



**Réponse de RTE à la consultation publique de la  
CRE du 20 octobre 2022 N°2022-011 relative aux  
tarifs d'utilisation des réseaux publics de  
transport et de distribution d'électricité  
(TURPE 6 HTB- HTA-BT)**



RTE salue l'écoute de la CRE et la prise en compte de ses demandes pour faire évoluer le cadre de régulation et les moyens alloués à l'entreprise pour lui permettre de continuer à mener à bien ses missions malgré un contexte inédit.

L'envolée des prix de marché de l'énergie constatée depuis l'été 2021 conduit en effet à accroître déraisonnablement le niveau de risque supporté par RTE et affecte négativement sa performance, bien au-delà des aléas ordinaires d'exploitation. Les évolutions du cadre de régulation formulées par la CRE permettent globalement de revenir au niveau de risque qui prévalait lors de l'adoption de TURPE6. En ce sens, RTE est favorable à la majorité des évolutions proposées visant à modifier le cadre de régulation applicable aux activités système. RTE s'inquiète toutefois du traitement réservé aux charges liées à la compensation inter GRT, que la CRE n'entend pas modifier alors que les coûts en cause s'écartent très fortement des hypothèses retenues au moment de l'élaboration de TURPE6 et sont supportés intégralement par RTE.

La crise énergétique et environnementale que nous traversons conduit également à une accélération de la décarbonation permettant en outre d'asseoir la souveraineté énergétique de la France. Cela se matérialise concrètement pour RTE par un fort accroissement des demandes de raccordement des utilisateurs de réseau (producteur d'énergie renouvelable, industriels électrifiant leurs processus de production, électrolyseurs...) qui ont conduit à dégrader sensiblement les délais de traitement de RTE. RTE reconnaît que ces délais sont aujourd'hui éloignés des attentes de ses clients et a décidé de mettre en œuvre des adaptations de son organisation afin de retrouver au plus vite les délais standards de traitement. Ces adaptations produiront leurs effets progressivement.

**Question 1 : Pour l'année 2022, êtes-vous favorable à la proposition de la CRE d'inclure les coûts de congestions à 100% au CRCP ?**

RTE y est favorable.

**Question 2 : Pour les années 2023 et 2024, êtes-vous favorable à la proposition de la CRE de remplacer la régulation incitative sur les coûts de congestions nationales et internationales par une régulation incitative portant sur les volumes de congestions nationales et internationales, ainsi qu'aux modalités de cette dernière ?**

RTE est favorable à la proposition d'incitation formulée par la CRE dans la mesure où elle permet de ramener le niveau de risque supporté par RTE à celui fixé au moment de l'élaboration de TURPE6.

Néanmoins RTE rappelle qu'il dispose de peu de leviers pour maîtriser le volume de congestions internationales. Celui-ci résulte pour une grande partie des exigences du Paquet « Energie Propre », lequel exige la mise à disposition de 70% des capacités des interconnexions. La majeure partie des contraintes de réseau qui en découlent nécessite l'activation de parades coûteuses (Coutertrading, Redispatching), quand bien même RTE cherche systématiquement dans un

premier temps à résoudre ces contraintes par des parades topologiques non coûteuses. La poursuite d'une telle incitation pour réduire les volumes de congestion internationales pourrait conduire à limiter voire réduire les capacités proposées au marché sur les échéances plus lointaines que l'infra-journalier, ce qui n'est ni la lettre, ni l'esprit des textes européens.

En outre, considérer isolément les congestions internationales sans les revenus d'allocation, qui eux aussi sont en augmentation sensible, ne permet pas de disposer d'une vision d'ensemble de la valeur pour la collectivité.

Dans le cadre de la préparation de TURPE7, RTE fera des propositions de régulation incitative alternative courant 2023 et reste critique vis-à-vis d'une régulation en volume qui va à l'encontre de la nécessaire maximisation des capacités d'échanges aux frontières.

**Question 3 : Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE, pour les années 2023 et 2024, de remplacer la régulation incitative portant sur les coûts de constitution des réserves d'équilibrage par une régulation incitative portant sur les volumes d'ajustements pour motif de reconstitution des services système et marges, ainsi qu'aux modalités de cette dernière ?**

RTE est favorable à la proposition d'incitation formulée par la CRE dans la mesure où elle permet de ramener le niveau de risque supporté par RTE à celui fixé au moment de l'élaboration de TURPE6. Néanmoins, l'incitation sur les volumes ne permet pas de progresser dans la mesure où RTE dispose de très peu de leviers pour maîtriser les volumes d'ajustements pour motif de reconstitution des services système et marges. Ces équilibres sont en effet le fruit de l'état d'équilibre du système électrique, conséquence du comportement des acteurs de marché, des pannes et aléas en temps réel (sur les conditions météorologiques de vent, de température ou de panne de groupes de production) et du modèle d'équilibrage actuel avec les capacités de modulation limitées du système électrique. A contrario, une incitation sur les volumes d'ajustement pourrait inciter RTE à une prise de risque en termes d'exploitation au-delà des normes édictées par les codes européens en vigueur. Dans le cadre de la préparation de TURPE7, RTE fera des propositions de régulation incitative alternative courant 2023.

**Question 4 : Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE d'inclure les abattements, pénalités et indemnités liés aux réserves d'équilibrage à 100% au CRCP pour les années 2023 et 2024 ?**

RTE n'est pas opposé à cette évolution, d'autant plus que, compte tenu des évolutions de prix de marché, les acteurs pourraient être amenés à mieux respecter les conditions contractuelles.

**Question 5 : Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE, pour les années 2023 et 2024, de remplacer l'incitation à 100% sur les coûts de la part variable de la compensation synchrone par une régulation incitative portant sur les volumes d'énergie valorisée au titre de la compensation synchrone, ainsi qu'aux modalités de cette dernière ?**

RTE est favorable à la proposition d'incitation formulée par la CRE dans la mesure où elle permet de ramener le niveau de risque supporté par RTE à celui fixé au moment de l'élaboration de TURPE6.

**Question 6 : Êtes-vous favorable aux propositions d'évolution de la CRE pour l'incitation sur le volume d'achat des pertes supportées par RTE et Enedis ?**

RTE est favorable à la proposition formulée par la CRE de gel du prix de référence pour le calcul de l'incitation sur le volume d'achat des pertes dans la mesure où elle permet de ramener le niveau de risque supporté par RTE à celui fixé au moment de l'élaboration de TURPE6.

Néanmoins, RTE rappelle qu'il conteste fermement la pertinence d'un dispositif de régulation incitative portant sur les volumes de pertes électriques.

Les facteurs dimensionnant du volume des pertes électriques sur le réseau de transport (niveau et localisation de la consommation dépendant notamment d'aléas météorologiques, plans de production, transits internationaux, etc.) sont en effet hors du champ de maîtrise de RTE. Au-delà des manœuvres réalisées sur la topologie du réseau, dont RTE a rendu compte chaque année à la CRE durant la période TURPE5 et qui n'ont que des effets négligeables sur le volume de pertes électriques (moins de 2 % du volume total des pertes), les leviers de « performance » dont dispose RTE sur ce mécanisme conduiraient, s'ils étaient utilisés, à augmenter le risque de coupure de clients, à limiter les capacités d'interconnexion, la capacité utilisée des ouvrages existants ou le déploiement de câbles à faible dilatation. RTE considère que la mobilisation de ces leviers, que la CRE encourage avec ce mécanisme, irait à rebours des intérêts de la collectivité.

Faute de porter sur des leviers mobilisables par l'opérateur, l'introduction de ce mécanisme depuis la période TURPE 5 n'a permis aucune économie de pertes électriques sur le réseau de transport. RTE rappelle que, contrairement au réseau public de distribution (RPD), les pertes « non-techniques » n'existent pas sur le réseau public de transport (RPT), ce qui élimine ce gisement de réduction de pertes électriques. Par ailleurs, RTE est soumis dans l'exercice de ses missions à des contraintes auxquelles ne sont pas soumis les gestionnaires de réseaux de distribution, comme la gestion des flux transfrontaliers.

En pratique, le taux de pertes normatif de référence retenu par la CRE pour la période TURPE 5 étant sous-calés, RTE a dû verser des pénalités pour chacune des années de la période, sans disposer de moyen de les éviter ni même de les limiter. Il en est de même pour la première année de TURPE 6. Le passé récent (2020 et 2021) est tout particulièrement instructif.

Les taux constatés ces dernières années sont en effet particulièrement élevés et ceci s'explique quasi exclusivement par un plan de production très particulier du fait d'une disponibilité nucléaire dégradée à la suite du plan de maintenance des groupes nucléaires, avec les facteurs de perturbation tels que la crise sanitaire, sur lesquels RTE n'a aucun levier. Cette situation a conduit à accroître les distances moyennes de transport et donc de facto le niveau apparent de pertes. Les phénomènes de corrosion observés sur une partie du parc nucléaire conduisent à anticiper une disponibilité nucléaire dégradée jusqu'en 2024 à minima, ce qui va induire une forte pénalité subie par RTE.

Par ailleurs, au-delà de cet effet conjoncturel, le taux normatif fixé par la CRE ne tient pas compte de la mise en service de l'EPR de Flamanville et du développement de nouvelles infrastructures réseaux qui dégradent mécaniquement le taux de pertes (mise en service de nouvelles interconnexions et renforcements d'axes existants en utilisant des câbles offrant des capacités de transit accrues (câbles à faible dilatation) qui présentent l'intérêt sur le plan sociétal de maximiser l'utilisation de corridors existants plutôt que d'en créer de nouveaux et qui conduit à pénaliser RTE au titre de la régulation incitative).

Concernant l'incitation portant sur le prix moyen d'achat de l'énergie pour la compensation des pertes, quand bien même RTE est relativement satisfait de cette régulation qui est cohérente avec les objectifs de maîtrise des coûts d'achat de l'énergie pour la compensation des Pertes, RTE souhaiterait que quelques modifications soient apportées. En effet, compte tenu des conditions de marché actuelles, certains risques, nouveaux ou négligeables au moment de l'élaboration de TURPE6, se sont matérialisés.

RTE souhaite par ailleurs attirer l'attention de la CRE sur le cadre de régulation applicable aux charges liées à la compensation inter GRT qui dépendent à la fois du prix d'achat moyen des pertes de l'ensemble des GRT et des flux aux frontières, qui sont deux paramètres sur lesquels RTE n'a pas la main. Ce poste, historiquement assez stable, connaît en 2022 des évolutions importantes qui devraient se poursuivre en 2023 et 2024 et qui impactent négativement la performance de RTE (pour mémoire RTE supporte à 100% cette dépense).

Etant donné que la charge nette associée au mécanisme ITC est sensible aux mêmes facteurs que les autres postes activités systèmes, il serait cohérent de leur appliquer le même traitement réglementaire et de les inclure au CRCP. Ce poste est d'ailleurs inclus dans l'équivalent du CRCP de la quasi intégralité des GRT en Europe : seuls 5 (dont RTE) ne sont pas couverts contre les variations de ce poste.

A défaut, RTE souhaiterait étendre la logique proposée pour les autres postes activités systèmes en insensibilisant ce poste des effets prix (en retenant par exemple les prix qui prévalaient pour chacun des pays en 2020).

**Question 7 : Êtes-vous favorable à la correction de la trajectoire de production immobilisée pour les années 2023 et 2024 ?**

RTE souhaite naturellement cette correction de la trajectoire de la « part main d'œuvre » de la production immobilisée. Par différence, en surestimant la part de la masse salariale imputable en d'investissement, la délibération a sous-calé la masse salariale disponible en dépenses d'exploitation.

Si sur 2021, l'impact de cette erreur reste mesuré (8M€) et a pu être masqué par divers aléas favorables et, comme le souligne la CRE, conjoncturels, il croît sur les années suivantes : 15M€ en 2022, puis 18M€ en 2023 et 24M€ en 2024.

De tels montants, rapportés à une trajectoire de charges de personnels nette de 800M€/an sont d'autant moins supportables qu'en sus des charges que le tarif devait initialement couvrir, RTE fait face, depuis l'entrée en vigueur de la délibération à de nouveaux enjeux, qui vont nécessiter des ressources supplémentaires : des attentes plus fortes sur son rôle d'éclaireur, un passage de l'hiver sous tension mais aussi et surtout une explosion des demandes de raccordement.

RTE regrette que la proposition de correction ne porte que sur les années 2023 et 2024 et souhaite qu'elle soit étendue aux années 2021 et 2022.

**Question 8 : Êtes-vous favorable à la restitution aux utilisateurs du réseau des montants transférés de charges d'exploitation vers des dépenses d'investissement ?**

RTE est d'accord avec la restitution aux utilisateurs du réseau de ces transferts de charges entre dépenses d'exploitation et dépenses d'investissement.

Pour rappel du contexte, RTE a procédé depuis 2021 à une démarche visant à une meilleure adéquation entre sa comptabilité et son patrimoine technique.

En totale transparence avec le régulateur, il a alerté ce dernier sur les impacts de ces évolutions en termes de transfert de dépenses. Certaines de ces évolutions avaient d'ailleurs été évoquées dès le dossier tarifaire, même si les impacts, faute d'études abouties à ce stade, n'avaient pas été quantifiés.

La première de ces évolutions, qui consiste à descendre dans la comptabilité au niveau fin des composants constitutifs du réseau, permettra de faire coller au plus près du réel les durées de vie comptables des ouvrages et de faciliter le dialogue entre comptabilité et technique.

La seconde consiste en une intégration comptable dans les coûts des projets de l'ensemble de la main d'œuvre qui y contribue de fait, notamment les fonctions transverses. Dans ce sens, un travail fin, sur la base de critères stricts et validés par les Commissaires aux Comptes, a permis de rapprocher RTE des standards du marché.

**Question 9 : Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE de mettre en place un suivi du taux de transmission des propositions techniques et financières dans les délais convenus avec le demandeur et au mécanisme incitatif associé ?**

RTE est favorable à la mise en place d'un suivi mais émet plusieurs réserves sur le mécanisme incitatif associé.

D'abord parce que le taux de transmission des propositions techniques et financières (PTF) dépend du volume de demandes. Or, depuis plusieurs mois RTE constate un accroissement de celui-ci : alors que le rythme moyen annuel de PTF (et de Proposition d'entrée en File d'Attente) reçues par RTE était de l'ordre de 160 par an avant 2020, il a atteint environ 300 demandes en 2021 et s'établit à fin octobre à environ 400 demandes pour l'année en cours. La capacité de RTE à atteindre les cibles indiquées dépendra étroitement de l'évolution du nombre de PTF reçues. Une régulation incitative risquerait de devenir rapidement mal calibrée si le nombre continue, comme on peut s'y attendre, à augmenter de manière importante dans les prochains mois, sauf à ce que cette cible (ou à défaut la force d'incitation) soit indexée sur le nombre de PTF considéré.

Ensuite parce que, quand bien même RTE prévoit d'allouer prioritairement des effectifs sur le traitement des demandes de PTF dès 2023, le temps nécessaire de formation et de montée en compétence empêchera une traduction de cet effort de recrutement en une amélioration sur la première année.

Enfin RTE souligne que si le taux de 70% de réponse dans les délais s'établit à la fin du premier semestre 2022 (contre 81% à fin 2020), il devrait être significativement plus faible à fin d'année 2022, étant donné le volume important de demandes reçues ces derniers mois qu'il lui reste à traiter.

Si malgré tout la CRE venait à retenir une incitation financière, RTE demande à ce qu'il ne porte que sur les demandes de PTF reçues à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2023 afin de ne pas être injustement pénalisé par des résultats portant sur des années antérieures.

Par ailleurs, RTE constate que les demandes émanant des consommateurs (à peu près la moitié) apparaissent moins matures que celles émanant des producteurs (encadrées notamment par les principes de planification établis au travers des S3REnR depuis 2012). En effet, RTE voit arriver, de la part de consommateurs, de multiples demandes, parfois à quelques heures d'intervalles, dans une même zone électrique. Au-delà du traitement de chacune des demandes souvent complexes au regard des niveaux de puissance requis (nécessité de réaliser parfois des renforcements de réseau HTB3), RTE doit tenir compte de l'ordre des demandes pour une même zone. En effet, la règle actuelle est basée sur le principe du premier arrivé premier servi. En outre, RTE constate que 50 % seulement des PTF consommateurs sont in fine acceptées par les clients. Certaines demandes de PTF relèvent plutôt d'études exploratoires qui nécessitent une mobilisation moindre des ressources de RTE (payées par l'ensemble des utilisateurs du réseau).

Selon RTE, la priorité est de renforcer les dispositifs réglementaires voire législatifs afin d'affecter les capacités d'accueil du réseau de transport aux clients qui

disposent de projets matures, et permettant également de consacrer de manière préférentielle les ressources de RTE sur ces projets. RTE a commencé à faire évoluer sa procédure de raccordement afin de considérer comme recevable les seules demandes des clients disposant d'une preuve de sécurisation de leur foncier. Cette disposition a été approuvée par la Commission de régulation de l'énergie. Cette mesure doit être complétée rapidement d'autres leviers afin notamment de limiter les préemptions de capacité sur le réseau de la part de certains acteurs. RTE lancera une concertation dans les prochaines semaines dans cette optique.

**Question 10 : Partagez-vous l'intérêt de suivre également le délai moyen de transmission des propositions techniques et financières ? Considérez-vous pertinent d'introduire une incitation financière relative à cet indicateur ?**

Selon RTE, la notion de délai moyen n'a pas de sens. En effet RTE est amené à traiter des PTF dont la nature et la complexité sont très diverses. Ainsi le délai de traitement d'une PTF producteur s'inscrivant dans le cadre d'un S3REnR est très différent du traitement d'une PTF consommateur d'un niveau de puissance élevé dans une zone électriquement saturée dans laquelle plusieurs PTF sont déjà en cours de traitement, avec potentiellement des impacts sur les flux grand transport inter-régionaux, voire sur les capacités aux interconnexions. Il est alors nécessaire d'apprécier les impacts et ainsi de formuler une proposition de raccordement opérante à ces égards. C'est d'ailleurs pourquoi la DTR (Documentation Technique de Raccordement) prévoit la possibilité de définir avec le demandeur un délai de traitement spécifique. La notion de délai doit donc s'apprécier au cas par cas (en fonction de la réalisation ou non d'une étude exploratoire en amont, de la zone de raccordement, de la puissance demandée,...). Aussi il ne semble pas souhaitable d'introduire un indicateur sur le délai moyen de transmission des PTF.

**Question 11 : Êtes-vous favorable à l'introduction d'autres indicateurs ou de nouvelles mesures incitatives appropriées concernant le processus de raccordement ?**

La présente consultation porte sur une révision à mi TURPE du cadre de régulation applicable à RTE. RTE considère qu'il convient de limiter les évolutions de cadre de régulation et de se focaliser sur les principaux sujets à enjeux. Pour le raccordement, il s'agit des demandes de traitement de PTF. Aussi RTE considère pour plus de lisibilité qu'il n'est pas souhaitable de multiplier les indicateurs.

**Question 12 : Êtes-vous favorable à l'inclusion, au cas par cas et sur la base de dossiers argumentés par RTE, des créances irrécouvrables des responsables d'équilibre au CRCP ?**

RTE tient préalablement à rappeler qu'il a fait évoluer les règles MA-RE au 1er septembre 2022 afin de prévenir et limiter au maximum les risques financiers du dispositif. Ces règles ont été concertées auprès de l'ensemble des acteurs et validées par la CRE.

A date, RTE réalise des actions de suivi quotidiennes des encours de chacun des RE et met en œuvre des actions de correction, en conséquence des règles au 1er



septembre suivant les cas où cela s'avère nécessaire (action pouvant aller jusqu'à la résiliation de l'accord de participation du contractant). Malgré le haut niveau de contrôle des risques mis en place par RTE, il n'est pas exclu que certains RE se trouvent défaillants sans que cela relève d'une faute de RTE (cf liquidation récente de deux RE). Or, l'article 44 paragraphe 2 du règlement Electricity Balancing indique qu'un gestionnaire de réseau de transport ne peut encourir ni gain ni perte économique dans sa mission consistant à piloter le dispositif de responsable d'équilibre et assurer l'équilibre offre demande du système électrique.

Aussi RTE aurait souhaité une inclusion automatique de ces créances au CRCP afin de respecter les obligations nées de l'article susnommé du règlement Electricity Balancing plutôt qu'une évaluation ad hoc qui présente un caractère arbitraire.

**Question 13 : Êtes-vous favorable à l'ajout de l'action « partage des capacités transfrontalières françaises sur la plateforme MARI pour les activations programmées qui ont lieu chaque quart d'heure » à la liste des actions prioritaires du dispositif de régulation incitative permettant de favoriser l'innovation à l'externe, et à son délai de mise en œuvre ?**

RTE n'a pas d'objection à l'ajout de cette action à la liste des actions prioritaires du dispositif de régulation incitative permettant de favoriser l'innovation à l'externe.