet des prix de l'électricité et du gaz sur le coût du tarif agent au CRCP, sur le modèle de la couverture introduite par décision de la CRE dans les tarifs d'utilisation des réseaux de gaz en vigueur.

### Déplacement d'ouvrage 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 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 de non-concrétisation et de décalage importants. Par ailleurs, RTE dit ne disposer d'aucune capacité d'arbitrage sur ces projets et ne 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 soit couvertes au CRCP.

### *Analyse préliminaire de la CRE*

La CRE constate que le niveau historique du poste représente des montants limités et relativement peu variables. RTE dispose par ailleurs d'une visibilité relative sur les projets à venir sur la prochaine période tarifaire. La CRE considère qu'il importe de continuer d'inciter RTE à minimiser le coût des travaux, et même dans les cas où il ne peut s'opposer à leur mise en œuvre.

La CRE envisage à ce stade de reconduire le cadre tarifaire en vigueur.

### Coût de transfert des actifs HTA1 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 se pose.

RTE considère que la trajectoire des coûts associés à ces transferts est incertaine et demande qu'elle soit donc couverte au CRCP.

### *Analyse préliminaire de la CRE*

Les principes de transfert devront être formalisés dans une convention entre RTE et Enedis, qui devra être soumise à l'approbation de la CRE au titre des dispositions de l'article L. 111-17 du code de l'énergie. La CRE envisage à ce stade la couverture au CRCP de ces coûts sur demande justifiée des opérateurs.

### 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 retraites, les indemnités de fins 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.

### Analyse préliminaire de la CRE

La CRE attache de l'importance à la cohérence des cadres de régulation entre les opérateurs. Les charges de personnel font l'objet d'une trajectoire incitée, fixée pour toute la durée de la période tarifaire (environ quatre ans) pour l'ensemble des opérateurs de réseau.

Au regard des enjeux financiers limités, la CRE considère qu'une modification significative du cadre de régulation n'est pas justifiée. La CRE envisage à ce stade de reconduire le cadre tarifaire TURPE 6, également en vigueur pour tous les opérateurs de réseaux.

### Question 12 Êtes-vous favorable au maintien du principe général d'incitation des charges d'exploitation et de la couverture au CRCP de certains postes ?

#### 3.3.1.3. Régulation incitative relative aux pertes sur le réseau de transport

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 18 % du revenu annuel autorisé et 21 % des charges totales de RTE sur la période 2021-2023. La couverture des pertes par RTE constitue donc un enjeu financier important, particulièrement dans le contexte d'évolutions importantes à venir pour le marché de l'électricité telles que la fin de l'ARENH et l'exposition subséquente aux prix de marché pour l'achat des pertes.

##### 3.3.1.3.1. Rappel de la régulation incitative en vigueur

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 en vigueur 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 la période TURPE 6, 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.

#### Incitation sur le volume des pertes

Dans le TURPE 6 HTB, la régulation incitative s'appliquant au volume des pertes de RTE consiste à comparer, annuellement et *ex-post*, le volume des pertes constaté à un volume de référence. Le volume de référence pour le TURPE 6 HTB est égal à un taux de pertes de référence de 2,20 % appliqué aux injections totales constatées sur le réseau de transport<sup>14</sup>. Ce taux correspond au taux moyen observé entre 2016 et 2019. L'incitation sur le volume de pertes est partielle : RTE conserve ou supporte seulement 20 % de l'écart entre ces deux volumes, valorisé au prix moyen réel d'achat des pertes de l'opérateur.

Dans la délibération n°2023-01 du 5 janvier 2023, dans un contexte de crise des prix de gros de l'électricité, la CRE a modifié ce dispositif incitatif pour les années 2023 et 2024 : l'écart entre le volume réel et le volume de référence est valorisé au prix d'achat unitaire des pertes de RTE tel que défini au moment de l'élaboration du TURPE 6 (soit 50 €/MWh) plutôt qu'au prix moyen réel d'achat des pertes de l'opérateur. L'objectif est que la force de l'incitation sur les volumes de pertes reste proportionnée par rapport aux leviers dont RTE dispose et cohérente au regard de l'incitation sur les prix ; or, celle-ci aurait augmenté mécaniquement avec la forte hausse du prix unitaire réel d'achat des pertes.

#### Incitation sur le prix moyen d'achat des pertes

La régulation incitative s'appliquant au coût moyen d'achat des pertes consiste à comparer, annuellement et *ex-post*, le prix constaté d'achat des pertes de l'opérateur à un prix de référence, obtenu via une stratégie d'achat de référence. Ce prix de référence est déterminé à partir du prix de gros constaté pour un panier de produits de référence, qui comporte des produits à terme et *spot*, base et pointe. Il prend en compte la possibilité qu'a RTE d'arbitrer entre achat sur le marché à terme et achat de produits ARENH. Les modalités de calcul du prix d'achat de référence figurent dans une annexe confidentielle de la délibération TURPE 6. Cette approche protège RTE contre le risque d'évolution des prix de gros tout en l'incitant sur sa performance d'achat. L'incitation sur le prix d'achat des pertes est également partielle : RTE conserve ou supporte ainsi 20 % de l'écart entre le coût de référence, lequel prend en compte le prix de référence et le volume constaté, et le coût réel.

### 3.3.1.3.2. Bilan du dispositif sur la période TURPE 6 HTB

#### Incitation sur le volume des pertes

Sur la période 2021-2023, le taux de pertes constaté par RTE s'est élevé en moyenne à 2,35 %. Il a ainsi été systématiquement supérieur au taux de référence défini dans la délibération TURPE 6 HTB (2,20 %). RTE a ainsi supporté une pénalité cumulée de 20,1 M€ sur cette période, soit 0,9 % du coût total des pertes sur ces trois années.

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Taux de pertes <sup>15</sup> réalisé	2,21 %	2,22 %	2,15 %	2,23 %	2,36 %	2,28 %	2,32 %	2,44 %

**Tableau 1. Taux de pertes sur le réseau de transport**

On observe une augmentation du taux de pertes entre la période antérieure au TURPE 6 (2016-2020) et la période du TURPE 6 HTB (2021-2023). RTE explique cet écart notamment par l'évolution du plan

<sup>14</sup> Incluant les injections aux frontières

<sup>15</sup> Calculé comme le volume de pertes rapporté aux injections totales sur le réseau public de transport, incluant les injections aux frontières.

de production ainsi que des flux aux frontières (qui représenteraient 50 % des pertes sur le réseau 400 kV). RTE indique qu'il est difficile de comprendre précisément l'origine de ces évolutions en raison de la nature diffuse des pertes électriques.

Incitation sur le prix moyen d'achat des pertes

Le prix moyen d'achat de référence défini par le TURPE 6 vise à refléter le prix moyen des achats d'énergie d'un gestionnaire de réseaux suivant une stratégie de couverture progressive du risque prix.

Pour les années 2021 à 2023, RTE a acheté ses pertes à un prix moyen globalement en ligne avec le prix d'achat de référence. RTE a ainsi supporté une pénalité cumulée de 1,5 M€ sur cette période, soit 0,1 % du coût total des pertes sur ces trois années.

Au vu du retour d'expérience de ce dispositif mené avec RTE et de l'évolution des marchés de l'électricité, la CRE envisage de faire évoluer le modèle d'achat défini dans le TURPE 6 HTB, concernant principalement les stratégies d'achat d'énergie.

	2021	2022	2023 <sup>16</sup> (prévisionnel)
Volume de pertes de référence (TWh)	10,8	9,6	10,0
Volume de pertes réalisé (TWh)	11,2	10,2	11,1
Taux de pertes réalisé	2,28 %	2,32 %	2,44 %
Prix réel RTE des pertes (€/MWh)	49,96	44,61	109,49
Prix unitaire de référence (€/MWh)	49,27	46,94	108,54
Incitation volume (M€)	-4,1	-5,1	-11,0
Incitation prix (M€)	-1,7	+4,7	-4,6
<b>Montant global de l'incitation (M€)</b>	<b>-5,8</b>	<b>-0,4</b>	<b>-15,0 (plafond)</b>

**Tableau 2. Bilan des primes/pénalités perçues par RTE au titre de la régulation incitative des pertes**

La modification de la formule d'incitation sur les volumes (fixation du prix unitaire à 50 €/MWh) introduite par la délibération n°2023-01 du 5 janvier 2023 n'a pas entraîné de modification dans la pénalité supportée par RTE au titre de l'année 2023, RTE ayant atteint le plafond de l'incitation de 15 M€.

**3.3.1.3.3. Orientations envisagées pour la période TURPE 7 HTB**

L'objectif d'inciter RTE à maîtriser le coût d'achat des pertes ne peut être que renforcé avec la fin de l'ARENH, qui augmentera mécaniquement le prix d'achat des pertes. Par ailleurs, la CRE considère que le bilan sur le TURPE 6 HTB est positif. La CRE envisage de maintenir la régulation incitative des pertes dans le TURPE 7 HTB tout en la faisant évoluer à la marge.

Régulation incitative sur le volume des pertes

Afin de renforcer l'incitation de RTE et en cohérence avec le dispositif s'appliquant aux opérateurs gaziers et à Enedis, le TURPE 6 HTB a relevé le taux d'incitation sur les volumes de pertes de RTE à 20 %, contre 10 % dans le TURPE 5 HTB.

RTE est opposé à la mise en œuvre d'incitations financières sur les volumes de pertes, estimant ne pas disposer de leviers d'action à la hauteur des autres facteurs dimensionnants. RTE souligne que l'objectif

<sup>16</sup> Pour 2023, l'incitation volume est calculée en valorisant l'écart entre le volume de référence et le volume réalisé à un prix fixe de 50 €/MWh.

de minimisation du volume des pertes peut entrer en contradiction avec d'autres objectifs d'exploitation du système électrique.

Dans son dossier tarifaire, en remplacement de l'incitation sur les volumes du TURPE 6 HTB, RTE demande une incitation portant sur le volume de pertes pouvant être évité grâce à sa gestion opérationnelle de la topologie du réseau. Des schémas d'exploitation spécifiques (parades topologiques) peuvent être mis en œuvre, lorsque les conditions d'exploitation le permettent, afin d'économiser des pertes. Par le passé, les schémas de réduction des pertes étaient définis en amont du temps réel sans que les chargés d'exploitation de RTE ne soient incités à adapter dynamiquement ces schémas. La moindre prévisibilité des flux sur le réseau constatée ces dernières années, en lien avec la hausse de la production renouvelable et l'augmentation des flux aux frontières, amène RTE à interroger la performance de cette optimisation statique des pertes. Ainsi, 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 nouvelle stratégie de gestion pourrait éviter 120 GWh/an à la maille nationale. RTE indique que 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, ...) et matériels (développement des outils SI permettant l'aide à la décision pour les opérateurs et *monitoring* des réductions réalisées).

La demande de RTE est de nature à permettre des gains significatifs pour la collectivité (de l'ordre de 10 M€/an). Cependant, le volume concerné par l'incitation demandée par RTE (120 GWh) représente seulement 1 % du volume total de pertes sur le réseau de transport (11 TWh en moyenne sur 2021-2023).

La CRE considère à ce stade que ce volume est trop faible et que RTE doit demeurer incité sur la maîtrise du volume total de pertes sur son réseau. RTE dispose de leviers pour réduire les volumes de pertes tels que les choix d'investissements et les actions sur la topologie de réseau en exploitation et en développement, même s'ils sont limités en raison de l'influence de facteurs externes incluant les échanges transfrontaliers.

Compte tenu de ces éléments, la CRE envisage, pour le TURPE 7 HTB, de conserver la régulation incitative sur les volumes de pertes, en abaissant éventuellement le taux d'incitation à 10 %. Cette évolution aurait l'avantage de tenir compte des leviers limités de RTE sur la maîtrise de son volume de pertes. Elle conduirait toutefois à réduire les incitations de RTE à la maîtrise des charges associées, qui sont en augmentation sur la période TURPE 7. Le taux de pertes de référence serait revu à la hausse, afin de prendre en compte les évolutions récentes sur le réseau public de transport.

RTE prévoit un taux moyen de pertes de 2,59 % sur la période 2025-2028, qui inclut les effets de projets de réseaux (renforcement d'interconnexions, augmentation de certaines capacités de production, ...). La CRE considère que, si les effets des mises en service d'ouvrages ne peuvent être précisément quantifiés, différents projets de renforcements internes, qui seront mis en service pendant le TURPE 7, pourront contribuer à réduire les pertes électriques sur le réseau de transport.

La CRE envisage par conséquent de se fonder sur un historique récent, permettant de capter les changements récents intervenus sur le réseau d'électricité, et de retenir le taux de pertes moyen observé entre 2021 et 2023, soit 2,35 %. Si le taux constaté venait à augmenter significativement, ce taux pourrait être revu à mi-TURPE 7.

La CRE envisage d'introduire une régulation incitative complémentaire sur la mise en œuvre par RTE d'une réduction du volume de pertes sur son réseau grâce à une nouvelle stratégie d'exploitation. L'objectif serait de partager les gains entre RTE et les utilisateurs du réseau : si RTE mettait en œuvre cette optimisation, il percevrait un bonus correspondant à 10 % des gains envisagés (1 M€/an). Le cas échéant, RTE devrait transmettre un dossier complet de mise en œuvre de l'optimisation, qui serait audité par la CRE afin de s'assurer des résultats sur la maîtrise du volume de pertes. Ce mécanisme démarrerait en 2026, afin de laisser un temps suffisant à RTE pour mettre en place les processus internes correspondants.

### Régulation incitative sur le prix d'achat des pertes

La CRE envisage de reconduire le dispositif du TURPE 6, à savoir une couverture progressive du risque prix permettant de couvrir le volume total annuel de pertes, en énergie et en capacité. Toutefois, la stratégie d'achat de référence évoluerait pour prendre en compte l'évolution des conditions de marché, notamment la fin de l'ARENH et la refonte du mécanisme de capacité.

La méthodologie de calcul du prix de référence fait l'objet d'une annexe confidentielle à la délibération tarifaire.

### Modalités de calcul et plafonnement de l'incitation

Concernant les modalités de calcul, la CRE envisage de revenir à celles initialement prévues par le TURPE 6. En effet, la CRE considère qu'il n'est pas utile de reconduire les modifications du dispositif pour les années 2023 et 2024 mises en place à travers la délibération n°2023-01 du 5 janvier 2023 dans un contexte de crise des prix de gros de l'électricité (i.e., écart entre le volume réel et le volume de référence est valorisé au prix d'achat unitaire des pertes de RTE de 50 €/MWh). Ainsi, la formule de calcul de l'incitation pourrait être la suivante :

$$\text{Incitation} = 20\% * V_{\text{constaté}} * (P_{\text{réf}} - P_{\text{constaté}}) + 10\% * P_{\text{réf}} * (V_{\text{réf}} - V_{\text{constaté}})$$

La CRE envisage de conserver le plafond global de l'incitation à +/-15 M€, correspondant à environ 0,3 % du revenu autorisé moyen de RTE pour le TURPE 7.

### **Question 13 Êtes-vous favorable aux évolutions envisagées par la CRE pour la régulation incitative des pertes ?**

#### Incitation 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 envisage, pour la période du TURPE 7, 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).

	2020	2021	2022	2023 (prévisionnel)
Taux d'écarts réalisés au périmètre d'équilibre de RTE	10,79 %	10,94 %	12,47 %	13,46 %

**Tableau 3. Taux d'écarts réalisés au périmètre d'équilibre de RTE**

Le taux d'écarts au périmètre d'équilibre de RTE s'élève en moyenne à 11,92 % sur la période 2020-2023. 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.

L'incitation envisagée s'appuierait sur un taux d'écarts cible. Pour la période TURPE 7 HTB, RTE demande un taux cible de 13,3 %, tenant compte du réalisé sur la période 2022-2023, ainsi que d'une hausse anticipée liée au passage du règlement des écarts du pas demi-heure au pas quart d'heure à partir de 2025. La CRE constate que la performance de RTE dans la maîtrise des écarts à son périmètre d'équilibre s'est dégradée et qu'il est important d'inciter RTE à retrouver son niveau de performance passé. La CRE envisage donc de fixer un taux cible de 13 % la première année et en baisse de 1 % par an, ce qui permettrait de revenir à un niveau satisfaisant.

La CRE estime que les bonus/malus associés à cette incitation doivent être cohérents avec les enjeux associés aux écarts au périmètre d'équilibre, qui représentent de l'ordre de 10 M€/an. La CRE envisage donc de fixer une incitation financière symétrique avec une force de l'incitation de 100 k€ par 0,1 % d'écart supérieur au taux cible, dans la limite de +/-2,5 M€/an. L'incitation envisagée est détaillée en annexe 3.

### **Question 14 Êtes-vous favorable à la régulation incitative envisagée par la CRE sur le taux d'écarts au périmètre d'équilibre des pertes de RTE ?**

### 3.3.1.4. 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 HTB, une charge d'environ 461 M€ par an en moyenne.

#### 3.3.1.4.1. Rappel de la régulation incitative en vigueur

La délibération TURPE 6 HTB a mis en place un dispositif incitatif portant sur les coûts de constitution de l'ensemble des réserves d'équilibrage de RTE : réserves primaire, secondaire, rapide et complémentaire, ajustements pour motif Services Système (SSY) et ajustements pour cause marges, pour les années 2021 à 2024. Ce dispositif prévoit l'application d'une incitation financière à hauteur de 20 % sur les coûts de constitution des réserves de RTE. Le montant à la charge ou au bénéfice de RTE au titre de ce mécanisme est plafonné à 15 M€/an.

Le TURPE 6 HTB prévoit en outre une révision annuelle des trajectoires de référence, en fin d'année N pour l'année N+1, afin de tenir compte des évolutions des prix et des modalités de contractualisation sur le marché de l'équilibrage, ainsi que des évolutions du dimensionnement des réserves.

La délibération de la CRE n°2022-01 du 6 janvier 2022 a suspendu exceptionnellement l'application de la régulation incitative portant sur le coût des réserves d'équilibrage de RTE pour l'année 2022, du fait de l'évolution des prix de gros. L'incitation à 20 % a été maintenue sur les volumes d'ajustements pour motif de reconstitution des services système et des marges.

La délibération de la CRE n°2023-01 du 5 janvier 2023 a reconduit les dispositions de la délibération de la CRE n°2022-01 du 6 janvier 2022 pour les années 2023 et 2024. L'incitation à 20 % sur les volumes d'ajustements pour motif de reconstitution des services système et marges a été conservée en l'adaptant à la marge en fonction du retour d'expérience de l'année 2022.

#### 3.3.1.4.2. Bilan du dispositif sur la période TURPE 6 HTB

##### Incitation sur les coûts en 2021

En 2021, l'incitation est égale à 20 % de l'écart entre les coûts constatés et les coûts prévisionnels, dans la limite de +/-15 M€. La performance de RTE est détaillée dans le tableau ci-dessous.

En M€	Montants prévisionnels définis dans la délibération TURPE 6 HTB	Montants réels supportés par RTE	Ecart
Réserve primaire	44,5	70,8	26,3
Réserve secondaire	104,0	185,2	81,2
Réserves rapide et complémentaire	12,8	13,7	0,9
Ajustements pour motif reconstitution des SSY	53,4	122,0	68,6
Ajustements pour motif marges	3,0	12,3	9,3
<b>Total</b>	<b>217,6</b>	<b>403,9</b>	<b>186,3</b>
		<b>Incitation</b>	<b>-37,3</b>

**Tableau 4. Performance de RTE sur les coûts des réserves d'équilibrage pour l'année 2021**

Le malus supporté par RTE au titre de l'année 2021 s'est ainsi élevé à 15 M€ (atteinte du plafond). Cela s'explique principalement par un effet prix, le deuxième semestre de l'année 2021 ayant été marqué par une forte hausse des prix de gros de l'électricité.

Incitation sur les volumes en 2022 et 2023

En application des délibérations de la CRE du 6 janvier 2022 et du 5 janvier 2023, l'incitation sur les volumes d'ajustements pour motif de reconstitution des services système et marges est égale à 20 % de l'écart entre les volumes réalisés et les volumes de référence, valorisés à un surcoût prévisionnel, dans la limite de +/-15 M€. Les performances de RTE sont détaillées dans le tableau ci-dessous.

	Surcoût de référence (€/MWh)	2022		2023	
		Volume (GWh)		Volume (GWh)	
		Référence	Réalisé	Référence	Réalisé
Ajustements pour motif reconstitution des SSY	35	554	747	600	839
Ajustements pour motif marges	59	420	128	270	190
<b>Incitation (M€)</b>		<b>2,1</b>		<b>-0,7</b>	

**Tableau 5. Performance de RTE sur les volumes d'ajustements pour motif de reconstitution des services système et marges pour les années 2022 et 2023**

RTE a ainsi bénéficié d'un bonus de 1,4 M€ sur les années 2022 et 2023. La CRE constate que, sur la période 2022-2023, RTE a maîtrisé les évolutions des besoins d'ajustements pour cause marges par rapport à ses anticipations.

**3.3.1.4.3. Orientations envisagées pour la période TURPE 7 HTB**

Les modalités de contractualisation des réserves d'équilibrage ont évolué au cours de la période du TURPE 6 HTB 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, dont notamment la connexion aux plateformes européennes d'équilibrage qui auront un effet sur la constitution des réserves) ou sont liées à un objectif d'amélioration de l'efficacité de l'équilibrage (introduction de nouveaux produits à contractualiser, refonte de la réserve tertiaire).

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

De même, la CRE envisage de conserver la régulation incitative 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). La CRE considère que RTE doit être incité à mobiliser les leviers dont il dispose pour maîtriser le coût de ce type d'activations.

Le taux d'incitation de RTE sur les volumes serait de 20 %. L'incitation porterait sur les écarts entre les volumes réalisés et les volumes de référence, valorisés à un surcoût de référence :

- fixé à 83,9 €/MWh pour les volumes d'ajustements pour motif de reconstitution des services système (fondé sur l'historique 2017-2023) ;
- fixé à 143,6 €/MWh pour les volumes d'ajustements pour motif de reconstitution des marges (fondé sur l'historique 2017-2023).

Le montant à la charge ou au bénéfice de RTE au titre de ce mécanisme serait plafonné à 15 M€ par an. Le taux d'incitation à 20 % et le plafond permettent ainsi de limiter le risque porté par RTE.

Les volumes de référence envisagés, précisés dans le tableau ci-dessous, sont fondés sur un historique récent (2022-2023) du fait des évolutions rapides du système électrique et des règles de gestion des réserves. La CRE mettra à jour ces volumes cibles en cours de période TURPE 7 si le contexte le justifie.

Volumes de référence (GWh)	2025	2026	2027	2028
----------------------------	------	------	------	------

Ajustements pour motif reconstitution des SSY	793	793	793	793
Ajustements pour motif marges	159	159	159	159

**Tableau 6. Volumes de référence pour la régulation incitative sur les volumes d’ajustements pour motif de reconstitution des services système et marges pour la période TURPE 7 HTB**

**Question 15 Êtes-vous favorable au maintien de la régulation incitative sur les volumes d’ajustements pour motif de reconstitution des services système et marges ?**

**3.3.1.5. Régulation incitative relative aux prévisions pour l’exploitation du système électrique**

Le pilotage du système électrique doit évoluer répondre à des nouveaux enjeux, tels que la croissance de la production et l’électrification des usages. En particulier, la forte croissance des énergies renouvelables intermittentes et les évolutions liées à l’équilibrage (passage à 96 guichets et à un pas de règlement des écarts de 15 minutes) entraînent un besoin de prévisions de bonne qualité pour garantir la bonne conduite du réseau. L’amélioration des prévisions à court terme de consommation et de production renouvelable fait d’ailleurs l’objet d’activités dédiées au sein du programme de R&D de RTE.

Il existe donc un enjeu fort à ce que RTE améliore sa vision de l’équilibre du système à travers la qualité de ses prévisions de consommation et de production renouvelable.

Par ailleurs, les prévisions de RTE sont publiées en temps réel, et sont utilisées par les responsables d’équilibre afin d’équilibrer leur périmètre, en amont de la fenêtre opérationnelle. L’amélioration des prévisions de RTE permet donc aussi de réduire les coûts d’équilibrage des responsables d’équilibre et de réduire les volumes d’énergie d’équilibrage devant être activés par RTE.

La CRE envisage de mettre en place, dans le TURPE 7 HTB, une incitation portant sur la qualité des prévisions de consommation et de production renouvelable de RTE (i.e., la consommation résiduelle) en entrée de la fenêtre opérationnelle (soit une heure avant le temps réel actuellement), car c’est sur la base de ces prévisions que sont calibrées les activations proactives de RTE, dont certaines peuvent s’avérer coûteuses voire à contre-tendance par rapport aux besoins de l’équilibrage du système.

Le mécanisme envisagé repose sur :

- un indicateur permettant 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), calculé comme suit, pour chaque année N :

$$\text{Indicateur} = \frac{\text{Nombre d’heures où l’erreur de prévision de RTE est inférieure à l’aléa dimensionnant}}{\text{Nombre d’heures total}}$$

La performance de RTE serait calculée sur chaque pas horaire pour lequel l’erreur commise par RTE sur cette estimation est inférieure à l’aléa dimensionnant (1 663 MW à la hausse et 1 280 MW à la baisse à ce jour). La CRE estime qu’une bonne performance sur cet indicateur reflèterait la bonne maîtrise des actions d’équilibrage par RTE, et pourrait induire une limitation des volumes de réserves à contractualiser ;

- une cible à atteindre :
  - qui serait fixée à 80 % pour l’année 2025, fondée sur l’historique récent (années 2022 et 2023) ;
  - pour les années suivantes, afin d’inciter RTE à s’améliorer, la cible pour chaque année N serait calculée comme suit :

$$\text{Cible}_N = \max(\text{Cible}_{N-1}; \frac{\text{Réalisé}_{N-2} + \text{Réalisé}_{N-1}}{2})$$

- une incitation de type bonus/malus, avec une valorisation de 500 k€ par point d’écart au taux cible, dans la limite de +/- 5 M€ par an.

La CRE envisage par ailleurs d'introduire un suivi non incité des prévisions de consommation et de production renouvelable en J-1 à travers un indicateur similaire.

Enfin, la CRE envisage d'introduire un indicateur non incité de suivi du volume des contre-ajustements<sup>17</sup> effectués par RTE sur les activations pour cause de restauration des marges et les activations de réserve tertiaire, en considérant le sens du déséquilibre du système à une granularité 5 minutes. Le suivi de cet indicateur permettrait notamment d'évaluer les effets de la refonte du dimensionnement de la réserve tertiaire et de la régulation incitative sur les prévisions de consommation et de production renouvelable.

Les indicateurs envisagés sont détaillés en annexe 3.

**Question 16 Êtes-vous favorable aux orientations de la CRE sur la régulation incitative des prévisions pour l'exploitation du système électrique, ainsi qu'à la mise en place d'un suivi des contre-ajustements effectués par RTE ?**

### 3.3.1.6. Régulation incitative relative aux coûts de 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 de ses voisins GRT pour la gestion desquelles RTE et ses 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, qui ont été égaux, de 2021 à 2023, à 173 M€ par an en moyenne.

#### 3.3.1.6.1. Rappel de la régulation incitative en vigueur

La délibération 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 prévoit une incitation financière de 20 % sur les coûts de congestions de RTE.

La délibération de la CRE n°2023-01 du 5 janvier 2023 a suspendu début 2023 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.

#### 3.3.1.6.2. Bilan du dispositif sur la période TURPE 6 HTB

##### Incitation sur les coûts en 2021

Pour l'année 2021, l'incitation portait sur l'écart entre la trajectoire globale de coûts constatés et la trajectoire globale de coûts prévisionnels. La performance de RTE est détaillée dans le tableau ci-dessous.

<sup>17</sup> Les contre-ajustements sont des ajustements effectués par RTE qui vont à l'inverse de la tendance du système électrique.

En M€	Montants prévisionnels définis dans la délibération TURPE 6 HTB	Montants réels supportés par RTE	Ecart
Congestions nationales	10,4	23,2	12,8
Congestions internationales	12,0	36,9	24,9
<b>Total</b>	<b>22,4</b>	<b>60,1</b>	<b>37,7</b>
		<b>Incitation</b>	<b>-7,5</b>

**Tableau 7. Performance de RTE sur les coûts de congestions pour l'année 2021**

Le malus supporté par RTE au titre de l'année 2021 s'est ainsi élevé à 7,5 M€. L'écart entre les montants prévisionnels et les montants réels s'explique notamment par un effet prix, le deuxième semestre de l'année 2021 ayant connu une forte hausse des prix de gros de l'électricité, ainsi que par un effet volume.

Incitation sur les volumes en 2023

Pour l'année 2023, l'incitation portait seulement sur les volumes de congestions. Les performances de RTE sont détaillées dans le tableau ci-dessous.

	Référence (GWh)	Réalisé (GWh)	Prix de référence (€/MWh)	Incitation (M€)
Ajustements pour motif congestions	152	352	73,3	-2,9
Congestions internationales	1727	1844	7,9	-0,2

**Tableau 8. Performance de RTE sur les volumes de congestions pour l'année 2023**

RTE a ainsi supporté une pénalité de 3,1 M€ au titre de l'année 2023.

**3.3.1.6.3. Orientations envisagées pour la période TURPE 7 HTB**

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

- l'intégration croissante des énergies renouvelables (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 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 ;
- la mise en place de la méthodologie de partage des coûts des congestions internationales (redispatching et countertrading) au niveau européen, combinée à l'augmentation des capacités transfrontalières au seuil de 70 % pour les échanges transfrontaliers, pourrait se traduire par une augmentation de ces coûts, notamment du fait d'un risque de transfert partiel des coûts de congestions des pays voisins vers la France.

RTE prévoit une hausse importante de ses coûts de congestions sous TURPE 7, à 298 M€/an en moyenne contre 173 M€/an en moyenne sur la période 2021-2023.

Dans ce contexte, RTE ne dispose pas d'une maîtrise et d'une prévisibilité suffisante de ces coûts. Au vu du bilan du TURPE 6 HTB, la CRE envisage de conserver une protection à 100 % de RTE sur les variations de ces coûts, hormis pour les accords en amont du J-1.

De même, la CRE envisage de conserver la régulation incitative sur les volumes de congestions. La CRE considère que RTE doit être incité à mobiliser les leviers dont il dispose pour maîtriser le coût des congestions.

Régulation incitative des accords en amont du J-1

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. Par rapport au 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. La plupart des accords en amont du J-1 concernent :

- des limitations ou des effacements de production rendus nécessaires par des travaux de maintenance de RTE ayant un impact sur les liaisons d'évacuation de la production (plusieurs centaines de contrats par an) ;
- des impositions au minimum technique pour gérer des contraintes de tension (plus rares).

Ainsi, la majorité des accords en amont du J-1 vise à indemniser les producteurs pour des motifs qui correspondent à des postes de CNE incitées par ailleurs :

- dans le cas d'une indisponibilité réseau provoquée par des travaux de maintenance de RTE, cela correspond à un poste de charges d'exploitation incitées à 100 % pour tous les autres clients (hormis un plafond pour les GRD, cf. partie 3.6.3.2) ;
- dans le cas d'une contrainte de tension, la rémunération des producteurs pour les services système tension est un poste incité à 100 % (cf. partie 3.3.1.7).

La CRE envisage ainsi d'inciter à 100 % les coûts relatifs aux accords en amont du J-1. Afin de limiter le risque supporté par RTE, pour les accords en amont du J-1 dépassant le montant de 1 M€, la CRE envisage d'introduire une couverture au CRCP au cas par cas et sur la base de dossiers argumentés de RTE. La CRE s'assurerait ainsi de la bonne gestion par RTE de ces situations et n'intégrerait au CRCP que les coûts considérés comme relevant d'un opérateur efficace.

### Régulation incitative sur les volumes de congestions nationales et internationales

La CRE considère qu'il est important que RTE soit incité à mobiliser les leviers dont il dispose pour maîtriser le coût des congestions nationales et internationales. Au vu du bilan du dispositif incitatif sous TURPE 6 HTB présenté précédemment, la CRE envisage de conserver la régulation incitative sur les volumes de congestions nationales et internationales, en l'adaptant.

RTE dispose notamment de leviers sur les volumes d'ajustements liés à des congestions sur son réseau, qui correspondent à des activations d'offres sur le mécanisme d'ajustement afin de lever les contraintes sur le réseau grand transport.

S'agissant des congestions internationales, RTE doit rester incité à réduire les coûts, notamment en améliorant les prévisions journalières relatives aux capacités d'échanges avec les pays voisins et en veillant à la disponibilité effective de ses ouvrages. Ces objectifs doivent être poursuivis tout en veillant à maximiser la capacité d'interconnexion mise à disposition des acteurs de marché, ce que vise la régulation incitative relative à la disponibilité des ouvrages d'interconnexion envisagée par la CRE (cf. partie 3.3.2.5.).

Plus précisément, la CRE envisage d'inciter RTE à maîtriser les volumes de congestions avec un taux d'incitation à 20 %, avec un plafond annuel de 15 M€. L'incitation porterait sur les écarts entre les volumes réalisés et les volumes de référence, valorisés à un prix de référence :

- fixé à 89,3 €/MWh pour les volumes d'ajustements pour motif congestions nationales, fondé sur un historique long (2017-2023 en excluant l'année 2022 en raison de la hausse exceptionnelle des prix de gros cette année-là) ;
- fixé à 29,3 €/MWh pour les volumes de congestions internationales, fondé sur le réalisé des années 2021 et 2023 (en excluant 2022 en raison de la hausse exceptionnelle des prix de gros cette année-là), ce qui reflète la hausse récente du coût unitaire des congestions internationales en raison de différentiels de prix entre pays élevés.

Le taux d'incitation à 20 % et le plafond permettent de limiter le risque porté par RTE pour tenir compte des risques associés à la volatilité des volumes de congestions.

Les volumes de référence envisagés sont présentés dans le tableau ci-dessous.

Volumes de référence (GWh)	2025	2026	2027	2028
Ajustements pour motif congestions nationales	140	140	140	140
Congestions internationales	1 711	1 711	1 711	1 711

**Tableau 9. Volumes de référence pour la régulation incitative sur les ajustements pour motif congestions nationales et sur les congestions internationales pour la période TURPE 7 HTB**

Par rapport à la régulation incitative du TURPE 6, à la demande de RTE, les volumes des activations d’offres sur le mécanisme d’ajustement liées aux flux internationaux (sous-motifs « transit international » et « *cross-border redispatching* ») seraient désormais inclus uniquement dans les volumes de congestions internationales. En effet, RTE a indiqué que ces volumes étaient comptés deux fois, en congestions nationales et internationales, dans le suivi de la régulation incitative à TURPE 6.

Les volumes de référence d’ajustements pour motif congestions nationales sont établis sur un historique récent (2021-2023).

Pour les congestions internationales, les volumes de référence retenus sont fondés sur les données par région des dernières années (2021-2023). Ils incluent les volumes de countertrading ainsi que des activations sur le mécanisme d’ajustement pour motif « transit international » et « *cross-border redispatching* ». Le volume de référence pour l’année 2028 pourra être révisé en fonction de l’impact de la mise en œuvre de ROSC<sup>18</sup> sur la région Core (frontières avec l’Allemagne et la Belgique).

Ces volumes cibles pourront être mis à jour pendant le TURPE 7 si le contexte le justifie.

Régulation incitative sur les volumes d’écarterments EnR liés au dimensionnement optimal

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

D’après les études réalisées par RTE dans le SDDR 2019, la réduction des investissements associée à la mise en œuvre du dimensionnement optimal s’élèverait à 7 Md€ sur 15 ans dans le scénario de la programmation pluriannuelle de l’énergie (PPE). Avec cette approche, 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 selon RTE (sur le réseau HTB1).

La mise en place du dimensionnement optimal a conduit à une hausse des volumes d’écarterments 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
Taux d’écarterments EnR réalisés liés au dimensionnement optimal	0,01 %	0,06 %	0,15 %	0,18 % - 0,36 % <sup>19</sup>

**Tableau 10. Taux d’écarterments EnR liés au dimensionnement optimal de RTE (énergie écartée rapportée à la production totale d’énergie photovoltaïque et d’éolien terrestre, source : RTE)**

Le taux d’écarterments EnR liés au dimensionnement optimal augmente rapidement. La CRE considère que les volumes d’écarterments EnR ne doivent pas remettre en cause l’équilibre économique du dimensionnement optimal tel qu’exposé dans le SDDR 2019. En effet, cette analyse avait montré qu’un faible volume d’écarterments (de l’ordre de 0,3 %) permettait d’éviter des surdimensionnements coûteux du réseau. Afin que ce volume reste maîtrisé, la CRE envisage d’inciter RTE à maîtriser les volumes d’écarterments EnR.

Pour ce faire, la CRE envisage d’inciter RTE sur sa trajectoire de déploiement des automates NAZA (nouveaux automates de zone adaptatifs), qui permettent d’optimiser les volumes écartés (cf. partie 3.7). Cependant, afin de s’assurer que RTE priorise le déploiement des automates NAZA de manière efficace (ceux-ci ne couvrant qu’en ordre de grandeur 2 % des volumes d’écarterments EnR en 2023), la CRE envisage de compléter cette incitation par une incitation financière à ne pas dépasser un certain taux d’écarterments EnR.

L’incitation serait asymétrique et porterait sur le dépassement d’un taux plafond fixé à 0,50 % (calculé comme l’énergie écartée rapportée à la production totale d’énergie photovoltaïque et d’éolien terrestre). Si RTE dépassait le taux plafond d’écarterments EnR de 0,50 %, il supporterait une pénalité de 250 k€ par 0,01 % au-delà de ce taux. L’incitation serait plafonnée à 10 M€/an.

<sup>18</sup> ROSC (*Regional Operational Security Coordination*) est la méthodologie régionale de gestion coordonnée de la congestion.

<sup>19</sup> Les valeurs pour l’année 2023 sont en cours de consolidation par RTE en fonction des indemnités effectives des producteurs concernés.

**Question 17 Êtes-vous favorable aux orientations de la CRE sur la régulation incitative des coûts de congestions, notamment concernant la maîtrise des écrêtements EnR ?**

**3.3.1.7. 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.

**3.3.1.7.1. Rappel de la régulation incitative en vigueur**

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 n°2023-01 du 5 janvier 2023 a modifié la délibération de TURPE 6 HTB pour les années 2023 et 2024, du fait de prix de gros très élevés. En effet, la hausse des prix de gros de l'électricité 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<sup>20</sup>. En particulier, cette rémunération comprend une part qui couvre le remboursement par RTE de l'énergie consommée par les groupes fonctionnant en compensation synchrone.

Dans ce contexte, la CRE a inclus au CRCP l'écart entre le réalisé et la trajectoire sur la part variable de la rémunération de la compensation synchrone pour les années 2023 et 2024.

Afin d'inciter RTE à limiter les coûts de l'énergie valorisée au titre de la compensation synchrone, pour les années 2023 et 2024, la CRE a introduit une 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 fixé à 53,59 €/MWh ;
- le taux d'incitation est fixé à 100 % ;
- le volume de référence est de 64 GWh.

**3.3.1.7.2. Bilan du dispositif sur la période TURPE 6 HTB**

Incitation sur les coûts en 2021 et 2022

Pour les années 2021 et 2022, la performance de RTE est détaillée dans le tableau ci-dessous.

En M€ <sub>courants</sub>	2021	2022
Montants prévisionnels	108	113
Montants réels supportés par RTE	104	104
Ecart	4	9

**Tableau 11. Performance de RTE sur les coûts du réglage de la tension pour les années 2021 et 2022**

RTE a bénéficié d'une prime cumulée de 13 M€ au titre de l'incitation sur les coûts de réglage de la tension pour les années 2021 et 2022.

Incitation sur les coûts et les volumes en 2023

<sup>20</sup> [Règles Services Système Tension \(version applicable au 1<sup>er</sup> mai 2024\), RTE.](#)

Pour l'année 2023, conformément à la délibération TURPE 6 HTB, le montant de l'incitation sur le coût du réglage de la tension est égal à 100 % de l'écart entre la trajectoire globale de coûts constatés et la trajectoire globale de coûts prévisionnels, hors part variable de la compensation synchrone. La performance de RTE est détaillée dans les tableaux ci-dessous.

En M€ <sub>courants</sub>	Montants prévisionnels TURPE 6 HTB	Montants réels supportés par RTE	Ecart
Réglage de la tension	119	161	42
<i>dont part variable de la compensation synchrone</i>	4	34	30
		<b>Total</b>	<b>13</b>

**Tableau 12. Analyse de la performance de RTE au titre de l'incitation sur les coûts du réglage de la tension pour l'année 2023**

Hors part variable de la compensation synchrone, RTE a supporté un reste à charge de 13 M€ au titre de l'incitation sur les coûts de réglage de la tension pour l'année 2023.

	Prix de référence (€/MWh)	Volume de référence (GWh)	Volume réalisé (GWh)
Compensation synchrone	53,59	64	47
	<b>Incitation (M€)</b>	<b>+0,9</b>	

**Tableau 13. Analyse de la performance de RTE au titre de l'incitation sur les volumes de compensation synchrone pour l'année 2023**

RTE a bénéficié d'une prime de 0,9 M€ en 2023. La CRE constate qu'en 2023 RTE a maîtrisé les évolutions des volumes de compensation synchrone par rapport à l'historique.

La CRE considère que ce dispositif de régulation incitative a permis, d'une part, de protéger RTE de la hausse des prix de gros et, d'autre part, de recentrer l'incitation sur les leviers qu'il maîtrise.

### 3.3.1.7.3. Orientations envisagées pour la période TURPE 7 HTB

Pour la période du TURPE 7 HTB, la CRE envisage de reconduire les modalités d'incitation de la période 2023-2024, en actualisant les volumes de compensation synchrone de référence. La trajectoire relative au réglage de la tension envisagée est définie dans la partie 4.1.1.

Les volumes de référence envisagés sont fondés sur un historique récent (2021-2023) et sont présentés dans le tableau ci-dessous.

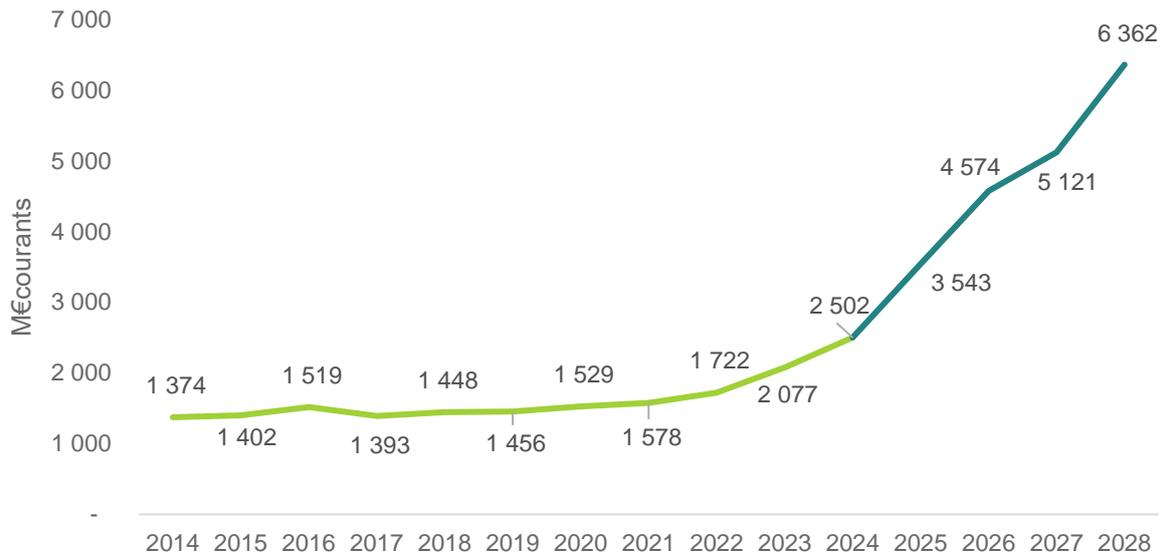
Volumes de référence (GWh)	2025	2026	2027	2028
Compensation synchrone	58	58	58	58

**Tableau 14. Volumes de référence pour la régulation incitative sur les volumes de compensation synchrone pour la période TURPE 7 HTB**

**Question 18 Êtes-vous favorable au maintien de la régulation incitative sur les volumes de compensation synchrone ?**

### 3.3.2. 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.



**Figure 2. Dépenses d'investissements de RTE réalisées (en vert) et prévisionnelles (en bleu) entre 2014 et 2028**

Le cadre de régulation, dont le rôle est d'aligner le plus possible l'intérêt des opérateurs avec celui de la collectivité, doit encourager RTE à mener à bien les investissements les plus utiles dans les meilleures conditions de coûts. À cet égard, la CRE rappelle que chaque projet d'investissement doit faire l'objet d'analyses coûts-bénéfices robustes afin d'éviter de faire porter aux utilisateurs des coûts non justifiés. Afin d'assurer la soutenabilité des dépenses d'investissements, la CRE envisage de faire évoluer la régulation incitative des investissements de RTE dans le cadre du TURPE 7 HTB.

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

#### Rappel du dispositif en vigueur

Le TURPE 6 HTB prévoit un plafond d'investissements quadriennal afin d'inciter RTE à maîtriser et prioriser ses dépenses d'investissements de réseau, au-delà de l'incitation spécifique à la maîtrise des coûts des grands projets (cf. partie 3.3.2.2). Ainsi, le TURPE 6 HTB définit une enveloppe quadriennale constituant un plafond d'investissements. Une pénalité égale à 20 % du dépassement est appliquée à RTE en cas de dépassement. Cette enveloppe quadriennale porte sur l'ensemble des investissements prévisionnels de la période TURPE 6 à l'exception des dépenses d'investissements « hors réseaux », des dépenses d'investissements dédiées aux raccordements des parcs éoliens en mer et des projets d'interconnexion en courant continu haute tension. Les subventions, publiques ou privées, associées aux investissements concernés par ce dispositif et que RTE prévoyait de recevoir ont été déduites des dépenses d'investissements prévisionnelles pour fixer le montant de l'enveloppe.

Le calcul des dépenses d'investissements réalisées sur la période TURPE 6 incluses dans l'enveloppe sera effectué par la CRE lorsque les dépenses définitives pour l'année 2024 seront connues.

#### Orientations envisagées pour la période du TURPE 7 HTB

La CRE considère que ce dispositif n'est plus adapté au besoin croissant de développement et de renouvellement du réseau de transport pour permettre la décarbonation et l'accélération de la transition énergétique, et envisage de ne pas le reconduire pour la période TURPE 7. La CRE considère que la mise en place d'une régulation incitative sur les coûts unitaires de la gestion des actifs et des investissements récurrents (cf. partie 3.3.3.2) accompagnée d'analyses coûts-bénéfices robustes de chaque projet d'investissement permettra une maîtrise efficace des coûts d'investissements de RTE tout en répondant aux besoins de la transition énergétique et la décarbonation de l'industrie.

**Question 19 Êtes-vous favorable à la suppression du plafond d'investissements envisagée par la CRE pour le TURPE 7 HTB ?**

### 3.3.2.2. 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'investissement réalisées, le malus correspond à 20 % de l'écart entre les dépenses d'investissement réalisées et 105 % du budget cible.

La délibération TURPE 6 HTB introduit également un mécanisme incitatif permettant à la CRE de sélectionner quelques projets dont le budget est en deçà du seuil de 30 M€, afin d'en auditer le budget et d'appliquer une régulation incitative identique à celle des projets de budget supérieur à 30 M€.

RTE demande de reconduire ce mécanisme pour la période TURPE 7 tout en réhaussant le seuil des projets systématiquement soumis à budget cible à 100 M€. RTE estime en effet que le maintien du seuil de 30 M€ conduirait à la fixation d'un budget cible pour environ 70 projets sur la période TURPE 7, tout en doublant la part en montant des investissements dans le réseau soumis à un budget cible (53 % contre 26 % en TURPE 6). RTE demande également d'exclure du périmètre de ce dispositif de régulation les projets de type raccordement et mise en souterrain d'initiative locale (MESIL) de manière à ne pas allonger la durée de ces projets.

La CRE considère que l'augmentation du nombre de grands projets de RTE rend nécessaire la hausse du seuil au-delà duquel un projet est systématiquement soumis à la fixation d'un budget cible. Cependant, la CRE considère qu'il est important de garder une incitation à la maîtrise des coûts pour un grand nombre de projets, ce que ne permet pas le seuil de 100 M€. En effet, le nombre de projets soumis à budget cible passerait ainsi à environ 12 sur la période TURPE 7, contre environ 20 sur la période TURPE 6 avec un seuil de 30 M€.

La CRE envisage donc de fixer le seuil à 50 M€, et de conserver la possibilité de sélectionner des projets dont le montant est inférieur à 50 M€ afin de les auditer et d'en fixer un budget cible.

Enfin, la CRE n'envisage pas à ce stade d'exclure du périmètre de cette régulation les projets de type raccordement et MESIL, car RTE doit demeurer incité à réaliser ces projets le plus efficacement possible, comme l'ensemble de ses investissements. La CRE envisage par ailleurs d'élargir le périmètre à l'ensemble des projets de RTE qui dépasseraient le seuil de 50 M€ et notamment les projets d'interconnexion (cf. 3.3.2.5), les projets de l'ossature numérique (grands projets de contrôle-commande, infrastructure numérique des postes) ou les projets « hors réseaux » (grands projets SI et immobilier notamment). La CRE a en effet constaté que RTE avait lancé des projets conséquents dans ces domaines au cours de la période TURPE 6.

**Question 20 Êtes-vous favorable au changement du seuil de la régulation incitative à la maîtrise des coûts des grands projets envisagé par la CRE pour le TURPE 7 HTB ?**

### 3.3.2.3. Régulation incitative relative à la réalisation de projets prioritaires du SDDR

L'évolution de l'utilisation du RPT qui découle de l'électrification des usages, du développement du solaire et de l'éolien ou encore le renforcement de l'interconnexion européenne 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 pour le système électrique.

RTE est en cours de réalisation des études de réseau pour son prochain SDDR, qui devrait être publié avant la fin de l'année 2024. Ces études permettront d'identifier les axes du réseau français pour lesquels le besoin de développement du réseau est le plus important car les coûts de ces adaptations permettent d'éviter des coûts de congestion plus élevés, et les solutions de flexibilité envisageables ne permettent pas de résoudre ces contraintes.

La CRE envisage d'introduire une régulation incitative 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. Une liste de projets et de jalons associés (lancement des travaux, mise en service par exemple) seraient établie, associée à l'attribution de malus en cas de retard des projets. À ce stade, la

CRE envisage de mettre en œuvre un mécanisme asymétrique identique à celui des actions prioritaires (cf. partie 3.9). Un mécanisme asymétrique a notamment pour objectif d'inciter RTE à la réalisation de ces projets au moment où le besoin se concrétise. Les malus pourraient être calculés par un suivi de l'atteinte des jalons définis aux dates prévues, par exemple :

- pour un jalon atteint dans les 6 mois suivant la date arrêtée par la CRE, une pénalité de 100 k€/mois de retard est appliquée ;
- pour un jalon atteint 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 6<sup>ème</sup> mois ;
- pour un jalon atteint 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 12<sup>ème</sup> mois ;
- le montant global de l'ensemble des pénalités versées par RTE est plafonné à 10 M€/an.

Les projets et jalons associés soumis à ce mécanisme incitatif ne seront cependant identifiables qu'après la publication du SDDR par RTE et son examen par la CRE. La CRE envisage donc d'introduire un tel mécanisme dans la délibération TURPE 7 HTB, puis de définir ultérieurement les projets inclus et les jalons associés après consultation publique. La CRE s'assurera de rester sélective sur le choix de ces projets afin de ne pas multiplier les jalons incités. À ce stade, la CRE envisage notamment d'y inclure les projets de développement d'ouvrages mutualisés dans les zones dédiées (cf. partie 3.4), qui présentent des enjeux importants pour le raccordement au réseau de nouveaux clients. Enfin, la liste des projets et des jalons associés pourrait être remise à jour annuellement, concomitamment à l'approbation annuelle du programme d'investissements.

**Question 21 Êtes-vous favorable à une régulation incitative sur la réalisation de projets prioritaires de développement du réseau envisagée par la CRE pour le TURPE 7 ?**

#### 3.3.2.4. Indicateurs d'utilisation du réseau

La délibération TURPE 6 HTB a introduit le suivi de quatre indicateurs de suivi de l'utilisation du RPT, devant permettre une meilleure compréhension de l'évolution dans le temps de l'utilisation du réseau.

L'ensemble des liaisons 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 monotonies de charge, et le réseau étant dimensionné pour un fonctionnement à réseau complet (en N) et en cas d'aléa (N-1), il est naturel d'avoir des valeurs de transit par liaison 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. Ces indicateurs sont :

- 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.

Le suivi de ces indicateurs sur la période 2021-2023 a révélé une relative stabilité de l'utilisation du réseau. L'intérêt de ces indicateurs réside cependant dans leur suivi sur une durée longue, afin de s'assurer de 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 envisage donc de demander à RTE de continuer à suivre ces indicateurs sur la période TURPE 7.

RTE a fourni à la CRE des analyses complémentaires sur l'utilisation du réseau au cours de la période TURPE 6, en particulier une liste des lignes les moins utilisées du réseau et une analyse de la cause de cette faible utilisation. La CRE considère qu'une telle analyse permet d'éclairer davantage le suivi de ces indicateurs et d'alimenter les analyses détaillées du SDDR. Elle envisage de demander à RTE une analyse annuelle des lignes HTB 3 faiblement utilisées et de l'origine de cette faible utilisation.

**Question 22 Êtes-vous favorable à la poursuite du suivi des indicateurs d'utilisation du réseau pour la période TURPE 7 ?**

**3.3.2.5. Régulation incitative relative aux interconnexions**

**3.3.2.5.1. Rappel du dispositif en vigueur**

Le TURPE 6 HTB prévoit une incitation à la réalisation des projets d'interconnexions économiquement pertinents pour la collectivité aux meilleures conditions de coûts.

Le mécanisme incitatif repose sur trois incitations distinctes :

- une incitation financière à la réalisation des investissements d'interconnexion dans les meilleurs délais se matérialisant par l'attribution d'une prime fixe versée à la mise en service du projet fixée en fonction des bénéfices nets attendus du projet ;
- une incitation à la minimisation des coûts de réalisation du projet prenant la forme d'une prime ou d'une pénalité, fixée en fonction du différentiel entre le budget cible du projet et les dépenses d'investissement réalisées :
  - si les dépenses d'investissement réalisées par le GRT pour ce projet se situent entre 90 % et 110 % du budget cible, aucune prime ni pénalité n'est attribuée ;
  - si les dépenses d'investissement réalisées sont inférieures à 90 % du budget cible, le GRT bénéficie d'une prime égale à 20 % de l'écart entre 90 % du budget cible et les dépenses d'investissement réalisées ;
  - si les dépenses d'investissement réalisées sont supérieures à 110 % du budget cible, le GRT supporte une pénalité égale à 20 % de l'écart entre les dépenses d'investissement réalisées et 110 % du budget cible ;
- une incitation sur l'utilisation de l'ouvrage prenant la forme d'une prime ou d'une pénalité, fixée en fonction du différentiel entre les flux réalisés par rapport aux flux initialement prévus par la CRE.

Le dispositif prévoit également un plancher de rémunération pour limiter le risque pour le GRT en cas de circonstances défavorables pouvant entraîner de fortes pénalités. Si le coût réalisé dépasse le budget cible ou si les flux réalisés sont inférieurs aux flux initialement prévus par la CRE, le montant de la pénalité est limité de façon à ce que l'ensemble des incitations cumulées ne puisse conduire, annuellement, à une rémunération des capitaux engagés pour le projet inférieure au CMPC - 1 %.

Les paramètres utilisés pour le calcul des primes et pénalités sont fixés dans une décision tarifaire *ad hoc* relative à chaque projet concerné.

Enfin, le TURPE 6 prévoit que le budget cible est fixé au moment de la décision de réalisation du projet, c'est-à-dire, par exemple, lors de la décision de partage des coûts (CBCA - *Cross-Border Cost Allocation*) lorsque le projet en fait l'objet. L'objectif est d'aligner au mieux l'objectif de coût avec le montant permettant la prise de décision dans le projet. Pour éviter de faire peser sur le GRT un risque important lié à une fixation du budget cible trop en amont, une bande de neutralité de +/-10 % autour du budget cible est appliquée.

**3.3.2.5.2. Bilan du dispositif pour la période du TURPE 6 HTB et orientations envisagées pour la période TURPE 7 HTB**

Au cours de la période TURPE 6 HTB, deux projets d'interconnexion faisant l'objet d'une régulation incitative ont été mis en service, IFA2 et Savoie-Piémont. La CRE dispose donc d'un retour d'expérience sur la mise en pratique des incitations.

De plus, deux projets pour lesquels une décision de régulation incitative avait été fixée ont fait l'objet de décisions de modification des paramètres, Celtic et Golfe de Gascogne.

La CRE tire un bilan mitigé du dispositif pour la période TURPE 6 HTB.

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

Concernant l'incitation à la réalisation de l'investissement dans les meilleurs délais, pour les projets Celtic et Golfe de Gascogne, dont la mise en service est attendue au cours de la période TURPE 7, les primes fixes ont été établies à un niveau nul.

Par ailleurs, l'objectif de la prime fixe est d'inciter à la mise en service dans les meilleurs délais. Comme exposé dans la partie 3.3.2.3, la CRE envisage de mettre en œuvre une régulation incitative à la réalisation des projets structurants, qui pourra concerner les projets d'interconnexion.

La CRE envisage de ne pas reconduire la prime fixe à la mise en service pour la période TURPE 7.

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

Concernant l'incitation à la minimisation des coûts, les coûts à terminaison des projets IFA2 et Savoie Piémont sont proches des budgets cibles. La CRE constate qu'un tel mécanisme est effectivement de nature à inciter efficacement l'opérateur à minimiser les coûts.

Au cours de la période TURPE 6 HTB, les budgets cibles des projets Celtic et Golfe de Gascogne ont été réévalués pour tenir compte d'importantes évolutions des coûts des principaux composants. Les budgets cibles des deux projets avaient en effet été fixés au moment de la conclusion de la décision de partage des coûts, respectivement avec l'Irlande en 2019<sup>21</sup> et l'Espagne en 2017<sup>22</sup>. Les appels d'offres pour la fourniture des principaux matériels avaient toutefois mis en évidence une forte hausse des coûts associés.

La CRE envisage de modifier l'échéance de fixation des budgets cibles des futurs projets d'interconnexion pour que ceux-ci soient fixés, comme pour l'ensemble des autres grands projets de RTE, préalablement à l'engagement des dépenses relatives aux travaux et après un audit de la CRE.

En raison de ces modalités particulières de fixation du budget cible, la régulation incitative en vigueur prévoit une bande de neutralité de +/-10%. La CRE elle envisage de réduire la largeur de la bande de neutralité à +/-5%, pour renforcer l'incitation.

### Incitation sur l'utilisation de l'ouvrage

Au cours de la période TURPE 6 HTB, l'incitation sur le taux d'utilisation a été appliquée pour les projets IFA 2 et Savoie-Piémont à partir de leur mise en service, respectivement en 2021 et 2023.

Le montant de l'incitation sur le taux d'utilisation de l'ouvrage est largement dépendant de l'écart de prix entre les deux pays connectés. Le taux d'utilisation des ouvrages IFA 2 et Savoie-Piémont a été globalement élevé en période de divergence des prix et faible en période de convergence. Cette incitation a néanmoins partiellement reflété la performance de RTE s'agissant de la disponibilité des interconnexions, notamment en ce qui concerne l'interconnexion Savoie-Piémont pour laquelle plusieurs difficultés ont été rencontrées à la suite de la mise en service. La CRE considère donc que cette régulation incitative doit mieux cibler l'optimisation par RTE de la disponibilité des capacités d'interconnexion. Le rôle de RTE est de mettre à disposition des acteurs de la capacité d'interconnexion, mais son utilisation dépend des conditions de marché, sur lesquelles RTE n'a pas d'influence.

La CRE envisage donc de remplacer l'incitation sur le taux d'utilisation des interconnexions par une nouvelle régulation incitative relative à la disponibilité des ouvrages d'interconnexion. Ce dispositif vise à inciter RTE à maximiser la capacité d'interconnexion mise à disposition des acteurs de marché. En effet, RTE dispose de plusieurs leviers pour maximiser cette disponibilité, comme un placement adéquat des maintenances, des investissements dans le réseau, des parades coûteuses, etc.

Cette incitation serait applicable à l'ensemble des interconnexions en service, durant toute la durée de vie de l'ouvrage. S'agissant particulièrement des interconnexions IFA 2 et Savoie-Piémont, la CRE envisage de supprimer les incitations actuelles sur la prime fixe et le taux d'utilisation à partir de 2025.

La CRE envisage que le dispositif diffère en fonction des caractéristiques de l'interconnexion, selon qu'il s'agit d'une frontière intra-européenne ou non et de sa nature (courant alternatif, courant continu). La CRE envisage un plafond global à toutes les incitations financières de ce dispositif s'élevant à 20 M€/an.

### *Frontière intra-européenne*

---

<sup>21</sup> [Délibération de la CRE du 20 juin 2019 portant décision sur le budget cible du projet Celtic de RTE](#)

<sup>22</sup> [Délibération de la CRE du 27 septembre 2017 portant décision sur le budget cible du projet « Golfe de Gascogne » de RTE](#)

En application du règlement électricité (UE) 2019/943 révisé dans le cadre du Paquet Energie Propre (CEP) adopté en 2019, RTE doit garantir un seuil minimal de 70 % de capacités d'interconnexion devant être disponibles pour les échanges transfrontaliers d'électricité. Cela s'applique uniquement aux frontières intra-européennes. La responsabilité de faire appliquer ce seuil minimal aux frontières françaises intra-européennes revient à la CRE.

La CRE envisage d'introduire sur les frontières intra-européennes une incitation de la forme suivante :

$$\begin{aligned} & \text{Incitation sur la frontière}_i \text{ (M€)} \\ &= (\% \text{capacités mises à disposition}_{\text{frontière } i} - 70\%) \\ &\times \left( \frac{\text{Nb de pas de temps non exclus au titre de la Smart Compliance}_{\text{frontière } i}}{\text{Nb total de pas temps sur l'année}} \right) \\ &\times \text{force de l'incitation} \end{aligned}$$

Où :

- pour chaque frontière, la cible de capacités devant être mise à disposition est fixée à 70 %, en accord avec 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 (%capacité mise à disposition) 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<sup>23</sup> ;
- pour chaque frontière, le nombre de pas de temps non exclus au titre de la Smart Compliance est rapporté au nombre total de pas de temps dans l'année. Cette pondération permet de mettre l'accent sur les frontières où les actions de RTE ont la plus grande valeur ajoutée pour le système électrique ;
- la force de l'incitation serait fixée à 250 k€/% en écart.

### Interconnexions à courant continu (HVDC)

Pour le cas particulier des interconnexions à courant continu, le taux de disponibilité tel que décrit au paragraphe précédent n'est pas pénalisé en cas d'indisponibilité complète de l'ouvrage. La CRE considère qu'il est important que RTE soit également incité à optimiser la durée des maintenances en cas d'indisponibilité totale de l'ouvrage.

La CRE envisage donc d'introduire une incitation pour les interconnexions à courant continu applicable sur toutes les frontières concernées (intra-européennes et extra-européennes).

L'incitation à la disponibilité pour les interconnexions en courant continu prendrait la forme suivante :

$$\text{Incitation HVDC}_i \text{ (M€)} = (\text{disponibilité observée}_i - \text{disponibilité cible}_i) * \text{force de l'incitation}$$

Où :

- la disponibilité observée sur l'ouvrage serait calculée comme le taux de disponibilité annuelle ;
- la disponibilité cible de chaque ouvrage serait fixée en fonction de l'historique observé de disponibilité. La CRE envisage un taux de disponibilité cible de 97,5 % ;
- la force de l'incitation serait fixée à 250 k€/% en écart.

En cas de réduction de la disponibilité attribuable au GRT étranger, RTE ne serait pas pénalisé dans le calcul de l'incitation. La CRE envisage également que RTE ne soit pas pénalisé en cas d'indisponibilité pour des événements exceptionnels, tels que des actes de malveillance.

### Interconnexions avec la Suisse

La frontière avec la Suisse, frontière extra-européenne pour laquelle les ouvrages transfrontaliers sont en courant alternatif, n'est pas couverte par le périmètre de la régulation incitative. Cette frontière ne fait pas l'objet d'un calcul de capacité coordonné. Le fonctionnement de la frontière pourrait être amené

<sup>23</sup> A 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 \(cre.fr\)](#)

à évoluer au cours du TURPE 7. Au regard de ces incertitudes, la CRE envisage de ne pas inciter financièrement les capacités mises à disposition entre la France et la Suisse pour le TURPE 7.

### *Ouvrages ayant une influence sur la disponibilité des interconnexions*

La CRE envisage pour la période TURPE 7 de suivre le taux de disponibilité des ouvrages ayant une influence sur la disponibilité des ouvrages d'interconnexion et les motifs associés à ces indisponibilités (maintenance courante, travaux, avaries...).

Les indicateurs envisagés sont détaillés en annexe 3.

La CRE n'envisage pas d'incitation financière pour cet indicateur de disponibilité.

### **Question 23 Partagez-vous les orientations de la CRE concernant le cadre de régulation relatif aux interconnexions ?**

### **3.3.3. Régulation incitative conjointe des charges d'exploitation et des charges de capital**

Le cadre de régulation tarifaire du TURPE HTB prévoit que :

- les charges de capital liées aux investissements sont payées à 100 % au réel, sous réserve que l'opérateur agisse de manière efficace (hormis pour les investissements « hors réseaux », cf. ci-après) ;
- les charges d'exploitation font l'objet d'une incitation à 100 % (à l'exception de certains postes prédéfinis) : la CRE fixe une trajectoire pour la période tarifaire, et tout écart par rapport à cette trajectoire reste à la charge ou au bénéfice de RTE.

De ce fait, lorsqu'un arbitrage entre dépenses d'investissement et charges d'exploitation est possible, RTE peut être indirectement incité à choisir une solution représentant des dépenses d'investissements au lieu de solutions représentant des charges d'exploitation, alors même que cette solution ne serait pas optimale. Dès que cela est possible, la CRE estime donc pertinent de mettre en œuvre une incitation conjointe sur les charges de capital et d'investissements afin d'éviter de tels arbitrages.

#### **3.3.3.1. Régulation incitative à la maîtrise des coûts pour les investissements « hors réseaux »**

##### Rappel du dispositif en vigueur

La régulation incitative relative aux investissements dits « hors réseaux » a été introduite dès le TURPE 5 HTB et a pour objectif d'inciter RTE à maîtriser ses charges de capital au même titre que ses charges d'exploitation sur le périmètre visé, qui inclut les investissements en actifs immobiliers, véhicules légers et systèmes d'information (SI).

Ce mécanisme incite RTE à optimiser globalement ses charges sur ces trois postes de coûts. Le TURPE définit une trajectoire de charges de capital qui fait l'objet d'une incitation à 100 % pendant la période tarifaire, de la même façon que l'incitation portant sur les charges d'exploitation. Les écarts à la hausse ou à la baisse sont donc conservés à 100 % par RTE pendant la période tarifaire.

De façon à partager les gains et les pertes avec les utilisateurs, l'incitation prend fin dès le début de la période tarifaire suivante : la valeur effective des IEC et des actifs mis en service pendant cette période est prise en compte dans les IEC et dans la BAR pour le calcul des CCN à couvrir, ce qui équivaut à une prise en compte au réel des charges pendant les périodes tarifaires suivantes.

##### Bilan sur période du TURPE 6 HTB

Sur la période 2021-2023, les dépenses d'investissement « hors réseaux » de RTE s'élèvent à 719 M€. Cette trajectoire est proche de la trajectoire prévisionnelle TURPE 6 de 702 M€, que RTE a dépassée de 2,4 %. Ces évolutions sont présentées en détail dans la partie 4.4 sur les trajectoires de dépenses d'investissements. Les charges de capital réalisées associées à ces investissements sont inférieures de 75,5 M€ au prévisionnel sur 2021-2023, ce qui correspond à une baisse significative de 14 %.

Ce constat se manifeste particulièrement pour les SI : les dépenses d'investissements associées s'élèvent à 519 M€ sur 2021-2023, en ligne avec le prévisionnel TURPE 6 de 524 M€, alors que RTE a battu sa trajectoire de CCN de 78 M€ (i.e. -16 %).

Ces écarts s'expliquent majoritairement par un retard global à la mise en service des projets par rapport à la trajectoire prévisionnelle TURPE 6 :

- la trajectoire prévisionnelle de dotations aux amortissements retenait une hypothèse de mise en service de l'ensemble des projets au 1<sup>er</sup> janvier de chaque année, alors que les mises en service sont réparties tout au long de l'année ;
- la trajectoire prévisionnelle retenait un délai de mise en service des projets de 14 mois pour la catégorie SI alors que celle-ci a été de 28 mois en pratique.

L'hypothèse de délai de mise en service retenue avait été fondée sur l'histoire de la période TURPE 5. Le délai de mise en service réalisé par RTE sur la période 2021-2023 a néanmoins été deux fois plus long en moyenne du fait notamment de retards de mise en service de projets d'ampleur lors de la période TURPE 6. Cela a conduit à des immobilisations en cours plus importantes des dépenses d'investissements alors que la trajectoire prévisionnelle prévoyait des actifs à rémunérer. Les charges couvertes par le TURPE 6 ont donc été plus élevées que le réalisé.

Le gain de RTE sur les charges de capital associées n'est donc pas représentatif d'une quelconque efficacité dans la gestion de ses projets : il est essentiellement lié à un retard à la mise en service décalant la prise en compte de ces dépenses d'investissements dans les charges de capital.

### Demande de RTE

RTE considère que la mise en œuvre du cadre applicable aux charges de capital « hors réseaux » est opérationnellement complexe à mettre en œuvre et demande un alignement de ce cadre avec le cadre applicable aux charges de capital « réseaux », c'est-à-dire une prise en compte au réel des charges de capital « hors réseaux ».

### Evolutions envisagées pour le TURPE 7 HTB

La CRE envisage de reconduire les grands principes de ce mécanisme car il est efficace pour inciter à la maîtrise des dépenses d'investissements. La CRE envisage de neutraliser les effets liés aux retards à la mise en service des projets, qui ne doivent pas bénéficier indument à l'opérateur. Par ailleurs, la CRE envisage d'inciter la réalisation de certains projets spécifiques qu'elle estime prioritaires (cf. partie 3.9 sur la régulation des projets prioritaires).

En outre, la CRE constate que RTE a bénéficié d'une couverture de charges additionnelles liée à des retards à la mise en service des projets, estimées à environ 100 M€ sur la période TURPE 6. Or, le cadre en vigueur prévoit une couverture au réel pendant les périodes tarifaires suivantes des charges associées aux investissements « hors réseaux » déjà mis en service. Cette couverture au réel reviendrait ainsi à couvrir une seconde fois les charges de capital des projets ayant fait l'objet de retards.

Pour corriger cet effet d'aubaine, la CRE envisage de ne pas couvrir pour la période du TURPE 7 les charges de capital incitées ayant déjà été couvertes en anticipation sur la période TURPE 6, soit un montant de 25 M€ par an. En raison de l'incertitude concernant l'année 2024, l'éventuelle différence entre le montant total de 100 M€ et l'écart effectivement réalisé pourrait être intégrée au CRCP à l'occasion de la délibération relative au CRCP définitif de la période TURPE 6. Pour les périodes tarifaires à venir, ces charges seront effectivement couvertes au réel, assurant l'absence de double compte pour l'opérateur. Concernant les projets dont la mise en service est envisagée pour la période TURPE 7, la CRE considère que la trajectoire de charges de capital incitées doit prendre les dates réelles de mise en service. La CRE envisage donc d'intégrer au CRCP les charges résultant de l'écart sur le ratio entre le montant de mises en service (MES) et les dépenses d'investissements. Afin de lisser les écarts annuels, la CRE envisage que ce ratio soit calculé tous les ans sur la base de la moyenne des trois dernières années. Un tel mécanisme permet de corriger les effets liés aux décalages temporels des projets, tout en conservant l'incitation à la maîtrise des dépenses d'investissements.

La correction annuelle envisagée par la CRE s'établirait selon la formule suivante, pour chacune des catégories d'investissements :

$$\left[ R_{\text{réalisé}} - R_{\text{prévisionnel}} \right] * CAPEX_{\text{prévisionnel}} * \text{Part d'amortissement restante}$$

avec :

- $R$  : le ratio entre le montant moyen de mises en service sur les trois dernières années et le montant moyen des dépenses d'investissement sur les trois dernières années ;
- $CAPEX$  : le montant des dépenses d'investissement de l'année concernée par la correction ;
- la *Part d'amortissement restante* (PAR) correspond au pourcentage d'amortissement restant à réaliser sur la période tarifaire, qui dépend de l'année de mise en service et du taux d'amortissement annuel de l'actif considéré. Pour déterminer le taux d'amortissement normatif d'un actif, RTE considère une durée d'amortissement moyenne de 7,3 années pour les investissements SI, de 16,5 années pour les investissements Immobilier et de 5 années pour les investissements Véhicules légers :

Année de mise en service	2024	2025	2026	2027	2028
PAR SI	54,8 %	47,9 %	34,2 %	20,5 %	6,8 %
PAR Immobilier	24,2 %	21,2 %	15,2 %	9,1 %	3,0 %
PAR Véhicules légers	80,0 %	70,0 %	50,0 %	30,0 %	10,0 %

**Tableau 15. Parts d'amortissement restantes selon l'année de mise en service pour chaque catégorie « hors réseaux » incitée**

A titre d'illustration, les ratios  $R_{prévisionnel}$  annuels calculés sur le fondement des trajectoires de dépenses d'investissement et de mises en service issus du dossier tarifaire de RTE sont les suivants pour la catégorie SI :

En M€ <sub>courants</sub>	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Dépenses d'investissement SI	190,2	185,0	214,7	213,4	207,8	203,2
Mises en service SI	181,2	250,0	185,3	197,2	203,8	208,5
Ratio $R_{prévisionnel}$			104,5 %	103,2 %	92,2 %	97,6 %

**Tableau 16. Ratios  $R_{prévisionnel}$  annuels pour chaque catégorie « hors réseaux » incitée**

**Question 24 Êtes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE concernant le mécanisme de régulation incitative sur les investissements « hors réseaux » ?**

### 3.3.3.2. Régulation incitative 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. Par conséquent, les dépenses d'investissements prévisionnelles pour le renouvellement du réseau présentées dans la partie 4.4 sont en hausse marquée sur la période tarifaire prochaine, passant de 2,3 Md€ sous TURPE 6 à 4,1 Md€ pour le TURPE 7. Les charges d'exploitation prévisionnelles pour la gestion des actifs présentées dans la partie 4.3 sont également en hausse marquée, passant de 317 M€/an en moyenne sur 2021-2023 à une prévision de 472 M€/an sur la période TURPE 7 dans le dossier tarifaire présenté par RTE.

#### Rappel du dispositif en vigueur

Le TURPE 6 HTB prévoit une régulation incitative spécifique sur les charges d'exploitation liées à la gestion des actifs, en forte hausse sur cette période tarifaire, s'appuyant sur les principes suivants :

- RTE transmet chaque année à la CRE un rapport de suivi de l'ensemble des dépenses de gestion des actifs (bilan technique et financier) ainsi qu'un rapport de suivi des investissements associés aux plans et programmes concernés ;

- à l'issue de la période du TURPE 6, la CRE fera le bilan des volumes de travaux effectivement réalisés par RTE comparativement à la trajectoire des volumes de référence définie sur la base de la demande tarifaire de RTE. Si RTE n'a pas réalisé la totalité des opérations prévues sur cette période dans le cadre de sa politique de gestion des actifs, les dépenses prévisionnelles associées aux opérations non réalisées feront l'objet d'une rétrocession aux utilisateurs du réseau, à hauteur des volumes non réalisés multipliés par les coûts unitaires ayant servi à la construction de la trajectoire tarifaire TURPE 6 ;
- les postes de dépenses concernés par ce dispositif sont au nombre de quatre :
  - le plan « PSEM » ;
  - le plan « corrosion » ;
  - la politique de réhabilitation et de remplacement des postes ;
  - la politique de réhabilitation et de remplacement des lignes ;
- chaque plan et politique comprenant plusieurs types d'opérations, le foisonnement de ces dernières au sein d'un même plan ou d'une même politique est autorisé. Il n'y a pas de foisonnement entre les plans et politiques.

Cette régulation spécifique couvre environ 30 % des charges d'exploitation liées à la gestion des actifs et plus de la moitié de leur hausse par rapport au TURPE 5 HTB.

### Bilan sur la période du TURPE 6 HTB

Le bilan définitif de ce mécanisme sera réalisé en 2025, lorsque les résultats de l'année 2024 seront connus. Les éventuels reversements de RTE seront intégrés dans le CRCP à ce moment. Les éléments préliminaires transmis par RTE montrent que :

- RTE est en voie de réaliser les volumes prévisionnels, et ne semble donc pas encourir de pénalité au titre de cette régulation incitative malgré un retard pour certaines opérations de mise en peinture (difficulté à trouver des prestataires) ou de modifications ponctuelles de lignes aériennes (dépriorisation), qui sera compensé par le foisonnement au sein des poches ;
- RTE a été plus performant qu'anticipé pour certaines opérations, notamment pour les réhabilitations de sectionneurs et le colmatage de caissons sous enveloppe métallique. La CRE constate des évolutions des pratiques de maintenance pour ces deux catégories qui ont permis de faire baisser les coûts unitaires et constituent donc une bonne performance.

La CRE estime à ce stade que le mécanisme a été efficace pour inciter RTE à réduire les coûts unitaires des opérations de maintenance, tout en laissant l'opérateur arbitrer entre les différentes politiques. RTE souligne néanmoins que l'absence de flexibilité sur les volumes de certaines opérations dont les coûts unitaires étaient en augmentation pendant la période a pu conduire ponctuellement à des renoncements ou à des dépriorisations de certaines politiques.

### Orientations envisagées pour la période du TURPE 7 HTB

RTE souligne dans son dossier tarifaire l'intérêt d'une régulation incitative étendue à un périmètre élargi portant à la fois sur les dépenses d'investissements et les charges d'exploitation en ce qui concerne la gestion des infrastructures de réseau, dans la mesure où l'ensemble des opérations réalisées répondent au même objectif. RTE propose qu'une régulation incitative sur certains coûts unitaires d'investissement soit mise en place afin d'inciter la réalisation des opérations de gestion des actifs présentant les conditions de coûts les plus favorables sans biais lié à un arbitrage entre charges d'exploitation et dépenses d'investissements. RTE propose également, d'une part que, pour les opérations de maintenance (charges d'exploitation) incluses dans ce mécanisme, l'écart en volume entre les trajectoires prévisionnelles et réalisées soit intégré à 100 % au CRCP et, d'autre part, de réduire la force de l'incitation sur les coûts unitaires à 20 %. RTE demande également de limiter l'incitation à un plafond annuel de bonus ou malus de 10 M€.

La CRE considère qu'un tel mécanisme permettrait effectivement d'inciter RTE à optimiser globalement les coûts relatifs à l'entretien du réseau de RTE, qu'ils soient classés comptablement en charges d'exploitation ou en immobilisations. La CRE envisage à ce stade de le mettre en place pour le TURPE 7 HTB. La CRE est favorable à ce stade à une incitation de 20 % des écarts entre les coûts unitaires de référence et les coûts réalisés sur l'ensemble du périmètre incité, qui s'appliquerait aux dépenses

d'exploitation et aux investissements. L'incitation serait calculée de manière annuelle, et porterait sur le périmètre suivant :

- pour les dépenses d'investissements, les dépenses relatives aux opérations suivantes :
  - les opérations de reconstruction synchronisée des supports et des conducteurs des liaisons aériennes ;
  - les opérations de construction de nouvelles liaisons aériennes ;
  - les opérations de renouvellement des systèmes de contrôle-commande des postes électriques ;
  - 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 dépenses relatives aux opérations suivantes :
  - 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 l'entretien des systèmes de contrôle-commande ;
  - des opérations de correctif sur des actifs existants de liaisons aériennes, liaisons souterraines et postes ;
  - des opérations de documentation du réseau existant par télémétrie ;
  - des opérations de maintenance par travaux hélicoptés ;
  - des opérations de maintien en conformité du réseau (résorption des proximités électriques et géométriques).

Ce périmètre couvre environ 170 M€/an de charges d'exploitation (soit 40 % des charges d'exploitation pour la gestion des actifs) et 450 M€/an de dépenses d'investissement.

Pour les charges d'exploitation couvertes par le mécanisme, l'écart entre les trajectoires prévisionnelles et réalisées serait intégré à 100 % au CRCP dans la limite de 120 % de la trajectoire tarifaire correspondante. Les charges d'exploitation associées seraient donc couvertes au réel, à condition que les trajectoires réelles n'excèdent pas 120 % de la trajectoire prévisionnelle. En contrepartie, RTE serait incité à 20 % sur les coûts unitaires de ces opérations. L'application d'un plafond sur l'enveloppe de charges d'exploitation globale permet ainsi de laisser la possibilité à RTE d'arbitrer entre les différentes politiques.

En ce qui concerne les dépenses d'investissements, dont les trajectoires ne sont pas plafonnées, la CRE envisage la mise en place d'un plafond annuel de bonus ou malus sur les coûts unitaires de 10 M€.

Les coûts unitaires de référence retenus pour ces différentes opérations seraient fondés sur la demande formulée par RTE dans son dossier tarifaire et les conclusions de l'audit externe réalisé sur cette demande et analysées par la CRE. La CRE envisage de fixer les coûts unitaires principalement sur la base de l'historique des dernières années.

Enfin, la CRE considère souhaitable d'élargir le périmètre de cette régulation incitative aux dépenses d'investissements relatives :

- aux renouvellements partiels de lignes aériennes (conducteurs ou pylônes seuls), au-delà des opérations de renouvellement synchronisé des supports et des conducteurs. L'extension de ce mécanisme à ces opérations n'est pas possible actuellement, car RTE ne suit pas précisément la consistance de ces opérations : par exemple, le renouvellement des conducteurs donne parfois lieu à des renouvellements de certains pylônes mais sans suivi précis associé ;
- aux déploiements de fibres optiques, opérations pour lesquelles la longueur déployée ne fait actuellement pas l'objet d'un suivi précis.

La CRE envisage donc de demander à RTE de suivre la consistance et les coûts de ces opérations sur les deux premières années de la période tarifaire TURPE 7, afin de permettre l'extension du périmètre incité à ces opérations dès 2027.

**Question 25 Êtes-vous favorable à l'introduction d'une régulation incitative sur les coûts unitaires de la gestion des actifs et des investissements récurrents envisagée par la CRE ?**

### 3.3.3.3. Couverture des arbitrages possibles entre charges d'exploitation et dépenses d'investissements

#### Fermeture de la boucle locale cuivre

La gestion du RPT repose sur différents systèmes de télécommunication permettant de collecter et échanger l'information entre les différents sites de RTE. Historiquement, le réseau de télécommunication de RTE s'appuyait sur le réseau cuivre construit par France Télécom dans les années 1970. Orange a transmis en 2022 à l'Autorité de régulation des communications électroniques, des postes et de la distribution de la presse (ARCEP) son plan progressif de fermeture du réseau de boucle locale cuivre à horizon 2030.

RTE a identifié différentes solutions pour répondre à la fermeture de la boucle locale cuivre. Ces solutions peuvent représenter alternativement :

- des dépenses d'investissement. C'est le cas des solutions reposant sur un déploiement de fibres optiques ou de faisceaux hertziens propriétés de RTE, ainsi que des solutions de location longue durée de fibres optiques noires à usage exclusif de RTE ;
- des charges d'exploitation. C'est le cas des solutions reposant sur la location de fibre optique opérée par la société Orange.

Les trajectoires prévisionnelles de charges de capital et de charges d'exploitation pour la période TURPE 7 reposent sur la vision à ce jour de RTE de la répartition optimale entre ces différentes solutions. Cette vision reste cependant préliminaire et incertaine, et devra être confirmée par des études approfondies site par site permettant à RTE de choisir systématiquement la solution la plus pertinente économiquement.

La CRE envisage donc de couvrir au CRCP les écarts entre la trajectoire prévisionnelle de charges d'exploitation relatives à ce programme et la trajectoire réalisée, afin d'inciter RTE à réaliser les arbitrages optimaux entre les différentes solutions de télécommunication disponibles.

**Question 26 Êtes-vous favorable à la couverture par le CRCP des écarts de charges d'exploitation pour le déploiement de solutions de télécommunication en raison de l'incertitude pesant sur les solutions techniques optimales ?**

#### Modification de la doctrine comptable

En cas de modification de la doctrine comptable, tout transfert de charges d'exploitation incitées vers des dépenses d'investissements couvertes au réel en cours de période tarifaire introduit 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 supports sur les projets d'investissement. RTE estimait à environ 15 M€/an le transfert de charges de personnel vers des dépenses d'investissement, 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 n° 2023-01 de la CRE du 5 janvier 2023 portant décision modifiant les délibérations TURPE 6 HTB et TURPE 6 HTA-BT prévoit que, en cas de modification de la doctrine comptable entraînant le transfert de charges d'exploitation vers des dépenses d'investissement, 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. Le calcul du montant final restitué aux utilisateurs sera effectué à l'issue de la période tarifaire. RTE estime à ce jour ce montant à environ 110 M€ pour les charges de personnel et 10 M€ pour la maintenance courante.

La CRE envisage de reconduire le mécanisme de restitution aux utilisateurs prévu dans la délibération du 5 janvier 2023 en cas de modification de doctrine comptable entraînant le transfert de charges d'exploitation vers des dépenses d'investissements. Tout changement de doctrine comptable devrait ainsi faire l'objet d'une information immédiate de la CRE et d'un dossier détaillé en fin de période tarifaire afin que la CRE puisse contrôler les montants à restituer aux utilisateurs du RPT via le CRCP.

**Question 27 Êtes-vous favorable à la restitution aux utilisateurs des éventuelles charges d'exploitation requalifiées en dépenses d'investissement en cours de période tarifaire ?**

### 3.4. 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 prochain TURPE 7 HTB. La CRE a organisé un atelier, ouvert à tous, en mai 2024 sur le sujet. Les acteurs se sont montrés globalement favorables aux évolutions envisagées par la CRE.

#### 3.4.1. Rappel de la régulation incitative en vigueur

La délibération 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) ;
- 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.

Au vu de la forte hausse des demandes de raccordements, 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 :

- incitation sur le taux de transmission des propositions techniques et financières dans un délai inférieur à 3 mois, pour le segment « Producteurs et GRD » ;
- incitation sur le 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.

Les résultats de ces indicateurs sont publiés dans les délibérations annuelles de mise à jour du TURPE et par RTE sur son site internet.

La liste des indicateurs relatifs à l'activité de raccordement est présentée en annexe 4.

### 3.4.2. Bilan du dispositif sur la période du TURPE 6 HTB

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.

#### 3.4.2.1. Etudes préalables aux raccordements

Dans un contexte de hausse importante des demandes de raccordement, les délais de remise des PTF ont augmenté lors des premières années de la période TURPE 6. La délibération du 5 janvier 2023 susmentionnée introduit une régulation incitative sur la remise des PTF et octroie des moyens financiers supplémentaires à RTE, lui permettant des recrutements supplémentaires pour le traitement des PTF.

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

Le nombre de PTF transmises en 2023 dans un délai supérieur à 6 mois s'élève à 39 pour le segment « producteurs et GRD » (soit 17 % des PTF sur ce segment) et à 35 pour le segment « consommateurs » (soit 37 % des PTF sur ce segment). Si certains délais peuvent être justifiés par des circonstances spécifiques (adaptation ou révision de S3REnR, etc.), la CRE considère néanmoins nécessaire de réduire de tels délais particulièrement élevés.

Pour la première année de la régulation incitative en 2023, RTE n'a pas atteint les objectifs de la régulation incitative, ce qui se traduit par un malus de 7 M€ :

- transmission des PTF en moins de 3 mois pour le segment « producteurs et GRD » :
  - le taux constaté s'établit à 39,5 % ;
  - le taux cible était de 55 % ;
- transmission des PTF dans le délai convenu pour le segment « consommateurs » :
  - le taux constaté en 2023 s'établit à 67 % ;
  - le taux cible était de 75 %.

Enfin, les délais moyens de transmission des PTF sont en moyenne de 4,5 mois pour le segment « producteurs et GRD » et de 6,7 mois pour le segment « consommateurs ». Ce délai est supérieur au délai standard de trois mois inscrit dans la documentation technique de référence de RTE.

#### 3.4.2.2. Réalisation des raccordements

RTE affiche une bonne performance sur le respect des coûts des raccordements (tableau 17), alors que le respect des délais prévisionnels de raccordement reste en deçà des objectifs (tableau 18). La CRE envisage d'introduire une régulation incitative sur les délais de raccordement dans le TURPE 7.

Respect des coûts de raccordement	2021	2022	2023
Taux de respect entre les coûts facturés et les coûts inscrits dans la convention de raccordement	96 %	97 %	100 %
Taux de respect entre les coûts facturés et les coûts inscrits dans la PTF +/-15 %	96 %	95 %	92 %

Tableau 17. Respect des coûts de raccordement sur la période 2021-2023

Respect des délais de raccordement	2021	2022	2023
------------------------------------	------	------	------

Taux de respect des délais inscrits dans la convention de raccordement	86 %	67 %	82 %
Taux de respect des délais inscrits dans la PTF	56 %	47 %	57 %

**Tableau 18. Respect des délais de raccordement sur la période 2021-2023**

La baisse du délai moyen de raccordement pour le segment EnR terrestre en 2023 par rapport à 2022 est en partie conjoncturelle et s'explique par le faible nombre de raccordements EnR en HTB en 2023 et par la consistance des travaux associés (ajouts de production sur des sites de consommation existants ne nécessitant pas de travaux importants). Concernant l'éolien en mer, RTE s'est adapté aux plannings des producteurs et a mis à disposition les raccordements dans les délais prévus. Enfin, le délai moyen en 2023 pour le segment distributeurs et consommateurs est plus faible qu'en 2022 en raison d'une proportion plus importante de raccordements de consommateurs sans création d'actifs.

Délais moyens de raccordement (en mois)	2021	2022	2023
Eolien en mer	-	115	128
EnR terrestre	33	35	14
Distributeurs et Consommateurs	20	24	20

**Tableau 19. Délais moyens de raccordement sur la période 2021-2023**

### 3.4.3. Evolutions envisagées pour la période du TURPE 7 HTB

Les enjeux de raccordement sont primordiaux pour accélérer le développement de la production d'électricité renouvelable et l'électrification des usages tels que la mobilité électrique et la décarbonation de l'industrie. En particulier, les zones de décarbonation industrielle engendrent une augmentation du nombre et de la puissance des demandes de raccordements.

Dans ce contexte, la CRE envisage de renforcer la régulation incitative sur les raccordements dans le TURPE 7.

#### 3.4.3.1. Enjeux et priorités pour la période du TURPE 7

La CRE souhaite renforcer la régulation incitative relative au raccordement pour le TURPE 7, en prenant en compte les points d'attention remontés par les acteurs.

#### 3.4.3.2. Réduire les délais de remise des études préalables aux raccordements

##### Respect des délais de remise des PTF

La documentation technique de référence (DTR) de RTE prévoit un délai cible de transmission des PTF de 3 mois. Le taux de transmission des PTF dans ce délai s'est élevé à 33 % (tous segments confondus) en 2023, sensiblement en dessous de l'objectif de la régulation incitative.

RTE demande, compte tenu des incertitudes sur l'évolution du nombre de demandes de PTF dans les prochaines années, de maintenir les objectifs pour le TURPE 7 au niveau de 2024, soit 70 % pour le segment « Producteur et GRD » et 80 % pour le segment « Consommateur ». RTE demande par ailleurs que la force de l'incitation soit diminuée de moitié et qu'un plafond de 10 M€ soit introduit.

La CRE envisage à ce stade de reconduire la régulation incitative, en y apportant deux évolutions :

1. inciter le taux de PTF transmises dans un délai de 3 mois pour tous les segments (y compris pour le segment consommateurs, incité jusqu'à présent sur les délais convenus avec le demandeur). Il existe toutefois des motifs légitimes pour lesquels l'objectif de 3 mois n'est pas pertinent. Afin de tenir compte de ces situations, la CRE envisage de ne plus comptabiliser dans 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 ORAM (offres de raccordements mutualisés destinées aux consommateurs/GRD – cf. art L. 342-2 du code de l'énergie) : dans le cas où il apparaît

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'ORAM 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 dans l'attente de la décision du préfet. La réglementation prévoit que RTE transmet, dans un délai de 3 mois à compter de la notification de la décision du préfet, les PTF aux utilisateurs concernés.

Par ailleurs, la CRE envisage de remplacer le délai de 3 mois par le délai convenu avec le demandeur lorsque ce délai provient d'une demande explicite du client. Il peut en effet arriver que le client souhaite disposer d'un délai allongé pour sa remise de PTF. La CRE demanderait ainsi à RTE de maintenir une traçabilité détaillée de ces demandes écrites, qui pourraient faire l'objet d'un audit ;

2. en contrepartie de ces motifs d'exclusion, la CRE estime important de viser un haut niveau de performance dans le respect du délai de 3 mois : les conditions sur les demandes de PTF ayant été renforcées (paiement forfaitaire, preuve de foncier), l'objectif doit être de transmettre la quasi-intégralité des PTF dans un délai de 3 mois.

Taux de transmission des PTF dans les délais	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Consommateurs	75 %	80 %	75 %	80 %	85 %	90 %
Producteurs, stockeurs et GRD	55 %	70 %				

**Tableau 20. Objectifs pour les différents segments lors de TURPE 6 et envisagés pour TURPE 7**

La CRE envisage à ce stade de renforcer la force de l'incitation pour l'ensemble des PTF à 500 k€/‰ en écart au taux cible, contrairement à ce que demande RTE. Elle envisage de fixer le plafond de cette régulation incitative à 15 M€ par an. De plus, la CRE envisage de demander à RTE de suivre séparément cet indicateur pour l'ensemble des segments « Consommateurs », « Producteurs », « Stockeurs » et « GRD » afin de tenir compte des spécificités de chacun de ces segments.

De façon à maintenir un suivi du délai nécessaire à RTE pour établir les solutions mutualisées dans les zones dédiées, la CRE envisage de demander à RTE de suivre le délai moyen de remise des PTF dans les zones de mutualisation.

La CRE envisage également d'inclure au CRCP les charges de personnel additionnelles liées à l'augmentation du nombre d'études de raccordement (voir ci-dessous).

#### Régulation incitative sur les études exploratoires

Depuis 2023, les propositions techniques et financières font l'objet du versement d'une somme forfaitaire<sup>24</sup>, ayant induit une augmentation des demandes d'études exploratoires (gratuites) : 352 demandes en 2020, contre 1 217 en 2023, principalement porté par les producteurs et les stockeurs.

Parallèlement, les délais moyens d'envoi des études exploratoires ont augmenté depuis 2021 (tableau 21), et s'éloignent du délai cible de transmission de 6 semaines inscrit dans la DTR de RTE.

	2021	2022	2023
Nombre d'études exploratoires envoyées	431	544	800
Délai moyen d'envoi (en semaines)	7,3	8,4	9,3

**Tableau 21. Croissance des études exploratoires envoyées par RTE sous TURPE 6**

<sup>24</sup> [Délibération](#) de la Commission de Régulation de l'Energie du 13 juin portant approbation de la procédure de traitement des demandes de raccordement des installations de consommation au réseau public de transport d'électricité

La CRE estime important que RTE soit incité à ce que les études exploratoires ne soient pas un point de blocage du processus de raccordement.

La CRE envisage donc 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 de la DTR de RTE). En effet, la proportion des études exploratoires remises dans des délais supérieurs à 12 semaines a fortement crû au cours de la période TURPE 6, comme le montre le tableau 22. La CRE envisage de demander à RTE de séparer ce suivi selon les différents segments « Consommateurs », « GRD » et « Producteurs et stockeurs ».

% des EE remises dans le délai	< 6 semaines	6 à 8 semaines	8 à 10 semaines	10 à 12 semaines	> 12 semaines
<b>2021</b>	45 %	29 %	13 %	7 %	7 %
<b>2022</b>	35 %	27 %	19 %	5 %	15 %
<b>2023</b>	27 %	27 %	17 %	10 %	19 %

**Tableau 22. Répartition des délais de remise des études exploratoires par RTE entre 2021 et 2023**

La CRE envisage d'inciter RTE à hauteur de 8 k€/étude en retard de plus de 12 semaines. Ce montant correspond au coût estimé d'une étude exploratoire par RTE. La CRE retiendrait un plafond de malus de 5 M€/an, afin de limiter le risque supporté par l'opérateur. Il est pertinent d'exclure de l'objectif les cas où ce retard proviendrait d'un accord écrit du client. La CRE demanderait ainsi à RTE de maintenir un suivi détaillé de ces demandes écrites, qui pourraient faire l'objet d'un audit.

RTE constate que certains acteurs, bénéficiant de la gratuité des études exploratoires, procèdent à un grand nombre de demandes simultanées, et est donc opposé à cette régulation incitative. RTE indique notamment réfléchir à des évolutions des procédures de raccordement. De telles évolutions pourraient être pertinentes dans un contexte de fort accroissement des demandes et elles devront en tout état de cause être concertées avec les acteurs. Dans l'attente de ces évolutions, les études exploratoires ne doivent cependant pas être un frein au processus de raccordement.

Par ailleurs, la régulation incitative sur l'outil Caparéseau (voir ci-dessous) que la CRE souhaite mettre en place pour le TURPE 7 permettra aux acteurs d'avoir une meilleure visualisation des capacités disponibles, et contribuera ainsi à limiter les demandes les moins pertinentes.

### Études d'insertion

Les études d'insertion correspondent à une vérification par RTE des impacts induits sur le RPT par le raccordement de nouveaux utilisateurs sur le réseau de distribution. Ces études sont réalisées en amont de l'instruction des demandes de raccordement des GRD qui peuvent générer des contraintes sur le réseau de transport de RTE.

Plusieurs acteurs ont fait état auprès de la CRE de l'importance de la réalisation des études d'insertion par RTE, car elles sont nécessaires pour réduire les délais d'émission de PTF par les GRD.

La CRE envisage donc de suivre le délai de réponse de RTE aux études d'insertion remises aux GRD.

### Établissement de la convention de raccordement

Plusieurs acteurs ont fait état auprès de la CRE de retard dans l'élaboration de la convention de raccordement par RTE. Ces retards peuvent conduire à retarder la mise à disposition du raccordement.

La CRE envisage d'introduire, pour la période TURPE 7, un suivi du délai d'établissement de la convention de raccordement, de façon à mesurer des éventuelles tendances. En l'absence d'historique sur cet indicateur, la CRE n'envisage pas de l'inciter financièrement à ce stade.

**Question 28 Êtes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE concernant les délais de remise des études préalables au raccordement ?**

### 3.4.3.3. 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, 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 cet atelier, la CRE avait fait part de sa volonté d’introduire une incitation sur les délais de raccordement.

RTE demande d’introduire une incitation financière sur le taux de respect des délais inscrits dans la convention de raccordement (indicateur suivi, sans incitation financière, depuis le TURPE 6). RTE demande que l’objectif soit fixé à 90 %, en excluant du calcul de l’indicateur les retards qui ne lui sont pas imputables, et demande que le niveau de l’incitation soit de 300 k€/%, avec un plafond de 10 M€/an. En effet, RTE estime que les taux de respect des délais inscrits dans la convention de raccordement réalisés sur les années 2021-2023 sont en réalité plus élevés que ceux présentés dans le tableau 23, une fois les causes non imputables à RTE retraitées.

La CRE, lors de l’atelier, avait proposé une incitation sur le délai moyen de raccordement, comme cela est fait pour Enedis, plutôt que sur le respect des délais inscrits dans la convention de raccordement. Depuis l’atelier, la CRE a mené une analyse approfondie des délais moyens de raccordement sur les dernières années. Il en ressort que la dispersion des délais moyens est très forte, et que l’échantillon des raccordements avec création d’actif est réduit (environ 25 par an sur une cinquantaine d’opérations de raccordement). Cette variabilité ne rend pas pertinente à ce stade une incitation sur les délais moyens de raccordement.

La CRE envisage donc de retenir une incitation sur le respect des délais de raccordement inscrits dans la convention de raccordement. Cet indicateur a l’avantage d’inciter RTE sur des délais pour lesquels il dispose du plus de leviers.

La CRE considère souhaitable de ne pas prendre en compte les retards qui ne sont pas imputables à RTE. La CRE envisage de calculer l’indicateur sur la base du délai prévu dans la convention de raccordement ou éventuellement sur la base du dernier délai convenu par un accord écrit du demandeur (notamment via un avenant à la convention de raccordement). La CRE envisage de demander à RTE de maintenir un suivi détaillé de ces accords écrits, qui pourraient faire l’objet d’un audit.

La CRE envisage de fixer la cible de l’incitation à 90 % en 2025, pour atteindre 95 % en 2028. Le niveau de l’incitation serait fixé à 500 k€/% en écart pour chacun des trois segments. La CRE envisage de fixer un plafond global à la régulation incitative à 15 M€ par an. Enfin, la CRE envisage de demander à RTE de suivre séparément le taux de respect du délai inscrit dans la convention de raccordement pour chacun des segments « Consommateurs », « GRD » et « Producteurs » et « Stockeurs ».

Délai de raccordement	2021	2022	2023	2025	2026	2027	2028
Taux de respect des délais inscrits dans la convention de raccordement (%)	86,0	67,0	82,0	90,0	91,7	93,3	95,0

**Tableau 23. Réalisé et objectifs envisagés pour la régulation incitative « délai de raccordement » pour le TURPE 7**

Afin d’éviter un éventuel allongement des délais prévus dans la convention de raccordement, la CRE envisage de maintenir le suivi des délais moyens de raccordement pour chacun des segments (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.

**Question 29 Êtes-vous favorable à l’évolution de la régulation incitative sur le respect des délais inscrits dans la convention de raccordement envisagée par la CRE pour le TURPE 7 HTB ?**

#### 3.4.3.4. Inciter les raccordements dans les S3REnR et les zones de mutualisation

##### Publication des états techniques et financiers des S3REnR

Le rythme de publication des états techniques et financiers (ETF) de la mise en œuvre des S3REnR s’est dégradé. En effet, tandis que 80 % des ETF étaient publiés avant le 31 mars en 2017, aucun ne l’a été en 2022 et 2023. Cette situation est jugée problématique par de nombreux acteurs. RTE indique

que des retards ont été pris dans la publication des ETF en raison de l'exigence toujours plus importante en termes de quantité d'informations contenues dans ces documents.

La publication d'informations détaillées sur les raccordements est un enjeu important pour les acteurs. Au cours de l'atelier du 28 mai 2024, la CRE a proposé la publication annuelle d'un rapport sur les raccordements par les gestionnaires de réseau, qui intégrerait l'ensemble des informations pertinentes pour les acteurs de marché. Plusieurs contributions reçues par la CRE après cet atelier ont souligné l'intérêt de la démarche. RTE y est également favorable.

La CRE envisage donc de demander à RTE de mettre en place un tel rapport sur les raccordements (cf. partie 3.4.3.5) mais n'envisage pas à ce stade d'inciter financièrement la publication des ETF des S3EnR dans les délais.

### Régulation incitative sur la capacité créée dans le cadre des S3REnR

Les S3REnR ont été institués par la loi n°2010-788 du 12 juillet 2010<sup>25</sup> (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 le GRT en accord avec les GRD concernés et après avis des autorités organisatrices de la distribution concernées. Cette capacité globale est définie par l'autorité administrative de l'Etat 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<sup>26</sup>, 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.

La réalisation des ouvrages des S3REnR est sur le chemin critique de nombreux projets d'installations de production EnR puisqu'elle conditionne leur raccordement et donc l'injection de l'électricité produite sur le 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 au travers de 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 envisage donc la mise en place d'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 sur l'ensemble de la période TURPE 7.

RTE demande une trajectoire cible (exposée ci-dessous) de capacités à créer portant sur des 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. Cette priorisation a été réalisée conjointement avec Enedis notamment au regard des critères suivants :

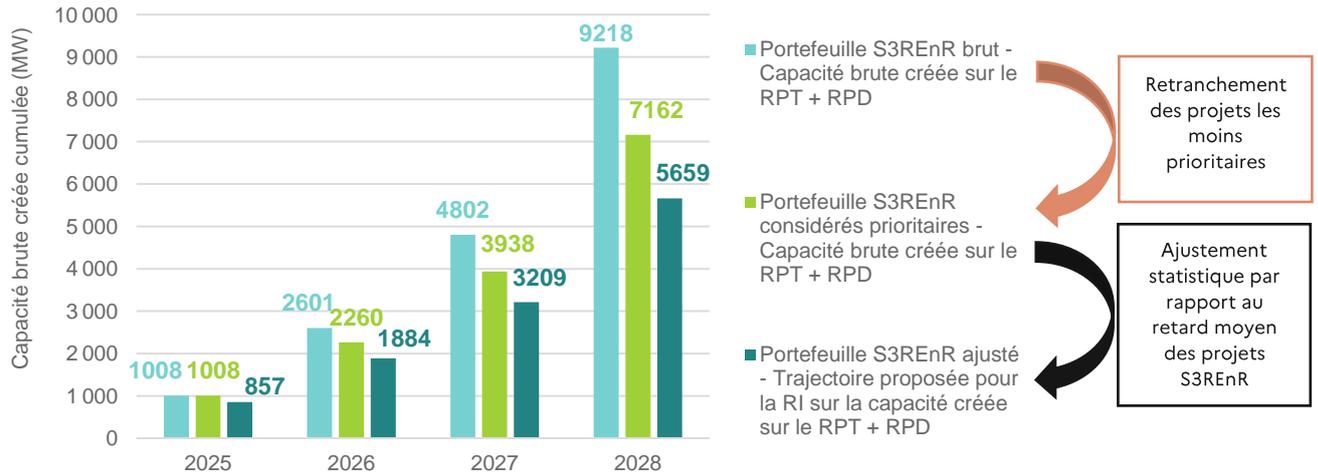
- le seuil de déclenchement des travaux d'un poste source est déjà atteint ou proche de l'être ;
- la dynamique d'intégration des EnR est modérée à forte ;
- le volume des limitations de la production EnR pour cause de congestions du réseau est important.

Pour tenir compte de l'incertitude pesant sur la réalisation des projets, RTE demande l'application d'un abattement statistique croissant sur la période (de 15 % en 2025 à 24 % en 2028) sur la capacité à créer par les ouvrages prioritaires identifiés. Cet ajustement correspond aux aléas de réalisation des projets retenus dans le cadre du programme d'investissements de RTE, il est basé sur le retard moyen constaté des projets des S3REnR.

---

<sup>25</sup> [LOI n° 2010-788 du 12 juillet 2010 portant engagement national pour l'environnement \(1\)](#)

<sup>26</sup> [Article L141-5-1 - Code de l'énergie](#)



**Figure 3. Trajectoire cible de capacité cumulée créée de postes source prioritaires entre le 1<sup>er</sup> janvier 2025 et le 31 décembre de chaque année demandée par RTE pour la période TURPE 7**

La CRE envisage, à ce stade, de retenir la trajectoire demandée par RTE. La CRE estime notamment important 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 estime que la régulation incitative doit inciter RTE et Enedis à réaliser, dans les délais, les projets qualifiés de prioritaires, et envisage donc la mise en place d’un mécanisme asymétrique avec :

- un malus si la capacité créée est inférieure au portefeuille ajusté ;
- un bonus si la capacité créée est supérieure à celle du portefeuille ajusté mais inférieure au portefeuille brut avec priorisation ;
- pas de bonus supplémentaire si la capacité créée est supérieure au portefeuille brut avec priorisation.

La CRE envisage de réévaluer la trajectoire de la régulation incitative à mi-période tarifaire, de façon à prendre en compte les éventuelles évolutions de dynamique dans les S3REnR. La CRE envisage que RTE et Enedis puissent lui soumettre l’ensemble des éléments permettant de justifier la modification de la trajectoire initialement fixée.

La CRE considère que chaque opérateur dispose d’une maîtrise partielle dans l’avancement des projets prioritaires. Compte tenu du foisonnement des différents projets, la CRE envisage de répartir de manière égale l’incitation entre RTE et Enedis (50% chacun).

La CRE envisage de fixer le niveau d’incitation à 20 k€/MW d’écart à la trajectoire prévisionnelle, avec un plafond de 20 M€/an (force d’incitation à 10 k€/MW et plafond à 10 M€/an par opérateur).

**Question 30 Êtes-vous favorable à la régulation incitative envisagée par la CRE sur une cible de capacité de postes sources à créer en priorité dans le cadre des S3REnR ?**

#### Raccordements mutualisés des consommateurs

La France porte une politique volontariste devant conduire à une forte hausse de la consommation électrique de l’industrie, qui devrait passer de 120 TWh annuels actuellement à 180 TWh à horizon 2050, portée par l’électrification des sites existants et l’implantation de nouvelles industries décarbonées. RTE a déjà identifié trois grandes zones d’électrification accélérée (les zones portuaires - Dunkerque, Fos, et le Havre) et plusieurs autres zones (St Avold, Loire estuaire, la vallée de la Chimie en Rhône-Alpes...).

En plus de ces hausses de consommation d’électricité liées à la décarbonation, d’autres facteurs, comme le développement du numérique, poussent à une augmentation de la consommation dans d’autres zones (Marseille Nord, Île-de-France, ...).

Ces nouveaux besoins ont déjà généré des demandes de raccordement au réseau public de transport d'électricité inédites en nombre et en taille. Tout retard dans la mise à disposition de ces raccordements serait pénalisant pour la politique industrielle française et l'attractivité du pays.

Le cadre réglementaire, avant la loi du 10 mars 2023 relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables<sup>27</sup> (« loi APER »), était peu propice à l'anticipation des besoins de consommation et à la mutualisation des raccordements des consommateurs. Afin d'accélérer et d'optimiser les raccordements des consommateurs, l'article 32 de la loi APER puis l'« ordonnance raccordement » ont introduit au sein des articles L. 342-2 et L. 342-18 du code de l'énergie un dispositif d'anticipation et de mutualisation des travaux associés. Ce dispositif permet à RTE de réaliser, après autorisation de la CRE, des travaux de raccordement tenant compte des demandes de raccordement concomitantes et anticipant le futur besoin de raccordements dans une zone. La CRE considère primordial que la création de ces ouvrages soit effectuée dans des délais raisonnables. La CRE envisage la mise en œuvre d'une incitation spécifique portant sur la réalisation des projets structurants de développement du réseau dans les délais (cf. partie 3.3.2.3). La réalisation d'un certain nombre d'ouvrages prioritaires des zones de raccordement mutualisé serait incluse dans le périmètre de cette incitation.

Par ailleurs, le décret n° 2024-524 du 7 juin 2024<sup>28</sup> pris pour l'application de l'article L. 342-18 du code de l'énergie dispose que RTE doit publier annuellement un certain nombre de données dès lors qu'une zone est autorisée par la CRE (capacités créées, ouvrages à créer, cartographie de la zone de mutualisation, montant de la quote-part et calendrier indicatif de mise en service des ouvrages).

La CRE envisage d'inciter, via la régulation incitative relative aux actions prioritaires (cf. partie 3.9), la mise en place d'une cartographie des zones de mutualisation qui permettra de présenter ces informations, en veillant à ce que cela ne retarde pas la publication de toutes les données susmentionnées.

En outre, en réponse à la sollicitation de la CRE, RTE demande également d'être incité à la publication, au 1<sup>er</sup> avril 2025, de cette carte des zones de mutualisation.

La CRE accueille favorablement la demande de RTE et envisage de retenir les jalons proposés par RTE mais rappelle que les informations sur la capacité disponible devront être publiées dès l'autorisation d'une zone de mutualisation par la CRE.

**Question 31 Êtes-vous favorable à la mise en place d'un suivi du respect des délais associés à la création des ouvrages mutualisés ?**

### 3.4.3.5. Améliorer la transparence sur les données liées au raccordement

#### Outils de visualisation

RTE a proposé d'approfondir l'offre de cartographie des capacités sur le RPT avec pour objectif l'amélioration et le développement de plusieurs outils de visualisation :

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

La CRE envisage de retenir parmi les actions prioritaires de RTE la liste des outils de visualisation proposés par RTE et les délais associés (cf. partie 3.9).

#### Régulation incitative de Caparéseau

<sup>27</sup> [Loi n° 2023-175 du 10 mars 2023 relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables \(1\)](#)

<sup>28</sup> [Décret n° 2024-524 du 7 juin 2024 pris pour l'application des articles L. 342-2 et L. 342-18 du code de l'énergie](#)

Caparéseau<sup>29</sup> 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. RTE a élaboré et gère cette plateforme, mais dépend de remontées d'informations de la part d'Enedis et des autres GRD.

De manière générale, la plateforme Caparéseau fait l'objet d'un fort mécontentement, qui a été confirmé lors de l'atelier de la CRE sur le raccordement, et dans les contributions écrites reçues après l'atelier. Les acteurs considèrent que Caparéseau n'est pas fiable et contient un grand nombre d'erreurs, telles que des capacités indiquées comme disponibles (ou à l'inverse réservées) qui ne le sont pas, ou encore des postes sources dont la localisation est mal indiquée. Les données publiées sont difficilement exploitables car elles ne sont pas mises à jour régulièrement. Les acteurs doivent ainsi se rapprocher des gestionnaires de réseaux pour disposer de l'information recherchée (avec une demande d'étude exploratoire pour RTE et une demande de raccordement pour Enedis) sollicitant ainsi leurs ressources. Enfin, les développeurs de projets photovoltaïques et éoliens considèrent que la prise en main de cet outil est difficile du fait d'un manque de contextualisation des données.

La CRE considère que cette situation est inacceptable, l'accès à des données réseaux fiables et de qualité étant un prérequis nécessaire à l'accès au réseau dans de bonnes conditions.

La CRE souhaite donc inciter RTE et Enedis à améliorer la qualité de Caparéseau, outil jugé fondamental par les acteurs. Une difficulté est que RTE ne suit, à ce stade, aucun indicateur de performance sur cet outil. La CRE envisage d'inciter RTE, via une action prioritaire à délai très rapproché (cf. partie 3.9) à mettre en œuvre un système de tickets de réclamation dédié à l'outil Caparéseau décomposé par catégorie (notamment données de localisation, données de capacité, accessibilité de la donnée). En outre, la CRE envisage d'introduire un suivi, par Enedis et par RTE, du taux de réclamation lié à Caparéseau par catégorie et un suivi du taux de traitement des réclamations dans un délai inférieur à 30 jours. En cas de mauvaise performance, la CRE pourrait mettre en place une incitation financière en cours de TURPE 7.

### Question 32 Êtes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE concernant l'outil Caparéseau ?

#### Rapport annuel sur le raccordement

La CRE souhaite que RTE et Enedis publient chacun un rapport sur le raccordement, avant le 31 mars de chaque année, qui permettrait d'agréger toutes les données utiles dans un seul document public :

- bilan des raccordements sur l'année ;
- indicateurs de qualité de service du TURPE 7 relatifs au raccordement ;
- bilan de l'application des procédures de raccordement envoyé à la CRE ;
- données issues des états techniques et financiers des S3REnR ;
- indicateurs sur le raccordement de l'éolien en mer pour RTE ; etc.

La CRE n'envisage pas de mettre en œuvre d'incitation financière sur la publication de ce rapport. Si des retards venaient à être constatés, la CRE pourrait décider de la mise en œuvre d'une incitation financière en cours de la période tarifaire.

### Question 33 Identifiez-vous d'autres données à intégrer au rapport annuel sur le raccordement à publier par les gestionnaires de réseaux ?

#### **3.4.4. Moyens accordés à RTE concernant la réalisation des études de raccordement**

##### Frais d'élaboration des études de raccordement

<sup>29</sup> [Capacités d'accueil en production du réseau \(capareseau.fr\)](https://capareseau.fr)

Les charges d'exploitation de RTE font l'objet d'une trajectoire incitée en TURPE 6, y compris les charges liées aux personnels en charge des études de raccordement.

Pour le TURPE 7, RTE anticipe des besoins renforcés mais difficilement prévisibles pour la mise en œuvre d'un nombre important de raccordements. Afin que le tarif couvre les frais d'élaboration des études de raccordement, tout en maintenant une incitation à la performance, RTE demande qu'une trajectoire prévisionnelle du nombre d'études exploratoires et de propositions techniques et financières (PTF) soit établie. Tout écart, positif ou négatif, par rapport à cette trajectoire serait couvert au CRCP, valorisé respectivement à 8 k€ et 42 k€ pour les études exploratoires et les PTF.

La CRE note que la valorisation demandée par RTE correspond à une estimation forfaitaire des frais. Or, la CRE identifie des leviers d'optimisation des coûts, notamment grâce au traitement d'un grand nombre d'études de raccordement qui crée l'opportunité d'économies d'échelle.

La CRE envisage de mettre en œuvre la demande de RTE. La CRE envisage également de demander à RTE de réaliser un suivi du coût réel des demandes de raccordement lors de la période tarifaire TURPE 7 afin d'affiner l'estimation forfaitaire à l'aide de coûts réels.

Les trajectoires prévisionnelles des propositions techniques et financières et des études exploratoires proposées par RTE pour le TURPE 7 sont présentées dans le tableau 24.

	2022	2023	2025	2026	2027	2028
Nombre d'EE transmises	544	800	1607	1848	2125	2443
Nombre de PTF transmises	224	380	596	656	721	794
Trajectoire de charges TURPE 7 (M€)			37,5	41,5	45,9	50,8

**Tableau 24. Nombre d'études exploratoires et de PTF transmises par RTE – réalisé et prévisionnel TURPE 7, et trajectoire de charges associée**

### PTF abandonnées par les clients

Depuis la délibération de la CRE du 13 juin 2024<sup>30</sup>, la demande de PTF est conditionnée au versement d'une somme forfaitaire par le demandeur, fixée à 42 k€ (HT). En cas de signature par le client de cette PTF, le montant forfaitaire est déduit du coût facturé pour le raccordement. En cas d'abandon de la PTF, le client n'est pas remboursé et le montant reste acquis à RTE.

RTE demande que les montants correspondant au paiement des PTF qui sont abandonnées soient inscrits au CRCP.

La CRE envisage d'inscrire ces montants au CRCP, pour que RTE ne bénéficie pas d'un double-compte des recettes associées.

**Question 34 Êtes-vous favorable à la couverture par le CRCP des moyens accordés à RTE concernant la réalisation des études de raccordement ?**

L'ensemble des évolutions envisagées par la CRE concernant le raccordement pour le TURPE 7 HTB est présenté en annexe (cf. annexe 4).

## 3.5. Régulation incitative de la qualité de service

### 3.5.1. Rappel du dispositif de régulation incitative en vigueur

Sur la période du TURPE 6 HTB, en dehors de la régulation incitative sur les raccordements (cf. partie 3.4), la qualité de service de RTE est suivie par 16 indicateurs, non incités financièrement.

Les 16 indicateurs actuellement suivis par RTE portent sur :

- les réclamations clients (taux de réponse dans les délais, sous 10 jours et sous 30 jours) ;

<sup>30</sup> [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](#)

- 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) ;
- 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.

Enfin, RTE doit, au moins une fois par an, dans le cadre du Comité des Utilisateurs de Réseau de Transport d'Electricité (CURTE), présenter les résultats de ces indicateurs de qualité afin d'identifier les enjeux principaux associés au suivi de la qualité de service.

### 3.5.2. Bilan du dispositif sur la période TURPE 6 HTB

Conformément à la délibération TURPE 6 HTB, RTE effectue une enquête de satisfaction au moins tous les deux ans. L'enquête de 2023 présentée au CURTE montre que les clients de RTE sont généralement satisfaits de la qualité de service de RTE, avec un niveau de satisfaction globale de 93 % (en hausse de 1 % par rapport à l'enquête réalisée sur l'année 2022).

Ce constat positif, qui est basé sur une participation de 46 % des clients interrogés, n'est cependant pas homogène entre les différents acteurs. A titre d'exemple, le niveau de satisfaction est de 85 % auprès des distributeurs, et le processus de raccordement n'est jugé favorablement que dans 80 % des réponses.

La CRE envisage de maintenir pour le TURPE 7 la présentation annuelle de cette enquête au CURTE.

Indicateurs	Unité	2021	2022	2023
<b>Comptage</b>				
Respect des délais d'intervention de dépannage sur compteurs	nombre de jours de retard cumulés	1554	972	959
<b>Réclamation</b>				
Taux de prise en charge d'une réclamation sous 10 jours	-	95%	87%	98%
Taux de traitement d'une réclamation sous 30 jours	-	82%	70%	81%
Durée moyenne globale du traitement d'une réclamation	nombre de jours	17	24	20
<b>Qualité de l'onde de tension</b>				
Durée moyenne de dépassement de la tension maximale par niveau de tension				
HTB3	min/poste	23	44	49
HTB2	min/poste	722	852	2568

Fréquence moyenne des tensions se situant dans la plage exceptionnelle haute de tension par niveau de tension				
HTB3 dans la plage [440 kV ; 462 kV]	-	0%	0%	3%
HTB3 dans la plage [428 kV ; 440 kV]	-	1%	1%	6%
HTB3 dans la plage [424 kV ; 428 kV]	-	2%	2%	9%
HTB3 dans la plage [420 kV ; 424 kV]	-	97%	97%	83%
HTB2 dans la plage [250 kV ; 255 kV]	-	0%	0%	0%
HTB2 dans la plage [255 kV ; 270 kV]	-	0%	0%	0%
HTB2 dans la plage [247,5 kV ; 250 kV]	-	1%	2%	1%
HTB2 dans la plage [245 kV ; 247,5 kV]	-	99%	98%	98%
<b>Continuité d'alimentation</b>				
Taux de respect des engagements contractuels du CART relatifs à la qualité d'électricité				
Client industriels		88%	95%	91%
Clients ferroviaires		79%	87%	74%
Distributeurs		98%	96%	93%
Energie Non Evacuée par les producteurs due aux activités de RTE sur le réseau public de transport	MWh	2387	10162	22539
Taux de respect des dates et de la durée des travaux planifiés par RTE sur le réseau public de transport pour les clients industriels	-	90%	95%	85%
<b>Données</b>				
Taux de disponibilité de la plateforme Portail Services de RTE		99%	97%	97%
Taux de fiabilité des données de tendance du mécanisme d'ajustement		99%	99%	100%
Qualité du Niveau de Capacité Effectif (NCE) au titre du mécanisme de capacité (écart entre le NCE définitif et le NCE estimé)		90%	99%	99%
Qualité de l'obligation de capacité transmise aux acteurs au titre du mécanisme de capacité (écart entre l'obligation définitive et l'obligation estimée)		100%	100%	100%
Taux de respect du délai de publication de la déclaration d'évolution du Niveau de Capacité Certifié (NCC) évolué sur le registre des Capacités Certifiées		100%	100%	99%
Taux de respect des délais de transmission du contrat de certification à l'Exploitant de Capacité (EDC)		100%	90%	91%
Taux de transmission par RTE du contrôle du réalisé sur le mécanisme d'ajustement dans les délais contractuels		100%	100%	100%
Taux de courbes de charges reçues par RTE dans les délais contractuels de la part des gestionnaires de réseau de distribution pour le contrôle du réalisé sur le mécanisme d'ajustement		99%	100%	99%

Tableau 25. Résultats des indicateurs relatifs à la qualité de service sur la période 2021-2023

### 3.5.3. Evolutions envisagées pour le TURPE 7 HTB

L'atelier du 3 juillet 2024 portant, entre autres, sur la qualité de service, a permis de présenter les principaux enjeux identifiés par la CRE pour la prochaine période tarifaire. La CRE souhaite reconduire, pour l'essentiel, le cadre du TURPE 6 HTB, en introduisant des incitations financières sur plusieurs thématiques stratégiques et en supprimant certains indicateurs.

Afin de répondre aux attentes et besoins des utilisateurs du RPT, la CRE envisage pour le TURPE 7 :

- d'inciter financièrement 5 indicateurs suivis lors de la période TURPE 6 ;
- de maintenir le suivi sur 9 indicateurs ;
- de supprimer le suivi de 3 indicateurs.

#### Dépannage de compteurs

Le respect des délais d'intervention de dépannage sur compteurs est un enjeu important. Constatant que le suivi de cet indicateur a permis une amélioration des performances de RTE, la CRE envisage d'inciter cet indicateur et de fixer un objectif pour 2028 de 700 jours de retards cumulés par an (contre 1 554 en 2021 et 959 en 2023), en cohérence avec les objectifs internes de l'entreprise. Cet objectif correspond à la poursuite d'améliorations d'ores et déjà engagées par RTE.

La CRE envisage de fixer un bonus/malus de 20 k€/jour d'écart à la cible, avec un plafond de +/-2,5 M€/an.

Comptage	2021	2022	2023	2025	2026	2027	2028
Respect des délais d'intervention de dépannage sur compteurs (nombre de jours de retard cumulés)	1554	972	959	855	804	752	700

**Tableau 26. Réalisé et objectifs envisagés pour la régulation incitative « comptage » pour le TURPE 7**

#### Traitement des réclamations

RTE indique piloter effectivement l'indicateur « Taux de traitement sous 30 jours ». Le taux de prise en charge sous 10 jours mesure la capacité à envoyer un accusé de réception, ce qui informe peu sur la performance de RTE, et la durée moyenne de traitement ne donne que peu d'informations additionnelles.

La CRE envisage de concentrer le suivi du traitement des réclamations sur l'indicateur « Taux de traitement d'une réclamation sous 30 jours », en l'incitant, et de supprimer les deux autres indicateurs concernant les réclamations. La CRE estime que le taux de traitement des réclamations pourrait être amélioré, en comparaison avec le niveau constaté pendant TURPE 5, et envisage donc de fixer la cible de la régulation à un niveau plus élevé.

La CRE envisage de fixer un malus/bonus à 250 k€/ % d'écart à la cible, avec un plafond de +/-2,5 M€/an.

Réclamation	2021	2022	2023	2025	2026	2027	2028
Taux de traitement d'une réclamation sous 30 jours	79 %	70 %	81 %	85 %	85 %	85 %	85 %

**Tableau 27. Réalisé et objectifs envisagés pour la régulation incitative « réclamation » pour le TURPE 7**

#### Continuité d'alimentation

La CRE envisage d'introduire plusieurs incitations sur la continuité d'alimentation.

Dans un contexte d'augmentation des travaux à réaliser sur le RPT, et à la suite de la baisse des performances sur le respect des dates prévisionnelles et de la durée des travaux planifiés par RTE sur le RPT pour les clients industriels, la CRE envisage d'inciter financièrement cet indicateur. La CRE envisage de fixer un objectif en amélioration par rapport à la période TURPE 6.

La CRE envisage de fixer un malus/bonus à 250 k€/ % d'écart à la cible, avec un plafond de +/-2,5 M€/an.

Continuité d'alimentation	2021	2022	2023	2025	2026	2027	2028
Taux de respect des dates et de la durée des travaux planifiés par RTE sur le RPT pour les clients industriels	90 %	95 %	85 %	92,5 %	92,5 %	92,5 %	92,5 %

**Tableau 28. Réalisé et objectifs envisagés pour la régulation incitative « continuité d'alimentation » pour le TURPE 7**

Par ailleurs, la CRE est satisfaite de l'indicateur sur le taux de respect des engagements contractuels du CART et souhaite le reconduire, en demandant à RTE de l'annualiser, de façon à le rendre comparable d'une année sur l'autre. L'évolution de cet indicateur au cours du TURPE 6 n'appelle pas de remarques.

Enfin, compte tenu de l'augmentation significative du nombre de limitations pour les producteurs, notamment dans le cadre du développement du réseau selon les principes du développement optimal, la CRE souhaite inciter l'indicateur portant sur l'ENE (cf. partie 3.7).

#### Publication des données de marché

Deux des trois indicateurs suivis, le « taux de transmission par RTE du contrôle du réalisé sur le mécanisme d'ajustement dans les délais contractuels » et le « taux de fiabilité des données de tendance du mécanisme d'ajustement » atteignent systématiquement 100 % sur la période TURPE 6.

Pour le premier, la CRE estime qu'il n'est plus nécessaire de le suivre.

Pour le second, l'indicateur suivi par RTE correspond à la « disponibilité des systèmes d'information relatifs à la programmation et au mécanisme d'ajustement » et non au « taux de fiabilité des données de tendance du mécanisme d'ajustement ». La CRE demande à RTE de modifier la méthodologie de calcul de l'indicateur afin de suivre pour TURPE 7 HTB le « taux de fiabilité des données de tendance du mécanisme d'ajustement ». Cet indicateur devra intégrer le taux de pas de temps pour lequel les données sont manquantes ou corrigées *a posteriori* de leur publication.

Les performances de RTE sur l'indicateur « taux de disponibilité de la plateforme Portail Services de RTE » se sont dégradées au cours du TURPE 6. La CRE estime pertinent d'inciter RTE sur cet indicateur et envisage de fixer un objectif en progression pour le TURPE 7.

La CRE envisage de fixer un bonus/malus à 1 M€/ % d'écart à la cible, avec un plafond de +/-2,5 M€/an.

Données marché	2021	2022	2023	2025	2026	2027	2028
Taux de disponibilité de la plateforme Portail Services de RTE	98,7%	96,8%	97,0%	99,5%	99,5%	99,5%	99,5%

**Tableau 29. Réalisé et objectifs envisagés pour la régulation incitative « données de marché » pour le TURPE 7**

#### Mécanisme de capacité

En raison de l'absence de certitudes sur le futur mécanisme de capacité, la CRE envisage de reconduire le suivi de l'ensemble des indicateurs sur cette thématique, et envisagera une évolution de ceux-ci lorsque les modalités du futur mécanisme de capacité seront connues.

#### Qualité de l'onde de tension

La CRE constate que RTE respecte globalement ses engagements en termes de qualité de la tension mais que ces performances se sont dégradées au cours de l'année 2023, notamment en raison de la baisse de la consommation.

Durée moyenne de dépassement de la tension maximale par niveau de tension (en min/poste)	2021	2022	2023
HTB3	23	44	49
HTB2	722	842	2568

**Tableau 30. Durée moyenne de dépassement de la tension maximale par niveau de tension sur la période 2021-2023**

La CRE souhaite que RTE continue à travailler, en concertation avec les acteurs de marché, à l'élaboration de nouveaux indicateurs sur la qualité de l'onde de tension. RTE mène également des travaux afin de construire un indicateur pour la HTB1, dont l'observabilité est plus complexe en raison du moindre équipement de certains nœuds en télémesures. La CRE envisage de demander à RTE de publier cet indicateur dès le début du TURPE 7, même si la qualité des données doit être affinée au cours de la période tarifaire. En effet, l'absence d'indicateurs au niveau HTB1 est préjudiciable pour les utilisateurs raccordés à ce niveau de tension, qui constituent la majorité des clients raccordés au RPT.

La CRE envisage également de simplifier le suivi de l'indicateur « Fréquence moyenne des tensions se situant dans la plage exceptionnelle haute de tension par niveau de tension » afin qu'il ne soit plus réparti selon différentes plages de tension mais qu'il agrège l'ensemble des séquences de dépassements de tension, sur les postes d'un niveau de tension donné. Cette évolution améliorerait la lisibilité de l'indicateur.

### Question 35 Êtes-vous en accord avec les constats et les évolutions préconisées par la CRE concernant la qualité de service de RTE ?

L'ensemble des évolutions envisagées par la CRE pour le suivi de la qualité de service pour le TURPE 7 HTB est présenté en annexe (cf. annexe 5).

## 3.6. Régulation incitative de la qualité d'alimentation

### 3.6.1. Rappel de la régulation incitative en vigueur

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 qualité 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 (ce qui pourrait occasionner des surinvestissements dans le réseau, non utiles pour la collectivité).

L'incitation d'une année  $N$  (en M€) est déterminée par la formule :

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

Où :

- $TCE_N$  est le temps de coupure équivalent, c'est-à-dire la durée moyenne de coupure de l'année, et correspond au ratio entre l'énergie non distribuée (END hors évènement exceptionnel<sup>31</sup>) et la puissance moyenne acheminée, exprimée en MW ;
- $FMC_N$  est la fréquence moyenne de coupure (longue et brève<sup>32</sup> de l'année) 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 correspondent à 75 % de la valeur de l'énergie non distribuée (END) utilisée en planification de réseau.

<sup>31</sup> Les évènements exceptionnels sont précisément décrits dans la délibération TURPE 6 HTB. Ce 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.

<sup>32</sup> Les coupures brèves sont comprises entre 1 seconde et 3 minutes.

Cette valeur de l'END conduit à une incitation annuelle 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 de RTE pour une année *N* est plafonné à 45 M€.

### 3.6.2. Bilan du dispositif sur la période du TURPE 6 HTB

Sur la période 2021-2023, la régulation incitative a conduit à un malus de 8,2 M€ pour RTE, principalement porté par l'indicateur sur le temps de coupure moyen (cf. tableau 31). RTE a battu la cible pour les trois premières années du TURPE 6 pour la fréquence moyenne de coupure. Inversement, les performances de RTE sur le temps de coupure équivalent ont été inférieures à la cible pour deux des trois premières années, avec une performance particulièrement en retrait en 2021, s'expliquant notamment par une avarie de très longue durée sur les ouvrages de raccordement d'un industriel.

	2021	2022	2023	Moyenne 2021-2023	Cumulé 2021-2023
Temps de coupure équivalent (min) <i>Cible TURPE 6 : 2,8 minutes/an</i>	4,06	2,44	3,08	3,19	
Incitation (M€)	-21,42	6,12	-4,76	-6,69	-20,06
Fréquence moyenne de coupure (nb de coupure) <i>Cible TURPE 6 : 0,46 coupure/an</i>	0,33	0,35	0,42	0,37	
Incitation (M€)	13,73	11,66	4,25	9,88	29,65
Incitation globale (asymétrique) (M€)	-7,7	0,0	-0,5	-2,7	-8,20

**Tableau 31. Montants des incitations associées à la mise en œuvre du mécanisme de régulation incitative de la continuité d'alimentation sur la période 2021-2023**

### 3.6.3. Evolutions envisagées pour le TURPE 7 HTB

#### 3.6.3.1. Evolutions envisagées de la régulation incitative sur la continuité d'alimentation

##### Cibles des indicateurs

La qualité d'alimentation s'améliore sur le réseau de transport d'électricité depuis plusieurs décennies. Des tendances différentes se dégagent néanmoins concernant les deux indicateurs suivis par la CRE.

La performance sur la fréquence moyenne de coupure continue de progresser. Cela s'explique par de nombreux éléments : plan de sécurisation mécanique à la suite des tempêtes de 1999, actions de désensibilisation aux foudroiements et de résorption de certaines coupures brèves grâce au déploiement progressif d'automates, atténuation des coupures causées par les oiseaux (implantation d'équipements avifaunes).

Dans le même temps, la performance sur la durée moyenne de coupure stagne depuis les années 2000. Ce phénomène s'explique principalement par l'absence d'évolution de la doctrine de dimensionnement du réseau de transport d'électricité, à savoir que le réseau n'est pas dimensionné pour être robuste à plusieurs aléas simultanés et indépendants (réseau dimensionné selon la règle dite du N-1).

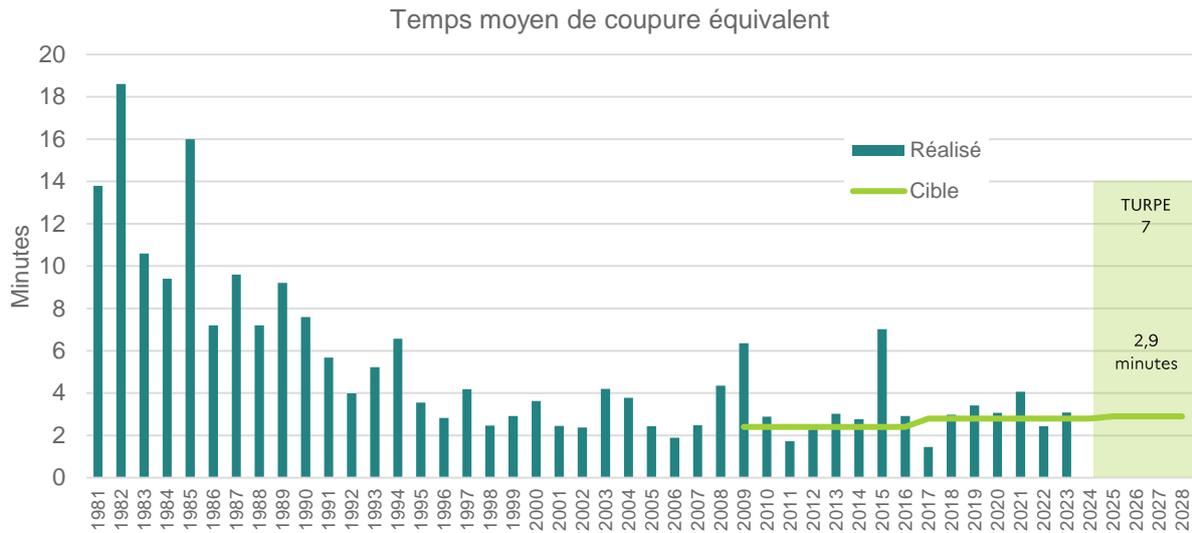


Figure 4. Temps moyen de coupure équivalent réalisé sur la période 1981-2023 et objectifs fixés/envisagés sur la période 2009-2028

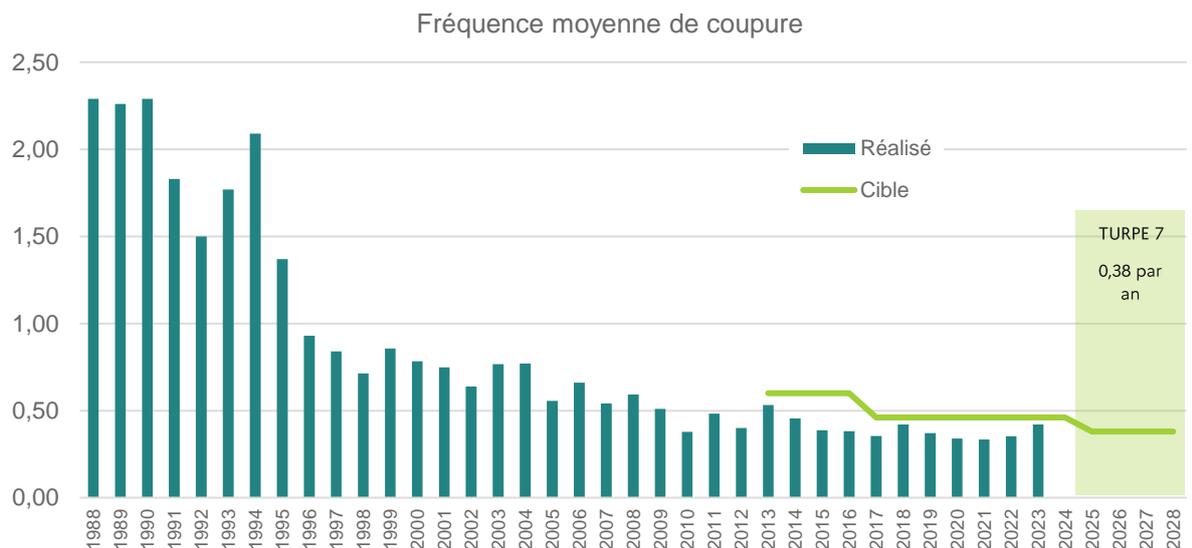


Figure 5. Fréquence moyenne de coupure réalisée sur la période 1988-2023 et objectifs fixés/envisagés sur la période 2013-2028

RTE demande une évolution de la méthode de calcul de l'indicateur sur le temps moyen de coupure, tenant compte de la structure de raccordement de ses clients. RTE demande ainsi de pondérer à moitié, dans le calcul de l'indicateur, les coupures des consommateurs ne disposant pas de raccordement de secours en HTB. RTE justifie cette demande par la probabilité plus importante de coupure pour des clients ne disposant pas de secours en HTB. RTE demande par ailleurs de fixer l'objectif de cet indicateur sur la base de l'historique des dix dernières années

En ce qui concerne les coupures provenant des consommateurs ne disposant pas de raccordement de secours en HTB, la CRE constate que, hormis le cas particulier de l'avarie survenue en 2021, les choix de structure de raccordement ne sont pas un facteur de premier ordre dans les performances de RTE sur la qualité d'alimentation. Par ailleurs, le dispositif demandé par RTE introduirait des objectifs distincts selon les catégories d'utilisateurs, ce qui n'apparaît pas souhaitable. La CRE envisage donc de maintenir la méthode de calcul de l'indicateur concernant le temps moyen de coupure équivalent.

En ce qui concerne les objectifs de la régulation incitative, le niveau atteint par RTE sur les dix dernières années est meilleur que l'objectif pour la fréquence moyenne de coupure et moins bon que l'objectif

pour le temps de coupure équivalent. Comme pour le TURPE 6, la CRE estime à ce stade que la qualité d'alimentation du RPT a atteint un bon niveau et qu'il n'est pas nécessaire d'inciter RTE à l'améliorer. La CRE envisage de fixer le niveau de ces cibles sur la base de l'historique des dix dernières années, afin qu'elles soient représentatives du niveau de performance atteint. La CRE envisage néanmoins 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.

La cible passerait ainsi de 2,8 à 2,9 minutes/an pour le temps de coupure équivalent et 0,46 à 0,38 coupures/consommateur/an pour la fréquence moyenne de coupure.

### Modalités d'incitation

RTE anticipe une dégradation de la continuité d'alimentation sous TURPE 7, du fait notamment de l'augmentation du nombre de travaux sur le RPT. RTE demande de diminuer la force de la régulation incitative en réévaluant le coefficient de partage de l'END entre RTE et ses clients à 50 %/50 % (contre 25 %/75 % actuellement), et de revenir à une régulation symétrique, permettant à RTE de bénéficier d'un bonus lorsque ses performances sont meilleures que les objectifs.

L'augmentation des travaux, traduisant la croissance des investissements de RTE, peut mener à une dégradation de la continuité d'alimentation. La CRE considère néanmoins que RTE dispose de certains leviers pour planifier efficacement ses travaux ou pour les synchroniser pour plusieurs clients, et ainsi éviter de réduire la qualité d'alimentation de certaines zones lors de périodes tendues. Ces évolutions pourraient toutefois conduire à une plus grande variabilité des indicateurs sur les prochaines années. Pour autant, dès lors que les nouvelles cibles envisagées par la CRE ne visent pas à une amélioration des performances, mais à conserver le niveau atteint sur les dix dernières années, la CRE envisage de conserver le caractère asymétrique de l'incitation.

Par ailleurs, RTE a procédé à une réévaluation de la valeur de l'END pour ses études de dimensionnement, la faisant passer de 28 000 à 34 000 €/MWh. La CRE ne voit pas de raison de diminuer la force de l'incitation, elle envisage donc de réévaluer les incitations (basées sur la valeur de l'END) et le plafond de la régulation incitative :

- l'incitation sur le TCE passerait de 17 à 18,6 M€/min en écart à la cible ;
- l'incitation sur le FCE passerait de 109 à 119 M€/(coupure par installation et par an) en écart à la cible ;
- le plafond passerait de 45 M€ à 50 M€/an.

L'incitation d'une année  $N$  (en M€) serait ainsi déterminée par la formule :

$$I_N = \text{Min} \left[ \left( 19 \times (TCE_{réf} - TCE_N) + 119 \times (FMC_{réf} - FMC_N) \right); 0 \right]$$

Où :

- $TCE_N$  est le temps de coupure équivalent ;
- $FMC_N$  est la fréquence moyenne de coupure ;
- 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.

### **3.6.3.2. Evolutions envisagées de la régulation incitative sur les coupures longues**

Depuis le TURPE 5 HTB, RTE porte le coût des conséquences des coupures longues sur le réseau public de distribution (RPD) issues du RPT, via un remboursement aux GRD des indemnités versées à leurs clients. Le TURPE 6 HTB prévoit une couverture du remboursement de ces indemnités sur la base d'une trajectoire de 1,8 M€/an. Afin de ne pas exposer RTE à un risque financier trop important, les sommes versées par RTE aux GRD au-delà de 9 M€/an sont compensées via le CRCP.

RTE demande d'inclure les indemnités pour coupures longues au CRCP, compte tenu des incertitudes liées aux événements provoquant ces coupures longues.

La CRE estime que le cadre actuel permet à la fois de prémunir RTE contre les événements les plus importants, tout en maintenant une incitation à réduire l'occurrence de ces coupures.

La CRE envisage de reconduire le cadre du TURPE 6 HTB, en alignant la trajectoire couverte par le TURPE HTB sur la moyenne des indemnités versées sur la période mi-2017-mi-2023, soit 1,4 M€/an.

### Question 36 Êtes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE pour la régulation incitative de la continuité d'alimentation ?

L'ensemble des évolutions envisagées par la CRE pour le suivi de la qualité d'alimentation pour le TURPE 7 HTB est présenté en annexe (cf. annexe 6).

## 3.7. Développement des flexibilités au service du réseau

### 3.7.1. Contexte et enjeux du développement des flexibilités locales

Les réseaux électriques doivent s'adapter aux besoins générés par l'électrification rapide des usages et 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 délais d'accès au réseau électrique : la saturation de nombreuses zones 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 raccordements 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. Le recours à la flexibilité peut permettre de reporter un investissement ou 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.

En France, les capacités de flexibilité des installations de production et de consommation étaient jusqu'à présent principalement utilisées par RTE dans le cadre des mécanismes nationaux, tant pour assurer l'équilibre offre-demande que pour traiter les congestions sur le RPT. Les actifs flexibles, injectant ou soutirant sur le réseau, peuvent participer à divers marchés du système électrique à toutes les échelles de temps : *spot*, marché à terme, services système, mécanisme d'ajustement, etc.

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 : 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 surtout 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.

La directive (UE) 2019/944<sup>33</sup> 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 Etats membres et notamment aux régulateurs nationaux le rôle d'inciter

<sup>33</sup> Directive (UE) 2019/944 du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité

les gestionnaires de réseaux dans cette voie. En particulier, son article 32 dispose que les États membres doivent fournir « *le cadre réglementaire nécessaire pour autoriser et inciter les gestionnaires de réseau de distribution à acquérir des services de flexibilité, y compris en ce qui concerne la gestion de la congestion dans leurs zones. [...] Les gestionnaires de réseau de distribution achètent ces services selon des procédures transparentes, non discriminatoires et fondées sur le marché, à moins que les autorités de régulation n'aient établi que l'achat de ces services n'est pas efficace sur le plan économique* ».

Au vu de ces enjeux, la CRE a organisé un atelier de travail sur la mobilisation des flexibilités au service des réseaux le 25 avril 2024 au cours duquel un bilan du développement des différentes solutions de flexibilités réseau chez Enedis et RTE a été présenté. Cette analyse est accessible dans le support de l'atelier, publié simultanément à cette consultation publique.

### 3.7.2. Bilan du développement des flexibilités locales sur la période TURPE 6

A travers des projets et des expérimentations, à des stades de maturité plus ou moins avancés, Enedis et RTE testent le recours à la flexibilité locale dans différentes situations.

#### 3.7.2.1. La mobilisation des flexibilités locales comme alternative à un investissement ou pour répondre à un besoin d'exploitation du réseau

Afin d'optimiser les coûts d'investissements de renforcement, plusieurs projets ont été initiés par Enedis et RTE :

- Enedis a élaboré la méthode CritFlex qui permet d'arbitrer entre des renforcements du réseau et le recours à la flexibilité locale dans le cas de contraintes en soutirage. Une solution de flexibilité est retenue si elle est plus efficace économiquement que l'investissement en tenant compte des risques de défaillances et des pertes évitées sur le réseau ;
- RTE a lancé un appel d'offres expérimental sur la zone de Perquie (Landes), attribué en septembre 2024<sup>34</sup>. L'appel d'offres consiste à mettre en concurrence un renforcement du réseau et un stockage raccordé en HTB.

Les flexibilités peuvent également être mobilisées en réponse à un besoin immédiat et court terme d'exploitation, notamment en cas de risques de coupures locales à la suite d'un incident sur le réseau, ou en cas de travaux pour éviter la mobilisation de groupes électrogènes et maintenir la continuité d'alimentation. Enedis publie des appels au marché depuis 2020<sup>35</sup> pour répondre aux besoins de flexibilité locale. Si les premières éditions n'ont pas abouti, faute d'offres, Enedis a tenu compte du retour de plusieurs acteurs pour faire évoluer les modalités d'appel d'offres. En juin 2024, Enedis a retenu 51 offres proposées par 3 acteurs pour un total de 46 MW.

#### 3.7.2.2. La modulation de la production EnR au service d'un dimensionnement optimisé du réseau

La production des sites éoliens et solaires dépend des conditions météorologiques et atteint peu fréquemment la puissance installée des installations. Ainsi, un réseau dimensionné pour écouler la totalité de la production d'EnR serait rarement utilisé à sa capacité maximale. Il n'est donc pas pertinent de dimensionner tous les réseaux de manière à être capable d'y injecter la totalité de la production installée à tout instant. Les gestionnaires de réseau font donc évoluer leurs règles de dimensionnement afin d'optimiser les coûts de l'insertion des EnR dans le cadre du dimensionnement optimal du réseau pour RTE et du projet Reflex pour Enedis.

A compter du SDDR 2019, RTE a intégré le principe du « dimensionnement optimal » dans sa doctrine de dimensionnement du réseau. En modulant ponctuellement la production de certains sites EnR, RTE peut éviter la construction ou le renforcement d'ouvrages de réseau qui seraient très peu utilisés. Le recours à la modulation de production est économiquement pertinent si le coût de mobilisation des moyens de production de remplacement nécessaire pour compenser la baisse de production EnR (l'énergie non évacuée) est inférieur au coût du renforcement du réseau. RTE avait estimé que le recours à des écrêtements EnR, ne dépassant pas 0,3 % de la production d'EnR, permettrait d'éviter près de 7 Md€ d'investissements sur la période 2020-2035.

<sup>34</sup> Délibération n°2024-157 de la CRE du 4 septembre 2024 portant approbation d'un contrat entre RTE et EDF Renouvelables concernant la contractualisation de flexibilités locales pour la résolution des congestions

<sup>35</sup> <https://flexibilites-enedis.fr/>

Pour mettre en place ce levier, RTE fait appel à deux types d'automates : des automates anciens « locaux » (AEP) qui effacent la totalité de la production des parcs visés et des automates NAZA, de conception récente, qui peuvent moduler les effacements. À fin 2023, 8 automates NAZA sont en exploitation et environ 2 % des volumes d'écrêtements EnR ont été effectués à l'aide d'automates NAZA en 2023.

Dans le cadre du projet Reflex, Enedis, en coordination avec RTE, teste la prise en compte de flexibilités (foisonnement, écrêtements de la production EnR et flexibilités locales) pour optimiser le dimensionnement de son réseau et accueillir davantage d'injections EnR à volume d'investissement constant. Enedis a lancé une expérimentation sur deux zones (Landes et Picardie) en 2021 et a publié l'augmentation des capacités d'accueil dans les deux zones. A ce jour, du fait de retard dans le développement de certains projets de production renouvelable, les premiers effacements devraient intervenir en 2025 en Picardie et en 2026 dans les Landes.

### 3.7.2.3. Les raccordements intelligents

L'essor des EnR et l'électrification des usages génèrent une forte croissance des demandes de raccordement aux réseaux tant en nombre d'offres qu'en puissance à raccorder. Pour faire face à ces demandes, la CRE a incité les gestionnaires de réseaux à développer de nouvelles offres de raccordement en alternative des offres classiques (offres de raccordement de référence – ORR).

Les ORR prévoient que les utilisateurs puissent injecter ou soutirer à tout moment une puissance de raccordement fixe. En contrepartie de limitations ponctuelles, temporaires ou pérennes, en injection ou en soutirage en cas de contrainte réseau, les offres de raccordement intelligentes (ORI) et les offres de raccordement anticipées (ORA) permettent au demandeur d'un raccordement de bénéficier de coûts de raccordement moins élevés ou de délais de mise en service écourtés.

Le tableau suivant détaille les solutions de raccordement standardisées existantes offertes par les gestionnaires de réseaux :

Dénomination de l'Offre de Raccordement		Gestionnaire de réseau	Utilisateurs concernés	Type de limitation	Type de bridage
Offre de Raccordement de Référence : <b>ORR</b>		Tous	Tous les utilisateurs	Raccordements sans aucune limitation	
Offres de Raccordement Intelligentes : <b>ORI</b>	Offre de Raccordement Alternative à Modulation de Puissance : <b>ORA-MP</b>	En théorie, tous les gestionnaires de réseaux peuvent en proposer.  En pratique : uniquement Enedis, EDF SEI et SRD les proposent jusqu'ici	Producteurs EnR	Pérennes	Dynamique
	Offre de Raccordement Optimisée : <b>ORO</b>	RTE (expérimentations en cours chez Enedis)	Stockeurs	Pérennes	Statique
Offres de Raccordement Anticipées : <b>ORA</b>  Les utilisateurs sont raccordés avant la fin des travaux de renforcement		Tous	Tous les utilisateurs	Temporaires (dans l'attente de la réalisation des renforcements de réseaux)	Dynamique (ou statique)

### **Tableau 32. Typologie des offres de raccordement existantes issue du Rapport d'évaluation de la performance des gestionnaires de réseaux sur le développement d'un réseau électrique intelligent publié par la CRE en décembre 2023<sup>36</sup>**

#### **3.7.3. Rappel du cadre de régulation en vigueur**

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 du système électrique rendent désormais nécessaire le plein usage de cet outil, ce qui nécessite des évolutions des doctrines de dimensionnement et d'exploitation du réseau. Pour tenir compte de ces nouveaux enjeux, conformément à la directive (UE) 2019/944 du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, la CRE a fait évoluer le cadre de régulation dès le TURPE 6 afin d'accompagner le développement de ces nouvelles flexibilités :

- 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 l'appel d'offres flexibilités locales.

Ce cadre permet d'encourager les gestionnaires à réaliser l'ensemble des expérimentations nécessaires pour développer et maîtriser le potentiel permis par la flexibilité locale.

La période TURPE 6 a permis aux opérateurs de se saisir du sujet des flexibilités locales et de développer un certain nombre de cas d'usages. La CRE estime que le développement des flexibilités au service du réseau doit être accéléré et généralisé, notamment :

- la mobilisation des flexibilités doit être possible dans tous les cas d'usages pour lesquels la solution peut être intéressante (raccordements, pilotage de la production en basse tension, réglage de la tension, report ou remplacement de renforcements du réseau...) ;
- la généralisation de Reflex est attendue et le calendrier sur lequel Enedis s'est engagé doit être respecté ;
- les appels d'offres flexibilités locales de RTE doivent être généralisés et devenir technologiquement neutres et accessibles aux capacités raccordées en distribution ;
- les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution doivent mieux se coordonner.

Afin de mieux intégrer et de généraliser les solutions de flexibilités au service des réseaux, la CRE envisage de renforcer le cadre de régulation pour le développement des flexibilités dans le TURPE 7.

---

<sup>36</sup> [Rapport d'évaluation de la performance des gestionnaires de réseaux sur le développement d'un réseau électrique intelligent \(cre.fr\)](https://www.cre.fr/rapport-evaluation-performance-gestionnaires-reseaux-sur-le-developpement-d-un-reseau-electrique-intelligent)

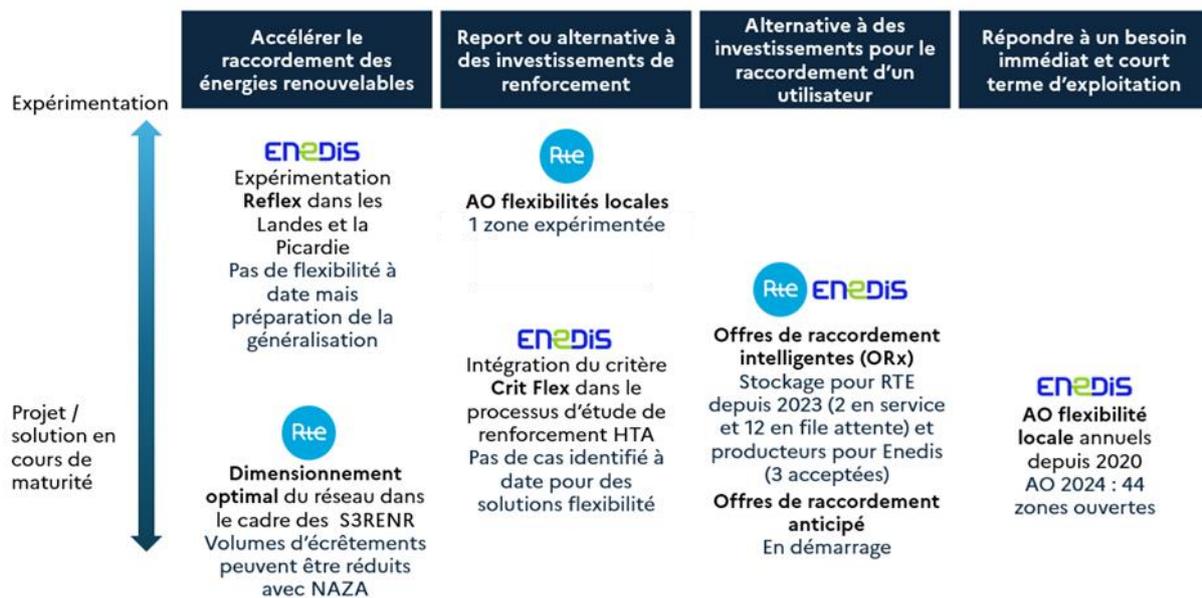


Figure 6. Bilan schématique des initiatives de recours à la flexibilité au service du réseau développées en TURPE 6

### 3.7.4. Evolutions envisagées pour le TURPE 7 HTB

L'utilisation de la flexibilité au service du réseau est un enjeu 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 envisage de créer de nouveaux indicateurs et de nouvelles régulations incitatives pour le développement de la flexibilité au service du réseau.

La CRE a suivi avec attention ces dernières années le démarrage du recours aux flexibilités de réseau par les gestionnaires de réseau.

Au travers des différents échanges avec les acteurs et des groupes de travail, la CRE identifie les axes prioritaires suivants pour généraliser l'utilisation des flexibilités au service des réseaux pendant le TURPE 7 :

- **Intégrer les flexibilités dans les méthodes de dimensionnement des réseaux ;**
  - partager les gains économiques permis par la flexibilité ;
  - intégrer les flexibilités dans les études de dimensionnement ;
  - 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.
- **Elargir 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.

Ces axes de travail sont détaillés dans les sous-parties suivantes et accompagnés de propositions d'objectifs à atteindre pendant la période du TURPE 7.

### Question 37 Partagez-vous l'analyse et les axes prioritaires de la CRE pour le développement de la flexibilité au service des réseaux ?

#### 3.7.4.1. Intégrer les flexibilités dans les méthodes de dimensionnement des réseaux

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

Le TURPE 6 prévoit la couverture au réel et la rémunération des investissements, ce qui incite les opérateurs à privilégier le renforcement du réseau plutôt qu'une solution se traduisant par des charges d'exploitation. La CRE considère que ce cadre de régulation ne permet pas la généralisation des flexibilités en remplacement du renforcement du réseau lorsque c'est pertinent. Elle envisage d'introduire dans le TURPE 7 une incitation financière pour RTE à recourir aux flexibilités, en lui attribuant une partie des économies réalisées grâce au recours aux flexibilités.

La CRE envisage pour cela de s'appuyer sur la méthode suivante (mise en place par RTE lors de l'appel d'offres flexibilités locales sur la zone de Perquie) : sur chaque zone où une flexibilité est déployée en complément ou en alternative à un investissement réseau, une comparaison est réalisée entre la flexibilité 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 de la flexibilité, tenant compte de la rémunération de la flexibilité et du volume résiduel de la contrainte.

La différence entre le bilan réseau et le bilan de la flexibilité correspond aux économies permises par le recours à la flexibilité.

Pour chaque zone concernée, RTE transmettrait au moment de la contractualisation un dossier présentant l'analyse technico-économique de la solution retenue. Sur la période de contractualisation de la flexibilité, RTE recevrait annuellement 20 % de la différence entre le bilan réseau de l'investissement évité et le bilan de la flexibilité. Ainsi, les gains économiques réalisés grâce aux flexibilités reviendraient à 80 % aux utilisateurs des réseaux et à 20 % à RTE.

### Question 38 Êtes-vous favorable à une incitation visant à attribuer à RTE 20 % des gains économiques permis par la flexibilité locale ?

##### 3.7.4.1.2. Recourir aux écrêtements en l'absence de flexibilité compétitive

Les NAZA sont des automates 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 limitations plus courtes et restreintes 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 écartée 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 de transit liées au développement des EnR, la CRE estime nécessaire d'inciter RTE à maîtriser les volumes d'écrêtements EnR. En complément de l'incitation présentée en partie 3.3.1.6, la CRE envisage de mettre en place une incitation financière portant sur le rythme de déploiement des automates NAZA à l'échelle nationale. Cette régulation incitative reposerait sur les principes suivants :

- un objectif de déploiement progressif sur la période du TURPE 7, proposé par RTE et précisé dans le tableau ci-dessous ;

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

**Tableau 33. Trajectoire cible annuelle de déploiement d'automates NAZA**

- l'incitation financière porterait 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 en écart à la trajectoire, dans la limite de +/-5 M€/an.

**Question 39 Êtes-vous favorable à une incitation au déploiement des automates NAZA ?**

**3.7.4.2. Faciliter la participation aux mécanismes de flexibilité**

**3.7.4.2.1. 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 permettent des bénéfices pour la collectivité. Au vu de l'accélération de ses besoins d'investissements, la CRE considère que RTE doit généraliser les appels d'offres flexibilités locales dès le TURPE 7 pour éviter de lancer des investissements qui ne seraient pas utiles pour la collectivité.

Afin d'inciter RTE dans cette direction, la CRE envisage deux actions prioritaires sur ce sujet (cf. partie 3.9) :

- la publication d'au moins 2 nouveaux appels d'offres flexibilités locales par an durant la période TURPE 7 HTB. RTE devrait élargir les critères de sélection des zones (qui sont à ce jour trop restrictifs) et réduire les durées de concertation et de contractualisation. RTE indique être opposé à une telle incitation et souhaiterait mettre uniquement en œuvre des signaux tarifaires tels que proposés en partie 5.5 ;
- la 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'écêtements EnR, rendant les appels d'offres technologiquement neutres et si possible accessibles aux capacités raccordées en distribution, au 1<sup>er</sup> août 2026.

**Question 40 Êtes-vous favorable à une incitation à généraliser les appels d'offres flexibilités locales ?**

**3.7.4.2.2. Suivre les flexibilités mobilisées**

Afin de s'assurer du développement des flexibilités réseaux, et notamment du recours à la flexibilité en alternative à des écêtements de production, la CRE souhaite compléter le suivi de l'indicateur du TURPE 6 mesurant l'énergie non évacuée due aux activités de RTE sur le réseau de transport (cf. partie 3.5). La CRE souhaite suivre, chaque année, par niveau de tension, les volumes d'énergie :

- limitée dans le cadre des offres de raccordement flexibles ;
- écrêtée via les automates NAZA ;
- activée à la hausse et à la baisse sur les mécanismes de flexibilité (tels que les appels d'offres flexibilités locales).

Ces indicateurs sont décrits en annexe 7.

**3.7.4.3. Elargir les offres de raccordements flexibles**

Généralisation de la proposition d'offres de raccordement flexibles

Afin d'accélérer les raccordements de nouveaux producteurs, stockeurs et consommateurs, indispensables à la transition énergétique, l'ensemble des utilisateurs du réseau électrique doivent 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 envisage l'introduction d'un projet prioritaire visant à systématiser cette proposition dans les cas évoqués. Le projet serait ainsi assorti de pénalités en cas de retard, avec un objectif fixé au 1<sup>er</sup> août 2026.

La CRE pourrait si besoin introduire un indicateur mesurant le nombre d'offres de raccordement flexibles proposés. La mise en œuvre d'offres de raccordement flexibles est par ailleurs suivie dans le rapport bisannuel de la CRE sur l'intelligence des réseaux électriques<sup>37</sup>.

**Question 41 Selon quels critères considérez-vous que RTE devrait proposer systématiquement une offre de raccordement flexible en complément de l'offre de raccordement de référence ?**

### **3.7.4.4. 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. Or les délais de mise en œuvre de certaines des actions requises ne sont pas toujours satisfaisants, notamment lorsqu'une coordination entre les gestionnaires de réseaux est requise.

La CRE envisage d'introduire un cadre de régulation conjoint à RTE et Enedis pour la période TURPE 7, afin de les inciter à adopter une approche conjointe sur les sujets prioritaires suivants :

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

Cette régulation incitative serait associée à des incitations financières communes aux deux opérateurs et reposerait sur :

- une liste de projets prioritaires, qui pourrait être alimentée pendant le TURPE 7 en cohérence avec les évolutions réglementaires et les chantiers prioritaires identifiés par la CRE et après consultation des acteurs de marché ;
- un délai d'exécution serait associé à chaque projet, fixé en concertation avec RTE et Enedis et après consultation des acteurs de marché ;
- le non-respect des délais entraînerait 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 6<sup>ème</sup> 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 12<sup>ème</sup> mois (soit 200 k€ par mois de retard et par opérateur) ;
- le montant global de l'ensemble des pénalités versées par RTE et par Enedis au titre de ces projets prioritaires communs est plafonné à 5 M€/an chacun.

<sup>37</sup> Rapport d'évaluation de la performance des gestionnaires de réseaux sur le développement d'un réseau électrique intelligent, en application de l'article L. 134-15 du code de l'énergie : <https://www.cre.fr/actualites/toute-lactualite/la-cre-publie-son-rapport-d-evaluation-de-la-performance-des-gestionnaires-de-reseaux-sur-le-developpement-d-un-reseau-electrique-intelligent.html>

A ce stade, la CRE a identifié 3 actions prioritaires, indiquées ci-après avec le délai de mise en œuvre associé :

- la mise en compatibilité sur l'ensemble des territoires des automates NAZA et du projet Reflex afin de faciliter l'échange en temps réel des données relatives à l'activation des écrêtements EnR et de maximiser la valeur des flexibilités réseaux pour la collectivité, au 1<sup>er</sup> 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 1<sup>er</sup> janvier 2026 ;
- le lancement d'une expérimentation commune à RTE et Enedis visant à mettre en place un appel au marché commun sur des zones sélectionnées, via un portail d'achat unique pour les congestions réseaux RPT et RPD, au 1<sup>er</sup> janvier 2026.

**Question 42 Êtes-vous favorable à la mise en place d'une régulation incitative commune à Enedis et RTE portant sur l'exécution d'actions prioritaires communes, et à la liste d'actions prioritaires envisagée ? Identifiez-vous d'autres actions prioritaires ?**

### 3.8. 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. Les gestionnaires de réseaux doivent disposer des ressources nécessaires pour mener à bien leurs projets de recherche et développement (R&D) et d'innovation, essentiels pour fournir un service efficace et de qualité aux utilisateurs et faire évoluer leurs outils d'exploitation de leurs réseaux. Les gestionnaires de réseaux doivent, en contrepartie, utiliser efficacement et de manière transparente ces ressources. Ils doivent plus généralement être transparents sur l'état du réseau et du système électrique, ainsi que sur les marchés connexes qu'ils gèrent, et doivent faire évoluer leurs pratiques et les conditions d'accès au réseau et au marché pour favoriser l'innovation de l'ensemble des acteurs du système électrique.

#### 3.8.1. Régulation incitative de la R&D

##### 3.8.1.1. Rappel et bilan de la régulation incitative en vigueur

La régulation incitative de la R&D de RTE s'appuie actuellement sur :

- une incitation à la maîtrise des charges liées à la R&D avec la possibilité pour l'opérateur de réviser leur trajectoire à mi-période tarifaire. En fin de période tarifaire, RTE présente 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 de rapports à destination du public<sup>38</sup>. A la suite des travaux menés avec les opérateurs en début de TURPE 6 pour préciser les attentes de la CRE, les rapports ont fait l'objet d'une harmonisation entre les opérateurs disposant d'une régulation incitative de la R&D.

Le bilan des dépenses de R&D de RTE sur le TURPE 6, par thématique de recherche, est le suivant :

<sup>38</sup> Bilan R&D 2023, RTE. <https://assets.rte-france.com/prod/public/2024-06/2024-06-07-bilan-rd-2023.pdf>

En M€ <sub>courants</sub>	2021	2022	2023	Total 2021-2023
Gestion des actifs	7,9	7,6	7,7	23,2
Environnement, société et prospective	7,3	7,3	6,7	21,3
Futurs cyber-physiques et éco-conçus des infrastructures du réseau	6,1	6,4	10,4	22,9
Pilotage du système	4,6	5,3	6,4	16,3
Stabilité du système	3,2	3,6	4,3	11,1
Climat, EOD et réseau long terme	3,0	4,1	4,1	11,2
R&D transverse	5,0	5,6	6,8	17,4
Dépenses de R&D réalisées	37,1	39,9	46,4	123,4
Subventions obtenues	0,4	0,5	1,5	2,4
<b>Dépenses de R&amp;D réalisées nettes de subventions</b>	<b>36,7</b>	<b>39,4</b>	<b>44,9</b>	<b>121,0</b>
Dépenses prévisionnelles TURPE 6	39,3	41,9	44,0	125,2
Subventions prévisionnelles TURPE 6	1,1	1,1	1,3	3,5
<b>Dépenses de R&amp;D prévisionnelles TURPE 6 nettes de subventions</b>	<b>38,2</b>	<b>40,8</b>	<b>42,7</b>	<b>121,7</b>
<b>Ecart</b>	<b>-1,5</b>	<b>-1,4</b>	<b>2,2</b>	<b>-0,7</b>

Tableau 34. Bilan des dépenses d'exploitation R&D de RTE sur la période 2021-2023

Le budget dépensé par RTE sur la période 2021-2023 est légèrement inférieur au prévisionnel, de 0,7 M€. RTE a obtenu 2,4 M€ de subventions cumulées sur 2021-2023, contre 3,5 M€ prévisionnels.

Les dépenses de R&D de RTE sur la période 2021-2023 se répartissent notamment à 19 % dans les programmes de Gestion des actifs (optimisation de la durée de vie des actifs, inspection du réseau), à 18 % pour les Futurs cyber-physiques et éco-conçus des infrastructures du réseau (postes en mer flottants, électronique de puissance) et à 17 % pour le domaine Environnement, société et prospective (incidence environnementale des lignes électriques, prospective).

### 3.8.1.2. Orientations envisagées pour le TURPE 7 HTB

La CRE envisage de reconduire pour la période TURPE 7 les modalités d'incitation actuelles.

Les projets de démonstrateurs ne faisant pas l'objet d'une analyse coûts-bénéfices et d'un retour d'expérience suffisants pourraient voir leur budget retiré *a posteriori* par la CRE.

**Question 43 Êtes-vous favorable aux orientations de la CRE concernant la régulation incitative de la R&D pour le TURPE 7 HTB ?**

## 3.8.2. Projets de réseaux électriques intelligents (« smart grids »)

### 3.8.2.1. Bilan du dispositif sur la période du TURPE 6 HTB

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. Ce dispositif répond à un besoin de souplesse pour le déploiement rapide de solutions innovantes porteuses de

valeur sur le long terme pour la collectivité, comme alternative à des investissements d'infrastructure ou pour les repousser dans le temps.

Les charges d'exploitation ainsi que les charges de capital (CCN) associées aux investissements SI d'un montant supérieur à ce seuil sont éligibles à ce dispositif. 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 dispositif « *smart grids* » n'a pas été sollicité par RTE sur la période 2021-2023.

### 3.8.2.2. Evolution envisagée pour la période du TURPE 7 HTB

Le TURPE 6 avait fait évoluer ce cadre de régulation, en particulier pour diminuer le budget minimal de dépenses requis 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.

La CRE envisage, pour le TURPE 7, de ne pas reconduire ce dispositif, au regard de l'absence de mobilisation à ce jour.

**Question 44** Êtes-vous favorable à la suppression du guichet « *smart grids* » pour le TURPE 7 HTB ?

## 3.9. Régulation incitative des projets 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 de 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.

### 3.8.1 Rappel de la régulation incitative en vigueur

Une régulation incitative sur le respect des délais d'exécution de certaines actions jugées prioritaires pour favoriser l'innovation des acteurs de marché a été mise en place depuis le TURPE 6. Ce mécanisme repose sur :

- une liste réduite d'actions prioritaires ayant vocation à intégrer le dispositif : afin de disposer de la réactivité nécessaire à l'innovation, cette liste d'actions prioritaires pourra être alimentée pendant le TURPE 6 en cohérence avec les évolutions réglementaires et les chantiers prioritaires identifiés par la CRE et après consultation des acteurs de marché. Les actions prioritaires pourraient porter notamment sur l'intégration des flexibilités et sur les mécanismes d'équilibrage, et permettraient par exemple de répondre aux problématiques suivantes : mise en œuvre des plateformes européennes ; participation des batteries et autres flexibilités aux mécanismes de marché, etc. ;
- 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 établi en concertation avec les gestionnaires de réseaux lorsqu'il s'agit des chantiers jugés prioritaires par la CRE ;
- 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 6<sup>ème</sup> 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 12<sup>ème</sup> mois ;
- le montant global de l'ensemble des pénalités supportées par RTE est plafonné à 10 M€/an.

### 3.8.2 Bilan du dispositif sur la période du TURPE 6 HTB

La délibération TURPE 6 HTB a défini quatre actions prioritaires devant être menées par RTE :

- la mise en place d'un appel d'offres pour la contractualisation de la réserve secondaire, au 1<sup>er</sup> octobre 2021. L'appel d'offres ayant été lancé début novembre 2021 par RTE, aucune pénalité n'a été appliquée à RTE ;
- la publication d'un contrat-type de contractualisation des flexibilités de stockage et d'effacement participant à la résolution des congestions, au 1<sup>er</sup> janvier 2022. RTE ayant publié ce contrat-type le 21 décembre 2021, aucune pénalité n'a été appliquée à RTE ;
- la publication de la carte des contraintes sur l'ensemble du RPT, au 1<sup>er</sup> janvier 2023. RTE ayant publié cette carte le 22 novembre 2022, aucune pénalité n'a été appliquée à RTE ;
- la mise en place d'un outil opérationnel permettant la correction des périmètres d'équilibre lors des activations de flexibilités locales, au 1<sup>er</sup> mars 2023. L'outil ayant été mis en œuvre à compter du 1<sup>er</sup> mars 2023, aucune pénalité n'a été appliquée à RTE.

Cette liste d'actions a été enrichie, après consultation publique, par la délibération de la CRE du 5 janvier 2023, de l'action suivante : partage des capacités transfrontalières françaises disponibles sur la plateforme européenne MARI pour les activations de réserve tertiaire rapide, au 24 juillet 2024. RTE a réalisé cette action le 18 juillet 2024.

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.

### 3.8.3 Orientations envisagées pour le TURPE 7 HTB

La CRE envisage de reconduire la régulation incitative sur les actions prioritaires en faisant évoluer la liste d'actions concernées.

La CRE a identifié 14 actions prioritaires, indiquées ci-dessous avec leur délai de mise en œuvre :

- passage au pas de règlement des écarts 15 minutes (ISP – *Imbalance Settlement Period* – 15), au 1<sup>er</sup> 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 1<sup>er</sup> janvier 2026 ;
- ouverture des guichets d'offre standard sur la plateforme européenne d'équilibrage MARI, *Scheduled activation* au 1<sup>er</sup> février 2026 ;
- ouverture des guichets d'offre standard sur la plateforme européenne d'équilibrage MARI, *Direct activation* au 1<sup>er</sup> février 2028 ;
- connexion à la plateforme européenne pour les activations de réserve secondaire (PICASSO), au 1<sup>er</sup> janvier 2026 ;
- publication d'au moins 2 nouveaux appels d'offres flexibilités locales (cf. partie 3.7), 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 (cf. partie 3.7), au 1<sup>er</sup> 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 (cf. partie 3.7), au 1<sup>er</sup> août 2026 ;

- mise en œuvre d'un système opérationnel de tickets de réclamation sur la plateforme Caparéseau, au 1<sup>er</sup> avril 2025 (cf. partie 3.4) ;
- mise en place d'un outil cartographique de visualisation des zones de mutualisation, au 1<sup>er</sup> avril 2025 (cf. partie 3.4) ;
- publication d'une carte des zones de travaux S3REnR, au 1<sup>er</sup> avril 2025 (cf. partie 3.4) ;
- publication d'une carte pour le raccordement des batteries (zones en contraintes), au 1<sup>er</sup> avril 2025 (cf. partie 3.4) ;
- refonte de Caparéseau, liée à l'obsolescence technique de l'outil et en lien avec Enedis, au 31 décembre 2026 (cf. partie 3.4) ;
- mise en place d'un outil cartographique dynamique permettant de visualiser les capacités disponibles en soutirage sur le réseau, au 1<sup>er</sup> avril 2026 (cf. partie 3.4).

S'agissant de la connexion à la plateforme européenne d'équilibrage PICASSO, 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, est en cours de finalisation.

En cohérence avec la hausse du nombre d'actions prioritaires envisagées pour la période TURPE 7, la CRE envisage de rehausser le plafond des pénalités versées par RTE à 20 M€/an.

**Question 45 Êtes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE sur la régulation incitative des actions prioritaires ? Quelles actions identifiées vous semblent les plus prioritaires ?**

## 4. Niveau tarifaire

### 4.1. Charges nettes d'exploitation

Les charges nettes d'exploitation de RTE sont constituées :

- d'une part, des achats liés à l'exploitation du système électrique, qui comprennent notamment les coûts de compensation des pertes électriques, de constitution des réserves d'équilibrage ou de résolution des congestions. Ces postes sont pour la majorité au CRCP. Ils se sont élevés, entre 2021 et 2023, à 1 536 M€ par an en moyenne, soit plus de 35 % du revenu autorisé de RTE ;
- d'autre part, des charges nettes d'exploitation hors achats liés à l'exploitation du système électrique, qui recouvrent notamment les achats de matériel et services, les charges de personnel et les impôts et taxes (hors impôts sur les sociétés). Ces postes sont pour la majorité incités à 100%. Ils se sont élevés, entre 2021 et 2023, à 1 968 M€ par an en moyenne, soit plus de 45 % du revenu autorisé de RTE.

Pour ces deux postes, les paragraphes suivants présentent :

- un bilan de la période tarifaire du TURPE 6 HTB sur la base des réalisés des années 2021 à 2023, les charges réalisées de l'année 2024 n'étant à ce jour pas connues. C'est notamment sur la base de ce bilan que la CRE évalue les trajectoires des différents postes de charges demandées par RTE pour la période tarifaire du TURPE 7 HTB ;
- la demande de RTE ainsi que les analyses préliminaires de la CRE.

La CRE publie en annexe 1 de la présente consultation publique le bilan du cadre de régulation tarifaire depuis dix ans, et notamment de l'évolution des charges d'exploitation.

#### **4.1.1. Achats liés à l'exploitation du système électrique**

##### **4.1.1.1. Bilan de la période TURPE 6 HTB**

Sur la période du TURPE 6 HTB, les charges liées à l'exploitation du système électrique supportées par RTE ont été globalement très supérieures aux charges prévisionnelles fixées par le TURPE 6 HTB, de 532 M€/an en moyenne sur la période 2021-2023, soit environ 60 % au-delà de la trajectoire prévisionnelle (corrigée de l'inflation réelle pour les postes incités à 100 %). Ceci s'explique notamment par la hausse des prix sur les marchés de gros de l'électricité.

M€ <sub>courants</sub>		2021	2022	2023	Moyenne 2021-2023
<b>Total achats liés à l'exploitation du système électrique</b>	<b>Charges prévisionnelles</b>	<b>981,3</b>	<b>943,3</b>	<b>952,3</b>	<b>959,0</b>
	<b>Charges réalisées</b>	<b>1197,8</b>	<b>1175,1</b>	<b>2234,8</b>	<b>1535,9</b>
	<b>Écarts</b>	<b>216,6</b>	<b>231,8</b>	<b>1282,4</b>	<b>576,9</b>
Achats pour la compensation des pertes électriques	Charges prévisionnelles	543,6	518,4	516,7	526,2
	Charges réalisées	558,9	454,3	1219,3	744,2
	Écarts	15,3	-64,1	702,7	217,9
Achats liés aux réserves d'équilibrage	Charges prévisionnelles	217,6	193,8	190,8	200,8
	Charges réalisées	403,9	392,8	586,1	460,9
	Écarts	186,3	199,0	395,3	260,2
Achats liés aux services système tension	Charges prévisionnelles (inflation réelle)	108,4	112,5	118,5	113,2
	Charges réalisées	103,6	104,0	161,3	123,0
	Écarts	-4,8	-8,5	42,7	9,8
Charges liées aux congestions	Charges prévisionnelles	22,4	29,4	37,1	29,6
	Charges réalisées	60,1	185,9	272,5	172,8
	Écarts	37,7	156,6	235,4	143,2
Solde du compte ajustements-écarts	Charges prévisionnelles	0,0	0,0	0,0	0,0
	Charges réalisées	-1,7	-0,6	7,3	1,7
	Écarts	-1,7	-0,6	7,3	1,7
Interruptibilité	Charges prévisionnelles	73,8	73,8	73,8	73,8
	Charges réalisées	75,6	62,6	36,3	58,2
	Écarts	1,7	-11,2	-37,5	-15,7
Contrats d'échange entre GRT	Charges prévisionnelles (inflation réelle)	0,0	0,0	0,0	0,0
	Charges réalisées	-0,4	1,7	-1,8	-0,1
	Écarts	-0,4	1,7	-1,8	-0,1
Charges liées à la compensation inter-GRT (ITC)	Charges prévisionnelles	15,4	15,4	15,4	15,4
	Charges réalisées	12,3	-8,5	-9,7	-2,0
	Écarts	-3,1	-23,9	-25,1	-17,4
Solde mécanisme de capacité	Charges prévisionnelles	0,0	0,0	0,0	0,0
	Charges réalisées	-14,4	-17,1	-36,6	-22,7
	Écarts	-14,4	-17,1	-36,6	-22,7

Tableau 35. Charges liées à l'exploitation du système électrique – Bilan de la période 2021-2023

#### 4.1.1.2. Demande de RTE

Les prévisions de charges liées à l'exploitation du système électrique, présentées par RTE dans sa demande tarifaire pour la période du TURPE 7 HTB, sont les suivantes :

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	<b>879,8</b>
Achats liés aux réserves d'équilibrage	460,9	301,9	309,0	311,2	292,1	<b>303,5</b>
Achats liés aux services système tension	123,0	157,8	173,4	188,8	202,1	<b>180,5</b>
Charges liées aux congestions	172,8	267,0	291,5	304,5	329,4	<b>298,1</b>
Solde du compte ajustements-écarts	1,7	0,0	0,0	0,0	0,0	<b>0,0</b>
Interruptibilité	58,2	90,0	90,0	90,0	90,0	<b>90,0</b>
Contrats d'échange entre GRT	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	<b>0,0</b>
Charges liées à la compensation inter-GRT (ITC)	-2,0	23,1	20,6	23,1	23,1	<b>22,5</b>
Solde mécanisme de capacité	-22,7	-72,0	-100,0	-20,0	-40,0	<b>-58,0</b>
<b>Total achats liés à l'exploitation du système électrique</b>	<b>1535,9</b>	<b>1670,7</b>	<b>1731,7</b>	<b>1701,8</b>	<b>1761,6</b>	<b>1716,5</b>

**Tableau 36. 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, correspondant à une hausse moyenne de 181 M€/an. Il 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 la période du TURPE 6 HTB induit, selon RTE, par plusieurs nouveaux projets de développement de son réseau ;
- 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, d'après 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, sur lequel la CRE a rendu un avis favorable, ainsi qu'à la mise en œuvre des méthodologies de partage de coûts des congestions internationales par régions en application des codes européens SOGL<sup>39</sup> et CACM<sup>40</sup> ;
- 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, dans un contexte

<sup>39</sup> 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.

<sup>40</sup> 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.

où 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 anticipée des prix de gros et d'une participation plus importante des batteries sur les marchés de réserve primaire et secondaire.

### 4.1.1.3. Ajustements envisagés par la CRE

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.).

Au terme de son analyse, la CRE a construit des trajectoires ajustées, présentées dans les parties suivantes, conduisant à une baisse de 259 M€/an en moyenne, soit -15 % par rapport à la demande de RTE. Cette trajectoire représente une baisse de 5 % par rapport au réalisé 2021-2023 mais reste orientée à la hausse par rapport à la délibération TURPE 6 HTB (+43 %).

#### Achats pour la compensation des pertes électriques (poste au CRCP faisant l'objet d'une régulation incitative *ad hoc* – cf. 3.3.1.3)

Pour les achats pour la compensation des pertes électriques, la CRE envisage d'ajuster les volumes prévisionnels de pertes afin d'assurer une cohérence entre cette trajectoire et la régulation incitative envisagée sur l'achat des pertes (cf. partie 3.3.1.3 de la présente consultation). Le volume prévisionnel de pertes que la CRE envisage de retenir pour la période du TURPE 7 HTB serait ainsi égal au taux de pertes de référence envisagé pour le TURPE 7 HTB (2,35 %) appliqué aux volumes des injections totales prévisionnelles sur le RPT. La CRE envisage de conserver les hypothèses de RTE s'agissant du prix d'achat des pertes.

L'impact de cet ajustement est de -60 M€/an en moyenne, soit une baisse de 7 % par rapport à la demande de RTE.

#### Achats liés aux réserves d'équilibrage (poste au CRCP faisant l'objet d'une régulation incitative *ad hoc* – cf. 3.3.1.4)

Pour les achats liés aux services système fréquence et à l'équilibrage, la CRE envisage une correction à la hausse de 0,5 M€/an de la demande de RTE. Les ajustements envisagés par la CRE résultent :

- pour la réserve secondaire, de la prise en compte des niveaux de prix constatés depuis l'ouverture du marché en juin 2024 (+28 M€/an) ;
- pour les activations sur le mécanisme d'ajustement pour cause marges et pour cause reconstitution des services système, de la prise en compte des volumes réalisés récemment (2022-2023) (-27,5 M€/an).

La trajectoire envisagée par la CRE pour ce poste est ainsi de 304 M€/an en moyenne.

#### Achats liés aux services système tension (poste partiellement au CRCP – cf. 3.3.1.7)

Pour les services système tension, les ajustements envisagés par la CRE représentent une baisse de 32 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 ;
- des hypothèses prudentes concernant la participation des producteurs photovoltaïques et éoliens à la compensation synchrone, dans l'état actuel des règles services système tension ;
- la non-prise en compte d'une hausse du coût de compensation synchrone pour certains producteurs, les éléments fournis par RTE ne permettant pas de justifier la hausse demandée par rapport à la sollicitation d'autres moyens fournissant le même service.

La trajectoire envisagée par la CRE pour ce poste est ainsi de 149 M€/an en moyenne. Cette trajectoire pourrait être ajustée en cas d'évolution des règles services système tension.

### Charges liées aux congestions et aux accords en amont du J-1 (poste partiellement au CRCP – cf. 3.3.1.6)

La CRE envisage d'ajuster la demande de RTE portant sur les congestions de -145 M€/an en moyenne, représentant une baisse de 49 % par rapport à sa demande. Dans sa demande, RTE n'a pas distingué les coûts relatifs aux congestions de ceux des accords en amont du J-1, estimant qu'il n'est pas possible de définir aussi longtemps à l'avance quel mode de contractualisation sera retenu.

L'ajustement envisagé par la CRE résulte :

- pour les activations d'offres effectuées par RTE sur le mécanisme d'ajustement pour cause « réseau », de la prise en compte des volumes réalisés sur l'historique récent (2021-2023) et non des prévisions de volumes en très forte hausse insuffisamment étayées, à ce stade, par RTE ;
- pour les écrêtements des EnR, de la prise en compte des coûts et des volumes réalisés sur la période 2021-2023, ainsi que d'une hausse des écrêtements liés au dimensionnement optimal en lien avec la croissance de production d'énergie renouvelable sur la période TURPE 7 et les prévisions du SDDR 2019 ;
- pour les congestions internationales :
  - sur la région Core, du fait que ROSC<sup>41</sup> ne sera pas opérationnel en 2025. Au vu du décalage de ROSC et des 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 demande à RTE de mettre à jour sa demande de trajectoire de coûts de congestions internationales pour TURPE 7 ;
  - sur la frontière France-Espagne, de la correction des hypothèses de prix et d'un volume de countertrading stable plutôt qu'en hausse par rapport à l'historique récent (2021-2023).

La trajectoire envisagée par la CRE pour le poste congestions (poste au CRCP, cf. partie 3.3.1.6) est ainsi de 153 M€/an en moyenne.

Pour les charges liées aux accords en amont du J-1 (cf. partie 3.3.1.6), la CRE envisage de retenir une trajectoire de 8 M€/an en moyenne sur la période du TURPE 7 HTB. Cette trajectoire correspond à la moyenne des accords en amont du J-1 observée sur la période 2021-2023, hors accords exceptionnels conclus en 2023 pour la gestion des contraintes de tension.

### Solde du compte ajustements-écarts<sup>42</sup> (poste hors CRCP incité à 100 %)

La CRE envisage de retenir la trajectoire de RTE à 0 M€/an dans la mesure où le compte ajustement-écart (CAE) a vocation à être équilibré.

### Interruptibilité<sup>43</sup> (poste à 100 % au CRCP)

La CRE envisage d'ajuster la demande de RTE de -14 M€/an en moyenne, représentant une baisse de 15 % par rapport à sa demande. La CRE prend en compte un volume fondé sur le réalisé récent (moyenne des appels d'offres 2020-2024) plutôt que le volume maximal permis par l'appel d'offres (1 200 MW), qui n'a pas été atteint ces dernières années. La trajectoire envisagée par la CRE pour ce poste est ainsi de 76 M€/an en moyenne, en hausse de 31 % par rapport à la période 2021-2023.

### Contrats d'échange entre GRT (CEEG) (poste à 100 % au CRCP)

La CRE envisage 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.

<sup>41</sup> ROSC (*Regional Operational Security Coordination*) est la méthodologie régionale de gestion coordonnée de la congestion.

<sup>42</sup> 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.

<sup>43</sup> 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.

## Charges liées à la compensation inter-GRT (ITC) (poste à 80 % au CRCP)

La CRE envisage d'ajuster la demande de RTE de -8 M€/an en moyenne sur la période du TURPE 7 HTB, soit 14 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<sup>44</sup> (poste à 100 % au CRCP)

La CRE envisage de conserver la trajectoire de RTE de -58 M€/an en moyenne sur la période du TURPE 7 HTB. RTE anticipe des produits élevés pour les années 2025 et 2026, résultant d'un niveau élevé de volumes en écarts au titre des années de livraison correspondantes (2022 et 2023).

## Synthèse

Les trajectoires envisagées par la CRE pour les achats liés à l'exploitation du système électrique sur la période du TURPE 7 HTB sont présentées dans le tableau suivant :

M€courants	2025	2026	2027	2028	Moyenne 2025-2028
Achats pour la compensation des pertes électriques	859,0	886,8	744,1	787,8	819,4
<i>Écart par rapport à la demande de RTE</i>	<i>-43,9</i>	<i>-60,4</i>	<i>-60,2</i>	<i>-77,1</i>	<i>-60,4</i>
Achats liés aux réserves d'équilibrage	359,1	308,3	289,7	259,0	304,0
<i>Écart par rapport à la demande de RTE</i>	<i>57,2</i>	<i>-0,6</i>	<i>-21,5</i>	<i>-33,0</i>	<i>0,5</i>
Achats liés aux services système tension	134,0	145,0	154,0	162,0	148,8
<i>Écart par rapport à la demande de RTE</i>	<i>-23,8</i>	<i>-28,4</i>	<i>-34,8</i>	<i>-40,1</i>	<i>-31,8</i>
Charges liées aux congestions	99,7	161,8	158,0	162,2	145,4
Charges liées aux accords en amont du J-1	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8
<i>Écart par rapport à la demande de RTE</i>	<i>-159,5</i>	<i>-121,8</i>	<i>-138,7</i>	<i>-159,4</i>	<i>-144,9</i>
Solde du compte ajustements-écarts	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<i>Écart par rapport à la demande de RTE</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>
Interruptibilité	76,2	76,2	76,2	76,2	76,2
<i>Écart par rapport à la demande de RTE</i>	<i>-13,8</i>	<i>-13,8</i>	<i>-13,8</i>	<i>-13,8</i>	<i>-13,8</i>
Contrats d'échange entre GRT	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
<i>Écart par rapport à la demande de RTE</i>	<i>-0,1</i>	<i>-0,1</i>	<i>-0,1</i>	<i>-0,1</i>	<i>-0,1</i>

<sup>44</sup> 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).

Charges liées à la compensation inter-GRT (ITC)	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4
Écart par rapport à la demande de RTE	-8,7	-6,2	-8,7	-8,7	-8,1
Solde du règlement des écarts du mécanisme de capacité	-72,0	-100,0	-20,0	-40,0	-58,0
Écart par rapport à la demande de RTE	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Total achats liés à l'exploitation du système électrique</b>	<b>1478,1</b>	<b>1500,2</b>	<b>1424,0</b>	<b>1429,3</b>	<b>1457,9</b>
<b>Écart par rapport à la demande de RTE</b>	<b>-192,6</b>	<b>-231,5</b>	<b>-277,8</b>	<b>-332,3</b>	<b>-258,5</b>

Tableau 37. Charges liées à l'exploitation du système électrique – Ajustements envisagés par la CRE

La CRE considère, à ce stade, que le niveau des charges de RTE liées à l'exploitation du système électrique pourrait être compris entre la demande de RTE et la trajectoire ajustée par la CRE.

Les trajectoires possibles se présentent ainsi :

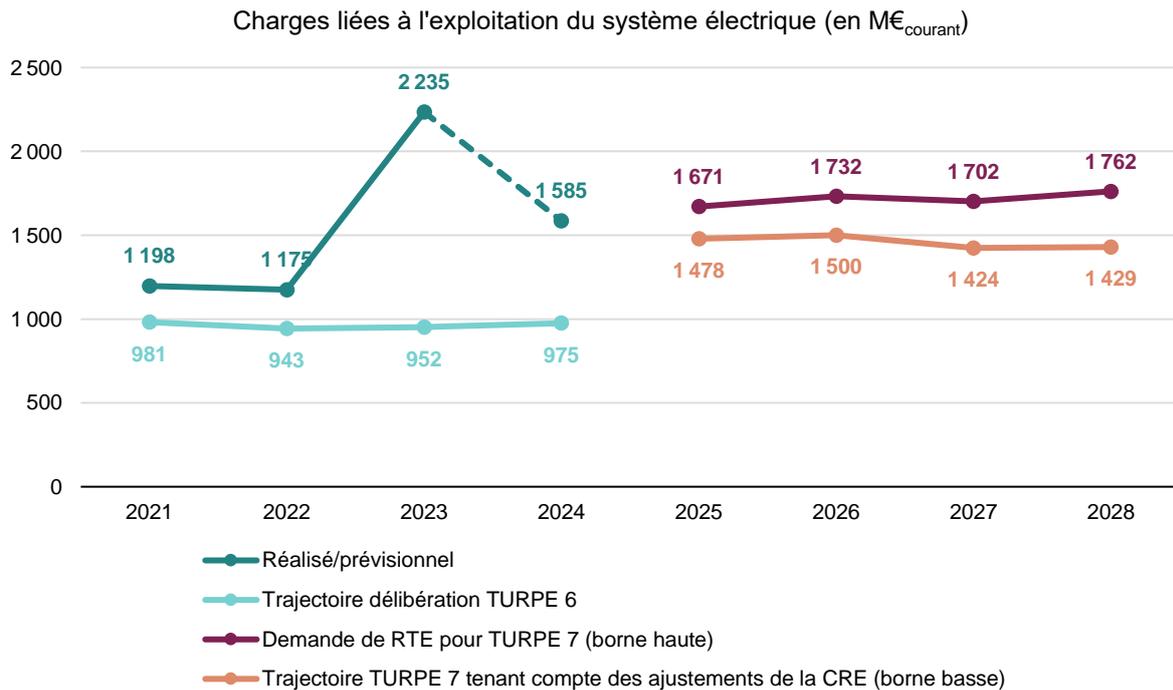


Figure 7. Charges liées à l'exploitation du système électrique – Bornes basse et haute pour le TURPE 7 HTB

**Question 46** Avez-vous des remarques sur l'analyse préliminaire de la CRE concernant le niveau prévisionnel des charges liées à l'exploitation du système électrique de RTE ?

#### 4.1.2. Charges nettes d'exploitation hors achats liés à l'exploitation du système électrique

##### 4.1.2.1. Bilan du TURPE 6

Les charges nettes d'exploitation (hors achats liés à l'exploitation du système électrique) de RTE ont été inférieures à la trajectoire du TURPE 6 de 130 M€/an en moyenne sur la période 2021-2023, soit 6 % en-deçà de la trajectoire prévisionnelle (corrigée de l'inflation réelle).

RTE a battu la trajectoire tarifaire sur les postes incités à 100 % de 98 M€/an sur la période 2021-2023, soit une baisse de 5 % par rapport à la trajectoire prévisionnelle remise à jour de l'inflation. Pour les postes couverts au CRCP<sup>45</sup>, le réalisé a été inférieur à la prévision de 32 M€/an. Ces montants ont été restitués aux utilisateurs de réseaux via le CRCP.

M€ <sub>courants</sub>	2021	2022	2023
Charges nettes d'exploitation (hors achats système) prévues dans le TURPE 6 HTB	1 983	2 102	2 208
<b>Charges nettes d'exploitation réalisées</b>	<b>1 964</b>	<b>1 924</b>	<b>2 017</b>
Écart	-18	-179	-192
Écart postes incités à 100 %	-29	-157	-109

**Tableau 38. Bilan des CNE (hors achats système) de RTE entre 2021 et 2023**

RTE explique ce résultat par différents effets conjoncturels, notamment liés aux crises du Covid et des prix de l'énergie, ainsi que la baisse de la CVAE (Cotisation sur la Valeur Ajoutée des Entreprises). RTE indique également que les hausses de certaines charges ont été inférieures à l'inflation constatée au cours de cette période et qu'il a adapté son organisation aux moyens alloués lors de la délibération TURPE 6, qui prévoyait notamment un objectif d'efficience global de -15 M€/an.

Plus précisément, les principaux écarts entre le réalisé et la trajectoire du TURPE 6 ajustée de l'inflation s'expliquent par :

- des achats de matériels et services moins élevés que prévu (-216 M€, soit -9,0 %), en raison de moindres dépenses dans les systèmes d'information et les fonctions centrales et supports (ressources humaines, finances, achats...);
- une baisse des impôts et taxes (-115 M€, soit -4,9 %), principalement due aux taxes sur les pylônes et sur les transformateurs plus faibles que prévu (car les barèmes de ces taxes ont évolué moins vite que l'inflation, et car l'accroissement du parc de matériel a été plus faible que prévu) ainsi qu'à la diminution du taux de la CVAE ;
- des charges de personnel moins élevées que prévu (-129 M€, soit -4,1 %), et ce malgré des recrutements en hausse : cet écart s'explique par de plus faibles charges de pension, à la suite de la baisse des taux de charge de pension CNIEG.

RTE a donc réalisé une bonne performance en termes de maîtrise de ses charges d'exploitation au cours des années 2021-2023. Cette performance profitera aux utilisateurs des réseaux en servant de base au calcul des charges d'exploitation de RTE pour la période TURPE 7.

RTE indique toutefois que le niveau prévisionnel de ses charges d'exploitation, hors charges liées à l'exploitation du système électrique, pour l'année 2024 pourrait être significativement supérieur à celui des années 2021-2023, notamment en raison d'une forte hausse des recrutements et des volumes d'opérations de maintenance.

##### 4.1.2.2. Demande de RTE

RTE a présenté une demande de 2 620 M€/an en moyenne sur la période TURPE 7 pour les charges d'exploitation hors système électrique, en hausse de 471 M€ entre 2023 et 2025, soit +23 %. Les charges augmentent ensuite de +3,6 % par an entre 2025 et 2028.

<sup>45</sup> Pénalités et indemnités services système et équilibrage et interruptibilité

Les prévisions de charges nettes d'exploitation hors achats liés à l'exploitation du système électrique de RTE pour la période du TURPE 7 HTB sont présentées dans le tableau ci-après :

En M€ <sub>courants</sub>	2023 Réalisé	2025	2026	2027	2028	Moyenne 2025-2028
<b>CNE (hors achats liés à l'exploitation du système électrique)</b>	<b>2 017</b>	<b>2 488</b>	<b>2 564</b>	<b>2 659</b>	<b>2 770</b>	<b>2 620</b>
<i>Évolution (%)</i>		+23,4 %	+3,1 %	+3,7 %	+4,2 %	
- dont Achats de matériels et services	801	1016	1075	1136	1211	1109
- dont Charges de personnel	1076	1267	1320	1369	1416	1343
- dont Impôts et taxes	542	617	640	661	689	652
- dont Autres charges opérationnelles	110	136	139	146	157	145
- dont Autres produits opérationnels	-512	-548	-610	-653	-703	-628

**Tableau 39. Demande de RTE – CNE hors achats liés 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€ sur la gestion des actifs, et de 30 M€ sur les systèmes d'information. RTE justifie la hausse des dépenses de gestion des actifs par trois inducteurs principaux : le vieillissement du réseau, qui induit des besoins croissants en termes de surveillance, d'entretien, et de remplacement de composants ; les évolutions de réglementation, en particulier sur le plan environnemental, qui induisent une croissance des dépenses de gestion de la végétation (obligation de débroussaillage, 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.

Pour la maintenance de ses différents actifs, RTE projette des coûts unitaires de maintenance en forte augmentation, justifié 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 +13,8 %, qui s'explique 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 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 %, en lien principalement avec la hausse anticipée de la production immobilisée, elle-même liée à la hausse des investissements.

L'inflation cumulée entre 2023 et 2025 est estimée à +4,3 %.

#### 4.1.2.3. Enjeux identifiés par la CRE et approche d'analyse retenue

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 au premier euro.

La CRE a mandaté le cabinet Schwartz & Co pour effectuer un audit des charges nettes d'exploitation de RTE (hors achats liés 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 4.4.4), et 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 révisée de RTE, est publié en même temps que la présente consultation publique.

Cet audit permet 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 » constatés lors du TURPE 6 HTB. L'audit analyse également en détail ces charges et produits pour la période tarifaire à venir (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 l'opérateur et des investissements « hors réseaux » pour la prochaine période tarifaire ;
- 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.

Pour fixer les trajectoires de charges nettes d'exploitation de RTE, la CRE retient les hypothèses d'inflation suivantes :

	2024	2025	2026	2027	2028
IPC hors tabac <sup>46</sup>	2,50 %	1,80 %	1,80 %	1,80 %	1,80 %

**Tableau 40. Hypothèses d'inflation sur la période 2024-2028**

Ces hypothèses seront ajustées avec les dernières prévisions disponibles au moment de la décision tarifaire.

#### 4.1.2.4. Synthèse des résultats de l'audit

L'analyse de l'auditeur a porté sur le dossier tarifaire mis à jour transmis par RTE le 14 juin 2024. À l'issue de ses travaux, l'auditeur recommande un ajustement global à la baisse de la trajectoire des charges nettes d'exploitation (hors achats liés à l'exploitation du système électrique) de 206 M€/an en moyenne (soit -7,9 %).

<sup>46</sup> [Voir le site du FMI](#)

En M€ <sub>courants</sub>	2025	2026	2027	2028	Moyenne 2025-2028
<b>Trajectoire demandée par RTE</b>	<b>2 488</b>	<b>2 564</b>	<b>2 659</b>	<b>2 770</b>	<b>2 620</b>
Ajustement auditeur analyse « poste à poste »	-144	-165	-181	-199	-172
Trajectoire auditeur (avant efficience)	2 344	2 399	2 477	2 571	2 448
Ajustement auditeur lié à l'efficience	0	-15	-41	-79	-34
<b>Ajustement global sur la demande de RTE (après efficience)</b>	<b>-144</b>	<b>-180</b>	<b>-222</b>	<b>-278</b>	<b>-206</b>
<b>Trajectoire finale recommandée par l'auditeur (après efficience)</b>	<b>2 344</b>	<b>2 384</b>	<b>2 436</b>	<b>2 492</b>	<b>2 414</b>
Réalisé 2023 mis à jour de l'inflation	2 067	2 105	2 142	2 181	2 124

**Tableau 41. 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.

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 (1 031 M€/an)**

##### **Achats de matériels et services : Gestion des actifs (421 M€/an)**

L'auditeur préconise un ajustement à la baisse de 52 M€/an sur la gestion des actifs soit un écart de -11 % 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 de RTE estimées cohérentes avec les besoins à couvrir pour le TURPE 7. L'auditeur recommande en revanche de réviser à la baisse les coûts unitaires retenus par RTE, en particulier ceux des sous-postes « Politiques de maintenance récurrente » et « Maintenance courante ». 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.

##### **Achats de matériels et services : Système d'information (173 M€/an)**

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 -3 % 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.

#### **Charges de personnel (1 307 M€/an)**

L'auditeur préconise un ajustement à la baisse de 36 M€/an en moyenne, soit -2,7%, sur le poste 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'auditeur identifie un besoin suffisamment justifié de recrutement entre 2023 et 2028 de 1 637 Effectifs Moyen Payés (EMP) plutôt que 1 812 EMP demandés ;
- l'ajustement à la baisse de l'indice SNB pour lequel l'auditeur retient une évolution fondée sur une moyenne historique.

### Autres charges opérationnelles (114 M€/an)

L'auditeur préconise un ajustement à la baisse de 31 M€/an en moyenne, soit -21 %, 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 ». L'auditeur considère qu'il n'existe pas de corrélation entre la croissance des immobilisations démolies et la croissance des investissements. Il retient donc une approche basée sur l'historique pour estimer la trajectoire TURPE 7. En ce qui concerne le tarif agent, l'auditeur recommande une baisse des volumes, liée à des efforts de sobriété, ainsi qu'une baisse des prix sur la base des prix de gros de l'électricité (la CRE envisage d'inclure à 100 % au CRCP les effets des prix de l'électricité et des taxes sur le coût du tarif agent).

### Impôts et taxes (650 M€/an)

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.

### Recherche et développement (51 M€/an)

Le poste de charges lié à la recherche et développement est un poste transverse, dont à peu près 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.

### Objectif d'efficacité globale

En complément de l'analyse poste à poste, l'auditeur a apprécié les charges et produits sur la base d'une analyse globale des CNE (hors achats liés à l'exploitation du système électrique), afin d'évaluer l'évolution de l'efficacité globale de RTE.

Contrairement à l'objectif d'efficacité globale utilisé pour l'audit de la période tarifaire TURPE 6, qui se fondait sur l'appréciation 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 est 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'efficacité de manière plus juste. Par exemple, l'analyse de l'historique (entre 2017 et 2023) montre que le nombre de kilomètres de ligne 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 considérés comme exogènes ou imprévisibles (par exemple, charges dues aux obligations de débroussaillage, indemnités, pénalités et abattements liés aux services système et à l'équilibrage, etc.), ainsi que les postes 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, sur la base de la trajectoire préconisée par l'auditeur à l'issue de l'analyse poste à poste. L'auditeur conclut que l'indicateur CNE / patrimoine pondéré se dégrade de 4,5 % entre 2023 et 2028.

L'auditeur a calculé l'ajustement supplémentaire nécessaire pour retrouver en 2028 un niveau de charges nettes d'exploitation rapportées au patrimoine pondéré 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 préconiser un ajustement additionnel de la trajectoire des charges nettes d'exploitation équivalent à 34 M€/an pour le TURPE 7.

### Synthèse concernant les charges nettes d'exploitation (hors achats liés à l'exploitation du système électrique)

La demande de charges nettes d'exploitation de RTE (hors achats pour le système électrique) est en forte hausse par rapport au réalisé 2023 mis à jour de l'inflation (+1 834 M€ sur la période, soit +21 %).

Les ajustements de l'auditeur s'élèvent à -824 M€ (-7,9 % par rapport à la demande de RTE), ce qui correspond à une augmentation des charges de 12 % (+1 009 M€) par rapport au réalisé 2023 mis à jour de l'inflation. La trajectoire de l'auditeur correspond donc à une augmentation significative des moyens alloués à RTE pour effectuer ses missions (charges de maintenance et de personnel notamment).

La CRE estime que l'accroissement de l'activité (nouveaux investissements, raccordement, exploitation du réseau en mer, gestion des actifs...) justifie un accroissement des moyens alloués à RTE.

À ce stade, la trajectoire des charges nettes d'exploitation (hors achats liés à l'exploitation du système électrique) devrait se situer entre :

- borne haute : la demande de RTE (2 620 M€/an en moyenne) ;
- borne basse : les ajustements de l'auditeur, soit 7,9 % de moins que la demande de RTE (2 414 M€/an en moyenne).

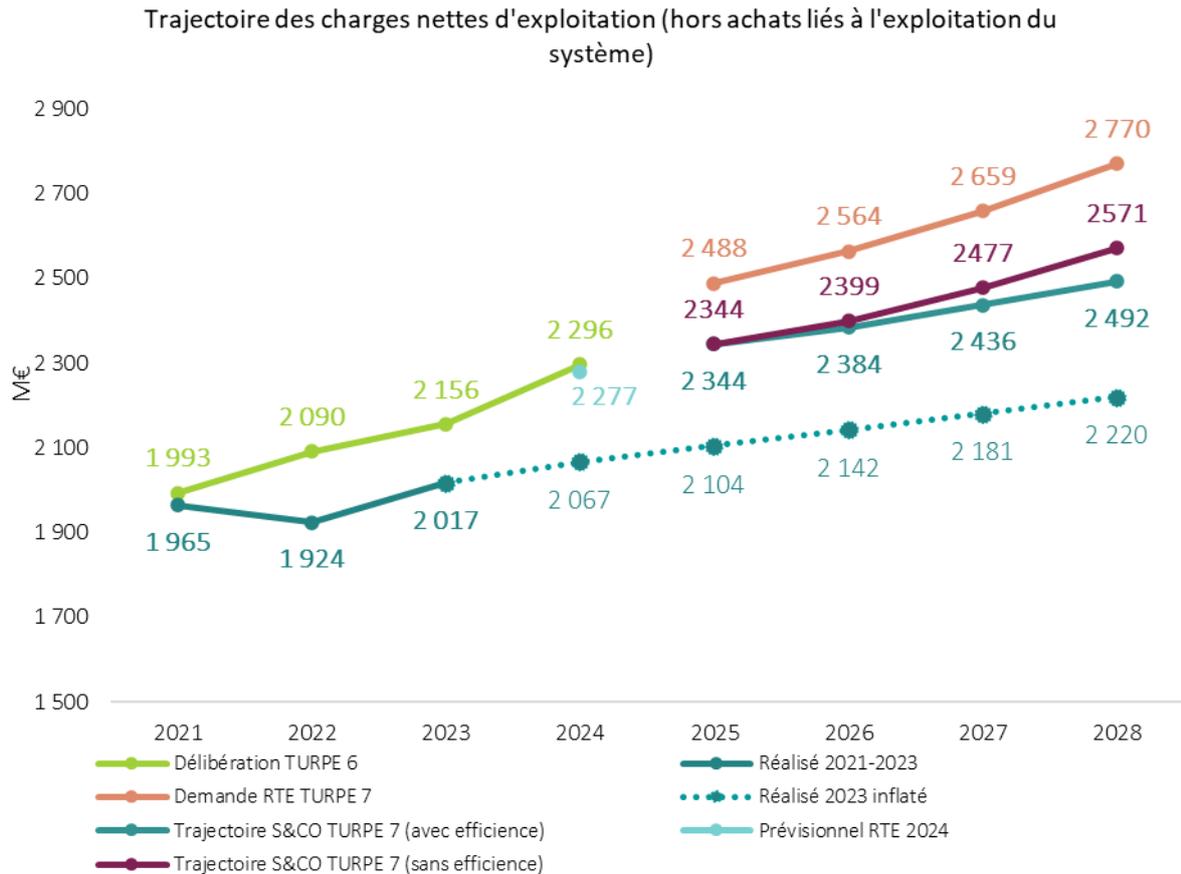


Figure 8. Trajectoire des charges nettes d'exploitation (hors achats liés à l'exploitation du système électrique)

**Question 47** Avez-vous des remarques sur l'analyse préliminaire de la CRE concernant les charges nettes d'exploitation (hors charges liées à l'exploitation du système électrique) ?

#### 4.2. Recettes tirées de la vente des capacités 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, des 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'accès au réseau. 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. Pour le TURPE 7, RTE a proposé de mettre en œuvre un mécanisme d'allocation directe des recettes d'interconnexion élevées au préfinancement des investissements, dont les analyses sont détaillées en partie 3.2.4.5.

#### 4.2.1. Bilan du TURPE 6

##### 4.2.1.1.1. Recettes tirées de l'allocation de capacités d'interconnexion

Sur la période 2021-2023, le montant des recettes tirées de l'allocation de capacités d'interconnexion a été en moyenne de 1 589 M€/an, soit +1 297 M€/an (+444 %) par rapport à la trajectoire prévisionnelle du TURPE 6 HTB. Ces recettes ont été particulièrement élevées en raison notamment de la crise sur les marchés de gros de l'électricité en 2022-2023 qui a amplifié les écarts de prix de gros entre les pays.

En M€ <sub>courants</sub>	2021	2022	2023	Moyenne 2021-2023
Trajectoire TURPE 6 HTB	282	306	288	292
Réalisé TURPE 6 HTB	609	2 217	1 940	1 589

**Tableau 42. Recettes prévisionnelles et réalisées tirées de l'allocation de capacités sur la période 2021-2023**

Les différentiels de prix entre pays observés sur la période 2021-2023 ont été très largement supérieurs aux prévisions. La CRE constate que, même si le niveau des prix de gros a retrouvé en 2024 un niveau plus en ligne avec la période d'avant crise, les différentiels de prix entre la France et les pays voisins restent élevés. Cette tendance pourrait donc être amenée à se poursuivre pendant le TURPE 7.

En € <sub>courants</sub> /MWh	2021		2022		2023	
	Trajectoire TURPE 6 HTB	Réalisé TURPE 6 HTB	Trajectoire TURPE 6 HTB	Réalisé TURPE 6 HTB	Trajectoire TURPE 6 HTB	Réalisé TURPE 6 HTB
France - Angleterre	6,1	28,5	6,1	34,3	6,1	11,0
France - Italie	4,2	16,0	3,9	31,9	3,4	30,9
France - Espagne	1,3	2,8	0,3	108,4	3,8	9,8
France - Belgique	3,5	5,1	2,9	31,3	1,5	0,4
France - Allemagne	4,3	12,3	2,1	40,4	1,6	1,7

**Tableau 43. Différentiels de prix de gros journaliers prévisionnels et réalisés, par frontière, sur la période 2021-2023, en valeur absolue**

##### 4.2.1.1.2. Recettes tirées des mécanismes de capacité

Sur la période 2021-2023, le montant des recettes tirées des mécanismes de capacité était en moyenne de 186 M€/an, alors que le TURPE 6 HTB anticipait 82 M€/an. En effet :

- sur le mécanisme de capacité français, l'écart provient majoritairement d'un effet prix significatif en 2022 et dans une moindre mesure en 2021, tandis que le réalisé 2023 est particulièrement faible du fait d'un prix de la capacité très bas et, dans une moindre mesure, de coûts de rééquilibrage de RTE ;
- sur le mécanisme de capacité au Royaume-Uni (RU), les montants réalisés sont globalement en ligne avec les prévisions tarifaires.

En M€ <sub>courants</sub>	2021	2022	2023	Moyenne 2021-2023
<b>Trajectoire TURPE 6 HTB</b>	<b>136,9</b>	<b>54,0</b>	<b>55,3</b>	<b>82,1</b>
<i>Mécanisme de capacité France</i>	123,5	45,3	45,3	71,4
<i>Mécanisme de capacité RU</i>	13,4	8,7	10,0	10,7
<b>Réalisé TURPE 6 HTB</b>	<b>168,6</b>	<b>374,0</b>	<b>15,0</b>	<b>185,9</b>
<i>Mécanisme de capacité France</i>	153,1	364,0	2,6	173,2
<i>Mécanisme de capacité RU</i>	15,5	10,0	12,4	12,6

**Tableau 44. Recettes prévisionnelles et réalisées tirées des mécanismes de capacité en 2021-2023**

#### 4.2.2. 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 présente 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 marchés projetées sur la période tarifaire, ainsi que des hypothèses relatives à la 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 très forte incertitude attachée à cette prévision de recettes d'interconnexion, dans un contexte de forte volatilité des différentiels de prix avec les pays voisins.

En M€ <sub>courants</sub>	2025	2026	2027	2028	Moyenne 2025-2028
Recettes d'interconnexion	1 670	2 093	1 775	1 805	1 836

**Tableau 45. Demande de RTE sur la période du TURPE 7 HTB**

#### 4.2.3. Analyse préliminaire de la CRE

La CRE considère que la méthode d'estimation utilisée par RTE conduit à une évaluation optimiste des recettes d'interconnexion pendant le TURPE 7. La valeur d'option retenue par RTE est justifiée d'un point de vue théorique, mais présente des incertitudes quant au niveau de sa réalisation :

- une part importante des capacités vendues par RTE le sont à une échéance mensuelle ou journalière : la valeur d'option associée reste alors particulièrement incertaine ;
- lors des ventes de capacités aux échéances de long terme, le résultat des enchères montre parfois une valeur d'option faible en fonction des années et des frontières ;
- la modélisation utilisée par RTE se fonde sur la volatilité élevée observée en 2023. Or une baisse de cette volatilité n'est pas à exclure dans les prochaines années, ce qui entraînerait une baisse de la valeur d'option associée. Par ailleurs, le modèle pourrait avoir tendance à surestimer la valeur d'option aux échéances éloignées (2027 et 2028 notamment).

Les incertitudes sur les différentiels de prix de gros de l'électricité entre la France et les pays voisins sur 2025-2028 sont élevées, particulièrement en fin de période tarifaire. Or la prévision de recettes de RTE conduit à un niveau de recettes très élevé, de 7,3 Md€ sur le TURPE 7. Ce chiffre est à comparer à 1,5 Md€ prévus dans le TURPE 6 et à un réalisé TURPE 6 estimé à 7 Md€.

Si le TURPE 7 était établi sur une telle hypothèse, une baisse généralisée des écarts de prix entre pays pourrait créer un défaut de recettes important pour RTE, allant jusqu'à plusieurs milliards d'euros. Conjugué aux investissements prévus très importants de RTE pendant le TURPE 7, un tel défaut de recettes, qui ne serait pour l'essentiel restitué à RTE que pendant le TURPE 8 via le CRCP, pourrait amener des difficultés de financement pour RTE.

Pour ces raisons, la CRE envisage à ce stade de retenir une estimation plus prudente des recettes d'interconnexion, fondée seulement sur la valeur des recettes d'interconnexion liée aux prix prévus sur les marchés à terme. RTE ne s'oppose pas à cette approche prudente. Ces estimations devront être mises à jour lors de la délibération tarifaire TURPE 7 HTB, ce qui pourrait conduire à des variations.

Par ailleurs, la prévision de recettes d'interconnexion de RTE fait l'hypothèse d'une disponibilité maximale (100 %) des interconnexions en courant continu (HVDC). La CRE envisage de retenir une disponibilité de 97,5 % des ouvrages HVDC, cohérente avec des hypothèses classiques sur la maintenance et les avaries sur ces ouvrages.

Sur ces bases, la CRE envisage de retenir la trajectoire de recettes d'interconnexion suivante :

En M€ <sub>courants</sub>	2025	2026	2027	2028	Moyenne 2025-2028
Recettes d'interconnexion	1 415	1 813	1 346	1 097	1 418

**Tableau 46. Recettes d'interconnexion prévisionnelles sur la période du TURPE 7 HTB**

Cela correspond à des recettes pendant le TURPE 7 de 5,7 Md€, au lieu de 7,3 Md€ dans le dossier tarifaire de RTE. Toutes choses égales par ailleurs, cela entraîne une hausse supplémentaire du TURPE 7 HTB d'environ 10 %.

Le scénario présenté à la fin de la partie 4 prend en compte cette trajectoire à 5,7 Md€.

**Question 48** Avez-vous des remarques sur l'analyse préliminaire de la CRE concernant la trajectoire prévisionnelle de recettes d'interconnexion ?

### 4.3. Rémunération des actifs de RTE

#### 4.3.1. Enjeux identifiés par RTE relatifs au financement long terme de ses actifs et à sa structure financière

Le TURPE 7 sera marqué par la très forte augmentation des investissements de RTE, qui triplent entre 2023 et 2028 dans sa demande tarifaire. Par ailleurs, RTE est en train de préparer son schéma décennal de développement du réseau et a d'ores et déjà annoncé un volume d'investissement de l'ordre de 100 Md€ d'ici à 2040, alors que sa base d'actifs régulés était de 16,7 Md€ fin 2023.

Dans ce contexte, RTE réfléchit à adapter sa stratégie de financement. RTE a formulé plusieurs demandes relatives aux modalités de rémunération de son capital (cf. partie 3.2.4), et à la mise en place d'un compte de financement des investissements qui pourrait contribuer à ses besoins en financement en cas de recettes d'interconnexion plus élevées que prévu (cf. partie 3.2.4.5).

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. La CRE ne juge donc pas nécessaire à ce stade de modifier la méthode de calcul du CMPC.

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*, meilleure que celle de la majorité des GRT européens comparables. À moyen 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. Les principaux gestionnaires de réseaux de transport d'électricité européens confrontés à des programmes d'investissements comparables (Royaume-Uni, Pays-Bas, Belgique, Allemagne) ont eu recours récemment à des augmentations de capital.

Dans ce contexte, la CRE sera attentive à l'évolution de la situation financière de RTE, afin 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.

### 4.3.2. Demande de RTE

RTE a présenté dans son dossier une demande de coût moyen pondéré du capital (CMPC) de 5,67 % (nominal avant impôts sur les sociétés), en hausse par rapport au taux en vigueur sur la période TURPE 6 HTB (4,60%, nominal avant impôts sur les sociétés).

RTE demande par ailleurs un taux de 3,06 % (nominal avant impôts sur les sociétés) pour la rémunération des IEC.

Cette demande s'appuie sur les conclusions d'une étude commandée par RTE auprès d'un consultant externe. Plus particulièrement, RTE demande une révision à la hausse du bêta de l'actif, à 0,42, contre 0,37 pour TURPE 6 HTB. RTE justifie cette demande par (i) une étude comparative des bêtas de l'actif de comparables européens régulés réalisée par son consultant<sup>47</sup>, (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.

Par ailleurs, RTE demande de retenir un taux sans risque de la rémunération des capitaux propres distinct de celui utilisé pour le coût de la dette et qui serait fondé exclusivement sur la prise en compte de données économiques de court terme.

### 4.3.3. Synthèse des résultats de l'audit externe de la CRE

La CRE a demandé à un consultant externe de réaliser un audit et une analyse de la demande de rémunération de RTE.

Les travaux menés par le consultant se sont déroulés entre avril et juillet 2024. Le rapport du consultant est publié en même temps que la présente consultation publique. Le consultant recommande un bêta de l'actif de RTE compris entre 0,36 et 0,37 et recommande de différencier les actifs historiques et les nouveaux actifs (cf. partie 3.2.4.2.). Pour les « actifs historiques », l'auditeur recommande une fourchette de CMPC, nominal avant impôts sur les sociétés, comprise entre 3,78 % et 4,01 %. Pour les « nouveaux actifs », l'auditeur recommande une fourchette de CMPC, nominal avant impôts sur les sociétés, comprise entre 6,03 % et 6,26 %.

### 4.3.4. Analyse préliminaire de la CRE

La CRE n'envisage pas de retenir, pour le TURPE 7 HTB, la demande de CMPC de RTE (5,67 %, nominal avant impôts sur les sociétés). La CRE considère notamment à ce stade qu'une hausse de 0,37 à 0,42 du bêta de l'actif n'est pas justifiée par une évolution des risques de l'activité de RTE, d'autant que RTE sollicite également une rémunération additionnelle spécifique pour les actifs de réseau en mer. Par ailleurs, la mise en place d'un taux sans risque spécifique, uniquement sur la base de données de court terme, pour le calcul du coût des capitaux propres n'apparaît pas conforme aux principes économiques. Comme l'explique l'auditeur mandaté par la CRE dans son rapport d'audit de la demande de rémunération de RTE, « *[l]e taux de rémunération de l'opérateur doit refléter les conditions de financement – et en particulier l'exigence de rentabilité attendue des apporteurs de capitaux propres – au moment de l'investissement. Ainsi, le taux de rémunération de l'opérateur doit refléter l'exigence de rentabilité des actifs constitutifs de la BAR dans leur ensemble, à savoir les conditions de financement moyennes de ces actifs, qui sont déterminées au moment de l'investissement dans ces actifs et ne varient plus ensuite* ».

La CRE envisage de faire évoluer la méthode de fixation des taux de rémunération pour prendre en compte la remontée des taux observée depuis 2 ans, comme elle l'a décidé s'agissant des tarifs d'infrastructures gazières<sup>48</sup>. La CRE envisage de retenir la recommandation du consultant d'un taux pondéré entre des taux fondés sur des données de long terme et des données plus récentes.

---

<sup>47</sup> 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.

<sup>48</sup> 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

À ce stade, la CRE envisage de retenir une hypothèse de pondération 70/30 entre anciens et nouveaux actifs en borne basse et de 66/34 correspondant à la demande de RTE en borne haute. Sur ces bases, le CMPC de RTE pour le TURPE 7 serait compris entre 4,6 % et 5,1 % (nominal, avant impôts sur les sociétés). Ces valeurs sont calculées selon les dispositions fiscales applicables à RTE en vigueur à la date de la consultation.

Pour les IEC, la CRE envisage à ce stade une rémunération de comprise entre 2,6 % et 3,1 % (nominal, avant impôts sur les sociétés) hors IEC offshore ainsi qu'une rémunération au CMPC pour les IEC offshore (cf. partie 3.2.4.3.).

**Question 49** Avez-vous des remarques concernant le niveau du CMPC pour la période du TURPE 7 et notamment le niveau du bêta de l'actif et la prise en compte de la hausse des taux d'intérêt sur les marchés ?

## 4.4. Investissements et charges de capital normatives

### 4.4.1. Bilan du TURPE 6

Les dépenses d'investissements réalisées par RTE sur la période 2021-2023 s'élèvent à 1 792 M€/an en moyenne, soit -222 M€/an (-11 %) par rapport à la trajectoire prévisionnelle du TURPE 6 HTB.

En M€ <sub>courants</sub>	2021	2022	2023	Moyenne 2021-2023
Trajectoire TURPE 6 HTB	1 844	2 020	2 178	2 014
Réalisé TURPE 6 HTB	1 578	1 722	2 077	1 792

**Tableau 47. Dépenses d'investissements prévisionnelles et réalisées sur la période 2021-2023**

Le détail des écarts par catégorie d'investissements est présenté dans le tableau ci-dessous. RTE explique ces écarts par :

- des investissements de développement du réseau en mer moins élevés que la prévision (-168 M€/an sur 2021-2023), en raison de décalage de planning à l'initiative des producteurs par rapport aux prévisions de 2020 pour les parcs de l'AO 2 (Yeu-Noirmoutier et Dieppe-Le Tréport) et de l'AO 3 (Dunkerque), ainsi que l'abandon du projet flottant de Groix. La période TURPE 6 a toutefois été marquée par la mise en service des raccordements des quatre parcs de l'AO 1 (Saint-Nazaire, Saint-Brieuc, Fécamp et Courseulles-sur-Mer) ;
- des dépenses moins élevées que prévu pour le raccordement d'utilisateurs (-64 M€/an sur 2021-2023), cet écart est justifié d'après RTE par la dynamique moins importante que prévu lors de l'élaboration du TURPE 6 HTB des créations de nouvelles installations de production et de consommation d'électricité, en particulier en raison de retards dans les révisions des S3REnR ;
- un retard dans l'accélération des dépenses relatives au renouvellement du réseau existant, entraînant un écart moyen de -19 M€/an sur la période 2021-2023. Cet écart est cependant concentré sur 2021 et 2022, et la stratégie industrielle d'accélération mise en place par RTE a permis de dépasser la trajectoire prévue par le TURPE 6 HTB en 2023 pour partiellement rattraper le retard accumulé pour cette catégorie. Les éléments transmis par RTE montrent notamment que le nombre de km de lignes renouvelées est passé d'environ 500 km en 2021 à environ 700 km en 2023 ;
- le retard du lancement des travaux du projet d'interconnexion Golfe de Gascogne entraînant des dépenses inférieures à la prévision retenue dans le TURPE 6 HTB de 12 M€/an en moyenne ;
- des dépenses d'investissements dans les systèmes d'information en faible hausse de 16 M€ (+3,1 %) par rapport au prévisionnel. RTE a procédé à des arbitrages en priorisant certains domaines – notamment le développement de plateformes liées aux échanges transfrontaliers

ou aux marchés de l'équilibrage – par rapport à d'autres projets initialement prévus en début de période ;

- des dépenses d'investissements immobiliers légèrement inférieures de 2 M€ comparativement à la trajectoire sur la même période (-0,9 %), expliqué selon RTE par un retard à l'exécution du programme de réhabilitation des sites régionaux de Groupement Maintenance Réseau (GMR) malgré une revue à la hausse de son coût. L'analyse du retour d'expérience montre que les coûts de ce programme ont été en forte croissance et que la difficulté des travaux à réaliser avait été sous-estimée par RTE.

En M€ <sub>courants</sub>	2021		2022		2023	
	Trajectoire TURPE 6 HTB	Réalisé TURPE 6 HTB	Trajectoire TURPE 6 HTB	Réalisé TURPE 6 HTB	Trajectoire TURPE 6 HTB	Réalisé TURPE 6 HTB
Adaptations et raccordements	469	403	455	419	472	432
Développement du réseau en mer	383	303	560	370	582	349
Interconnexions	80	68	61	56	150	131
Ossature Numérique	199	198	173	188	180	222
Renouvellement	473	397	479	431	548	614
Systèmes d'information	162	155	174	174	167	190
Immobilier et logistique	77	53	117	85	79	139
<b>Total</b>	<b>1 844</b>	<b>1 578</b>	<b>2 020</b>	<b>1 722</b>	<b>2 178</b>	<b>2 077</b>

**Tableau 48. Dépenses d'investissements prévisionnelles et réalisées sur la période 2021-2023 par catégorie d'investissements**

Ces moindres dépenses d'investissements sur la période 2021-2023 devraient être partiellement compensées par l'accélération des dépenses d'investissements sur l'année 2024, dont le montant approuvé dans la délibération portant approbation du programme d'investissements révisé de RTE pour l'année 2024<sup>49</sup> s'élève à 2 502 M€, en hausse de 234 M€ par rapport au montant retenu dans la délibération TURPE 6 HTB. Cet écart s'explique principalement par une accélération des dépenses relatives au renouvellement du réseau (+235 M€ par rapport à la prévision TURPE 6 HTB).

Les charges de capital réalisées par RTE sur la période 2021-2023 s'élèvent à 1 735 M€/an en moyenne, soit -17 M€/an (-1,0 %) par rapport à la trajectoire prévisionnelle du TURPE 6 HTB.

En M€ <sub>courants</sub>	2021			2022			2023		
	Trajectoire TURPE 6	Réalisé TURPE 6	Ecart	Trajectoire TURPE 6	Réalisé TURPE 6	Ecart	Trajectoire TURPE 6	Réalisé TURPE 6	Ecart
Réseaux	1 496	1 480	-1,1 %	1 542	1 531	-0,7 %	1 600	1 651	+3,2 %
Hors réseaux	189	169	-10,6 %	207	180	-12,9 %	224	195	-12,9 %
<b>Total</b>	<b>1 685</b>	<b>1 649</b>	<b>-2,2 %</b>	<b>1 749</b>	<b>1 712</b>	<b>-2,1 %</b>	<b>1 824</b>	<b>1 846</b>	<b>+1,2 %</b>

**Tableau 49. Charges de capital prévisionnelles et réalisées sur la période 2021-2023**

Les charges de capital associées aux investissements réseau ont été supérieures de 8 M€/an en moyenne sur la même période (+0,5 %) alors que les charges de capital associées aux investissements éligibles à la régulation incitative hors réseaux ont été en moyenne inférieures de -25 M€/an (-12,2 %). Une analyse détaillée du bilan des CCN « hors réseaux » est réalisée en partie 3.3.3.1.

<sup>49</sup> Délibération n° 2024-174 du 26 septembre 2024 relative au bilan d'exécution du programme d'investissements 2023 et portant approbation du programme d'investissements 2024 révisé de RTE.

#### 4.4.2. Trajectoire des dépenses d'investissements présentée par RTE

La trajectoire des dépenses d'investissements présentée par RTE pour la période du TURPE 7 est en forte croissance, avec des dépenses prévisionnelles moyennes s'élevant 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 (soit une multiplication par 2,7). Cette hausse des investissements de RTE doit 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.

RTE prévoit les dépenses d'investissements suivantes au cours de la prochaine période tarifaire :

En M€ courants	Réalisé 2023	2025	2026	2027	2028	Moyenne annuelle TURPE 7	Moyenne annuelle 2021-2023
Développement du réseau en mer	349	503	1 015	1 554	2 712	1 446	341
Interconnexions	131	712	671	428	164	494	85
Renouvellement	614	922	1 157	994	1 042	1 029	481
Adaptation du réseau et raccordements	432	634	941	1 433	1 771	1 195	418
Ossature numérique	222	402	429	409	364	401	203
Immobilier et logistique	138	155	148	95	105	126	92
Systèmes d'information	190	215	213	208	203	210	173
<b>Investissements totaux bruts</b>	<b>2 077</b>	<b>3 543</b>	<b>4 574</b>	<b>5 121</b>	<b>6 362</b>	<b>4 900</b>	<b>1 792</b>

Tableau 50. Trajectoires de dépenses d'investissements de RTE sur la période du TURPE 7 HTB

La CRE observe un triplement entre 2023 et 2028, de 2,1 à 6,4 Md€. Le montant annuel d'investissements de RTE devrait se maintenir 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 :

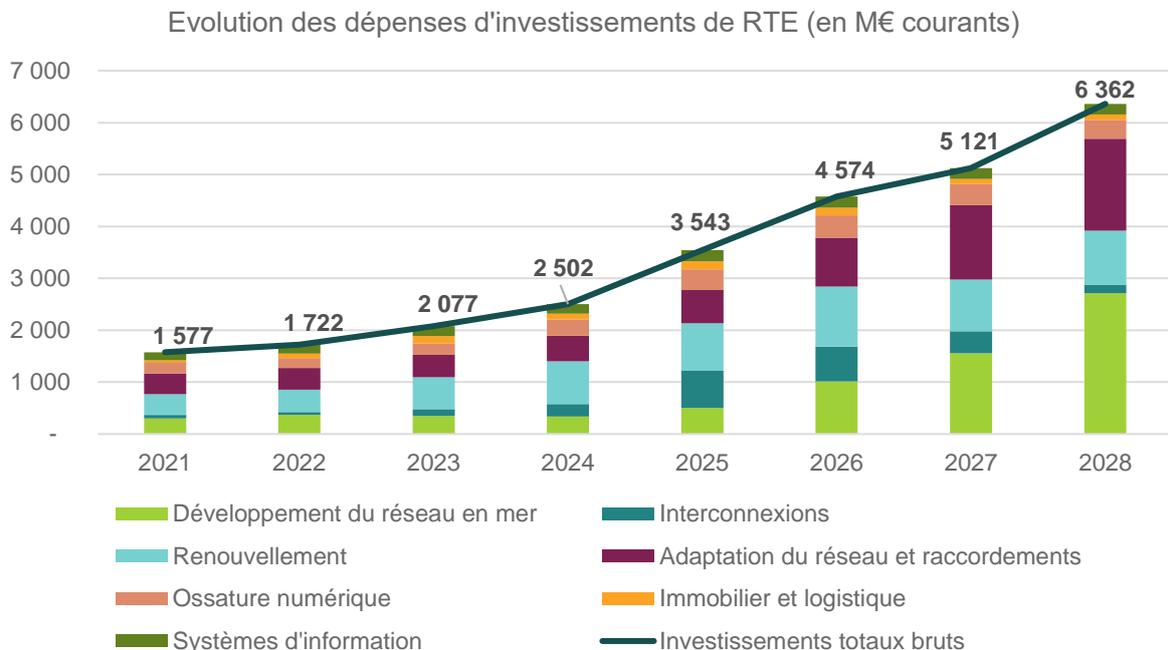


Figure 9. Evolution des dépenses d'investissements de RTE sur la période 2021-2028

Les dépenses d'investissements présentées par RTE prévoient en particulier :

- une forte hausse des dépenses pour le **développement du réseau en mer** (1 446 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 réévaluation à la 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 affichés par le gouvernement au sein 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 (1 029 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, 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<sub>6</sub> (« plan PSEM ») ;
- une hausse des dépenses pour les **interconnexions** (494 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** (1 195 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 terrestres ;
  - 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 (401 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 télécommunications 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 21 % des dépenses pour **les systèmes d'information** (210 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 37 % des dépenses pour **l'immobilier et la logistique** (126 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 et d'hélicoptères.

La trajectoire de dépenses d'investissements prévue par RTE aboutirait à une hausse de la BAR de RTE de 29 % entre le 1<sup>er</sup> janvier 2025 et le 1<sup>er</sup> janvier 2029 (et de 52 % depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2021) :

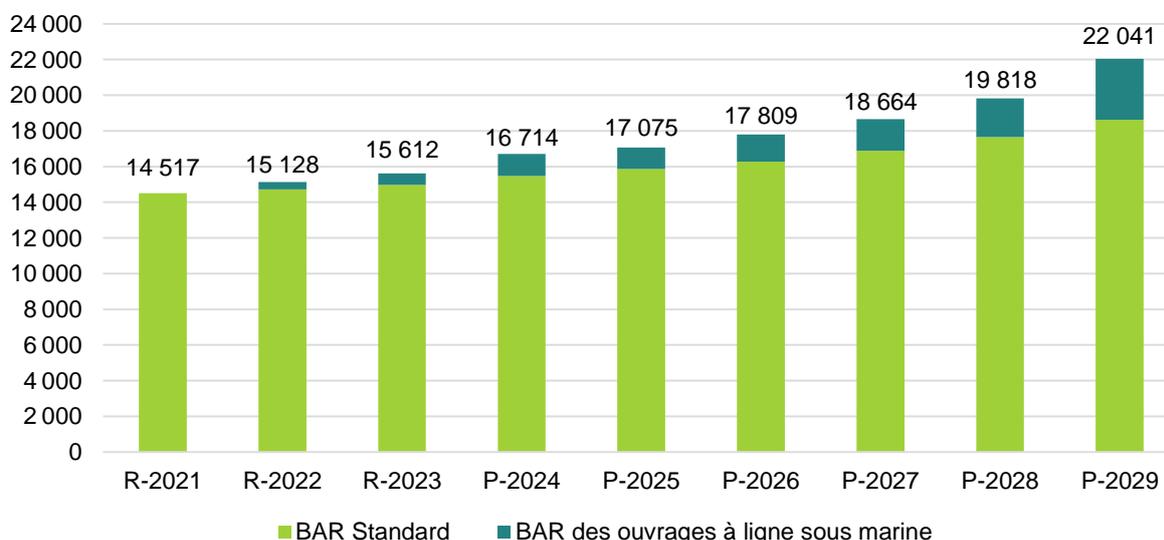


Figure 10. Evolution de la BAR globale de RTE (en M€<sub>courants</sub> au 1<sup>er</sup> janvier de l'année N)

#### 4.4.3. Trajectoire des charges de capital

La trajectoire d'investissements présentée précédemment mène, avec les hypothèses de durée des travaux et d'amortissement de RTE et sur la base de sa demande de rémunération, à la trajectoire de charges de capital normatives suivante :

En M€ <sub>courants</sub>	Réalisé 2023	2025	2026	2027	2028	Moyenne TURPE 7
Trajectoire de BAR de RTE (au 1 <sup>er</sup> janvier de l'année N)	15 612	17 075	17 809	18 664	19 818	18 342
<i>dont BAR « offshore »</i>	-	1 212	1 531	1 779	2 155	1 669
Trajectoire d'IEC de RTE	2 732	3 796	5 331	7 714	9 393	6 559
<i>dont IEC « offshore »</i>	-	1 662	2 687	4 383	5 524	3 564
<b>Demande de CCN de RTE (CMPC de 5,67%) (au 1<sup>er</sup> janvier de l'année N)</b>	1 846	2 390	2 543	2 743	3 001	2 669
<i>dont CCN « hors réseaux » incitées</i>	195	247	263	278	290	270
<i>dont rémunération de la BAR offshore</i>	-	91	110	131	186	130
<i>dont rémunération des IEC offshore au CMPC offshore</i>	-	145	236	330	403	279
<i>dont rémunération des actifs subventionnés</i>	-	30	38	49	64	45
<i>dont initialisation du COFI</i>	-	102	95	88	82	92

Tableau 51. Trajectoire des charges de capital demandées par RTE pour le TURPE 7 HTB

### 4.4.4. Analyse préliminaire de la CRE

La CRE a organisé un atelier le 10 septembre 2024 afin de présenter les trajectoires d'investissements de RTE et de Enedis pour le TURPE 7 ainsi que les analyses préliminaires de la CRE. Ces analyses, enrichies des retours et contributions des participants à l'atelier, sont présentées ci-après.

#### 4.4.4.1. Dépenses d'investissement

L'électrification, indispensable à la transition écologique, a des conséquences fortes sur le réseau de transport d'électricité : hausse des flux d'électricité due à la hausse de la consommation et de la production, accueil de la production renouvelable, notamment des parcs éoliens en mer, accueil de nouveaux consommateurs. À cela s'ajoute le besoin de renouvellement du réseau de RTE, dont l'âge moyen atteint désormais 50 ans.

La CRE considère donc qu'une forte hausse des investissements de RTE est inéluctable.

#### Investissements « réseaux » de RTE

Les dépenses d'investissements « réseaux » envisagées par RTE pour le TURPE 7 s'élèvent à 4,7 Md€/an en moyenne, contre 1,6 Md€/an pour le TURPE 6 HTB. La CRE s'est assurée de la cohérence de ces dépenses prévisionnelles avec les besoins de développement et de renouvellement du réseau.

Pour le réseau en mer, la CRE considère que la hausse de coûts prévisionnels 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, il est 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 conforme aux budgets révisés.

Les dépenses prévisionnelles pour l'adaptation du réseau et le raccordement de nouveaux utilisateurs sont cohérentes avec le développement des énergies renouvelables et l'électrification des usages prévus à ce jour. Il est essentiel que RTE pilote ces investissements avec la plus grande efficacité. En plus de maîtriser le coût de ses projets d'investissements, RTE doit 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 doit permettre de répondre au nouveau besoin lié à la fermeture de la boucle locale cuivre. RTE dispose de différentes solutions pour répondre à ce besoin (cf. partie 3.3.3.3), 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 une augmentation des objectifs de renouvellement des lignes électriques (environ 1000 km/an contre 700 km/an à TURPE 6). Cette hausse a été présentée dans le dernier SDDR 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 devront être mises à jour par RTE dans le cadre du prochain SDDR.

La CRE considère que le TURPE 7 devra inciter RTE à être efficace dans ses dépenses d'investissements. Les investissements pour le renouvellement du réseau de RTE feraient ainsi l'objet d'une régulation incitative spécifique sur les coûts unitaires, décrite dans la partie 3.3.3.2, tandis que les projets dont le coût total est suffisamment élevé feraient l'objet d'une fixation systématique d'un budget cible par la CRE (cf. partie 3.3.2.2). En outre, la CRE envisage d'inciter RTE à mobiliser les flexibilités externes dans le TURPE 7 (cf. partie 3.7). Cet enjeu de maîtrise des dépenses d'investissements a par ailleurs été adressé par RTE dans sa consultation publique sur le prochain SDDR<sup>50</sup> en vue notamment de permettre la priorisation de la trajectoire d'investissements.

Sur la base de ces analyses, la CRE considère que la trajectoire d'investissements « réseaux » de RTE pour le TURPE 7 est pertinente. La CRE envisage uniquement un ajustement mineur sur les hypothèses d'inflation de RTE, en cohérence avec les hypothèses d'inflation retenues pour les charges d'exploitation (cf. partie 3.3.1.2.2). Cet ajustement représente un écart de -0,7 % pour la borne basse

---

<sup>50</sup> [Consultation publique de RTE relative au prochain SDDR.](#)

de cette trajectoire. La trajectoire présentée par RTE, qui constitue la borne haute de la trajectoire d'investissements « réseaux », est présentée dans le tableau ci-après :

En M€ courants	Réalisé 2023	2025	2026	2027	2028	Moyenne TURPE 7
Développement du réseau en mer	349	503	1 015	1 554	2 712	1 446
Interconnexions	131	712	671	428	164	494
Renouvellement du réseau	614	922	1 157	994	1 042	1 029
Adaptation du réseau et raccordements	432	634	941	1433	1 771	1 195
Ossature numérique	222	402	429	409	364	401
<b>Investissements totaux bruts</b>	<b>1 748</b>	<b>3 173</b>	<b>4 213</b>	<b>4 818</b>	<b>6 054</b>	<b>4 566</b>

**Tableau 52. Investissements « réseaux » prévus par RTE pour le TURPE 7 HTB**

**Question 50** Avez-vous des remarques sur la trajectoire d'investissements « réseaux » envisagée pour le TURPE 7 HTB ?

### Investissements « hors réseaux » de RTE

Les investissements relatifs aux systèmes d'information, à l'immobilier et à la logistique, dits « hors réseaux », font l'objet en grande majorité d'une régulation incitative spécifique dans le TURE 6 HTB. La CRE prévoit de faire évoluer cette régulation incitative pour le TURPE 7 (cf. partie 3.3.3.1). La définition de la trajectoire dans le TURPE 7 a donc des conséquences financières directes pour RTE et les utilisateurs des réseaux.

La CRE considère 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.

Pour le TURPE 7, la demande de RTE pour les investissements « hors réseaux », présentée dans le tableau ci-dessous, est en hausse de 27 % par rapport au réalisé de la période 2021-2023.

En M€ courants	Réalisé 2023	2025	2026	2027	2028	Moyenne TURPE 7
Systèmes d'information	190,2	214,7	213,4	207,8	203,2	209,8
Immobilier	105,4	111,5	90,9	59,8	70,3	83,1
Logistique	33,1	43,4	57,1	35,1	35,1	42,7
<b>Investissement « hors réseaux » totaux</b>	<b>328,6</b>	<b>369,6</b>	<b>361,3</b>	<b>302,8</b>	<b>308,6</b>	<b>335,6</b>

**Tableau 53. Trajectoire des investissements « hors réseaux » prévus par RTE pour le TURPE 7 HTB**

La CRE considère que ces trajectoires représentent la borne haute.

L'auditeur mandaté par la CRE a analysé conjointement les charges d'exploitation et les dépenses d'investissements prévues par RTE pour le TURPE 7.

#### Ajustements envisagés par la CRE sur les dépenses d'investissements SI

L'auditeur a constaté que seule une part minoritaire des dépenses d'investissements SI de RTE était justifiée par la réalisation de projets clairement identifiés. Le reste de la demande de RTE est constitué d'enveloppes par domaines, qui seront allouées sur des projets précis au cours de la période tarifaire. RTE indique en effet ne pas être en mesure d'identifier précisément l'intégralité des projets qui pourront être lancés au cours de la prochaine période tarifaire. Cette incertitude conduit par ailleurs RTE à solliciter une suppression de la régulation incitative. Cette demande est traitée au paragraphe 3.3.3.1.

L'auditeur estime que ces éléments sont insuffisants pour justifier une hausse significative des investissements SI et recommande une trajectoire plus basse que celle de RTE.

La CRE partage l'analyse de l'auditeur quant à la nécessité de justification de toute hausse par rapport au réalisé de la période précédente, mais elle envisage de retenir une autre méthode.

Au vu du foisonnement de projets SI, l'historique récent est une référence pertinente pour définir une telle borne basse. La CRE constate néanmoins que quatre projets structurants, du fait de leur ampleur et des montants d'investissements, ont été menés par RTE pendant la période TURPE 6. Ces quatre projets représentent globalement un tiers des dépenses de la période 2021-2023 :

- projet STANWAY lié à la refonte du système de conduite du réseau ;
- projet PLASMA de renouvellement de l'outil de surveillance des matériels ;
- projet INUIT de rénovation des réseaux télécoms de RTE ;
- projet S4us de refonte du système ERP.

Ces projets sont terminés ou bien avancés. Le seul projet pour lequel des dépenses significatives sont prévues pendant le TURPE 7 est le projet S4us. La CRE envisage donc à ce stade de retenir une trajectoire reposant sur :

- l'historique récent de 2021-2023, à l'exception des quatre projets mentionnés précédemment ;
- les prévisions de dépenses de RTE pour ces quatre projets pour la période TURPE 7.

Comme pour les autres trajectoires, la CRE envisage de corriger les hypothèses d'inflation de RTE.

En raison de la fin progressive des projets d'ampleur susmentionnés menés au cours du TURPE 6, cette trajectoire conduit à un ajustement à la baisse de 30 % par rapport à la demande moyenne de RTE sur sa trajectoire de dépenses d'investissements pour les SI :

En M€ <sub>courants</sub>	Moyenne 2021-2023	2025	2026	2027	2028	Moyenne TURPE 7
Demande RTE		214,7	213,4	207,8	203,2	209,8
Réalisé	173,0					
<i>dont projets exceptionnels</i>	<i>61,6</i>					
<i>dont projets courants</i>	<i>111,5</i>					
Trajectoire projets exceptionnels		45,7	28,0	9,1	0	20,7
Trajectoire projets SI courants		122,3	124,5	126,8	129,1	125,7
<b>Trajectoire ajustée SI</b>		<b>168,0</b>	<b>152,5</b>	<b>135,9</b>	<b>129,1</b>	<b>146,4</b>

**Tableau 54. Trajectoire envisagée par la CRE pour les investissements SI pour le TURPE 7 HTB**

### Ajustements envisagés par la CRE sur les dépenses d'investissements immobiliers

Concernant les dépenses d'investissements immobiliers, l'auditeur recommande principalement de requalifier certaines dépenses de charges d'exploitation prévisionnelles en dépenses d'investissements.

La CRE envisage à ce stade de retenir un ajustement complémentaire 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 et envisage en conséquence un retraitement de 49,2 M€ dont la plus grande partie (36,2 M€) était prévue en 2028. La trajectoire envisagée par la CRE est en baisse de 14 % par rapport à la demande de RTE concernant les dépenses d'investissements pour l'immobilier pour le TURPE 7 (hors projets de Lille et Marseille, qui font l'objet d'un cadre de régulation spécifique) :

En M€ <sub>courants</sub>	2025	2026	2027	2028	Moyenne TURPE 7
Demande RTE	111,5	90,9	59,8	70,3	83,1
<i>dont phase 1 de la réhabilitation/construction GMR/GdP</i>	22,4	32,0	20,0	0,0	18,6
<i>dont phase 2 de la réhabilitation/construction GMR/GdP</i>	0,8	2,4	9,9	36,4	12,4
<i>dont projets Lille et Marseille</i>	38,4	2,7	0	0,0	10,3
<i>dont autres projets</i>	49,8	53,7	30,0	33,9	41,8
<b>Trajectoire ajustée immobilier</b>	<b>110,0</b>	<b>87,9</b>	<b>50,7</b>	<b>43,3</b>	<b>73,0</b>
<i>dont projets Lille et Marseille</i>	38,1	2,7	0	0,0	10,2

**Tableau 55. Trajectoire envisagée par la CRE pour les investissements immobiliers pour le TURPE 7 HTB**

#### Ajustements envisagés par la CRE sur les dépenses d'investissements de logistique

L'auditeur n'a pas retenu d'ajustement sur les dépenses d'investissements de logistique de RTE hormis la correction de l'hypothèse d'inflation de RTE. La CRE considère que la trajectoire demandée par RTE concernant la logistique et notamment sur le poste relatif aux véhicules légers est cohérente avec les besoins identifiés. La CRE envisage à ce stade de retenir la correction de l'hypothèse d'inflation de RTE sur cette trajectoire (-1,2 M€) :

En M€ <sub>courants</sub>	Réalisé 2023	2025	2026	2027	2028	Moyenne TURPE 7
<b>Trajectoire ajustée logistique</b>	<b>33,1</b>	<b>43,1</b>	<b>56,7</b>	<b>34,9</b>	<b>34,8</b>	<b>42,4</b>
<i>dont véhicules légers</i>	7,0	6,6	7,2	7,3	7,4	7,1

**Tableau 56. Trajectoire envisagée par la CRE pour les investissements pour la logistique et les véhicules légers pour le TURPE 7 HTB**

#### 4.4.4.2. Charges de capital normatives

La trajectoire de CCN est issue de la trajectoire des dépenses d'investissements « réseaux » et « hors réseaux », auxquelles s'applique la rémunération du capital. Comme présenté dans la partie 3.2.4, la CRE envisage plusieurs évolutions du cadre de rémunération des actifs de RTE pour le TURPE 7. Elle envisage également de fixer le niveau de la rémunération du capital de RTE à l'intérieur d'une fourchette de 4,6 à 5,1 % (voir partie 4.3). Par conséquent, la CRE considère à ce stade que le niveau des charges de capital normatives de RTE pourrait être compris entre :

- une « borne basse » intégrant une rémunération de la BAR au CMPC le plus bas envisagé par la CRE (soit un taux de 4,6 % nominal avant impôts sur les sociétés), la rémunération IEC des raccordements de parcs éoliens en mer au CMPC, l'hypothèse d'inflation prévisionnelle envisagée par la CRE et les ajustements de la CRE concernant les dépenses d'investissements « hors réseaux » ;
- une « borne haute » intégrant une rémunération de la BAR au CMPC le plus haut envisagé par la CRE (soit un taux de 5,1 % nominal avant impôts sur les sociétés), la rémunération des IEC des raccordements de parcs éoliens en mer au CMPC, une rémunération additionnelle des raccordements de parcs éoliens en mer de 1 %, une rémunération des actifs subventionnés à hauteur de 2 % ainsi que la trajectoire d'investissements demandée par RTE.

À titre purement illustratif, la consultation publique présente des grilles tarifaires élaborées en utilisant la moyenne de la borne haute et basse :

En M€ <sub>courants</sub>	Réalisé 2023	2025	2026	2027	2028	Total TURPE 7
Borne basse	1 846	1 912	1 982	2 119	2 292	8 305

Borne haute		2 092	2 192	2 376	2 600	9 261
-------------	--	-------	-------	-------	-------	-------

Tableau 57. Trajectoire des charges de capital normatives de RTE en borne basse et borne haute

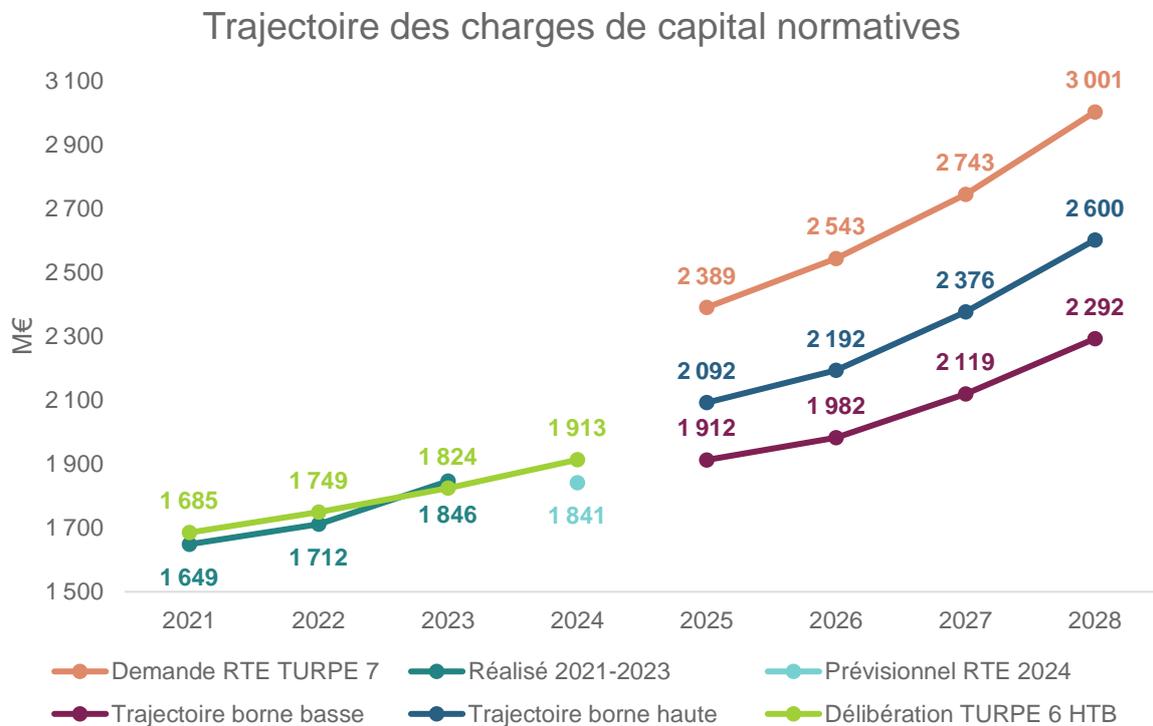


Figure 11. Trajectoire des charges de capital normatives de RTE (M€courants)

#### 4.5. CRCP prévisionnel au 1<sup>er</sup> janvier 2025

Le solde définitif du CRCP de la période TURPE 6 sera établi par la CRE en début d'année 2025.

Le solde prévisionnel du CRCP de fin de période TURPE 6 pris en compte dans la présente consultation publique est égal au montant du CRCP au 1<sup>er</sup> janvier 2024, auquel s'ajoute la meilleure estimation du CRCP de l'année 2024.

Dans son dossier tarifaire de juin 2024, RTE estime le solde du CRCP au 1<sup>er</sup> janvier 2025 à +19,2 M€ à restituer à l'opérateur. Ce solde est la somme des éléments suivants :

- le reliquat de CRCP au 1<sup>er</sup> janvier 2024 actualisé, soit +201,4 M€<sub>2024</sub> ;
- le CRCP estimé pour 2024, soit -182,6 M€<sub>2024</sub>, à restituer aux utilisateurs de réseau ;
- l'actualisation au taux sans risque (1,7 %) soit +0,3 M€.

RTE a fourni à la CRE, en septembre 2024, une nouvelle estimation du solde prévisionnel du CRCP au 1<sup>er</sup> janvier 2025. Le nouveau montant estimé est de +430,4 M€<sub>2025</sub>, soit une hausse de 411,2 M€ par rapport à la prévision initiale. L'écart est dû principalement aux moindres recettes tarifaires en raison du décalage de l'évolution annuelle du TURPE 6 d'août à novembre 2024 (+77 M€), à des recettes d'interconnexion moins élevées que prévu (+88 M€), des coûts des réserves d'équilibrage plus élevés (+246 M€) en particulier liés à la hausse du coût de la réserve secondaire (+150 M€).

Le CRCP au 1<sup>er</sup> janvier 2025 estimé par la CRE s'élève à ce stade à +368,4 M€<sub>2025</sub>. Ce solde est la somme des éléments suivants :

- le solde définitif du CRCP au 1<sup>er</sup> janvier 2024, soit +201,4 M€<sub>2024</sub> ;

- le CRCP estimé par la CRE pour 2024 (soit +160,8 M€). L'écart entre la demande de RTE et le niveau envisagé par la CRE à ce stade (62 M€) s'explique principalement par :
  - la non-prise en compte des créances irrécouvrables des responsables d'équilibre pour lesquels la faillite n'a pas été prononcée ;
  - une révision à la baisse des montants d'accords en amont du J-1 pour le maintien sur le réseau d'un groupe pour la gestion des tensions hautes en 2023 ;
- l'actualisation au taux sans risque (1,7 %), soit +6,2 M€.

La CRE envisage de reconduire la méthode d'apurement du CRCP retenue pour le TURPE 6 HTB. Le solde du CRCP de sortie du TURPE 6 HTB, actualisé au taux sans risque du TURPE 7 HTB, serait apuré au travers d'annuités constantes sur la période de quatre ans du TURPE 7 HTB, soit un montant d'environ 88 M€ venant s'ajouter aux charges à couvrir.

La CRE retiendra pour le calcul du CRCP au 1<sup>er</sup> janvier 2025 la vision la plus actualisée des différentes charges et recettes en 2024.

**Question 51** Avez-vous des remarques concernant le solde prévisionnel du CRCP au 1<sup>er</sup> janvier 2025 ?

## 4.6. Charges à couvrir prévisionnelles

### 4.6.1. Demande de RTE

Le tableau ci-dessous synthétise le revenu autorisé demandé par RTE sur la période du TURPE 7 HTB, mis à jour en ce qui concerne l'apurement du CRCP de TURPE 6.

En M€ <sub>courants</sub>	2024	2025	2026	2027	2028
Achats liés à l'exploitation du système électrique		1 671	1 732	1 702	1 762
Charges nettes d'exploitation hors achats liés à l'exploitation du système électrique		2 488	2 564	2 659	2 770
Charges de capital normatives		2 288	2 448	2 655	2 919
Recettes d'interconnexion		-1 670	-2 093	-1 775	-1 805
COFI <sup>51</sup>		102	95	88	82
Apurement CRCP de TURPE 6		117	117	117	117
<b>Revenu autorisé</b>	<b>4 243*</b>	<b>4 996</b>	<b>4 862</b>	<b>5 445</b>	<b>5 844</b>
<i>Evolution annuelle</i>		+18 %	-3 %	+12 %	+7 %

\* prévisionnel

**Tableau 58. Revenu autorisé demandé par RTE pour le TURPE 7 HTB**

### 4.6.2. Analyse préliminaire de la CRE

La CRE s'appuie sur les rapports d'audit sur les charges d'exploitation de RTE et sur le taux de rémunération de son capital, ainsi que sur ses propres analyses concernant les paramètres de rémunération, les demandes de modification du cadre tarifaire et les achats liés à l'exploitation du système électrique.

Dans les tableaux suivants, la CRE présente, à titre purement illustratif, un scénario fondé sur les valeurs centrales des bornes hautes et basses qu'elle a présentées précédemment :

<sup>51</sup> Cf. partie 3.2.4.5.

- s'agissant des achats liés à l'exploitation du système électrique, le scénario illustratif est la moyenne entre :
  - pour la borne haute, la trajectoire demandée par RTE présentée en 4.1.1.2. ;
  - pour la borne basse, la trajectoire ajustée par la CRE présentée en 4.1.1.3. ;
- s'agissant des charges nettes d'exploitation hors achats liés à l'exploitation du système électrique, le scénario illustratif est la moyenne entre :
  - pour la borne haute, la trajectoire demandée par RTE présentée en 4.1.2.2. ;
  - pour la borne basse, la trajectoire ajustée par l'auditeur présentée en 4.1.2.4. ;
- s'agissant des charges de capital normatives, le scénario illustratif est la moyenne entre :
  - pour la borne haute, une rémunération de la BAR à un CMPC égal à 5,1 %, une rémunération à CMPC bonifié d'un point pour les IEC et la BAR des raccordements en mer, une rémunération à 2 % pour les actifs subventionnés ainsi que la trajectoire d'investissements présentée par RTE ;
  - pour la borne basse, une rémunération de la BAR à un CMPC égal à 4,6 %, une rémunération des IEC des raccordements en mer au CMPC, ainsi que la trajectoire d'investissements corrigée de l'inflation et ajustée à la baisse pour les investissements « hors réseaux » ;
- s'agissant des recettes d'interconnexion, une trajectoire prudente, détaillée en 4.2.3. ;
- s'agissant du COFI, une trajectoire nulle, seules les recettes d'interconnexion supérieures à la trajectoire prévisionnelle y étant affectées ;
- s'agissant de l'apurement du CRCP, une trajectoire légèrement ajustée, détaillée en 4.5 ;
- un apurement du CRCP estimé de sortie du TURPE 6 lissé sur toute la période.

En M€ <sub>courants</sub>	2024	2025	2026	2027	2028
Charges liées à l'exploitation du système électrique		1 574	1 616	1 563	1 595
Charges nettes d'exploitation hors achats liés à l'exploitation du système électrique		2 416	2 474	2 547	2 631
Charges de capital normatives		2 002	2 087	2 248	2 446
Recettes d'interconnexion		-1 415	-1 813	-1 346	-1 097
COFI		-	-	-	-
Apurement CRCP		100	100	100	100
<b>Charges à couvrir illustratives</b>	<b>4 243*</b>	<b>4 678</b>	<b>4 464</b>	<b>5 112</b>	<b>5 676</b>
<i>Evolution annuelle</i>		+10 %	-5 %	+14 %	+11 %

**Tableau 59. Revenu autorisé dans le scénario purement illustratif**

Ce scénario purement illustratif conduit à une évolution des charges à couvrir de +10 % en 2025 par rapport à 2024, suivie d'une évolution annuelle moyenne égale à l'inflation +5,2 %, soit +21 % entre 2025 et 2028. La baisse observée entre 2024 et 2025 est due à d'importantes recettes d'interconnexion prévisionnelles.

**Question 52 Avez-vous des remarques sur l'analyse préliminaire de la CRE concernant le niveau des charges à couvrir pour le TURPE 7 HTB ?**

## 4.7. Hypothèses d'évolution des soutirages et des injections

### 4.7.1. Bilan de la période TURPE 6

Le TURPE 6 HTB prévoyait sur la période 2021-2024 une baisse des soutirages de 0,6 % par an ainsi qu'une stabilité des puissances souscrites, à hauteur de 90,6 GW.

L'énergie soutirée sur le RPT a été supérieure à la trajectoire en 2021, en raison d'une conjoncture économique plus favorable et d'une production renouvelable raccordée en distribution inférieure à la prévision. À partir de 2023, le niveau des soutirages distributeurs est très inférieur à la trajectoire, en raison de la hausse des prix de l'électricité et des efforts de sobriété.

Les puissances souscrites ont été inférieures à la trajectoire pendant tout le TURPE 6, en raison d'une prévision trop élevée pour les puissances souscrites des GRD.

	2021	2022	2023	2024 *
<b>Energie soutirée sur le RPT (TWh)</b>				
Trajectoire TURPE 6 HTB	400,1	399,3	398,9	399
Réalisé/estimé (corrige de l'aléa climatique)	406,7	399,6	378,6	380,5
<b>Puissances souscrites (GW)</b>				
Trajectoire TURPE 6 HTB	90,6	90,6	90,6	90,6
Réalisé/estimé	87,6	88,3	86,3	87,2
<b>Energie injectée sur le RPT (TWh)</b>				
Trajectoire TURPE 6 HTB	489,9	491,0	496,0	501,8
Réalisé/estimé	464,9	386,3	431,6	468,9

\* prévisionnel

**Tableau 60. Energie soutirée (corrige de l'aléa climatique) et puissances souscrites sur le RPT au cours du TURPE 6 HTB**

### 4.7.2. Evolutions prévues par RTE sur la période du TURPE 7 HTB

RTE a établi un scénario d'évolution des soutirages et des injections à partir des conclusions de son Bilan prévisionnel 2023<sup>52</sup>.

#### 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 (+16,5 TWh sur la période) ;
- le développement de *datacenters* (+6,5 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.

A la demande de la CRE, RTE a fourni une trajectoire alternative de prévisions de soutirage pour ses clients GRD reposant sur cette hypothèse conservatrice. Cette nouvelle trajectoire correspond à une

<sup>52</sup> [Bilan prévisionnel 2023-2035, RTE](#)

croissance de +33 TWh en 2028 par rapport au réalisé 2023 corrigé de l'aléa climatique, contre +44 TWh dans la demande tarifaire initiale de RTE.

Dans cette variante, la trajectoire d'évolution du volume soutiré de RTE pour le TURPE 7 est la suivante :

En TWh	Réalisé 2023	2025	2026	2027	2028	Moyenne TURPE 7
Total soutirages	378,6	375,2 -1 %*	384,8 +3 %	398,8 +4 %	411,2 +3 %	392,5 +3 %
<i>Dont GRD</i>	315,7	302,8 -4 %*	302,8 0 %	302,8 0 %	302,8 0 %	302,8 0 %
<i>Dont clients directs</i>	62,9	72,4 +15 %*	82,0 +13 %	96,0 +17 %	108,4 +13 %	89,7 +14 %

\* Comparaison par rapport au réalisé de l'année 2023, corrigé de l'aléa climatique

**Tableau 61. Trajectoire prévisionnelle des soutirages d'énergie 2025-2028 sur le RPT, élaborée sur la base des prévisions d'Enedis pour les soutirages de distributeurs (source RTE)**

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 (*data centers*, électrolyseurs).

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 %
<i>Dont GRD</i>	72,0	72,3 0 %*	72,3 0 %	72,3 0 %	72,3 0 %	72,3 0 %
<i>Dont clients directs</i>	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 62. 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<sup>53</sup> de 2 % par an en moyenne pour la période du TURPE 7 HTB (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 distributeurs, RTE anticipe une progression de 11 % entre 2023 et 2025 puis une croissance en moyenne de 2 % par an pendant la période TURPE 7 HTB. 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.

<sup>53</sup> 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.

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 de la période du TURPE 7 HTB. 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.

En TWh	2025	2026	2027	2028	Moyenne TURPE 7
<b>Injections totales</b>	<b>481,6</b>	<b>500,8</b>	<b>508,2</b>	<b>514,7</b>	<b>501,3</b>
	<b>+12 %*</b>	<b>+4 %</b>	<b>+1 %</b>	<b>+1 %</b>	<b>+2 %</b>
Dont injections soumises à la composante d'injection (HTB 3 et HTB 2)	431,1	446,2	450,0	452,3	444,9
	+11 %*	+4 %	+1 %	+1 %	+2 %
<i>dont injections producteurs</i>	425,6	440,1	443,1	444,6	438,4
	+11 %*	+3 %	+1 %	0 %	+1 %
<i>dont injections distributeurs</i>	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)	50,5	54,5	58,3	62,3	56,4
	+16 %*	+8 %	+7 %	+7 %	+7 %
<i>dont injections producteurs</i>	23,9	24,6	24,7	24,8	24,5
	+17 %*	+3 %	+1 %	0 %	+1 %
<i>dont injections distributeurs</i>	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 63. Trajectoire prévisionnelle des injections sur le RPT 2025-2028 (source RTE)**

#### 4.7.3. Analyse préliminaire de la CRE

Les recettes tarifaires de RTE sont à 100 % au CRCP. RTE est donc protégé 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.

La CRE constate que la variante conservatrice produite par de RTE sur la base des prévisions d'Enedis constitue une vision prudente du niveau de consommation et notamment sur la reprise industrielle et la dynamique d'électrification. La CRE considère ces nouvelles prévisions cohérentes, à la fois avec les dernières valeurs constatées et avec les évolutions en cours du système électrique et des nouveaux usages, prenant en compte les différents 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, les trajectoires retenues sont cohérentes avec les demandes de raccordements de nouveaux clients.

Par ailleurs, la CRE observe au premier semestre 2024 une croissance de 9 % de la consommation des clients directement raccordés au réseau public de transport par rapport au premier semestre 2023. C'est un signe positif au regard de la croissance prévue par RTE sur le TURPE 7.

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 envisage à ce stade de retenir la trajectoire alternative et demande à RTE de procéder à une mise à jour en décembre, lorsque le réalisé de l'année 2024 sera mieux connu, en coordination avec Enedis, les prévisions des consommations ayant des impacts forts sur les trajectoires tarifaires.

**Question 53** Avez-vous des remarques concernant les trajectoires de soutirage et d'injection envisagées par la CRE pour la période TURPE 7 ?

#### 4.8. 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 (ci-après « LTECV »), introduit le principe d'une réduction de la facture de transport d'électricité pour certaines catégories de consommateurs.

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 ».

Dans son dossier tarifaire, RTE estime les moindres recettes associées à l'abattement à destination des consommateurs électro-intensifs pendant le TURPE 7 HTB en se fondant notamment sur les montants d'abattement constatés au cours du TURPE 6 HTB. Cette trajectoire est en forte croissance en raison de la hausse de la consommation industrielle électro-intensive, notamment les *data centers* et la production d'hydrogène par électrolyse. En cohérence avec les trajectoires retenues pour la consommation, la CRE envisage de ne pas procéder à un ajustement de ces trajectoires.

En M€ <sub>courants</sub>	Réalisé 2023	2025	2026	2027	2028
Abattement à destination des consommateurs électro-intensifs	219	287	329	401	466

**Tableau 64. Estimation par RTE du montant de l'abattement à destination des consommateurs électro-intensifs<sup>65</sup>**

#### 4.9. Revenu autorisé lissé et évolution tarifaire

Pour calculer l'évolution tarifaire au 1<sup>er</sup> août 2025 et les évolutions annuelles suivantes, la CRE étudie plusieurs options, notamment celle d'un lissage de l'évolution du revenu autorisé prévisionnel des opérateurs. Ce lissage n'a pas d'impact 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.

##### 4.9.1. Demande de RTE

RTE n'a pas formulé de demande particulière quant à la formule d'évolution tarifaire.

Dans le cas d'une marche initiale au 1<sup>er</sup> août 2025 suivie d'une évolution à l'inflation, la hausse demandée par RTE s'élèverait à environ +12 % au 1<sup>er</sup> août 2025 (y compris +1,8% d'inflation). Dans l'hypothèse d'une évolution régulière du tarif sur les quatre années de TURPE 7, la demande de RTE conduirait à une hausse initiale d'environ +6 % au 1<sup>er</sup> août 2025 (y compris +1,8% d'inflation), suivie d'une évolution annuelle égale à environ +4,5 % en plus de l'inflation.

##### 4.9.2. Analyse préliminaire de la CRE

Dans le cadre du scénario élaboré à titre purement illustratif pour la présente consultation publique (cf. partie 4.6.2), plusieurs méthodes de hausse initiale et d'évolutions annuelles ultérieures sont possibles. De manière générale, un lissage des évolutions annuelles est nécessaire pour éviter des évolutions

importantes du tarif dans des sens opposés d'une année sur l'autre. Ce lissage du revenu autorisé n'a pas d'impact sur les charges recouvrées par RTE au global sur la durée du tarif.

Les niveaux de hausse présentés ci-après sont construits sur la base de la grille tarifaire applicable du 1<sup>er</sup> novembre 2024 au 30 juillet 2025, et du scénario purement illustratif décrit précédemment.

**Option 1 : marche tarifaire au 1<sup>er</sup> août 2025, suivie d'une évolution annuelle « IPC + k »**

Dans une option de lissage de forme « marche, puis inflation », l'évolution de la grille tarifaire serait de :

- environ 10 % au 1<sup>er</sup> août 2025 (incluant une inflation de +1,8 %) ;
- suivi d'une évolution annuelle égale à l'inflation constatée, soit une prévision de + 1,80 % en 2026, +1,80 % en 2027, +1,80 % en 2028.

En M€ courants	2025	2026	2027	2028
Revenu autorisé illustratif	4 678	4 464	5 112	5 676
Terme de lissage TURPE 7	-57	487	-20	-437
Revenu autorisé illustratif lissé	4 620	4 951	5 092	5 239

**Tableau 65. Revenu autorisé lissé avec une évolution en marche au 1<sup>er</sup> août 2025**

**Option 2 : lissage en 4 évolutions identiques**

Dans une option de lissage de forme « 4 évolutions identiques », l'évolution de la grille tarifaire serait de :

- environ 5 % au 1<sup>er</sup> août 2025 (incluant une inflation de +1,8 %) ;
- suivi d'une évolution annuelle égale à environ 3,5 % + inflation constatée, soit une prévision d'environ 5 % en 2025, 2026 et 2027 (avec une hypothèse d'inflation de 1,8%/an).

En M€ courants	2025	2026	2027	2028
Revenu autorisé illustratif	4 678	4 464	5 112	5 676
Terme de lissage TURPE 7	-140	350	8	-229
Revenu autorisé illustratif lissé	4 538	4 814	5 120	5 448

**Tableau 66. Revenu autorisé lissé avec une évolution lissée à chaque 1<sup>er</sup> août de la période TURPE 7**

**Question 54** Avez-vous des remarques concernant les options d'évolution tarifaire, sous forme de marche tarifaire ou de lissage, envisagées par la CRE pour le TURPE 7 HTB ?

## 5. Structure tarifaire

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 (tarifs dits « TURPE 7 »). La CRE a mené une consultation publique en décembre 2023<sup>54</sup> présentant ses analyses sur la structure de ces tarifs et les premières évolutions qu'elle envisageait à date. 47 réponses ont été reçues dans le cadre de la consultation publique, et sont publiées concomitamment à cette consultation publique, le cas échéant dans une version occultant les éléments confidentiels, sur le site de la CRE.

La CRE a également organisé un atelier le 31 janvier 2024 pour présenter ses orientations en matière de structure tarifaire, et recueillir des réactions additionnelles de la part des participants.

<sup>54</sup> 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 ».

## 5.1. Contexte et enjeux

### 5.1.1. Une transformation du système énergétique qui impliquera une adaptation des réseaux et une mobilisation des flexibilités pour réduire la pointe

#### 5.1.1.1. 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 ;
- 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 maîtriser 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'...). Dans son rapport sur l'avenir des infrastructures gazières<sup>55</sup>, la CRE a choisi comme scénario médian le scénario S3 de l'ADEME<sup>56</sup> qui prévoit une baisse de 70 TWh de consommation de gaz naturel dans le secteur résidentiel entre 2020 et 2030 (168 TWh en 2020 à 97 TWh en 2030). Cette consommation d'énergie fossile sera dans la majorité des cas substituée par des dispositifs électriques avec une meilleure efficacité énergétique, tels que les pompes à chaleur.

L'électrification des usages conduira à une hausse de l'énergie consommée estimée 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. La limitation de cette pointe, notamment par les signaux tarifaires, est un enjeu majeur pour la prochaine période afin, d'une part, de limiter les contraintes pour le système et, d'autre part, de réduire l'activation de moyens de production de pointe coûteux pour les utilisateurs et plus émetteur en CO<sub>2</sub>.

#### 5.1.1.2. 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 notamment une augmentation de 86 % des installations d'autoconsommation individuelles entre le troisième trimestre 2022 et le deuxième trimestre 2023.

Ces usages peuvent entraîner, dans l'hypothèse d'un développement important, des modifications de la typologie 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 pointes de consommation, notamment par une implication plus importante des utilisateurs à consommer au meilleur moment, pourrait permettre d'optimiser le dimensionnement des réseaux.

<sup>55</sup> Rapport de la CRE, Avenir des infrastructures gazières aux horizons 2030 et 2050, dans un contexte d'atteinte de la neutralité carbone.

<sup>56</sup> Rapport de l'ADEME « Transitions 2050 ».

### 5.1.2. L'accélération du développement de la production EnR

Au cours des dernières années, le développement des parcs de production éoliens et photovoltaïques 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 ou accélération du rythme de déploiement du parc éolien terrestre (entre +0,7 et + 1,5 GW par an selon les scénarios), montée en puissance des capacités d'éolien en mer (entre 7 et 18 GW de capacité installée en 2035).

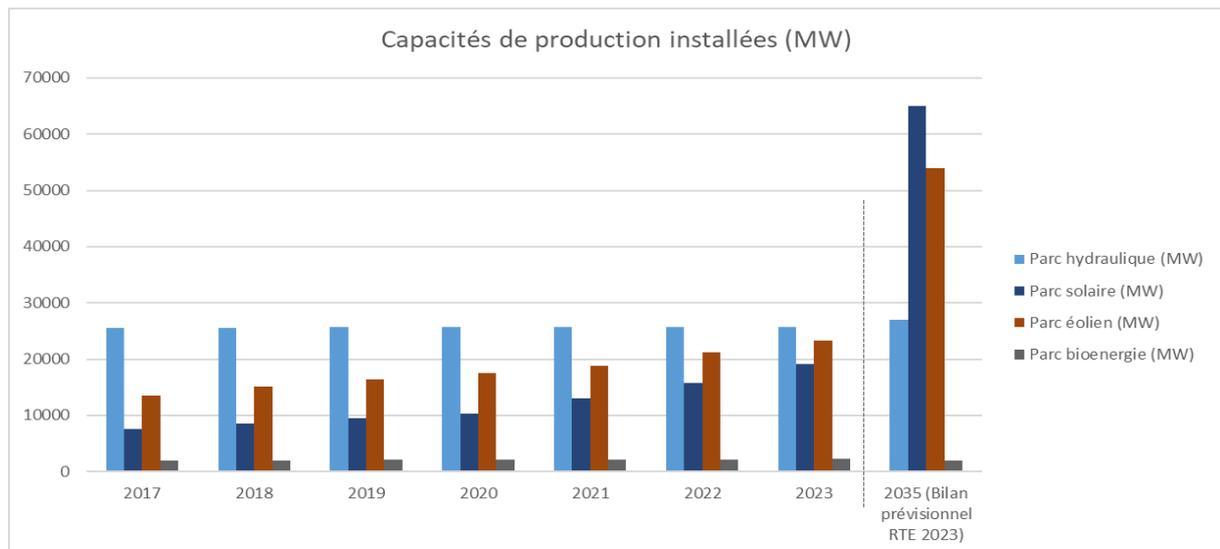


Figure 12. Évolution du parc de production français (hors nucléaire et fossiles). Source : Open data réseaux-énergies (ODRE)<sup>57</sup> et Bilan prévisionnel 2023-2035 de RTE<sup>58</sup>

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 dernier SDDR, 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.

### 5.1.3. Des transformations qui génèrent des besoins de flexibilité croissants et appellent à des signaux tarifaires adaptés pour réduire la pointe

#### 5.1.3.1. Ces évolutions vont déplacer la production à des moments de la journée où la consommation n'est pas la plus élevée

Les évolutions présentées dans les paragraphes précédents entraîneront une déformation structurelle de la consommation résiduelle (courbe de consommation nationale à laquelle est soustraite la production renouvelable). La figure ci-dessous 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 alors devenir

<sup>57</sup> <https://odre.opendatasoft.com/explore/dataset/parc-prod-par-filiere/export/>

<sup>58</sup> <https://www.rte-france.com/analyses-tendances-et-prospectives/les-bilans-previsionnels>

fortement excédentaire. Par ailleurs, les pointes de consommation resteraient importantes sur les périodes de début et de fin de journée.

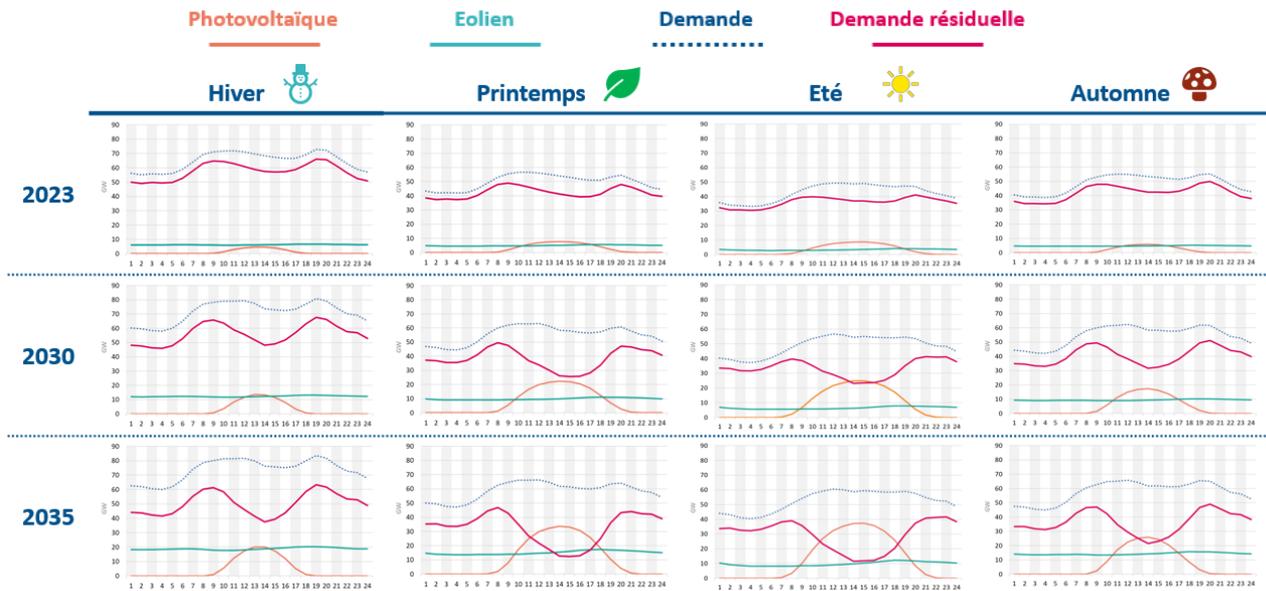


Figure 13. Evolution de la demande résiduelle (et des sous-jacents) hors consommations pilotables et asservies. Source : RTE

### 5.1.3.2. Des flexibilités à mobiliser au service des besoins du système

L'augmentation de la consommation d'électricité et le développement des EnR rendront nécessaire un renforcement des réseaux.

Si la consommation en période de pointe n'est pas maîtrisée et sans décalage des consommations en phase avec la production photovoltaïque, les investissements 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 pourront constituer un nouveau gisement de flexibilité au bénéfice du système électrique. A *contrario*, l'absence de pilotage de ces usages présenterait 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.

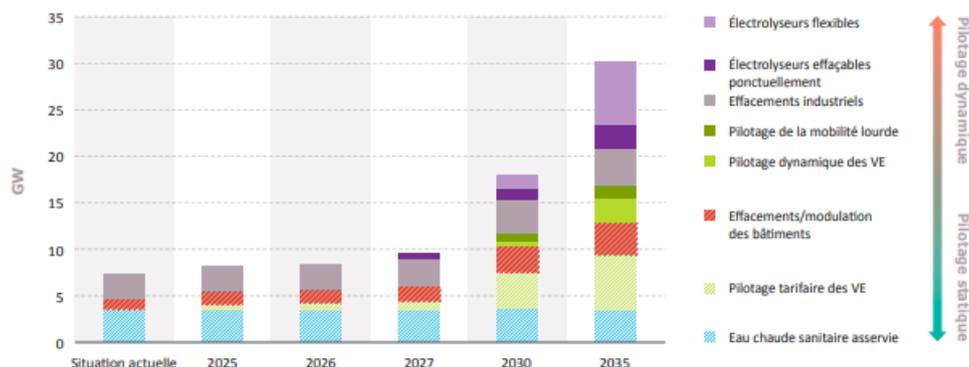


Figure 14. Evolution des puissances maximales effaçables et modulables de la demande d'électricité. Source : Bilan prévisionnel RTE 2023

- **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, 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<sup>59</sup> 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 1<sup>er</sup> 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 1<sup>er</sup> 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 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 serait 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.

### 5.1.4. Principes de tarification des réseaux

La structure tarifaire construite par la CRE 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 ;

<sup>59</sup> [Les recommandations de la CRE pour accompagner le déploiement de la mobilité électrique](#), décembre 2023.

- **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 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 ;
- **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 la consultation publique de la CRE de décembre 2023. Les répondants s'y sont révélés largement favorables, confortant cette approche pour le prochain tarif.

## 5.2. Structure tarifaire actuelle

### 5.2.1. 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 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, très faibles 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 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 distributeurs, etc.

La CRE estime que le recouvrement des coûts selon les composantes présentées ci-dessus est approprié. Elle envisage de maintenir ce découpage dans le prochain tarif, et d'y adjoindre une composante optionnelle pour les installations de stockage (cf. partie 5.5).

**Question 55 Êtes-vous favorable au maintien des différentes composantes du TURPE (comptage, gestion, soutirage, injection, etc.) ?**

### 5.2.2. 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, un tarif répercutant à la puissance souscrite l'ensemble des coûts serait contre-productif et induirait des transferts financiers importants entre utilisateurs. En effet, 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 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. Si l'ensemble des coûts étaient répercutés à l'énergie, il y aurait une incitation forte aux utilisateurs à limiter leurs consommations sur les périodes critiques, mais pas de

limiter leur pointe. Cela induirait là aussi des transferts de coûts entre les utilisateurs compte tenu de la diversité des comportements.

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 développée par la CRE permet l'identification des coûts à l'énergie et à la puissance comme résultat la méthode tarifaire**

La répartition de la part puissance et de la part énergie est une résultante de la méthodologie appliquée par la CRE. En effet, la méthode est basée sur les coûts marginaux suivants :

- le coût marginal de desserte (€/Puissance souscrite) qui correspond au coût d'un utilisateur supplémentaire à puissance et consommation inchangées pour le réseau. Ce coût pour le réseau n'est donc pas lié à l'énergie consommée par l'utilisateur. Il est traduit en coût à la puissance souscrite ;
- le coût marginal à la puissance dimensionnante qui correspond au coût d'un MW dimensionnant supplémentaire à nombre d'utilisateurs constant. Un MW « dimensionnant » est un MW supplémentaire pendant les heures les plus chargées de la poche et influant sur le dimensionnement de l'infrastructure. C'est donc notamment la consommation des utilisateurs sur les heures de pointes du réseau qui affecte la puissance dimensionnante. Ce coût marginal est donc répercuté en partie à l'énergie (€/MWh) par plages horaires et à la puissance souscrite (€/Puissance souscrite). La répartition entre les parts énergie et puissance de ce coût dépend de la durée d'utilisation des clients. En effet, pour un client longue utilisation (client qui consomme l'équivalent de sa puissance souscrite pendant une part importante de l'année), le sous-jacent de la consommation durant les heures de pointe est directement la puissance souscrite ce qui ne sera pas le cas pour un client courte utilisation.

La répartition entre la part puissance et la part énergie dépend donc majoritairement du niveau du coût marginal de desserte et de la durée moyenne d'utilisation des clients (plus les clients ont en moyenne une durée d'utilisation importante, plus les coûts seront répartis à la puissance souscrite).

Lors de la consultation publique du 14 décembre 2023, 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 moitié de répondants favorable aux principes et à la méthodologie permettant d'aboutir au résultat actuel. L'autre moitié 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 les coûts d'infrastructure jugés uniquement fixes 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 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.

Comme précisé plus haut, la répartition part puissance/part énergie est un résultat de la méthodologie de la CRE et non pas un paramètre d'entrée. Au vu des retours des acteurs très partagés sur ce point, la CRE ne fait pas évoluer sa méthode qu'elle estime représentative des coûts de réseaux. Elle envisage en conséquence de maintenir la répartition envisagée dans la consultation publique de décembre 2023.

### **5.3. Optimisation du placement des plages d'heures creuses**

#### **5.3.1. 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 schématisée, 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 même hauteur selon le moment de la sollicitation. En incitant les acteurs à adapter leurs usages pour optimiser leurs factures individuelles, ce système de tarif 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, puis dans le TURPE 6, la CRE a engagé une modernisation des grilles tarifaires dans laquelle les utilisateurs raccordés en HTB et HTA se voient appliquer un tarif à 5 plages temporelles et les utilisateurs en basse tension un tarif à 4 plages temporelles.

	Heures chères			Heures peu chères	
	Heures de pointe	Heures Pleines d'Hiver	Heures Creuses d'Hiver	Heures Pleines d'Eté	Heures Creuses d'Eté
HTB	✓	✓	✓	✓	✓
HTA	✓	✓	✓	✓	✓
BT		✓	✓	✓	✓

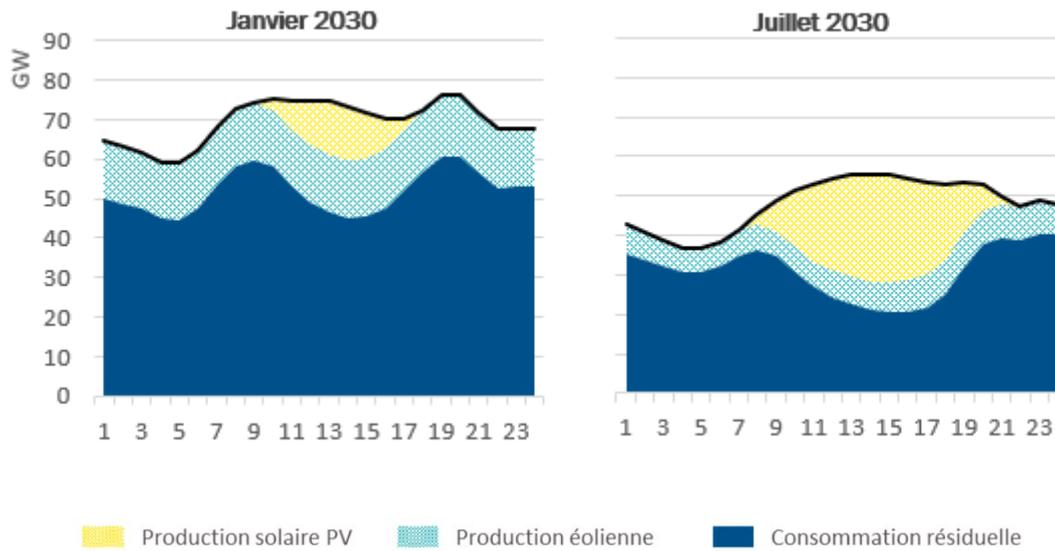
**Tableau 6767. Plages tarifaires retenues en TURPE 6, en fonction des niveaux de tension et des coûts induits (CRE)**

Deux exceptions existent toutefois :

- le cas du domaine de tension HTB 3, tarifé 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<sup>60</sup>, 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, consistant en une tarification sans différenciation temporelle, semble toujours adaptée ;
- sur le domaine basse tension  $\leq 36$  kVA (particuliers et petits professionnels) : à la suite de décision de la CRE de généraliser les options à 4 plages temporelles au 1<sup>er</sup> août 2024, la composante tarifaire LU (longue utilisation), majoritairement utilisée pour l'éclairage public, reste la seule option tarifaire sans différenciation temporelle.

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.

<sup>60</sup> 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.



**Figure 15. 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 la consultation publique du 14 décembre 2023 sur l’intérêt de requestionner 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, tout en soulignant les enjeux d’accompagnement des consommateurs et de mise en œuvre opérationnelle pour les gestionnaires de réseaux et les fournisseurs.

### 5.3.2. Rappel du cadre actuel pour la détermination des plages temporelles

La définition des plages temporelles associées aux grilles tarifaires TURPE 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 comité des utilisateurs du réseau de transport d’électricité – CURTE – pour le TURPE HTB).

Les règles définies par la CRE en métropole continentale pour la période TURPE 6 sont :

Niveau de tension	Saison haute	Heures creuses	Pointes fixes
<b>HTB</b>	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	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.
<b>HTA</b>		Dimanches et jours fériés : toute la journée. Du lundi au samedi : 8 heures réparties en une ou deux périodes.	De décembre à février, du lundi au samedi hors jours fériés : 2 heures le matin dans la plage de 8 heures à 12 heures et 2 heures le

	périodes disjointes.		soir dans la plage de 17 heures à 21 heures.
<b>BT &gt; 36 kVA</b>		8 heures par jour, réparties en une ou deux périodes.	N/A
<b>BT ≤ 36 kVA</b>		8 heures par jour.	N/A

Tableau 68. Règles de placement des plages retenues en TURPE 6 (CRE)

La CRE constate que le placement de ces plages temporelles n'est pas toujours adapté localement et qu'il a été très peu réévalué par les gestionnaires des réseaux de distribution et de transport, contrairement aux possibilités laissées par le cadre tarifaire :

- pour les niveaux de tension HTB et HTA, les plages temporelles sont identiques pour l'ensemble des utilisateurs (23h-7h en HTB, 22h-6h en HTA) ;
- pour le segment BT > 36 kVA, les nouveaux utilisateurs se voient affecter la période 22h-6h en heures creuses dans 88 % des communes desservies par Enedis, ou d'autres périodes de 8 heures creuses nocturnes dans les autres communes ;
- pour le segment BT ≤ 36 kVA, il existe une grande variété de régimes d'heures pleines/heures creuses différenciés (de l'ordre de 70) permettant de répartir les consommations des utilisateurs. Une fois qu'un régime est attribué à un client, il est très rarement remis en cause en fonction des évolutions du système électrique. La CRE constate toutefois que des évolutions ont été amorcées par Enedis depuis l'achèvement du déploiement en masse du compteur Linky pour le flux de nouveaux clients uniquement.

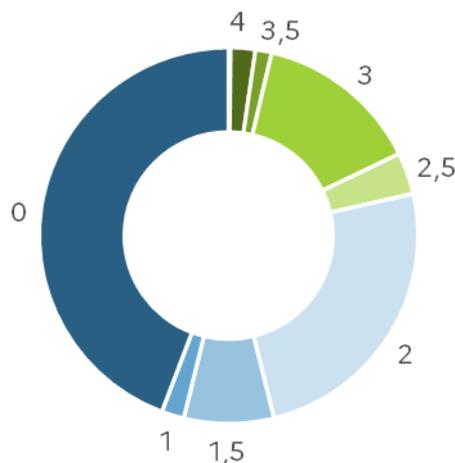


Figure 16. Etat des lieux de la répartition des clients Linky (BT ≤ 36 kVA) en fonction du nombre d'heures creuses en journée

### 5.3.3. Rappel des évolutions envisagées par la CRE dans sa consultation publique du 14 décembre 2023

La CRE avait envisagé dans la consultation publique de décembre 2023, après échange avec les gestionnaires de réseaux Enedis et RTE, que le placement des heures creuses soit différencié par saison (selon les saisons du TURPE soit 5 mois en saison haute et 7 mois en saison basse). Les premières analyses transmises par Enedis et RTE avaient permis à la CRE d'envisager les règles suivantes pour le placement des heures creuses :

- que soient déplacées les heures creuses actuellement positionnées sur des périodes problématiques pour le système, pour l'ensemble des consommateurs concernés ;
- que ne soient plus attribués à des nouveaux clients des régimes comprenant des heures creuses méridiennes (11h-14h) en hiver ;

- que soit favorisé le placement des heures creuses lors des après-midi d'été.

Saison	Heures creuses existantes à déplacer <sup>61</sup>	Heures creuses à ne pas attribuer aux nouveaux clients <sup>13</sup>	Heures creuses à favoriser
Hiver (novembre à mars)	De 7h à 11h et de 17h à 21h	De 11h à 14h	Libre
Été (avril à octobre)	De 7h à 10h et de 18h à 23h	-	De 2h à 6h et de 11h à 17h

**Tableau 69. Règles complémentaires de placement des heures creuses envisagées par la CRE**

La CRE avait ainsi indiqué dans sa consultation publique de décembre 2023 que, pour les clients raccordés en HTB 1 et HTB 2, les heures creuses pourraient être définies de la façon suivante<sup>62</sup> :

- 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 en HTA et en HTB, différenciation à laquelle les répondants se sont montrés globalement favorables. La CRE avait en effet considéré que la répartition hétérogène entre les différentes poches de réseau de la croissance de la production variable décentralisée conduit à questionner la pertinence de plages temporelles uniformes sur l'ensemble du territoire. À la demande de la CRE, RTE avait réalisé une première étude en 2020 concernant l'intérêt la différenciation locale du régime d'heures pleines et d'heures creuses en HTB. Cette première étude avait conclu que la principale évolution à apporter à ce régime consistait à modifier le régime national, notamment afin d'introduire des heures creuses l'après-midi (comme envisagé par la CRE ci-dessus). 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 cette étude. Les résultats de cette mise à jour sont présentés en 5.3.4.

Par ailleurs, la CRE avait indiqué s'interroger sur la possibilité de prévoir une augmentation du nombre d'heures creuses sur la période été TURPE (avril à octobre), qui pourraient être portées à 10h au lieu de 8h actuellement, afin de mieux adapter les plages d'heures creuses aux heures de production du photovoltaïque et aux heures les plus creuses de la nuit. Les répondants se sont montrés majoritairement favorables à une telle évolution, tout en soulignant la complexité de mise en œuvre. L'étude approfondie des implications techniques d'une telle évolution révèle la nécessité de la coexistence de plusieurs grilles tarifaires (TURPE et offres de fourniture) et les profils associés, puisque l'envoi des nouveaux calendriers tarifaires aux compteurs BT s'étalerait nécessairement sur plus d'un an. En effet, il ne serait pas envisageable de facturer un même prix à des clients sur des nombres d'heures différentes. Ces difficultés sont de nature à allonger les délais de mise en œuvre et à affecter les fournisseurs. Cela conduit la CRE à prioriser l'optimisation du placement des plages temporelles et à prévoir la préparation d'une évolution du nombre d'heures creuses dans un second temps afin que cette complexité technique puisse être appréhendée par l'ensemble des acteurs.

### 5.3.4. Nouvelle orientation d'évolution du cadre du TURPE pour un placement optimisé des plages d'heures creuses HTB

RTE a transmis à la CRE une mise à jour de l'étude menée en 2020 sur l'intérêt d'une différenciation locale des plages d'heures pleines et d'heures creuses. Cette étude prend en compte les derniers scénarios envisagés par RTE dans son Bilan prévisionnel 2023. Les résultats de cette étude mettent 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 pourrait ainsi être intéressant dans ces régions de déplacer un plus

<sup>61</sup> Hors samedi et dimanche et jours fériés pour la HTB et hors dimanche et jours fériés pour la HTA.

<sup>62</sup> Pour rappel, le régime d'heures creuses actuel est de 23h-7h en HTB.

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 mettent 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 justifient pas à ce stade la mise en œuvre de régimes particuliers dans le reste de la France.

La CRE envisage donc de demander à RTE de mettre en œuvre un régime localisé d'heures pleines et d'heures creuses dans ces deux régions. Ces plages présentent un écart avec les règles nationales envisagées par la CRE dans la consultation de décembre 2023 et rappelées dans la partie précédente, car cette répartition attribue des heures creuses l'hiver avant 14h. La CRE rappelle toutefois qu'elle avait présenté dans la consultation de décembre 2023 les spécificités de la plage comprise entre 11h et 14h pour la période hivernale : ces heures sont à court terme contraignantes pour le système électrique, ce qui a conduit à des mesures spécifiques pour les hivers 2022-2023 et 2023-2024, mais le développement des énergies renouvelables diminuera leur criticité d'ici à 2030, voire pourra les rendre pertinentes pour le placement d'heures creuses. La CRE considère donc, au vu de l'étude mise à jour par RTE, que l'attribution d'heures creuses HTB l'hiver avant 14h dans des régions où le photovoltaïque est déjà particulièrement développé est intéressante pour les contraintes du réseau et le système électrique.

La CRE envisage donc de différencier les régimes d'heures creuses HTB de la manière suivante pour la période TURPE 7 :

- pour les régions Nouvelle-Aquitaine et Occitanie :
  - 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 le reste du territoire :
  - 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).

Enfin la CRE n'envisage pas, à ce stade, de modifier les règles de placement des heures de pointe pour le niveau de tension HTB. Pour rappel sous TURPE 6 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.

### 5.3.5. Modalités de mise en œuvre

Dans sa consultation publique de décembre 2023, la CRE avait insisté sur l'accompagnement nécessaire auprès des clients concernés par les modifications de régimes d'heures creuses.

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. La CRE considère qu'une évolution des comportements de l'ensemble des clients en réponse aux signaux tarifaires est souhaitable pour le système électrique, car elle permet de décaler des usages vers des heures moins chargées.

Cette évolution aura également 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.

La CRE estime donc pertinent de laisser un délai de prévenance suffisamment long aux clients concernés. La mise en œuvre des nouveaux régimes d'heures pleines et d'heures creuses pourrait ainsi

intervenir après un délai de près de deux ans, c'est-à-dire au 1<sup>er</sup> janvier 2027. En prévision de cette date, la CRE envisage de demander à RTE de communiquer sur la mise en œuvre de ces évolutions auprès de l'ensemble de ses clients.

**Question 56 Êtes-vous favorable à la modification des plages temporelles HTB, à la différenciation géographique et aux modalités de mise en œuvre envisagées par la CRE ?**

### 5.4. Principales composantes envisagées pour le TURPE 7 HTB

#### 5.4.1. 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 considère donc que cet écart sur la période 2021-2023 traduit un décalage temporel entre la réalisation de coûts et la perception des recettes associées, et n'envisage pas de réévaluation spécifique de cette composante dans le TURPE 7 HTB.

#### 5.4.2. Composante de comptage

Les coûts de comptage recouvrent 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 cependant par les coûts relatifs au projet « Comptage Fil de l'Eau », qui vont se résorber progressivement. La CRE n'envisage pas de réévaluation spécifique de cette composante dans le TURPE 7 HTB.

**Question 57 Êtes-vous favorable à la stabilité des composantes de gestion et de comptage pour les domaines de tension HTB ?**

#### 5.4.3. 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 se base désormais sur les coûts marginaux de desserte et la puissance dimensionnante.

Lors de la consultation publique du 14 décembre 2023, 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.

##### 5.4.3.1. Rappel de la méthode TURPE 6 et principe d'allocation des coûts

La méthodologie TURPE 6 est présentée de manière détaillée en annexe des délibérations TURPE 6 HTA-BT et HTB et en annexe 1 de la consultation publique du 14 décembre 2023. Les principales étapes de la méthode sont représentées dans la vision d'ensemble ci-dessous :

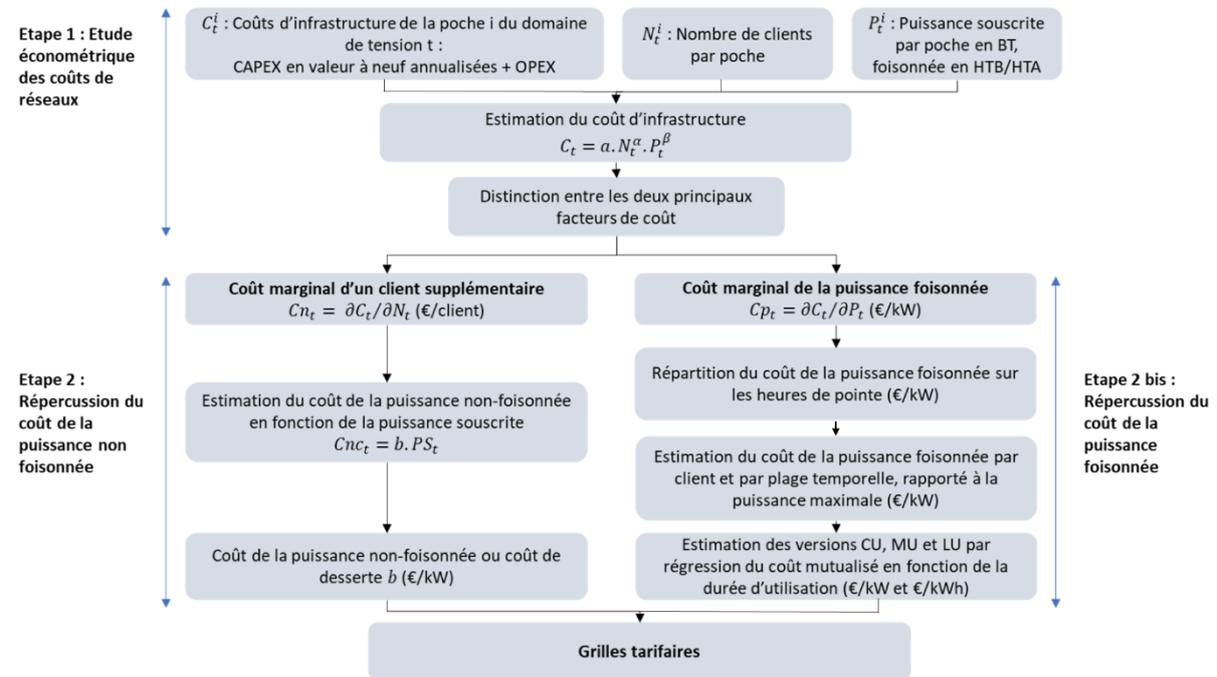


Figure 17. Étapes de la méthode appliquée par la CRE dans le TURPE 6

### 5.4.3.2. Evolutions envisagées pour TURPE 7

La CRE a indiqué dans la consultation publique du 14 décembre 2023 envisager 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 à la consultation publique s'est montrée favorable à ces évolutions, que la CRE envisage donc de mettre en œuvre pour le TURPE 7. Ces modifications sont détaillées dans l'annexe 8, et les grands principes sont rappelés ci-dessous.

La première modification envisagée 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 17 ci-dessus. Dans le TURPE 6, la puissance « foisonnée »<sup>63</sup> d'une poche utilisée correspond en HTA et HTB à la puissance soutirée (nette des injections) pendant la 2 500<sup>e</sup> 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 envisagée 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 évolution envisagée par la CRE concerne l'étape 2 bis de la figure 17 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.

Ces évolutions s'appliqueraient aux niveaux de tension HTB et HTA uniquement, et non à la BT. En effet, les données de comptage ne sont disponibles que pour un nombre très limité de postes HTA-BT, il n'est donc pas possible de réaliser des analyses aussi fines pour le niveau de tension BT. Le nombre encore assez restreint de poches dimensionnées en injection (10 % des heures dimensionnantes des

<sup>63</sup> La puissance « foisonnée » en TURPE 6 correspond à la puissance dimensionnante.

poches de réseau HTB et HTA 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 n'envisage 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 illustratives présentées dans cette consultation publique, la CRE a également procédé à une optimisation et à une saisonnalisation des plages d'heures creuses telles qu'envisagées dans la partie 5.3 de la présente consultation, afin d'assurer que les grilles calculées correspondent aux évolutions de plages temporelles envisagées.

Les grilles tarifaires préliminaires obtenues en utilisant cette méthode sont présentées, à titre illustratif, dans l'annexe 9 de la présente consultation.

**Question 58 Êtes-vous favorable aux évolutions envisagées par la CRE pour la composante de soutirage en TURPE 7 ?**

### 5.4.4. Composante mensuelle des dépassements de puissance souscrite

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) 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) ;
- $\Delta P$  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 dépassements en ruban, il devient plus intéressant de souscrire de la puissance supplémentaire. La CRE considère que ce coefficient est bien calibré en HTB 1 et HTB 2 et envisage de le maintenir pour le TURPE 7 HTB.

**Question 59 Êtes-vous favorable au maintien à 0,04 du coefficient des dépassements pour les domaines de tension HTB 2 et HTB 1 ?**

### 5.4.5. Tarification de l'énergie réactive

#### 5.4.5.1. 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 1<sup>er</sup> novembre au 31 mars), du lundi au samedi entre 6 heures et 22 heures, dès lors que la valeur  $\text{tg } \varphi_{max}$  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 (cf. figure ci-dessous).

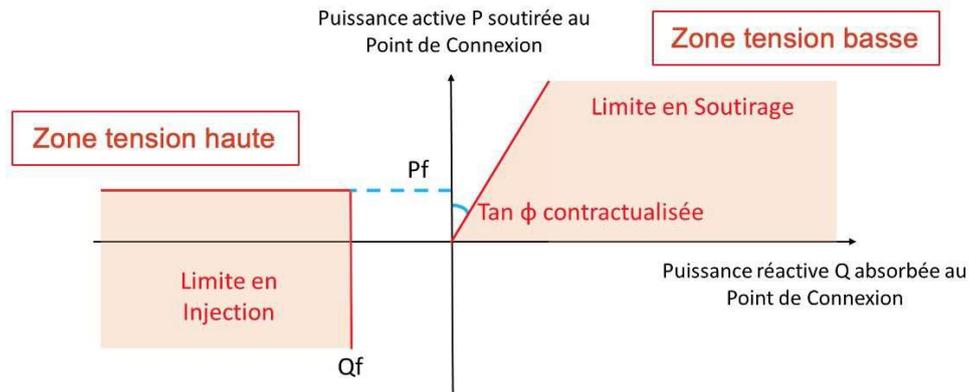


Figure 18. Gabarit pour la tarification de l'énergie réactive en TURPE 6 HTB

Les coefficients utilisés dans le TURPE 6 HTB sont établis selon la démarche suivante :

- 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 distributeurs et ceux portés par les consommateurs industriels au titre de la zone de tension haute.

#### 5.4.5.2. Evolutions envisagées pour la période TURPE 7 HTB

RTE a transmis à la CRE un bilan de l'application du gabarit de tarification de l'énergie utilisé en TURPE 6. Ce bilan met en évidence que l'incitation à la gestion de l'énergie réactive envoyée aux distributeurs à l'interface avec le 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 tension hautes reçoivent une incitation par le gabarit actuel) ;
- le gabarit actuel n'a pas incité les gestionnaires de réseau de distribution à développer des leviers à l'interface avec le RPT. Les coûts facturés pour l'ensemble des gestionnaires de réseau de distribution 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<sup>64</sup>.

RTE envisage ainsi de modifier le gabarit de tarification de l'énergie réactive en zone de « tension haute » pour les gestionnaires de réseau de distribution afin de mieux inciter l'activation des leviers existants, tels que le réglage des  $\text{tg } \varphi$  des producteurs à la valeur -0,3. RTE envisage pour cela d'utiliser un gabarit de la forme de celui de la figure ci-dessous, différencié entre les postes sources dimensionnés par le soutirage et ceux dimensionnés par l'injection.

La CRE est favorable à la mise en œuvre d'un gabarit ciblant mieux les leviers disponibles pour les gestionnaires de réseau de distribution. La mise en œuvre d'un nouveau gabarit nécessite une évolution de la DTR de RTE. La CRE demande à RTE de présenter, d'ici la fin de l'année, cette évolution au sein du CURTE afin de recueillir l'avis des gestionnaires de réseau de distribution concernés sur cette évolution.

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  $\text{tg } \varphi$  des producteurs à la valeur -0,3.

<sup>64</sup> RTE estime le coût annualisé d'une self HTB à 150 k€/an.

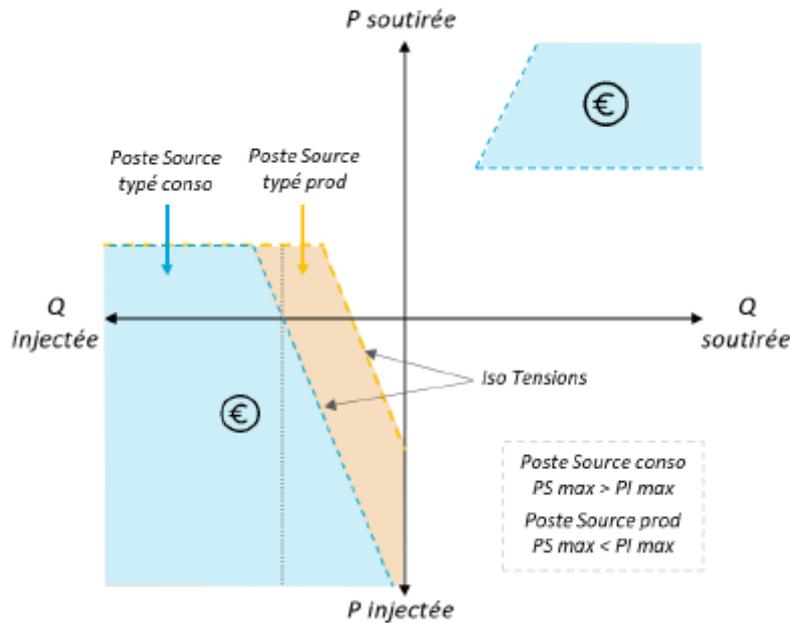


Figure 19. Gabarit envisagé par RTE pour la tarification de l'énergie réactive en TURPE 7 HTB

En parallèle de la modification de la forme du gabarit, RTE demande de réévaluer le niveau de tarification des dépassements en tension haute pour les gestionnaires de réseau de distribution, afin que ces dépassements soient plus représentatifs des coûts engendrés sur le réseau public de transport. RTE estime 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. RTE demande de fixer le montant de la composante en tension haute payée par les distributeurs à ce niveau. Cette évolution représenterait, à comportement inchangé des acteurs, une hausse globale du niveau d'un facteur 10.

La CRE considère que la maîtrise de la tension sur le réseau de transport constitue un enjeu important pour la période TURPE 7. À ce titre, il convient d'inciter au mieux les gestionnaires de réseaux de distribution à limiter les injections d'énergie réactive. L'incitation transmise aux distributeurs doit toutefois rester proportionnée aux leviers dont ils disposent. La CRE estime que la demande de RTE est cohérente avec les coûts d'investissements nécessaires pour la limitation des phénomènes de tension haute et envisage de la mettre en œuvre. Une telle évolution pourrait être accompagnée de celle des gabarits de tarification pour l'énergie réactive au niveau HTA-BT, afin de mettre en cohérence les incitations transmises aux clients raccordés sur les réseaux de distribution pour activer les différents leviers à leur disposition (réglage des  $\text{tg } \varphi$  des producteurs et retrait des condensateurs pour les clients industriels). Ces évolutions sont présentées dans la consultation publique n°2024-16 du 11 octobre 2024 relative au TURPE 7 HTA-BT.

Le niveau du montant total pour l'énergie réactive absorbée (tensions basses) des gestionnaires de réseaux de distribution resterait lui inchangé. Ces évolutions ne concerneraient par ailleurs pas la tarification de l'énergie réactive pour les consommateurs industriels clients de RTE.

**Question 60** Êtes-vous favorable à l'évolution de tarification de l'énergie réactive envisagée par la CRE pour le TURPE 7 HTB ?

#### 5.4.6. 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 inter-gestionnaires 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.

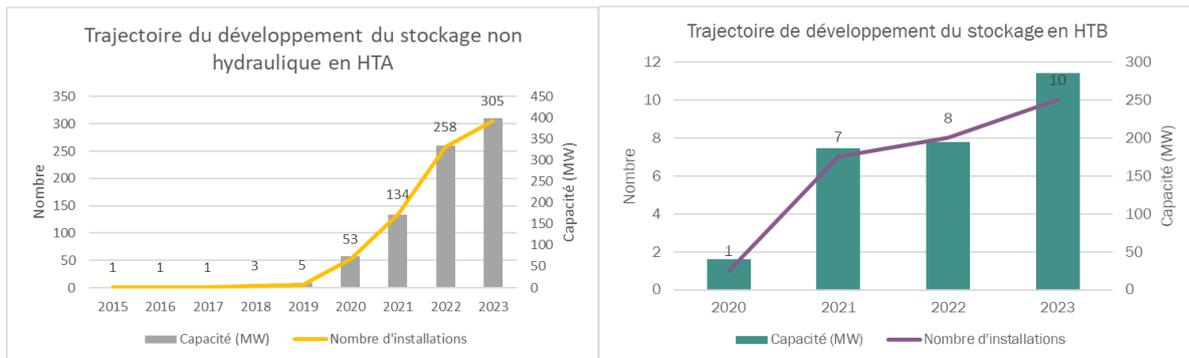
La nouvelle hausse prévisionnelle des coûts relatifs à la compensation des pertes électriques présentée dans la partie 4.1.1 engendre une hausse de ces coûts imputables aux injections. La CRE envisage donc, afin de refléter cette hausse, de réévaluer le timbre d'injection à 0,35 €/MWh injecté en HTB 3 et 2 pour la période TURPE 7.

**Question 61 Êtes-vous favorable à l'évolution envisagée par la CRE du terme d'injection en HTB 3 et HTB 2 ?**

## 5.5. Introduction d'une tarification optionnelle injection-soutirage pour les installations de stockage<sup>65</sup>

### 5.5.1. Réflexion sur la mise en place d'une nouvelle composante injection-soutirage pour les installations de stockage

Comme rappelé dans la partie 5.1.3.2 de la présente consultation et 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 20. 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.

La CRE envisage de faire évoluer la structure tarifaire pour envoyer des signaux économiques visant à exploiter au mieux les capacités du stockage afin de les inciter à réduire les coûts de réseau. En effet, la composante de soutirage est conçue pour s'appliquer à une installation de consommation. De ce fait, lors d'une période de pointe de soutirage, la structure tarifaire actuelle 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 actuelle n'incite pas à :

<sup>65</sup> 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 » ou « zones de soutirage », telles que définies dans la partie 5.5.4.

- injecter lors des pointes de consommation locales ;
- ne pas injecter, voire soutirer, lors des pointes d'injection locales.

### 5.5.2. Rappel des modalités envisagées dans la consultation publique du 14 décembre 2023

La CRE avait considéré, dans sa consultation publique du 14 décembre 2023, que l'envoi de tels signaux à travers une nouvelle composante tarifaire destinée aux capacités de stockage pourrait permettre une réduction plus importante des pointes de soutirage et d'injection et participer ainsi à l'optimisation des coûts des réseaux, tout en reflétant les coûts qu'occasionnent ces utilisateurs pour le réseau. La CRE avait donc consulté les acteurs sur la mise en place d'une nouvelle composante tarifaire, optionnelle, qui se substituerait à la composante de soutirage pour les installations éligibles choisissant de souscrire cette composante.

#### Découpage du réseau en poches dimensionnées en injection ou en soutirage

La composante envisagée par la CRE distinguait les poches de réseau dimensionnées en injection (environ 10 % des poches de réseau en HTB et HTA) de celles dimensionnées en soutirage (environ 90 % des poches) :

- dans les poches dimensionnées en soutirage (disposant d'une part de dimensionnement en soutirage lors de la pointe supérieure à 50 %), le signal tarifaire inciterait à réduire la pointe de soutirage, c'est-à-dire à injecter pendant les périodes de pointes de soutirage dimensionnantes. La composante de soutirage actuellement en vigueur envoie un signal de non-consommation aux consommateurs mais n'incite pas à l'injection ;
- dans les poches dimensionnées en injection (disposant d'une part de dimensionnement en injection lors de la pointe supérieure à 50 %), le signal tarifaire inciterait les stockages à soutirer lors des pointes d'injection. Un tel signal n'existe pas aujourd'hui.

Toutes les poches constituantes des réseaux HTA et HTB seraient ainsi classées dans une de ces deux catégories, et une telle composante serait donc disponible (pour les acteurs éligibles) sur l'intégralité du territoire français métropolitain continental. La CRE envisageait de mettre à jour la typologie des poches de réseaux à chaque nouvelle période tarifaire, pour s'adapter à l'intégration croissante des énergies renouvelables sur le réseau, qui pourrait faire basculer le type de dimensionnement de certaines poches du soutirage à l'injection.

#### Forme de la composante envisagée

La composante envisagée par la CRE dans sa consultation publique de décembre 2023 prévoyait d'envoyer un signal sur une plage temporelle de pointe locale d'utilisation de réseau, similaire à la plage temporelle « Pointe » existant en HTA et HTB 1 et 2. Un tel signal temporel permet de maximiser le potentiel de comportement contracyclique des utilisateurs. La CRE envisageait que la durée de la période de pointe soit cohérente dans les poches de soutirage et d'injection, 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. Ce signal couvrirait donc 4 heures par jour (consécutives ou réparties en deux plages non consécutives de 2 heures).

La CRE envisageait que ces plages temporelles de pointe soient placées de la manière suivante :

- dans les poches dimensionnées en soutirage : le placement de la période de pointe resterait identique à celui qui existe pour le tarif de soutirage. Cette plage étant déjà définie pour signaler, au mieux, les périodes de plus fortes pointes dimensionnantes de soutirage, il est cohérent de conserver son positionnement. Les autres plages temporelles de la grille de soutirage seraient également conservées pour les coefficients à l'énergie soutirée ;
- dans les poches dimensionnées en injection : la période de pointe du tarif de soutirage serait supprimée et remplacée par une période de pointe d'injection. La CRE envisageait dans un premier temps, et pour des questions de simplicité dans le cadre de la mise en place d'un nouveau dispositif, de retenir une option de placement fixe de la période de pointe d'injection. La fixation des plages horaires de pointes d'injection serait adaptée pour chacune des poches et ces heures pourraient être positionnées sur des créneaux horaires différents sur les 63 jours (HTB) ou 78 jours (HTA) concernés. Ce placement serait effectué par les gestionnaires de

réseaux en fonction de la probabilité d'occurrence de pointes d'injection et de sa concomitance avec un creux de consommation. Le placement de cette plage temporelle, fondé sur une approche statistique, ne devrait donc pas inclure l'ensemble des pointes d'injection.

### Critères d'éligibilité

La CRE envisageait dans sa consultation publique de décembre 2023 que cette composante optionnelle ne soit accessible qu'aux utilisateurs disposant d'une capacité leur permettant d'injecter et de soutirer de manière symétrique. La CRE avait indiqué que ce critère pourrait se manifester par le respect d'un ratio volume d'énergie injectée sur le volume total soutiré et injecté qui serait supérieur à 40 %.

La CRE envisageait de rendre ce tarif accessible pour les niveaux de tension HTA, HTB 1 et HTB 2. En effet, un tel tarif ne peut pas aujourd'hui être applicable à la basse tension compte tenu du manque de données tant au niveau des utilisateurs que des postes de transformation. Pour les niveaux de tension HTB, le niveau de tension HTB 3 dispose d'une tarification spécifique adaptée en raison des flux spécifiques observés sur ce niveau de tension (le foisonnement des flux sur ce niveau de tension ne fait pas ressortir de différence substantielle de coûts entre les différentes plages temporelles), l'application d'une tarification spécifique pour les actifs de stockage ne paraît donc pas justifiée.

### Méthode de construction de cette composante

La méthodologie tarifaire pour la construction de la composante de soutirage repose sur un principe de cascade des coûts afin de répercuter les coûts des niveaux de tension amont sur les niveaux aval. L'introduction d'une tarification adaptée au dimensionnement (soutirage ou injection) du réseau telle qu'envisagée dans la consultation publique de décembre 2023 nécessite d'adapter ce principe de cascade. En effet, dans un modèle où il est considéré que toutes les poches sont dimensionnées en soutirage, l'ensemble des poches en amont sont nécessairement dimensionnées en soutirage. Dès lors que l'on prend en compte l'existence de poches dimensionnées en injection, la question se pose sur le dimensionnement des poches amonts (dites « poches parentes ») et leur participation effective aux flux sur le niveau de tension considéré.

Les analyses menées par la CRE sur les données disponibles avaient montré que, pour une poche de réseau (dimensionnée en soutirage ou en injection) d'un niveau de tension donné, les poches parentes sont dans plus de 90 % des cas dimensionnées en soutirage. La CRE envisageait donc de considérer, dans un souci de simplification, que les poches parentes étaient dimensionnées en soutirage.

L'application de ce principe méthodologique reste donc le même pour la construction des grilles de soutirage et implique que pour les poches d'injection, la composante injection-soutirage dispose de coefficients tarifaires positifs :

- à l'énergie injectée, reflétant les coûts de la poche à laquelle est raccordé l'utilisateur ;
- à l'énergie soutirée (hors période de pointe d'injection), reflétant les coûts cascades des poches amonts.

Inversement, les grilles tarifaires dans les poches en soutirage ne disposeraient pas de coefficients positifs tarifant l'énergie injectée (en dehors du cas particulier de la composante spécifique d'injection en HTB 2, cf. partie 5.4.6). Le même principe de cascade des coûts serait appliqué pour la construction de la composante de soutirage.

### **5.5.3. Retour des acteurs à la consultation publique du 14 décembre 2023**

Les contributeurs à la consultation publique du 14 décembre 2023 se sont montrés généralement favorables au principe de mise en œuvre d'une tarification spécifique pour les capacités de stockage, tout en s'interrogeant sur les modalités de mise en place d'une telle composante.

Le principe de mise en place d'une tarification spécifique pour les actifs capables d'injecter et soutirer symétriquement sur le réseau répond à une attente des gestionnaires d'infrastructures de stockage, qui souhaitent que leur possibilité de consommer et d'injecter de manière contracyclique soit reflétée dans leur tarification.

Les gestionnaires de réseau RTE et Enedis s'interrogent sur la pertinence de la mise en place d'une telle composante sur l'intégralité du territoire, certaines poches de réseau présentant peu de contraintes locales ou des contraintes d'injection trop difficilement prévisibles (cas des poches dimensionnées par l'injection éolienne par exemple). Enedis a par ailleurs exprimé son opposition aux principes d'une

tarification spécifique et d'un coefficient tarifaire négatif, en proposant néanmoins le lancement d'une expérimentation.

RTE indique par ailleurs que cette évolution est cohérente avec plusieurs propositions formulées dans la consultation publique sur son SDDR en ce qui concerne le raccordement des installations de stockage.

Des acteurs s'interrogent sur l'articulation de cette nouvelle composante avec certains grands principes tarifaires.

Certains acteurs ont souligné la complexité de mise en œuvre d'une telle composante.

Enfin, certains acteurs relèvent que le critère d'éligibilité envisagé (ratio du volume d'énergie injectée sur le volume total soutiré et injecté supérieur à 40 %) doit être modifié, car :

- les actifs de stockage ne peuvent pas maintenir ce niveau de rendement dans la durée ;
- ce critère rend éligible au tarif injection-soutirage les capacités de production.

### 5.5.4. Nouvelles orientations de la CRE par rapport à la consultation publique de décembre 2023

Tenant compte du retour des acteurs de marché généralement positifs, la CRE maintient son orientation quant à la mise en œuvre d'une composante pour les utilisateurs qui peuvent adapter symétriquement leur comportement entre injection et soutirage, mais elle envisage d'apporter plusieurs modifications par rapport à sa consultation publique du 14 décembre 2023. Ces modifications, détaillées ci-dessous, portent principalement sur le critère d'éligibilité à cette composante et la définition des zones dimensionnées en injection et en soutirage. Dans le cas où cette composante injection-soutirage serait introduite, la CRE envisage de la faire évoluer en fonction du retour d'expérience en prévision de la période TURPE 8. Cette composante serait ainsi transitoire avec un déploiement limité, dans un premier temps, aux zones de réseau les plus contraintes et prévisibles, dans l'objectif de l'étendre dans un second temps à l'ensemble des zones du territoire métropolitain continental pour la période du TURPE 8.

#### Composante optionnelle et accessible de manière transitoire aux installations situées dans les poches de réseau où l'apparition de contraintes locales est la plus prévisible

Cette composante serait, d'une part, accessible pendant la période du TURPE 7, de manière transitoire, aux installations situées dans les poches de réseau où l'apparition de contraintes locales est la plus prévisible, et, d'autre part, optionnelle pour les acteurs qui y sont éligibles. Elle se substituerait à la composante de soutirage pour les utilisateurs choisissant d'y souscrire. Les utilisateurs connectés en HTB 2 souscrivant cette composante optionnelle continueraient de s'acquitter de la tarification de l'injection décrite dans la partie 5.4.6, car cette dernière ne couvre pas des coûts liés aux infrastructures mais les coûts relatifs aux pertes électriques liées aux exportations et à la part de l'ITC couvrant les pertes électriques sur les réseaux frontaliers.

La CRE envisage, dans un premier temps et transitoirement, de ne pas rendre la composante accessible dans les zones où les pointes dimensionnantes ne surviennent pas dans des périodes restreintes et prévisibles telles que définies ci-dessous.

La CRE envisage dans un second temps de rendre cette composante accessible sur tout le territoire métropolitain continental, notamment dans les zones où les contraintes locales sont les moins prévisibles, dans la perspective d'atteindre cet objectif d'ici la période tarifaire du TURPE 8.

**Question 62 Êtes-vous favorable à la mise en œuvre d'un tarif optionnel injection-soutirage accessible de manière transitoire aux installations de stockage raccordées au réseau HTB au sein des zones pour lesquelles l'apparition de contraintes locales de réseau est particulièrement prévisible ?**

#### Découpage du réseau en poches dimensionnées en injection ou en soutirage et signal envisagé

Pour la facturation de la composante, la CRE envisage de définir des poches de réseau dimensionnées en soutirage et des poches de réseau dimensionnées par l'injection photovoltaïque :

- les poches dimensionnées en soutirage, ou « zones de soutirage », seraient, en HTB 1 et HTB 2, les poches pour lesquelles plus de 80 % des pointes dimensionnantes de la poche correspondent à des pointes de soutirage. Ces poches constituent la majorité du réseau : 86 % poches HTB 1 et 88 % des poches HTB 2 sont des poches dimensionnées en soutirage. L'envoi d'un signal incitant les actifs éligibles à injecter lors des pointes de soutirage apparaît alors particulièrement pertinent pour résoudre d'éventuelles congestions locales liées au soutirage. Les heures de pointe sur lesquelles ce signal serait envoyé correspondraient à la plage « Pointe » de la composante de soutirage rappelée ci-dessous :

Zone de soutirage	Pointes fixes soutirage
HTB 1 et 2	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 70. Règles de placement des heures de pointe envisagées par la CRE pour les zones de soutirage**

- les poches dimensionnées par l'injection photovoltaïque, ou « zones d'injection photovoltaïque », seraient, 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 (3 % des poches), 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.

La CRE envisageait dans la consultation publique du 14 décembre 2023 que la durée de la période de pointe soit cohérente dans les poches de soutirage et d'injection, 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 données disponibles montrent cependant que la probabilité d'occurrence de pointes d'injection dans les zones dimensionnées par la production photovoltaïque est élevée sur une période allant d'avril à septembre. À ce titre, dans le cas d'une pointe statique, il pourrait être envisagé d'étendre la durée de la plage pointe d'injection à 500 heures, toujours réparties sur 4 heures par jour au maximum.

Zone d'injection photovoltaïque	Pointes fixes injection
HTB	Sur une période de 125 jours consécutifs, définis localement par le gestionnaire de réseau entre avril et octobre : 4 heures entre 12h et 16h
HTA	Sur une période de 125 jours consécutifs, définis localement par le gestionnaire de réseau entre avril et octobre : 4 heures entre 12h et 16h

**Tableau 71. Règles de placement des heures de pointe envisagées 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 qu'au regard de la faisabilité technique, la mise en place d'une pointe mobile qui enverrait les bons signaux présente un niveau de complexité trop élevé pour pouvoir être envisagé 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 n'envisage pas de rendre cette composante accessible dans ces zones.

**Question 63** Êtes-vous d'accord avec les critères envisagés par la CRE pour définir les zones dans lesquelles une installation de stockage pourrait souscrire au tarif injection-soutirage ?

### Question 64 Êtes-vous d'accord avec les règles envisagées par la CRE pour placer les heures de pointe du tarif injection-soutirage ?

#### Critères d'éligibilité

La CRE envisage que soit éligible à cette composante un 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 », telles que définies ci-dessus.

Vu les éléments présentés dans la partie 5.5.2 sur les niveaux de tension BT et HTB 3, la CRE envisage de mettre en place ce tarif seulement pour les installations éligibles raccordées aux niveaux de tension HTA, HTB 1 et HTB 2.

### Question 65 Êtes-vous d'accord avec les critères d'éligibilité envisagés par la CRE pour le tarif injection-soutirage ?

#### Méthode de construction de la composante

La CRE envisage d'appliquer la méthode de construction de la grille injection-soutirage envisagée lors de la consultation de décembre 2023 et rappelée dans la partie 5.5.2, cette méthode n'ayant pas fait l'objet de commentaires particuliers de la part des acteurs de marché.

L'application de cette méthode permet de calculer les grilles illustratives présentées en annexe 9. L'évolution par rapport aux grilles illustratives présentées dans la consultation publique de décembre 2023 provient de la prise en compte de la saisonnalisation des plages temporelles présentée dans la partie 5.4.3, de la prise en compte du niveau du TURPE 6 HTB au 1<sup>er</sup> novembre 2024, ainsi que de l'augmentation du nombre d'heures de pointe dans les poches d'injection photovoltaïques de 250 à 500 heures par an.

#### Evaluation de l'impact des grilles tarifaires de la composante injection-soutirage

L'évaluation de l'impact que pourraient avoir les grilles tarifaires envisagées 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 jour 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 injection-soutirage 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 injection-soutirage sur la facture TURPE du site, la CRE a comparé, à comportement inchangé, la facture TURPE issue de l'application des grilles tarifaires de la composante de soutirage du TURPE 7, à celle qui résulterait d'une souscription de la composante injection-soutirage.

Ces évolutions de factures sont illustrées, pour chaque type de zone du réseau, dans les graphiques ci-dessous :

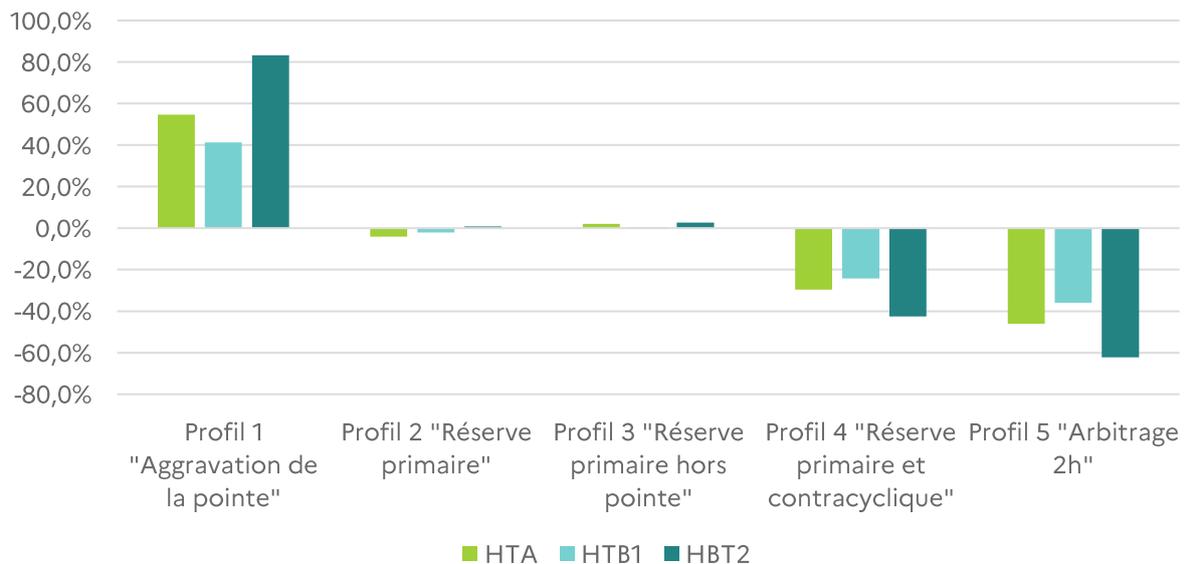
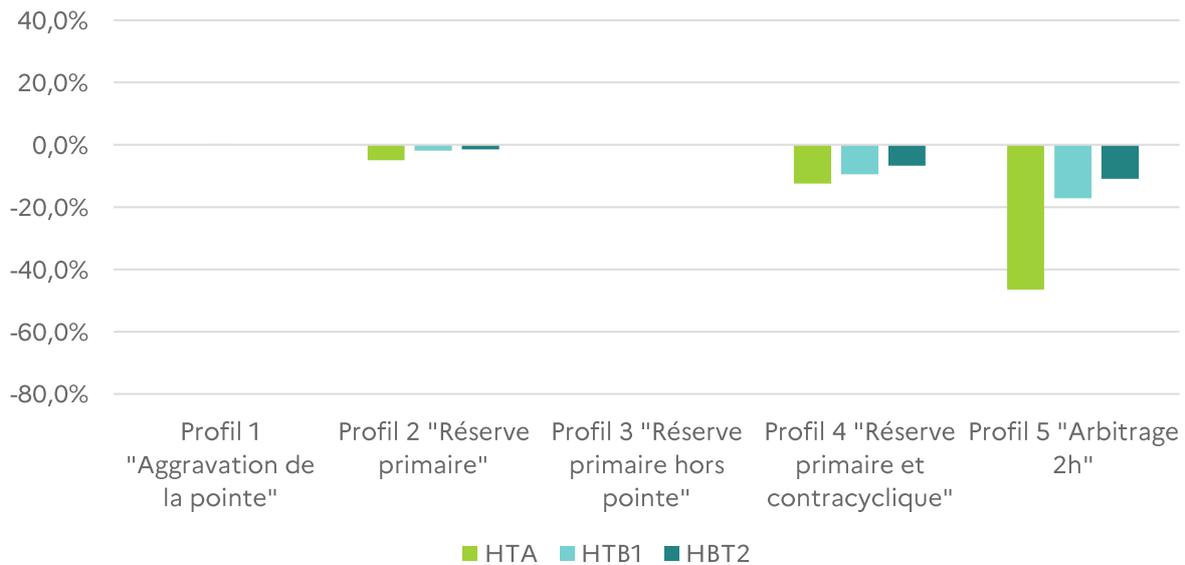


Figure 21. Evolution de facture en poche d'injection à comportement donné



**Figure 22. Evolution de facture 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 pourrait espérer une économie de facture de l'ordre de 36 % en HTB 1 et 62 % en HTB 2 en comparaison de la composante de soutirage dans une poche d'injection photovoltaïque. Dans une poche de soutirage, l'économie potentielle serait respectivement de l'ordre de 17 % et 11 %.

#### Modalités de mise en œuvre

La CRE envisage de mettre en place cette composante à partir du 1<sup>er</sup> août 2026, afin de laisser aux gestionnaires de réseaux le temps de réaliser les développements nécessaires à cette évolution. De plus, la CRE envisage de demander aux gestionnaires de réseaux de publier dès le 1<sup>er</sup> août 2025 la carte des poches de réseau classées en zones de soutirage et en zones d'injection photovoltaïque, afin de permettre aux utilisateurs de préparer les évolutions de comportement afférentes.

La CRE envisage de considérer une durée minimale d'engagement de 12 mois pour tout utilisateur choisissant de souscrire cette composante.

Au regard de l'existence d'un coefficient tarifaire négatif, la CRE envisage de préciser que l'application d'un coefficient tarifaire négatif de la composante injection-soutirage ne peut pas conduire, sur la période d'une année civile, à l'acquittement d'une facture négative au titre de l'utilisation du RPT.

**Question 66 Êtes-vous favorable aux grilles tarifaires de la composante injection-soutirage et aux modalités de mise en œuvre envisagées ?**

## 5.6. Evolutions de factures modélisées

**AVERTISSEMENT : Dans l'ensemble de cette partie, l'évolution moyenne du TURPE 7 HTB par rapport au TURPE 6 HTB (+10 % environ au 1<sup>er</sup> août 2025 dans le scénario illustratif) n'est pas prise en compte pour permettre aux parties intéressées d'apprécier plus directement l'impact des modifications de structure envisagées par la CRE : les simulations de factures sont ainsi présentées à iso-niveau 2024.**

Les écarts entre les évolutions de factures présentées dans ce document et les évolutions présentées dans la consultation publique du 14 décembre 2023 proviennent :

- de la différence dans le référentiel TURPE 6 considéré : les écarts présentés dans la consultation publique de décembre 2023 étaient calculés par rapport aux grilles TURPE 6 HTB du 1<sup>er</sup> août 2023, alors que les écarts présentés dans la présente consultation sont calculés par rapport aux grilles TURPE 6 HTB du 1<sup>er</sup> novembre 2024 (pour rappel, la délibération TURPE 6

HTB prévoit une application progressive des changements de méthodologie décidés, entraînant une évolution de la forme des grilles à chaque évolution annuelle de la période tarifaire TURPE 6) ;

- des évolutions marginales par rapport à la méthode utilisée dans la consultation de décembre 2023, principalement s'agissant de la différenciation saisonnière des plages d'heures creuses et d'heures pleines utilisée pour le calcul des grilles de la présente consultation.

La méthode de calcul de la composante de soutirage envisagée pour TURPE 7 restant globalement inchangée par rapport à celle du TURPE 6, les grilles illustratives détaillées dans l'annexe 9 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 illustratives. Les calculs sont réalisés en comparant, pour un portefeuille de clients, la facture du TURPE optimisé (sur la base des différentes formules tarifaires d'acheminement disponibles) issue de l'application des grilles de TURPE 6 du 1<sup>er</sup> novembre 2024 et celle issue de l'application des grilles illustratives du TURPE 7, à comportement de soutirage et puissance souscrite constants. Ces grilles sont calculées de manière à collecter le même niveau de revenu au global qu'en 2024.

### Evolutions de factures liées à la composante de soutirage

Pour les domaines de tension HTB 1 et HTB 2, les points de livraison peuvent être regroupés par secteur d'activité. Les effets des grilles préliminaires envisagées dans cette consultation se traduisent 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 de TURPE liée à la composante de soutirage induites par la méthode envisagée et la mise à jour des données d'entrée sont d'une ampleur limitée, à la hausse comme à la baisse. Les hausses de facture de TURPE maximales liées à l'application des grilles préliminaires envisagées dans cette consultation seraient de +4,1 % en HTB 1 et +2,4 % en HTB 2, et s'appliqueraient à une part très faible des utilisateurs du réseau. Ainsi, environ 2 % des utilisateurs HTB 1 et 0,5 % des utilisateurs HTB 2 verraient leur facture augmenter de plus de 2 %.

Les hausses les plus marquées concerneraient surtout les utilisateurs à plus courte durée d'utilisation, en particulier le secteur ferroviaire et certains industriels dont l'utilisation du réseau est particulièrement courte. Cela en raison d'une hausse de la part puissance qui n'est que partiellement compensée par la baisse de la part énergie du fait de la durée d'utilisation. En moyenne, les charges portées par les postes de distribution seraient stables (+0,01 %).

Le graphique ci-dessous représente l'évolution sectorielle du niveau du TURPE entre les grilles TURPE 6 au 1<sup>er</sup> novembre 2024 et les grilles envisagées pour le TURPE 7 HTB, calculée sur la base des soutirages constatés en 2021 des utilisateurs du réseau de transport (clients directs et postes de distribution).

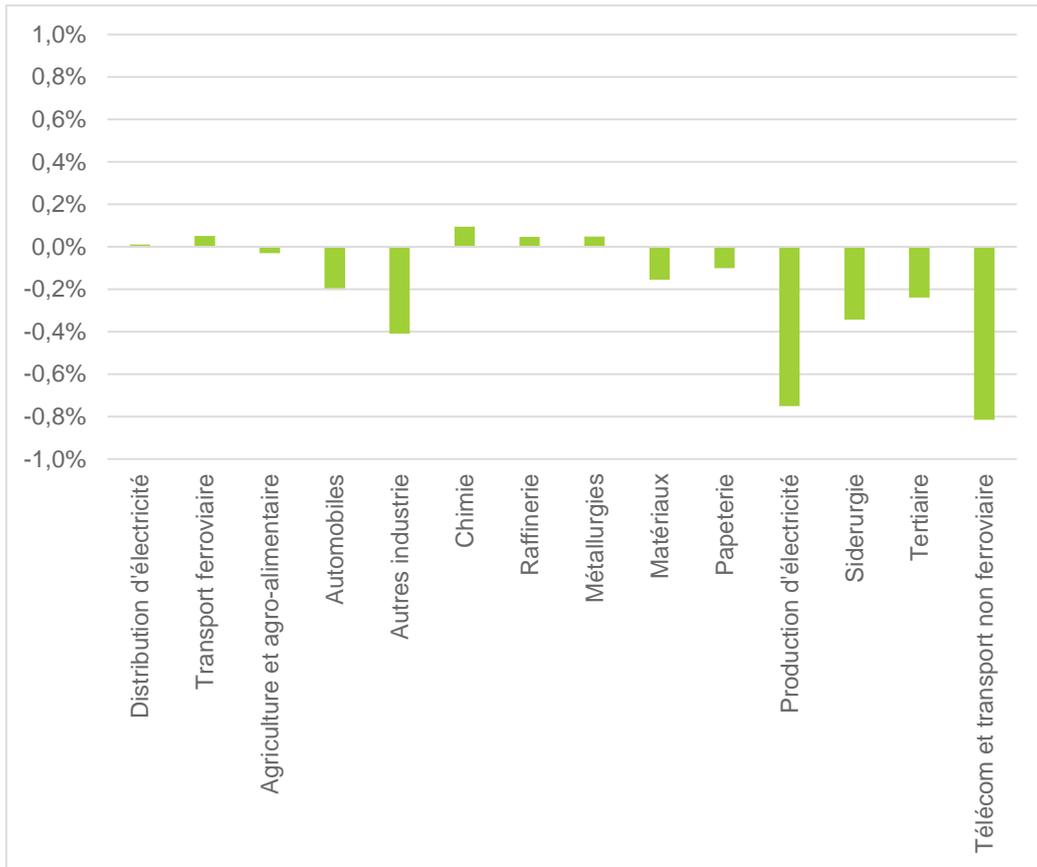


Figure 23. Evolutions de facture HTB (intégrant l'abattement TURPE) envisagées entre TURPE 6 et TURPE 7 en fonction des secteurs d'activité des utilisateurs du réseau

Evolution de la part puissance

Les grilles préliminaires issues de la méthode présentée dans cette consultation publique conduisent à une très légère hausse de la part puissance payée par les utilisateurs du RPT, après la hausse marquée de cette part puissance lissée sur la période TURPE 6 HTB.

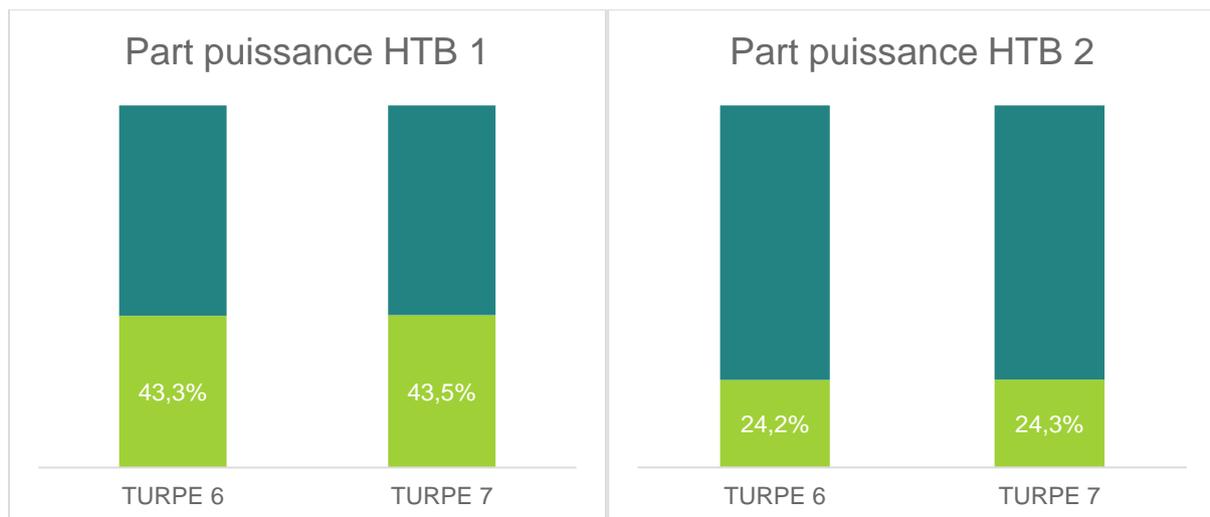


Figure 24. Part puissance HTB 1 et HTB 2

Question 67 Avez-vous d'autres observations sur la consultation publique relative au TURPE 7 de RTE ?