



LE PRÉSIDENT DU DIRECTOIRE

Monsieur Jean-François CARENCO
Président
Commission de régulation de l'énergie
15 rue Pasquier
75 379 PARIS Cedex 08

Recommandé avec AR

La Défense, le 29 MARS 2019

Monsieur le Président,

La Commission de régulation de l'énergie a lancé le 14 février dernier une consultation publique relative au cadre de régulation tarifaire applicable aux opérateurs d'infrastructures régulées en France.

A cet effet, j'ai le plaisir de vous adresser ci-joint la réponse de RTE à cette consultation.

En vous souhaitant bonne réception de ces éléments, je vous prie de croire, Monsieur le Président, à l'assurance de ma considération distinguée.

François BROTTE

Pièce jointe :

- Réponse de RTE à la consultation publique du 14 février 2019, n°2019-003, relative au cadre de régulation tarifaire applicable aux opérateurs d'infrastructures régulées en France.

RTE - PRESIDENCE

Pour toute correspondance :
7C Place du Dôme - 92 073 LA DEFENSE Cedex
T +33 (0)1 41 02 17 51

francois.brottes@rte-france.com / secrétariat : presidence@rte-france.com

RTE Réseau de transport d'électricité - société anonyme à directoire et conseil de surveillance au capital de 2 132 285 690 euros - R.C.S.Nanterre
444 619 258

www.rte-france.com



05-09-00-COUR



**Réponse de RTE à la consultation publique de la
CRE du 14 février 2019 N°2019-003 relative au
cadre tarifaire applicable aux opérateurs
d'infrastructures régulées en France**

RTE répond aux trente-trois questions de la consultation publique de la CRE du 14 février 2019 N°2019-003 relative au cadre de régulation tarifaire applicable aux opérateurs d'infrastructures régulées en France.

Dans ses réponses à la consultation, RTE s'est attaché à apporter un argumentaire précis. Toutefois, en préambule, il paraît important de souligner l'enjeu majeur dans lequel s'inscrit la construction du prochain cadre tarifaire : la maîtrise des coûts de long terme pour la collectivité dans un avenir de plus en plus incertain tant du point de vue du mix énergétique et des usages de l'électricité que du point de vue des paramètres macroéconomiques.

C'est pourquoi RTE appelle la CRE à être vigilante à ce que le cadre de régulation de la prochaine période tarifaire conduise à :

- inciter à prendre les bonnes décisions d'investissement : plutôt qu'un changement complexe du mode de rémunération, comme celui proposé dans la consultation, qui n'aurait a priori aucun effet sur le volume ni sur la nature des projets réalisés, RTE serait favorable à la mise en œuvre d'une régulation qui appuierait les opérateurs dans leur choix des investissements les plus porteurs de valeur pour la collectivité ;
- optimiser le partage des risques : RTE recommande que l'allocation des risques entre opérateurs et utilisateurs se fasse en tenant compte du niveau de maîtrise des risques et des leviers d'action dont chacun dispose. Pour RTE, cette réflexion doit conjointement porter sur le périmètre du CRCP, sur l'opportunité d'introduire un niveau d'incitation sur certains postes de charges du CRCP - à l'image de la régulation sur le prix des pertes ou le volume de réserves - et sur la rémunération appropriée des risques supportés par l'opérateur ;
- faire évoluer le dispositif d'incitation à la maîtrise des coûts d'investissement : ce dispositif, adapté aux objectifs et aux enjeux, ne doit pas créer d'effets pervers tendant au renchérissement du coût sur le cycle de vie, en contraignant les coûts d'investissement et faisant croître à moyen et long termes les coûts de maintenance. Dans un contexte d'exigences environnementales toujours croissantes et face à une opposition sociétale à ses ouvrages toujours plus forte, RTE reste dubitatif sur l'efficacité à long terme du dispositif actuel qui porte sur les coûts de réalisation des grands projets. En conséquence, RTE exprime des réserves sur la proposition de renforcement et d'extension de ce dispositif proposée par la CRE dans la consultation et souhaite insister à nouveau sur l'intérêt d'un regard du régulateur très en amont des projets, au moment où le bénéfice socio-économique est analysé ;
- favoriser l'innovation des acteurs : RTE est disposé à poursuivre et renforcer la concertation avec les acteurs pour mettre à leur disposition davantage d'informations susceptibles de faciliter des projets innovants.

De manière générale, RTE met l'accent sur l'importance d'un prochain cadre de régulation qui comporte des évolutions - lorsqu'elles sont nécessaires - simples, lisibles et de mise en œuvre opérationnelle facile pour RTE comme pour ses clients.

Enfin, RTE tient à souligner que, s'il est concevable de vouloir définir un cadre global et homogène, destiné à s'appliquer à l'ensemble des entreprises régulées

du secteur de l'énergie, il ne faut pas que cela amène à nier des différences bien réelles. L'électricité n'est pas le gaz, le transport n'est pas la distribution. Les déterminants des prises de décision et la gouvernance ne sont pas nécessairement identiques d'un opérateur à un autre. A considérer insuffisamment ces différences, le risque pourrait être d'envoyer des signaux inappropriés. C'est bien dans ce sens qu'il faut comprendre la seconde consultation spécifique à chacun des opérateurs, prévue mi 2020.

Question 1 : Partagez-vous le bilan globalement positif du cadre tarifaire mis en œuvre par la CRE depuis 10 ans ?

Le cadre tarifaire mis en œuvre par la CRE a globalement permis à RTE d'assurer ses missions de service public, de réaliser les investissements nécessaires pour la collectivité, et de conserver une rentabilité et une solvabilité en ligne avec celles attendues légitimement par les apporteurs de capitaux, tout en maintenant d'importants efforts de recherche & développement et d'innovation.

RTE regrette seulement que certains mécanismes de régulation incitative, parfois inutilement complexes et mis en place sans analyse préalable d'impact ou de faisabilité (sur le coût d'achat des pertes, sur les arbitrages entre OPEX et CAPEX hors réseau, etc.), manquent leur but, ne réussissant pas à inciter RTE à agir dans l'intérêt de la collectivité et puissent même, dans certains cas, contribuer à introduire des rigidités de gestion d'entreprise au détriment de la collectivité.

Question 2 : Partagez-vous les grands enjeux identifiés par la CRE pour la prochaine génération de tarifs ?

RTE considère que les principaux enjeux sont en lien avec :

- la restructuration du parc de production dans le cadre de la transition énergétique, nécessitant des raccordements de producteurs, notamment en mer, et des reconfigurations du réseau de transport ;
- l'évolution des usages de l'électricité et des modes d'utilisation des réseaux, qui renforce la complexité des missions de RTE pour garantir la sûreté du système électrique à tout instant et assurer la solidarité entre les territoires ;
- le développement des technologies numériques et l'innovation permettant d'exploiter le réseau plus efficacement et de limiter les investissements traditionnels, au bénéfice des utilisateurs ;
- l'intégration du marché européen et la mise en application du quatrième paquet énergie, qui nécessiteront de rendre disponibles davantage de capacités pour les échanges pan-européens et de faire évoluer de façon significative les mécanismes de marché, avec des gains attendus à moyen-long terme mais des risques de surcoûts d'harmonisation à court terme (une attention particulière devra être portée à la maîtrise des transferts de charges entre acteurs et entre pays) ;
- ainsi que les besoins de renouvellement des ouvrages du fait du vieillissement des actifs de réseau.

Question 3 : Considérez-vous comme la CRE qu'une durée de la période tarifaire de 4 ans est adaptée ?

RTE considère ce rythme, dans la moyenne des autres pays européens, adapté à l'élaboration de prévisions de charges et de soutirages et à la mise en œuvre d'actions de pilotage de mécanismes de régulation.

Question 4 : Etes-vous favorable à la publication par les opérateurs de prévisions indicatives du tarif au-delà de la période tarifaire en cours et sur 4 années glissantes ?

RTE émet de fortes réserves sur des publications de prévisions de tarif au-delà de la période tarifaire en cours. En effet, les évolutions tarifaires reposent sur un certain nombre de paramètres que l'on peut classer en deux catégories : ceux pour lesquels RTE est en capacité de produire des prévisions, et ceux qui relèvent de choix de la CRE ou d'évolutions réglementaires et qui ne sont pas prévisibles par RTE.

Ainsi, le niveau du tarif dépend pour partie des dépenses d'investissements, des dépenses d'exploitation, des volumes de soutirages et des recettes d'enchères aux interconnexions, pour lesquels RTE établit des prévisions à usage interne, sous forme de fourchettes et sous l'hypothèse d'un cadre réglementaire constant. Mais il dépend aussi des décisions de la CRE, des évolutions de paramètres macroéconomiques, ou des évolutions réglementaires, peu ou pas prévisibles par RTE : niveau du coût moyen pondéré du capital (CMPC) qui s'appuie sur des taux de marché, évolutions de l'assiette des charges couvertes par les recettes tarifaires, changements de structure du tarif, évolutions du solde du compte de régularisation des charges et produits (CRCP) dues aux aléas sur la période tarifaire en cours, et décisions de la CRE de lisser les hausses de tarif pour favoriser leur acceptabilité. Par exemple, le tarif TURPE 5 a dû prendre en compte des dispositions réglementaires sur le mécanisme d'interruptibilité et des abattements de facture pour les clients électro-intensifs qui n'étaient pas prévisibles quelques années auparavant.

L'impact de ces paramètres non prévisibles par RTE sur les évolutions tarifaires entre deux périodes est potentiellement supérieur à l'impact des paramètres que RTE peut prévoir avec des marges d'incertitude. Aussi, RTE attire l'attention de la CRE sur le fait que des prévisions d'évolutions tarifaires qui supposeraient ces paramètres constants dans le temps ne sauraient constituer des prévisions réalistes ni robustes et n'apporteraient donc guère d'informations aux utilisateurs du réseau. Au contraire, cela risquerait d'inciter ces derniers à prendre des décisions sur la base d'informations approximatives et peu fiables, conduisant à l'effet inverse de celui recherché.

La publication de telles prévisions de l'opérateur représente par ailleurs un risque important pour lui de devoir ensuite expliquer des écarts entre les trajectoires réalisées et les prévisions erronées, susceptible d'éroder la confiance des investisseurs. Or, l'envoi de mauvais signaux aux actionnaires et investisseurs

aurait un impact négatif sur le coût de la dette qui devrait être répercuté aux utilisateurs du réseau.

Question 5 : Etes-vous favorable aux principes de fonctionnement du CRCP envisagés par la CRE ?

RTE considère que, dans leurs principes, les modalités actuelles de fonctionnement du CRCP et d'apurement de son solde sur un an, dans la limite d'un plafond, offrent un bon équilibre entre stabilité du tarif et juste couverture des coûts de l'opérateur dans un délai raisonnable. RTE est toutefois favorable à un assouplissement du plafond annuel d'apurement qui permettrait d'éviter les soldes importants en fin de période et de limiter les reports de charges et de recettes dans le temps (introduction d'un plancher/plafond cumulé sur la totalité de la période et/ou relèvement du plafond annuel).

Par ailleurs, RTE est favorable à l'intégration complète, dès la mise en œuvre d'un nouveau tarif, du solde définitif de CRCP et de l'inflation constatée de la dernière année de la période tarifaire précédente (mise en place d'un coefficient K_n dès la première année visant à apurer l'écart entre solde provisoire estimé au moment de la décision tarifaire et solde définitif).

RTE confirme également qu'il est favorable à l'introduction de règles spécifiques sur la dernière année de la période tarifaire pour minimiser le solde à la fin de la dernière année (apurement sur 5 mois au lieu de 12).

Question 6 : Etes-vous favorable au principe envisagé par la CRE d'évolution du calcul du CRCP pour coordonner les tarifs de transport et de distribution d'électricité ?

RTE considère qu'une coordination des évolutions des tarifs de transport et de distribution de l'électricité contribuerait à rendre plus lisibles ses propres évolutions tarifaires.

Question 7 : Etes-vous favorables à la reconduction du mécanisme de régulation incitative des charges d'exploitation en vigueur pour les prochains tarifs ?

RTE est favorable au maintien d'une enveloppe forfaitaire visant à couvrir les charges d'exploitation. Cela revient à affirmer le principe d'incitation symétrique sur les charges d'exploitation, qui oblige à mobiliser les leviers d'efficacité au cours d'une période tarifaire sur les charges maîtrisables et permet de faire bénéficier les utilisateurs de ces efforts à chaque changement de tarif.

Pour autant, comme également indiqué en réponse aux questions 9 et 13, le taux d'incitation sur les écarts pourrait être inférieur à 100% pour une partie des charges d'exploitation. En effet, l'inclusion de postes de charges faiblement ou non maîtrisables par RTE (par exemple les impôts et taxes, une partie des achats liés

à l'exploitation du système électrique) dans le mécanisme d'incitation sur les dépenses d'exploitation génère un risque pour l'entreprise qui doit être couvert ou rémunéré.

En particulier, si la CRE souhaite maintenir la force d'incitation de 100% sur l'ensemble des charges nettes de fonctionnement, RTE est disposé à continuer d'assumer un risque élevé sur des postes de charges peu maîtrisables à la condition, d'une part, que ce risque soit correctement rémunéré et, d'autre part, que la trajectoire de couverture tarifaire de ces postes soit centrée en espérance sur les coûts réels, prenant en compte les besoins du réseau et les changements structurels à venir, parmi lesquels :

- le vieillissement du réseau et l'augmentation induite des besoins de maintenance qui se traduiront par des charges d'exploitation supplémentaires et permettront de repousser des investissements lourds de renouvellement du réseau ;
- le régime de retraite des industries électriques et gazières qui va très probablement être revu en profondeur lors de la prochaine période tarifaire, les conséquences sur la trajectoire de charges à couvrir devant être prises en compte ;
- de potentielles évolutions des charges fiscales et sociales ;
- le renforcement éventuel des exigences environnementales, sociétales ou en matière de sécurité au travail par exemple, et leurs conséquences ;
- une possible augmentation de l'effectif pour accompagner les nombreux projets d'investissements à venir.

Question 8 : Etes-vous favorable à la reconduction du mécanisme incitant les opérateurs à maîtriser leurs charges de capital au même titre que leurs charges d'exploitation sur un périmètre d'investissements « hors réseaux » ? Le cas échéant, pensez-vous que les systèmes d'information de pilotage du réseau ou de mise à disposition des données devraient être exclus du périmètre « hors réseaux » incité et faire l'objet d'une régulation « classique » avec inclusion automatique dans la BAR des investissements réalisés ?

RTE considère que les modalités du dispositif actuel ne lui permettent pas d'atteindre ses objectifs et propose, pour limiter les inefficacités, d'exclure les investissements dans les systèmes d'information (SI) « réseau » et les investissements immobiliers de son périmètre d'application et de mieux partager les écarts entre l'opérateur et les utilisateurs.

Le mécanisme de régulation des charges d'exploitation et de capital « hors réseaux » introduit pour TURPE 5 vise en théorie à inciter les opérateurs à des arbitrages optimaux entre dépenses d'exploitation et dépenses d'investissement. En pratique, il conduit RTE à respecter chacune des deux enveloppes de revenu autorisé hors réseau, mais ne donne pas d'incitations à réaliser de meilleurs arbitrages que ceux qui sous-tendent les trajectoires.

RTE identifie les principales limites suivantes au dispositif actuel :

- comme toute entreprise, RTE gère ses activités sur la base de dépenses d'exploitation et d'investissement mais il est particulièrement complexe de piloter opérationnellement des charges de capital normatives qui sont le résultat d'un calcul dont le montant d'investissement n'est qu'un élément (et qui dépendent également du CMPC en vigueur, de l'échelonnement des dépenses, des dates de mises en service, des durées d'amortissement) ;
- même s'il était possible de procéder à des arbitrages entre dépenses d'exploitation et charges de capital, alors l'inadéquation entre les durées d'amortissement des actifs (3 à 30 ans pour les actifs hors réseau) et la durée des périodes tarifaires conduirait à dissocier l'intérêt de RTE et celui de la collectivité (par exemple des mises en service en fin de période tarifaire favoriseraient RTE sans apporter de valeur à la collectivité) ou à pénaliser des choix qui seraient optimaux durant une période tarifaire mais sous-optimaux à la suivante (suite à modification du CMPC ou des règles du mécanisme) ;
- une partie des investissements dans les systèmes d'information correspond à des projets liés à la numérisation de la gestion et de l'exploitation du réseau de transport, pour lesquels les choix entre solutions doivent être faits sur la base de la valeur apportée à la collectivité (en tenant compte en particulier des externalités, notamment la valeur de l'énergie non distribuée évitée) et non de la rentabilité pour RTE. De surcroît, RTE s'étonne que, dans un contexte d'incertitudes où le régulateur incite les opérateurs à trouver des solutions innovantes et des investissements moins capitalistiques pour limiter les coûts échoués, le système d'information fasse partie des trois postes de charge pour lesquels la trajectoire d'investissement est contrainte ex-ante.

Dans ce contexte, RTE a fait appel au consultant Frontier Economics pour l'appuyer dans la recherche de pistes d'amélioration du dispositif pour la prochaine période tarifaire en veillant néanmoins à ne pas le rendre plus complexe.

Ainsi, RTE propose que le périmètre d'application de la disposition soit adapté afin de ne porter que sur :

- des postes pour lesquels des arbitrages entre dépenses d'exploitation et d'investissement sont possibles et pour lesquels l'absence d'externalités garantit que l'optimum pour RTE correspond à l'optimum pour la collectivité ;
- des postes pour lesquels l'écart entre la durée d'amortissement et la durée des périodes de régulation est suffisamment limité pour rendre l'incitation opérante.

RTE demande donc :

- à ce que les projets SI liés au réseau soient exclus de ce périmètre, compte-tenu des effets induits sur les dépenses d'investissement et d'exploitation liées au réseau et sur les externalités à prendre en compte dans la valeur des projets pour la collectivité ;
- à ce que les investissements immobiliers soient également exclus en raison d'une durée d'amortissement trop longue par rapport aux périodes tarifaires de quatre ans.

Par ailleurs, afin de limiter les inefficacités induites par les écarts résiduels entre durée d'amortissement et période de régulation, d'assurer un partage plus juste des incertitudes entre les utilisateurs et l'opérateur (sur l'échelonnement des dépenses, les dates de mise en service) et de s'aligner sur les pratiques de régulation en TOTEX observées à l'étranger, RTE propose que la force d'incitation soit réduite.

Enfin, certaines évolutions évoquées en réponse à d'autres questions seraient également de nature à améliorer l'incitation des opérateurs à optimiser les arbitrages entre dépenses d'exploitation et d'investissement sur le périmètre « hors réseau » : le renforcement de la régulation des choix d'investissement des opérateurs, une diminution du taux de partage des risques sur certains postes exclus du CRCP ou encore la diminution du seuil d'activation du guichet smart grids.

Question 9 : Etes-vous favorable au maintien des principes généraux de fonctionnement du CRCP et de partage des risques entre les gestionnaires de réseaux et les utilisateurs ?

RTE est favorable au principe d'un partage des risques entre RTE et les utilisateurs du réseau qui tienne compte de la possibilité ou non de prévoir ces risques, de l'existence de leviers de maîtrise (ou de diversification) de ces risques, et qui permette de minimiser le coût global de ces risques pour la collectivité. Dans ce contexte, RTE rappelle, comme indiqué en réponse aux questions 7 et 13, que le partage des risques pourrait être davantage modulé qu'aujourd'hui (clés de partage intermédiaires entre aucune incitation et incitation à 100%). RTE insiste également sur le grand intérêt, pour certains postes de charges soumis à de fortes incertitudes au moment de la fixation du tarif, d'envisager, au cas par cas, une mise à jour des prévisions en cours de période tarifaire, qui rentreraient dans l'ajustement annuel du tarif.

RTE souligne que le risque qui est *in fine* affecté à l'opérateur doit être proportionné à l'objectif visé et pris correctement en compte dans la détermination du taux de rémunération régulé appliqué aux capitaux engagés, et dans l'affectation aux utilisateurs du réseau des autres risques par des ajustements tarifaires issus de l'apurement du CRCP.

RTE rappelle, enfin, que l'allocation de risques aux opérateurs ne peut avoir une réelle efficacité que si l'opérateur dispose de leviers de maîtrise de ces risques.

Question 10 : Etes-vous favorable à maintenir la compensation au CRCP des pertes et profits des gestionnaires de réseau dus aux variations de consommations / souscriptions ?

RTE est favorable à ce que les recettes tarifaires soient maintenues au CRCP puisque leurs variations sont la conséquence des variations de température et de conjoncture économique sur lesquels RTE ne dispose d'aucun levier de maîtrise. De surcroît, revenir sur ce principe conduirait à envoyer à RTE des incitations

contraires à l'intérêt général, de nature à terme à surdimensionner le réseau et à freiner la transition énergétique.

Question 11 : Etes-vous favorable à maintenir les charges de capital liées aux réseaux au CRCP pour ne pas envoyer d'incitation à réduire le volume d'investissement à court terme ?

RTE est favorable au maintien des charges de capital au CRCP. Ce mécanisme permet des évolutions des trajectoires d'investissement pour tenir compte des évolutions les plus récentes du mix énergétique et l'intégration dans les investissements de solutions nouvelles portées par le numérique.

Par ailleurs, l'intégration des charges de capital au CRCP est la garantie que les choix d'investissement sont faits à l'aune de la rentabilité socio-économique et non de leur seule rentabilité financière. En effet, le cadre de régulation doit conduire à aligner au mieux les intérêts de l'opérateur et ceux de la collectivité. Dans ce contexte, l'opérateur ne doit pas pouvoir retirer d'avantage à ne pas investir suffisamment par rapport à ce qui est socialement souhaitable et à l'inverse ne doit pas être pénalisé pour avoir priorisé des investissements portant le plus de valeur pour la collectivité, même s'ils n'étaient pas initialement prévus.

De plus, l'intégration des charges de capital au CRCP permet à RTE d'être couvert des aléas inhérents à tout projet d'investissement (autorisations, oppositions locales, changements de consistance des projets, aléas de chantier, aléas météorologiques, aléas économiques), et donc de ne pas répercuter ces risques dans le niveau du CMPC, ce qui est optimal pour la collectivité.

Enfin, l'intégration des coûts échoués au CRCP garantit à la collectivité que les projets sans intérêt économique ne seront pas développés tout en autorisant RTE à étudier des projets plus innovants ou plus atypiques par rapport aux projets habituels du portefeuille.

Pour la cohérence de la régulation (qui doit couvrir les coûts sur le long terme de l'opérateur efficace), sa lisibilité par rapport aux données comptables et pour garantir la simplicité et la souplesse des processus de gestion, il est par ailleurs préférable que les montants portés dans la base d'actifs régulée (BAR) correspondent aux montants réellement constatés dans les comptes de l'entreprise.

Question 12 : Etes-vous favorable au maintien des charges d'énergie/de pertes partiellement au CRCP afin d'inciter les gestionnaires de réseau à les réduire ?

RTE est favorable au maintien partiel au CRCP du coût de compensation des pertes électriques. S'agissant des régulations incitatives, il importe de distinguer celle qui porte sur les volumes de celle qui porte sur les prix et RTE a un avis différent sur chacune d'entre elles.

Sur la régulation incitative du prix d'achat des pertes

RTE considère ce mécanisme pertinent dans ses principes et est favorable à son maintien, sous réserve que ses modalités soient adaptées et de mise en œuvre simple. En effet, conformément aux fortes réserves que RTE avaient exprimées dès 2016, le retour d'expérience montre que le mécanisme introduit pour TURPE 5 est d'une complexité excessive par rapport à l'objectif visé, ce qui nuit à son efficacité.

Dans ce contexte, RTE souhaite que, pour la prochaine période tarifaire, le dispositif soit préparé en concertation plus étroite entre les services de la CRE et des opérateurs et évolue suivant trois axes :

- rendre le dispositif plus compréhensible et plus simple à mettre en œuvre, sans préjudice sur son efficacité ;
- rendre le dispositif plus juste concernant le prix de la capacité : l'incitation n'est censée porter que sur le prix d'achat d'énergie, mais la stratégie d'achat des garanties de capacité du GRT de référence auquel RTE est comparé n'est en pratique pas répliquable par RTE, ce qui pèse injustement sur sa performance ;
- garantir la neutralité du dispositif et de ses modifications par rapport aux actions prises par l'opérateur avant qu'il ait eu connaissance de ces évolutions.

Sur la régulation incitative du volume des pertes

RTE renouvelle les réserves qu'il a déjà eu l'occasion d'exprimer sur l'intérêt de ce mécanisme. Les premiers retours d'expérience confirment que ce mécanisme conduit aléatoirement à des primes ou à des pénalités pour RTE, sans corrélation avec sa réelle performance d'opérateur de réseau. Les actions réalisées par RTE sur la topologie du réseau ne peuvent réduire le volume de pertes que de façon marginale (moins de 2%).

En effet, les facteurs dimensionnants du volume des pertes électriques (niveau et localisation de la consommation, plans de production, transits internationaux, etc.) sont hors du champ de maîtrise de RTE. RTE rappelle également que les pertes sur le réseau de transport sont, aux erreurs de comptage près, des pertes techniques (principalement effet Joule sur les lignes, et consommations sur les postes), contre lesquelles peu d'actions économiquement pertinentes peuvent être mises en place.

Avec ou sans régulation incitative, RTE continue, comme il le faisait avant TURPE 5, d'activer les leviers topologiques dont il dispose pour minimiser les pertes électriques en exploitation mais ces actions ont un impact limité à l'échelle de l'ensemble des pertes électriques sur le RPT (de l'ordre de 1% du volume de pertes en 2017, où RTE a été pénalisé pour un écart de 6% par rapport au volume de référence).

RTE rappelle en outre que le développement du réseau et son exploitation ne reposent pas sur le seul critère de minimisation des pertes. Certaines décisions positives pour minimiser le coût global de gestion du système électrique ont un impact négatif sur les pertes (exploitation de lignes aux limites de leur capacité ou installation de câbles à faible dilatation pour maximiser l'utilisation du RPT). Ainsi, le dispositif est susceptible de récompenser (respectivement pénaliser) RTE pour

des actions inefficaces (respectivement souhaitables) du point de vue de la collectivité.

RTE propose que des échanges spécifiques sur ce sujet soient rapidement organisés avec la CRE pour présenter l'impact des différents inducteurs de pertes électriques sur le réseau de transport et les justifications socio-économiques de certaines décisions prises pour optimiser l'exploitation du réseau de transport, pourtant facteurs de pertes supplémentaires.

A la lumière de ces éléments, RTE considère que, faute de levier de performance à la main de l'opérateur, le mécanisme actuel est aléatoire, ne présente aucun caractère incitatif et doit être abandonné, en contrepartie d'un maintien, voire d'un renforcement du suivi par la CRE (par exemple des vérifications) des manœuvres topologiques réalisées en exploitation par RTE pour contenir les pertes électriques.

Si, néanmoins, certaines motivations conduisaient la CRE à maintenir le principe de ce dispositif pour la période TURPE 6, alors RTE souhaiterait une révision des modalités de fixation du taux de pertes de référence (auquel le taux de pertes réalisé de RTE est comparé) pour l'asseoir sur des prévisions de RTE qui tiennent compte de l'évolution du réseau et du mix et non pas uniquement sur un historique, de façon à ce que le risque supporté par RTE soit mieux centré en espérance. De même, l'introduction d'une bande neutre autour du volume de référence et/ou la réduction de la force d'incitation seraient de nature à limiter les inefficacités du mécanisme.

Question 13 : Que pensez-vous du périmètre des charges prises en compte au CRCP ?

RTE apprécie l'effort de clarification par la CRE des critères d'inclusion d'un poste au CRCP, que RTE appelait de ses vœux, au paragraphe 3.3.3 du document de consultation.

Les charges maîtrisables (charges de personnel et achats de matériel et services) doivent continuer à rester en dehors du périmètre du CRCP, en maintenant la clause de rendez-vous introduite en TURPE 5 en cas de changement législatif d'impact majeur (par exemple la réforme des retraites attendue pendant TURPE 6).

RTE ne conteste pas non plus l'exclusion des impôts et taxes du fait de leur caractère relativement prévisible.

En revanche, comme mentionné en réponse aux questions 7 et 9, RTE propose qu'une réflexion soit engagée avec la CRE à propos de l'intégration totale ou partielle, au CRCP du TURPE 6 HTB, des postes suivants qui, à l'aune des définitions précisées par la CRE, ne sont ni prévisibles ni maîtrisables :

- la compensation inter-TSO (ITC) ;
- une partie des coûts de congestion France ;
- les dépenses à l'interface des nouvelles interconnexions exemptées (NIE).

Par ailleurs, conformément à l'article R342-4-11 du Code de l'Energie et au Décret n° 2018-222 du 30 mars 2018 fixant le barème d'indemnisation, les indemnités versées aux producteurs éoliens en mer pour les retards de mise en service (pour tous les parcs) et les avaries (pour les parcs des AO3 et suivants) de leurs raccordements doivent être portées au CRCP, en tout ou partie selon que la responsabilité de RTE est ou non engagée et en tenant compte des plafonds d'indemnités restant à la charge de RTE. Il est nécessaire que la CRE précise les modalités de calcul de ce « reste à charge » pour RTE.

Question 14 : Etes-vous favorable au maintien des principes qui régissent le cadre de régulation en vigueur concernant les dépenses d'investissement des différents opérateurs d'infrastructures régulées ?

RTE est favorable au maintien des principes qui régissent le cadre de régulation en vigueur et notamment le maintien des charges de capital au CRCP, comme indiqué dans la réponse à la question 11.

En complément, RTE comprend la volonté de la CRE de renforcer la régulation des investissements de réseau et partage le souci qu'elle affiche d'« *encourager les gestionnaires de réseaux à prioriser et à mener à bien les investissements les plus utiles à la collectivité dans les meilleures conditions de coûts* ». Toutefois RTE s'étonne et regrette que cette évolution se concentre uniquement sur l'incitation à la minimisation des coûts. Celle-ci peut conduire, dans certains cas, à des désoptimisations dans les choix techniques voire dans la hiérarchisation des choix des projets et, surtout, à renchérir le coût sur le cycle de vie des investissements et à dégrader à moyen terme la qualité de service.

Les choix d'investissements de RTE reposent sur la maximisation de l'intérêt pour la collectivité, dans la mesure où la rentabilité financière des investissements pour RTE est, par principe, assurée par la régulation. Cette mission stratégique de service public de choix des investissements dont le bénéfice socio-économique est maximal et dont l'impact sur les coûts et le niveau des tarifs est très significatif, se fait aujourd'hui en dehors de tout cadre de régulation incitative, à l'exception néanmoins du dispositif relatif aux investissements d'interconnexion (prime fixe). La CRE approuve ensuite le budget annuel d'investissements et le Schéma Décennal de Développement du Réseau en s'assurant de la conformité des projets au meilleur bénéfice pour la collectivité. Compte tenu des enjeux et des marges de manœuvre dont dispose RTE dans ce choix des projets, et même si RTE s'est toujours efforcé de prioriser les projets apportant les bénéfices socio-économiques maximaux pour la collectivité, la mise en place d'un dispositif incitatif simple, même à portée financière symbolique, pourrait envoyer un signal positif pour montrer que ce sujet entre bien dans les préoccupations de la régulation.

Enfin, RTE appelle la CRE à la vigilance concernant les travaux qu'elle souhaite lancer avec les opérateurs sur la définition d'indicateurs de suivi du taux d'utilisation des ouvrages et l'utilisation qui peut en être faite. Ce type d'indicateur ne reflète pas la valeur qu'apporte un ouvrage à la collectivité : certains ouvrages rarement utilisés sont néanmoins cruciaux pour assurer la sûreté du système

électrique, tandis que d'autres ouvrages, même s'ils sont souvent utilisés, peuvent apporter une valeur moindre à la collectivité.

Question 15 : Partagez-vous la position préliminaire de la CRE selon laquelle une rémunération explicite au titre du capital des actifs amortis toujours exploités n'est pas souhaitable ?

RTE ne partage pas l'analyse de la CRE et maintient son souhait d'une rémunération explicite et adaptée des actifs entièrement amortis.

Le schéma de régulation actuel n'incite pas à prolonger la durée de vie des ouvrages au-delà de leur durée de vie comptable. Pour autant, RTE s'organise pour prolonger la durée de vie de ses installations dès lors que cela va dans le sens de l'intérêt pour la collectivité et optimise le surplus collectif.

En effet, s'il est légitime que l'opérateur ne perçoive plus de recettes pour couvrir le coût du capital engagé une fois que l'actif est totalement amorti, il convient de rappeler que la rémunération du capital couvre également les risques supportés par l'opérateur dans l'exploitation de l'actif, c'est-à-dire les aléas de charges d'exploitation au-delà de la trajectoire « en espérance » couverte par ailleurs. Pour les actifs à valeur nulle dans la BAR, et notamment les actifs entièrement amortis, qui en outre sont davantage exposés aux risques que les autres, ces risques ne sont jusqu'à présent pas couverts. Tant que leur poids dans le total des actifs en exploitation restait marginal, RTE réussissait à s'accommoder de la situation. Dès lors qu'ils prennent une place plus importante, il devient nécessaire de couvrir ces risques de manière explicite.

Or, comme le souligne le texte de la consultation, RTE est dans une situation particulière par rapport aux autres gestionnaires de réseau avec une proportion élevée d'actifs à valeur nette nulle dans la BAR, de l'ordre de 16% au 31/12/2017¹. Cette proportion a augmenté dans les années passées (14% à fin 2007 au début de TURPE 3, 15% à fin 2013 au début de TURPE 4) et doit s'accroître dans les années à venir sous l'effet de l'évolution de la politique de gestion des actifs, si bien que RTE est particulièrement exposé à une régulation qui n'incite pas aux comportements vertueux.

RTE ne partage pas l'analyse de la CRE selon laquelle un réaligement des durées de vie comptables avec les durées de vie effectives moyennes des actifs corrigerait efficacement l'incitation des opérateurs à renouveler leurs ouvrages trop précocement. Certains matériels présentent en effet un risque d'obsolescence difficilement prévisible ex-ante. A contrario, des solutions techniques, engagées longtemps après la mise en service de l'ouvrage, permettent parfois d'en prolonger la durée de vie. Ces éléments, impossibles à prévoir lors de l'entrée des ouvrages dans la base comptable, illustrent l'impossibilité de caler exactement la durée de vie comptable de chaque ouvrage sur sa durée de vie opérationnelle. De plus, toute révision par un opérateur des périodes d'amortissement comptables entraîne des modifications comptables et fiscales qui ne sont pas anodines. Elles doivent

¹ Ratio entre valeur brute des actifs déjà amortis encore dans la BAR et valeur brute de la BAR.

être très solidement étayées et justifiées auprès des commissaires aux comptes et de l'administration fiscale. Or aucun changement majeur n'est intervenu permettant de justifier de telles évolutions.

RTE considère donc préférable d'adapter la régulation des gestionnaires de réseaux à ce problème des actifs déjà amortis maintenus en service plutôt que de revoir l'interprétation des standards comptables et fiscaux, voire les prescriptions de maintenance, auxquels ils sont soumis. Par ailleurs, et sans lien direct avec ce sujet, RTE souhaite engager une réflexion pour amortir le réseau par composants et sortir de l'exception le concernant au regard de l'application des normes IFRS au sujet de l'amortissement du réseau.

RTE renouvelle son souhait que les actifs amortis toujours exploités soient explicitement rémunérés, à un taux adapté. Si toutefois, par souci de simplicité et pour éviter la création d'une assiette supplémentaire dans la BAR, la CRE n'introduisait pas cette évolution, alors le calcul du CMPC appliqué aux actifs non encore amortis devrait intégrer le risque pris par RTE pour le maintien en exploitation des actifs déjà amortis dont bénéficie la collectivité.

Question 16 : Partagez-vous la position préliminaire de la CRE selon laquelle une rémunération explicite des subventions d'investissement n'est pas souhaitable ?

RTE ne partage pas l'analyse de la CRE et maintient son souhait d'une rémunération explicite et adaptée des actifs subventionnés.

La problématique de la rémunération des actifs subventionnés est de même nature que celle des actifs entièrement amortis mais encore en service : dans les deux cas, il s'agit d'ouvrages en exploitation à valeur nulle dans la BAR et qui ne font donc l'objet d'aucune rémunération explicite. Seule la trajectoire de charges d'exploitation « en espérance » sans aléas est réputée couverte. En revanche, le risque d'exploitation lié aux aléas n'est pas explicitement couvert pour ces ouvrages alors qu'il l'est pour les actifs contenus dans la BAR (au travers du CMPC). Cette différence est d'autant plus problématique que d'importants projets subventionnés d'interconnexion atypiques (liaisons sous-marines complexes) et potentiellement porteurs d'aléas d'exploitation doivent être mis en service dans les prochaines années, exposant fortement RTE à des risques non couverts.

En outre, RTE conteste l'analyse de la CRE selon laquelle les subventions d'investissement couvriraient la totalité des coûts relatifs à l'investissement. Si la rémunération sans risque des apporteurs de capitaux ne représente effectivement pas de coût pour RTE, comme c'est le cas pour de la dette ou des capitaux propres, deux autres types de coûts existent en revanche :

- des « coûts de transaction », en particulier pour l'obtention de subventions publiques européennes. Ces subventions publiques résultent en effet d'une démarche pro-active de RTE nécessitant l'engagement de moyens humains, d'abord pour rechercher la subvention, ensuite pour répondre aux nombreuses exigences de reporting associées. Ils ne sont pas explicitement inclus dans les charges à couvrir par le TURPE, et il serait plus vertueux que RTE ait une

incitation financière à rechercher des subventions au bénéfice des utilisateurs du réseau ;

- pour les investissements financés par subvention privée (cas des raccordements ou des S3REnR), une perte liée au frottement fiscal. L'administration fiscale considère en effet la subvention privée comme un revenu de RTE et l'impose entièrement l'année où elle est perçue. Les années suivantes, l'amortissement comptable de l'actif correspondant, qui n'est pas compensé par un revenu tarifaire ni par un étalement de la subvention, se traduit par une baisse de revenus donc d'impôts. Le bilan actualisé des deux effets est pénalisant pour RTE.

RTE renouvelle son souhait que les actifs subventionnés soient explicitement rémunérés, à un taux adapté. Si toutefois, par souci de simplicité et pour éviter la création d'une assiette supplémentaire dans la BAR, la CRE n'introduisait pas cette évolution, alors le calcul du CMPC appliqué aux actifs subventionnés devrait intégrer le risque porté par RTE pour l'exploitation de ces actifs et les coûts liés aux subventions d'investissement.

Question 17 : Etes-vous favorable aux évolutions des modalités de calcul de la rémunération des actifs des opérateurs, envisagées par la CRE, et principalement la différenciation des taux de rémunération des actifs historiques et des nouveaux actifs ?

RTE considère que ce dispositif est inutilement complexe, peu fondé d'un point de vue économique ainsi que contraire aux principes de simplicité. Toutefois, pour répondre à la question posée, RTE retient que ce dispositif pourrait consister à :

- rémunérer la valeur nette comptable (VNC) des actifs mis en service avant le début de la période TURPE 6 avec un CMPC historique dont la méthodologie de calcul est comparable à celle utilisée pour les TURPE précédents ;
- rémunérer, pendant quatre années, la valeur nette comptable des actifs mis en service pendant la période TURPE 6 avec un CMPC spécifique indexé annuellement sur un taux de marché. En ce qui concerne la rémunération au-delà de 2025 des actifs amenés à être mis en service respectivement en 2022, 2023 et 2024, la proposition formulée dans la consultation interroge RTE sur la complexité de l'application d'un tel dispositif : que se passera-t-il ? Cela conduirait-il à ce que, chaque année, trois taux de rémunération différents soient appliqués selon la période tarifaire de mise en service de l'actif ?
- continuer à rémunérer les immobilisations en cours au taux de la dette contenu dans le CMPC dit historique.

RTE n'est pas favorable à ce dispositif pour trois raisons principales :

- L'absence d'effet sur la décision d'investissement : le caractère incitatif du dispositif est contestable, dans la mesure où les décisions d'investissement de RTE ne sont pas prises sur la base du CMPC régulé mais sur la base des gains nets pour la collectivité sur la durée de vie du projet, actualisés avec un taux d'actualisation différent du CMPC régulé. La supposée incitation au sur- ou

sous-investissement liée à un mauvais calage du CMPC n'est donc pas avérée. Un tel dispositif n'aurait aucun impact sur le volume d'investissements de RTE et ne répondrait donc pas à l'objectif recherché. Il convient par ailleurs de rappeler que, dans le cadre des dispositions du statut ITO, les actionnaires n'ont aucun droit de regard sur les décisions d'investissement.

- La compréhension de la manière dont RTE finance ses investissements semble erronée. Le dispositif laisse en effet supposer que les nouvelles lignes de dettes levées pendant une période tarifaire servent à financer exclusivement les nouveaux investissements mis en service lors de la période tarifaire. Or :
 - la dette existante ne couvre pas seulement les actifs historiques (dont la valeur nette comptable diminue chaque année) mais finance également une partie des nouveaux actifs. Si la BAR restait constante (avec des investissements au niveau de la dotation aux amortissements de l'année), et que le niveau de capitaux propres restait inchangé, aucune nouvelle dette ne serait nécessaire ;
 - la dette est levée par RTE lors d'émissions obligataires pour des périodes de 10 à 20 ans. Cette durée d'emprunt est très différente de la durée moyenne de vie des ouvrages du réseau de transport (supérieure à 40 ans pour les lignes et comprise entre 20 et 25 ans pour les postes). En conséquence, la dette existante est régulièrement refinancée, quand elle arrive à échéance, avec des taux en ligne avec les taux du marché, tout en continuant à financer les mêmes actifs ;
 - il peut s'écouler plusieurs années entre le lancement d'un projet et sa mise en service, pendant lesquelles les immobilisations en cours sont rémunérées au taux de la dette normatif (qui resterait le taux historique) : si le dispositif envisagé était mis en place, le taux auquel serait rémunéré l'investissement lors de sa mise en service serait souvent inconnu au moment de la décision du projet et ne pourrait donc en aucun cas constituer une incitation à décider d'engager ou non le projet.
- Un tel signal atypique et spécifique complexifierait la compréhension du cadre de régulation par les investisseurs, accroissant le coût de financement des opérateurs. Plus les investisseurs reçoivent une information simple, lisible et claire, moins leur perception du risque est importante et plus il est aisé pour l'opérateur de lever à des taux favorables de la dette.

RTE considère que l'évolution alternative suivante pourrait envoyer un signal beaucoup plus simple, efficace et lisible pour un investisseur : l'indexation, chaque année de la période tarifaire, du taux sans risque utilisé pour le calcul du CMPC (unique), sur un indice de marché. Cette indexation pourrait par exemple être réalisée sur une moyenne glissante de 15 ans, revue chaque année, de l'indice choisi. C'est d'ailleurs ce type de signal qui a été retenu dans la majorité des pays cités en exemple dans le texte de la consultation.

Pour autant, si la CRE confirmait sa volonté de mettre en œuvre le dispositif qu'elle décrit, il importerait que la moyenne des deux CMPC, pondérée par la valeur nette

comptable des actifs concernés, couvre correctement la rémunération des capitaux engagés sur la durée de la période.

Un tel dispositif offrirait aux opérateurs une protection très partielle contre une possible mais incertaine remontée des taux d'emprunt pendant la période TURPE 6. Il ne devrait néanmoins pas justifier un calage à un niveau excessivement bas du CMPC appliqué aux actifs historiques. Ce dispositif pourrait être perçu par les investisseurs comme un risque supplémentaire, dans la mesure où 25% à 35% de la BAR de la dernière année de la période seront rémunérés à un taux inconnu en début de période.

Il conviendrait par ailleurs d'étudier en détail les modalités opérationnelles de mise en œuvre d'un dispositif aussi complexe et ses conséquences, notamment sur l'évolution du système d'information comptable.

Question 18 : Jugez-vous satisfaisants le principe et les paramètres (taux de partage, plafond de l'incitation) du mécanisme de régulation incitative des coûts unitaires d'investissements introduit par les délibérations tarifaires ATRD 5 et TURPE 5 HTA BT?

RTE n'est pas concerné.

Question 19 : Avez-vous des observations à formuler sur le cadre incitatif en vigueur et les évolutions envisagées par la CRE pour les grands projets de transport ?

RTE comprend la volonté de la CRE de renforcer la régulation sur les investissements en l'étendant à l'ensemble des grands projets réseau. Si le dispositif existant devait être maintenu, les observations de RTE couvriraient les points suivants :

- Dans le cadre de la régulation incitative qui porte aujourd'hui sur la maîtrise des coûts des grands projets de développement supérieurs à 30 M€, RTE souhaite que la zone neutre autour du budget cible (aujourd'hui $\pm 10\%$) soit adaptée projet par projet et fixée sur la base des conclusions de l'audit du budget, afin de tenir compte de la typologie des risques et du délai entre la détermination du budget cible et la mise en service du projet, qui peuvent varier fortement d'un projet à l'autre.
- RTE souhaite que soient exclus du périmètre de régulation incitative les éléments exogènes associés principalement à l'acceptabilité des ouvrages, pouvant engendrer des évolutions substantielles des coûts des projets. En effet, RTE rappelle que les projets d'investissement sur le réseau de transport sont soumis à des aléas externes qui conduisent à un écart parfois important entre valeur prévue et valeur réalisée, dans les deux sens, qu'il faut prendre en compte dans tout dispositif de régulation. RTE tient à la disposition de la CRE le retour d'expérience réalisé sur les trois dernières années qui démontre l'influence de ces aléas externes sur les coûts et délais des projets.

- Pour les raccordements subventionnés (hors raccordement de production en mer couverts par le TURPE), l'incitation devrait se limiter à la portion de l'investissement nette couverte par le tarif, c'est-à-dire en tenant compte de la subvention versée par le client (dans l'objectif de neutraliser l'impact des évolutions de coûts consécutives à ses demandes et répercutées dans le niveau de subvention perçu).
- Enfin, l'extension du périmètre d'application de la régulation incitative risque de multiplier substantiellement le nombre de projets soumis à audits et nécessitera donc une adaptation des ressources (nombre de personnes) sur la période tarifaire à venir pour suivre ces audits complémentaires, tant du côté de l'opérateur que du régulateur.

Néanmoins, RTE s'interroge sur l'efficacité du maintien d'une régulation projet par projet et pense que cela peut envoyer de mauvaises incitations (compte tenu de la dispersion statistique des aléas, certaines cibles de coûts risqueraient de n'être atteignables qu'au détriment de la qualité de réalisation des projets). En conséquence, RTE se demande s'il ne serait pas plus pertinent de mettre en place une incitation suivant une approche statistique par portefeuille de projets homogènes.

Question 20 : Avez-vous des remarques sur l'application de la régulation incitative à la maîtrise des coûts des grands projets à des projets de taille plus réduite, sélectionnés de façon aléatoire ou discrétionnaire ?

RTE comprend la volonté de la CRE d'appliquer cette régulation incitative à des projets de taille plus réduite. Toutefois, le nombre de projets de taille réduite soumis à cette régulation doit rester maîtrisé afin de garantir que les ressources humaines et financières affectées à ces audits restent proportionnées à l'objectif visé.

Concernant le principe d'une régulation des investissements fondée sur des coûts unitaires, RTE a fourni à la CRE un volume important de données pour lui permettre d'étudier la possibilité de définir des coûts unitaires de référence pour les investissements de RTE et la pertinence de les réguler sur cette base.

RTE a également partagé avec la CRE une étude qu'il a fait réaliser en 2017 auprès de divers gestionnaires d'infrastructures régulées. Cette étude conclut que, là où elle a été mise en place, la régulation par coûts unitaires n'est pertinente qu'à certaines conditions, qui sont complexes et coûteuses à réunir : co-construction de l'incitation entre l'opérateur et le régulateur, mobilisation de ressources importantes dans la durée, limitation du périmètre de coûts concernés, intensité et effets temporels limités de l'incitation et, enfin, cadre d'incitation souple pouvant être rouvert en cours de période.

A partir de ces éléments et de ses propres analyses, RTE considère que ce mode de régulation n'est pas adapté aux investissements d'un GRT du fait de l'hétérogénéité significativement plus forte et du nombre plus faible de projets que dans le domaine de la distribution. Faute d'un référentiel de projets stable et standardisé, une telle régulation conduirait à créer une incitation aléatoire voire

enverrait des signaux contradictoires qui conduiraient à récompenser la réalisation en priorité des projets les plus faciles et les moins risqués, mais pas les plus porteurs de valeur pour la collectivité (c'est aussi ce qu'il s'est passé dans le secteur ferroviaire avec la mise en place d'un objectif de coût au kilomètre : les projets les plus simples et les moins coûteux ont été privilégiés au détriment des projets plus complexes et plus utiles à la collectivité). D'autres modes de régulation, orientés vers l'analyse coûts-bénéfices des projets pour la collectivité et les choix d'investissement en avenir incertain, paraissent plus pertinents et efficaces.

Question 21 : Quelles évolutions du cadre incitatif en vigueur pour les projets d'interconnexion vous sembleraient pertinentes ?

RTE souhaite que la définition des paramètres de régulation incitative des interconnexions soit calée au plus proche de la phase de réalisation, comme cela est le cas pour la régulation des coûts des autres grands projets d'investissement de réseau, afin de s'appuyer sur des hypothèses plus pertinentes sur les coûts des projets notamment. Par ailleurs, RTE regrette que, pour un coût réalisé et une date de mise en service donnés, l'étalement des dépenses dans le temps ait un impact sur la prime ou la pénalité variable sur les coûts (du fait de son impact sur la rémunération des immobilisations en cours).

RTE souhaite également que les réflexions soient poursuivies pour revoir et améliorer l'incitation relative à l'utilisation effective de l'ouvrage. RTE a déjà eu l'occasion d'exprimer ses réserves concernant cette prime/pénalité fondée sur les flux réalisés sur une interconnexion, peu pertinente dans son principe et difficilement applicable en pratique.

D'une part, le taux d'utilisation d'une liaison d'interconnexion ne reflète pas la valeur qu'elle apporte à la collectivité, puisqu'elle peut être utilisée rarement mais à des périodes où elle apporte beaucoup de valeur, et inversement elle peut être utilisée fréquemment mais à des périodes où elle apporte peu de valeur. D'autre part, RTE ne disposant de levier que sur la disponibilité de l'infrastructure, mais pas sur son utilisation, un tel mécanisme ne constitue pas un dispositif incitatif mais plutôt un régime aléatoire susceptible d'induire des effets d'aubaine ou des diminutions de bonus injustifiées. Enfin, cette incitation pose d'importantes difficultés de mise en œuvre en ce qu'il n'est pas possible de mesurer des flux sur une liaison particulière dans une situation d'interconnexions multiples.

Eu égard à ces écueils, RTE considère indispensable que, tant qu'elle est maintenue sous sa forme actuelle, cette pénalité sur les flux soit plafonnée au montant de la prime fixe.

Par ailleurs, comme pour les autres grands projets concernés par la régulation des coûts d'investissements par audit, RTE souligne l'importance de définir la bande morte projet par projet, en tenant compte notamment du délai entre la définition du budget cible et la réalisation du projet.

Question 22 : Etes-vous favorable à la définition des coûts échoués proposée par la CRE ?

La définition proposée par la CRE couvre la majeure partie des coûts échoués supportés par RTE (études sans suite et VNC des immobilisations démolies). Toutefois, RTE souhaite que des frais de travaux relatifs à des projets abandonnés qui avaient été explicitement approuvés par la CRE puissent être inclus dans cette définition.

En effet, dans le cadre des investissements sur le réseau, le pilotage des projets peut nécessiter d'engager des dépenses de travaux dans des situations particulières (achat de terrain, interférence avec des travaux sur une autre infrastructure, nécessité de travaux par anticipation, etc.) afin de respecter un planning contraint ou de saisir des opportunités de consignment.

Question 23 : Etes-vous favorable aux principes que la CRE propose de retenir pour le traitement des coûts échoués et qui sont ceux déjà en place dans le tarif ATRT ?

RTE est favorable aux principes de couverture des coûts échoués au cas par cas sur les grands projets, du fait des montants importants engagés, ainsi qu'à la définition d'une trajectoire pour les études sans suite qui incite RTE à cibler les projets dont la valeur prévisionnelle pour la collectivité est la plus importante puis, éventuellement, à les abandonner dès lors que le contexte évolue défavorablement.

A l'inverse, RTE est défavorable à la définition d'une trajectoire de VNC des immobilisations démolies pour les autres projets. De même que pour les dépenses d'investissements, la définition d'une trajectoire pertinente de VNC des immobilisations démolies s'avérerait difficile. De plus, une telle régulation contraindrait, dans certains cas, RTE à limiter le montant sur le court terme au détriment de la démarche de restructuration de zones de réseau.

Question 24 : Partagez-vous l'analyse de la CRE selon laquelle les frais d'études sans suite devraient être couverts par le tarif ?

RTE est favorable au maintien de la disposition prévue pour TURPE 5 concernant les frais d'études sans suite pour les grands projets validés par la CRE. RTE souhaiterait néanmoins, d'une part, que cette disposition soit étendue aux coûts de travaux engagés pour des projets approuvés explicitement par la CRE (cf. réponse à la question 22) et, d'autre part, que la CRE clarifie la notion de « grands projets ».

Question 25 : Etes-vous favorable à la proposition de la CRE concernant la rémunération des immobilisations en cours (IEC) ?

RTE trouve normal de rémunérer les immobilisations en cours (IEC) des gestionnaires de réseaux qu'il s'agisse de distribution ou de transport. Cependant, RTE considère que le bon taux de rémunération, pour tous les opérateurs, est le CMPC. En effet, les gestionnaires de réseau financent leurs immobilisations en cours avec de la dette et des capitaux propres, au même titre que les immobilisations en service. Lorsqu'il apporte des capitaux à un gestionnaire de réseau, un investisseur ne fait pas de différence entre immobilisations en cours et immobilisations en service du point de vue du risque lié à l'engagement de capital. Si le financement des immobilisations en cours se faisait uniquement par endettement, sans garantie de capitaux propres, le taux de la dette qui serait appliqué à ce financement serait bien plus élevé.

Si cette différenciation des taux est motivée par une incitation à mettre rapidement en service les ouvrages, il conviendrait alors de remonter le niveau du CMPC pour que la moyenne pondérée par les assiettes correspondantes du CMPC et de la rémunération des immobilisations en cours soit en phase avec la rentabilité économique attendue par les investisseurs.

Question 26 : Etes-vous favorable au maintien d'une trajectoire de R&D telle que fixée actuellement ? Etes-vous favorable à la révision de ces montants au bout de deux ans ?

RTE est favorable au maintien des modalités actuelles de régulation des dépenses d'exploitation de R&D, qui conduisent à les « sanctuariser ». Si les dépenses réalisées sur la période tarifaire sont (après déduction des subventions effectivement perçues) inférieures à la cible pluriannuelle des dépenses de R&D (après déduction des subventions prévisionnelles), l'écart résultant est restitué aux utilisateurs du réseau via le mécanisme du CRCP.

RTE est également favorable à un traitement qui dissocierait d'une part les dépenses dites « sanctuarisées », liées aux efforts de recherche et, d'autre part, des dépenses exceptionnelles, liées à la participation ou au lancement de démonstrateurs industriels, qui pourraient faire l'objet d'un traitement au cas par cas, suivant une procédure à définir.

Question 27 : Avez-vous des suggestions d'évolutions qui permettraient d'améliorer le déploiement de technologies smart grids par les opérateurs ?

RTE reconnaît la pertinence de la disposition en faveur des smart grids qui répond à un réel 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. Malgré sa pertinence, ce dispositif n'a pas été sollicité par RTE durant la période TURPE 5, pour essentiellement deux raisons :

- les solutions aujourd'hui qualifiées de smart grids correspondent peu à des dépenses d'exploitation mais plutôt à des projets d'investissements « légers » (i.e. de montant limité et s'amortissant sur courte période, de type automates, détecteurs, appareils de mesure, etc.). En effet, les smart grids en cours d'installation (déploiement du système de la localisation automatique de défauts, de capteurs « dynamic line rating », de systèmes de monitoring des ouvrages, etc.) représentent surtout pour RTE un léger surcroît d'investissement à court terme ayant vocation à diminuer ou repousser les investissements lourds sur le long terme, et non à un surcroît de charges d'exploitation à court terme permettant une baisse d'investissement à long terme ;
- certains de ces dispositifs pourraient entraîner des surcharges d'exploitation dans leur utilisation (par exemple la compensation d'écrêtements de production par des automates), mais les volumes constatés sur la période tarifaire en cours ne permettent pas d'atteindre le seuil de 3 M€ du guichet actuel.

RTE propose donc que le seuil de surcoût d'exploitation ouvrant droit au guichet smart grids soit abaissé et, par ailleurs, appelle de ses vœux l'ouverture d'une réflexion avec la CRE sur l'élargissement de la disposition à tout projet présentant un caractère innovant (par exemple la gestion alternative de la végétation sous les ouvrages, l'adaptation de politiques techniques de gestion du réseau permises par des actions de monitoring et de simulations), non inclus dans la trajectoire tarifaire, dès lors que l'analyse coût-bénéfice est favorable sur le long terme pour la collectivité.

Enfin, il convient de noter que les investissements dans les projets smart grids relèvent pour partie du système d'information dont la trajectoire d'investissement est, depuis TURPE 5, contrainte par la régulation des CCN hors réseau, qui ne sont pas incluses au CRCP. Aussi, comme évoqué dans la réponse à la question 8, pour lever tous les freins réglementaires au déploiement des solutions smart grids, RTE propose que les investissements SI liés à l'exploitation du réseau soient exclus du périmètre de la régulation « hors réseau » et inclus au CRCP.

Question 28 : Les évolutions envisagées par la CRE vous semblent-elles être pertinentes pour améliorer la transparence des opérateurs sur leurs projets de R&D et d'innovation ? Avez-vous d'autres suggestions pour améliorer cette transparence ?

RTE est favorable aux évolutions envisagées par la CRE et n'aurait d'ailleurs pas d'objection à lui transmettre à l'avenir une courte présentation des faits marquants de l'année écoulée (à l'instar des éléments récemment transmis par RTE lors de la communication du pré-bilan 2018), complétée, éventuellement, des partenariats de recherches engagés à cette occasion.

Ce document destiné à faire l'objet d'une communication « grand public » et transparente des activités R&D de RTE, serait diffusé par RTE à la CRE au cours du 1^{er} trimestre de chaque année.

Question 29 : Etes-vous favorable à la démarche envisagée par la CRE pour inciter les opérateurs à favoriser l'innovation de l'ensemble des acteurs ?

RTE est favorable à l'organisation d'une concertation sur le thème « l'opérateur au service des acteurs de marché » ainsi qu'au recours à des « bacs à sable » réglementaires (comme par le passé pour les effacements), tout en rappelant que l'évolution des règles de marché doit demeurer cohérente avec les principes d'intégration européenne et qu'une attention doit être portée à la couverture des surcoûts induits pour l'opérateur par ces évolutions.

Au cœur de la transition énergétique, RTE a déjà entrepris un grand nombre de démarches pour favoriser l'innovation par les acteurs de marché. Ainsi :

- RTE fait continuellement évoluer les règles des mécanismes de marché afin notamment d'accompagner les innovations technologiques et organisationnelles des acteurs et de leur permettre d'apporter le gain associé à la collectivité. A titre d'illustration, depuis 2012, d'abord sous forme expérimentale puis dans les règles, RTE a permis et facilité l'intégration des effacements de consommation dans les mécanismes de marché (mécanisme d'ajustement, NEBEF, réserves). De même, RTE a fait évoluer les règles du mécanisme de capacité et des services système fréquence en 2018 et du mécanisme d'ajustement en 2019 pour intégrer les spécificités du stockage ;
- RTE publie régulièrement des rapports d'analyses économiques² pour éclairer les acteurs et parties prenantes sur le bénéfice pour la collectivité d'une participation accrue des divers acteurs du secteur (investisseurs, traders, acteurs de marché, porteurs de projets, etc.) dans les différentes phases de fonctionnement du système électrique. Par ailleurs, des rapports sur les différents mécanismes de marché sont régulièrement mis en ligne³, accompagnés de fiches pratiques sur le site Cataliz, pour aider les acteurs raccordés au RPT à mieux comprendre l'accès au marché de l'électricité et l'évolution des mécanismes afférents ;
- RTE est transparent sur le fonctionnement du système électrique et rend disponible le maximum de données possible sur plusieurs portails (ex. : sites éco2mix, Open Data RTE ou Open Data Réseaux Energie).

Dans son processus de conception puis de déploiement de nouvelles règles de marché, RTE organise depuis toujours des concertations pour associer toutes les parties prenantes et s'assurer que les acteurs pourront se saisir des opportunités offertes, dans une recherche permanente de maximisation du gain économique pour la collectivité. La même démarche a d'ailleurs été adoptée dans le cadre du projet RINGO pour échanger de façon ouverte sur les réflexions portées par RTE et les enrichir des idées et orientations des participants, afin de mettre en place

² Exemples : Rapports sur les réseaux électriques intelligents et leurs valeurs socio-économiques et environnementales – dits REI5 et REI6 -, Bilan prévisionnel 2017.

³ Rapports et notes pratiques relatifs au mécanisme de capacité, rapport 2014 sur le mécanisme de capacité, feuille de route de l'équilibrage du système électrique français, présentations des résultats d'analyse économique de possibles évolutions des modalités de réservation ou d'activation des réserves, etc.

les conditions d'un accueil opérationnel et économique de batteries ou d'autres outils de flexibilités multi-usages sur le RPT.

RTE considère, par ailleurs, intéressant que les résultats de cette concertation, partagés avec la CRE, puissent servir de base à l'identification de nouvelles améliorations à apporter.

RTE rappelle toutefois que l'évolution des règles de marché doit demeurer cohérente avec les principes d'intégration européenne (harmonisation des mécanismes entre les différents Etats-Membres de l'Union européenne). Un juste équilibre doit être trouvé entre le respect de ces principes et l'adaptation du cadre permettant d'intégrer les innovations, ce qui conduit RTE à privilégier une approche ouverte et agile sur les ajustements à apporter.

S'agissant de la publication d'informations, RTE partage l'analyse de la CRE sur la nécessité de veiller à ce que les informations publiées, les formats et les délais afférents correspondent bien aux besoins et aux attentes des acteurs, dans le respect du cadre légal et contractuel (obligation notamment de préserver les informations commercialement sensibles).

Question 30 : Quelles sont, selon vous, les thématiques prioritaires sur lesquelles les opérateurs doivent être incités ? Partagez-vous la priorité identifiée par la CRE sur les délais de raccordement ?

Les thématiques de qualité de service sur lesquelles les clients de RTE expriment des attentes, et la nature des plans d'actions déjà engagés pour mieux les satisfaire, paraissent aujourd'hui peu adaptées à des mécanismes d'incitation. Les délais de mise en service des raccordements font partie de ces thématiques mais les leviers d'action pour les réduire ne sont pas aux mains de RTE ; une incitation financière les concernant serait donc inopérante.

RTE est très attentif à maintenir et renforcer sa qualité de service qui fait régulièrement l'objet d'enquêtes de satisfaction. Les dernières d'entre elles⁴ montrent que la satisfaction des clients à l'égard de RTE est en hausse même si, de façon récurrente, l'analyse détaillée révèle des disparités entre types d'utilisateurs. Les clients expriment en particulier des attentes sur trois thématiques que RTE a identifiées comme prioritaires et sur lesquelles des plans d'actions sont mis en œuvre :

- la programmation des travaux ;
- la transparence et l'accès à l'information (notamment suite à incident) ;
- le processus de raccordement.

Sur la programmation des travaux : RTE a lancé des ateliers d'écoute client qui ont abouti à la mise en place d'un prototype de plateforme d'échanges avec des GRD pour éclairer les contraintes de chacun.

⁴ Résultats de l'enquête satisfaction 2018 :

https://clients.rte-france.com/lang/fr/visiteurs/accueil/performance_ecoute-2018.jsp

Sur la transparence et l'accès à l'information : RTE poursuit ses travaux sur les services de notification aux industriels (puis aux distributeurs et aux producteurs). RTE a refondu l'accès aux systèmes d'information et continue à améliorer les parcours clients sur les nouveaux portails.

Sur le processus de raccordement : les délais de mise en service, structurellement importants, sont souvent jugés excessifs par les clients alors que les ouvrages de raccordement HTB sont généralement mis à disposition par RTE dans les délais requis : les décalages de planning de mise en service sont le plus souvent dus à des difficultés rencontrées sur l'installation du client, ou le fait de retards dans l'obtention des autorisations administratives. Il est à noter que les conventions de raccordement signées avec les clients prévoient des indemnisations en cas de retard qui constituent, pour RTE, une incitation financière à respecter les échéances.

RTE a mené des ateliers avec des clients et lancé des groupes de travail internes pour explorer les pistes de réduction des délais. Un autre levier de réduction est d'anticiper le développement des ouvrages structurants du RPT qui permettront d'accueillir au mieux et plus vite les futurs raccordements, notamment les installations de production d'énergie renouvelable. Ce sujet est d'ores et déjà identifié comme un chantier majeur par RTE qui y a consacré, en 2018, un groupe de travail (GT Anticipation) dans le cadre de la Commission Perspectives Système et Réseaux (CPSR) du Comité des Clients Utilisateurs du Réseau de Transport d'Electricité (CURTE).

Au total, les axes de progrès aujourd'hui identifiés par RTE en matière de qualité de service, notamment vis-à-vis des gestionnaires de réseau de distribution, sont déjà traités par des plans d'action qui sont fondés sur le renforcement des échanges avec les clients et paraissent mal adaptés à des incitations financières.

En revanche, RTE lance plusieurs démarches innovantes (concertations régulières, enquêtes flashes) pour mieux identifier et comprendre les facteurs d'insatisfaction résiduels de ses clients et ses axes de progrès. RTE propose de partager avec la CRE le fruit de ces démarches et d'étudier avec elle, sur la base des nouveaux résultats qu'elles apporteront et sur la base de la consultation publique à venir sur la qualité de service, l'opportunité de faire évoluer le cadre d'incitation.

Question 31 : Etes-vous favorable à la mise en œuvre envisagée par la CRE d'un ou plusieurs indicateurs statistiques sur la distribution géographique de certains indicateurs de qualité d'alimentation et de service ? Avez-vous des propositions à faire ?

RTE n'est pas favorable à la mise en œuvre d'indicateurs statistiques sur la distribution géographique de la continuité d'alimentation sur le RPT, ni de la qualité de service de manière générale, car une telle segmentation n'apporterait guère d'information sur la performance de RTE ni sur le niveau de service offert dans une région donnée. En outre, cela pourrait être perçu comme une porte entrouverte à la remise en question du principe de péréquation tarifaire.

Les indicateurs de continuité d'alimentation du RPT suivis au niveau national témoignent d'un bon niveau de performance avec des marges de progression assez faibles, sauf à remettre profondément en cause l'optimisation économique du développement du réseau de transport et des raccordements clients (le RPT n'est pas dimensionné pour faire face à des incidents multiples, les clients n'ont pas l'obligation de redonder leur raccordement). Ces indicateurs présentent une volatilité assez marquée d'une année sur l'autre à l'échelle nationale.

Examiner la continuité d'alimentation du RPT sur un périmètre géographique plus réduit, à l'échelle d'une région ou a fortiori d'un département, augmente très sensiblement la volatilité des indicateurs, sans apporter une information réellement exploitable sur la localisation de la performance de RTE :

- l'indicateur « Temps de Coupure Equivalent » (TCE) est extrêmement sensible à des événements particuliers (incidents conduisant à la perte simultanée de plusieurs ouvrages géographiquement proches, avarie sur l'ouvrage de raccordement d'un client de forte puissance sans alimentation de secours, etc.) ; ces situations se produisent de façon assez aléatoire, sans lien avec une quelconque vulnérabilité du RPT dans une région donnée ;
- l'indicateur « Fréquence de Coupure » (FC) est assez sensible à des facteurs externes, potentiellement corrélés à des caractéristiques régionales (densité de foudroiement, densité de consommation qui influe sur la densité du réseau de transport, structure de raccordement des clients, etc.), sur lesquels la performance de RTE a peu d'influence.

Compte-tenu de ces éléments, RTE exprime des interrogations voire des réserves sur l'introduction d'indicateurs régionaux.

De plus, l'affichage de résultats par zones géographiques, peu lisibles du fait de leur forte variabilité dans le temps, risque d'introduire une vision erronée des niveaux de continuité qu'un client peut attendre dans une région ou une autre. En effet, le principal facteur de continuité d'alimentation d'un client sur le RPT n'est pas sa région d'implantation, mais la structure et les caractéristiques de son raccordement, qui dépendent essentiellement de ses choix.

Concernant les autres aspects de la qualité de service, les résultats des enquêtes de satisfaction réalisées par RTE auprès des utilisateurs de son réseau ne démontrent pas aujourd'hui de différenciation géographique particulière pour chaque segment de clients qui justifierait le suivi d'indicateurs régionaux.

Question 32 : Etes-vous favorable à l'introduction envisagée par la CRE d'indicateurs environnementaux ? Considérez-vous qu'ils doivent faire l'objet d'une incitation ?

RTE est favorable à l'introduction et au suivi par la CRE d'indicateurs environnementaux pendant la prochaine période tarifaire puis, si le retour d'expérience en démontre l'intérêt et la pertinence, d'incitations financières sur la période suivante.

RTE est certifié ISO 14001 depuis 2004 et est engagé depuis de nombreuses années dans une politique active de gestion durable des ressources et de développement de la biodiversité comme en atteste par exemple sa politique environnementale signée par François Brottes en septembre 2016, ou son récent engagement avec 63 grandes entreprises dans la démarche Act4Nature, en juillet 2018. RTE a notamment identifié quatre indicateurs relatifs à la gestion durable du capital naturel, suivis année après année dans son rapport de gestion annuel⁵ :

- le volume d'émission de SF₆ ;
- les hectares d'emprises favorables à la biodiversité ;
- le pourcentage de sites « zéro phyto » ;
- le taux de valorisation des déchets.

RTE propose que l'évolution de ces quatre indicateurs fasse l'objet d'un suivi partagé avec la CRE durant la prochaine période tarifaire, avec documentation des actions menées par RTE pour améliorer sa performance environnementale à l'aune de ces indicateurs. Au terme de la période TURPE 6, une analyse conjointe entre RTE et la CRE pourrait conduire, si nécessaire, à réviser le choix de ces indicateurs.

RTE rappelle en outre sa proposition d'évolution et d'adaptation de la disposition TURPE 5 en faveur du déploiement des smart grids, en élargissant son périmètre d'application à tout projet innovant, notamment ceux qui sont porteurs de valeur pour la préservation de l'environnement. Pour de tels projets, les surcoûts pourraient être intégrés dans la trajectoire des charges couvertes par le tarif sous réserve d'une analyse coût-bénéfice favorable intégrant la valeur des externalités environnementales.

Enfin, comme il a déjà eu l'occasion de le présenter aux services de la CRE, RTE est engagé dans une démarche d'intégration d'un prix interne du CO₂ conforme aux prescriptions du rapport de la Commission Quinet, dans les analyses coûts-bénéfices qui sous-tendent ses choix d'investissement. RTE considère que la prise en compte d'un coût interne du carbone est un moyen simple et efficace pour intégrer les objectifs de réduction des fuites de SF₆, améliorer l'efficacité énergétique du système électrique actuel, dont le RPT, et entraîner l'ensemble des parties prenantes dans la réduction de leur empreinte carbone, sur la durée de vie des matériels (achat et usage). Dans ce contexte, RTE serait favorable à ce que la CRE anime, durant la prochaine période tarifaire, la construction, avec l'ensemble de ses opérateurs et des parties prenantes, d'un indicateur portant sur le volume de CO₂ évité.

Question 33 : Avez-vous toute autre proposition ou remarque sur le cadre de régulation tarifaire ?

RTE n'a pas d'autre proposition particulière à formuler.

⁵ Les éléments chiffrés et la définition précise de ces indicateurs sont disponibles dans le rapport de gestion 2018 de RTE.