

# REPONSE A LA CONSULTATION PUBLIQUE

## TURPE 5 HTB

### *Message de synthèse*

La demande de RTE concernant la prochaine période tarifaire s'inscrit dans un contexte qui évolue fortement depuis la fixation du précédent TURPE HTB.

- Pour la première fois, le scénario de référence du Bilan prévisionnel 2016 de RTE prévoit une baisse de la consommation d'électricité française d'ici cinq ans, de l'ordre de 8 TWh, principalement sous l'effet des efforts d'efficacité énergétique se développant sur les territoires et dépassant la prévision de croissance due aux nouveaux usages.
- L'essor des productions décentralisées intermittentes se poursuit. Ainsi, en 5 ans, les puissances installées de parcs éoliens et photovoltaïques sont passées d'un total de 6,5 GW à 16,5 GW et cette tendance est amenée à s'accroître.
- La baisse des soutirages en énergie aux bornes du réseau public de transport (RPT), déjà observée en 2015 (-0,6% après correction de l'aléa climatique), s'annonce durable et va s'accroître.

Dans ce contexte, le RPT fait face à des aléas de puissance instantanée croissants et non corrélés, résultant de variations de consommation comme de pics de production injectée (ensoleillement, vent, etc.). Ces enjeux sont particulièrement importants et se cumulent sur les points de livraison du réseau de transport au réseau de distribution, qui représentent 80% de son utilisation. En parallèle, le RPT doit continuer d'assurer un lien toujours plus complexe entre zones de production et de consommation, sur le territoire français comme à ses frontières, les flux gérés étant plus volatils et difficilement prévisibles que par le passé.

Au vu de ces évolutions, les tarifs d'utilisation du réseau de transport d'électricité, tant sur les niveaux de recettes que sur la structure des signaux tarifaires adressés aux différents utilisateurs, sont des éléments clés pour soutenir l'activité de service public du GRT. RTE a développé dans sa réponse à la consultation publique du 24 mai 2016 les raisons qui militent pour une adaptation rapide de la structure du tarif d'utilisation du réseau public de transport d'électricité.

Le présent document expose les réponses de RTE à la consultation publique de la CRE du 27 juillet 2016 relative au cadre et au niveau des prochains tarifs d'utilisation du réseau public de transport d'électricité (domaine de tension HTB).

\*

Dans cet environnement fortement évolutif, le cadre de régulation défini par la CRE doit rester « la clé de voûte » des nouveaux équilibres du réseau comme des finances de son opérateur. Ce cadre repose sur le principe de couverture par les revenus tarifaires des coûts supportés par le GRT – dans la mesure où ils correspondent à ceux d'un opérateur efficace – ainsi que sur une juste rémunération des capitaux investis. Ces principes continueront à s'appliquer sur TURPE 5 pour permettre à RTE d'engager la transformation de son réseau et relever les nombreux défis posés par la transition énergétique.

Parmi les éléments structurants de cette transformation, la dimension technologique mérite d'être soulignée : les nouvelles solutions numériques et systèmes d'information permettront en effet d'assurer un temps de réponse plus rapide ainsi qu'une flexibilité accrue du réseau, augmentant de ce fait de 20 à 30% les capacités d'accueil locales des productions d'origine renouvelable. Cette dimension technologique concerne également la recherche d'une flexibilité de la demande, caractérisée notamment par le

développement de l'effacement. RTE s'attend dans ce cadre à ce que les volumes de données qu'il traite en exploitation soient multipliés par dix d'ici quelques années.

Dans un système électrique qui se complexifie, RTE assure des missions d'études et de prévisions – à l'exemple du Bilan Prévisionnel de l'équilibre offre-demande – et est désormais chargé de la conception de nouveaux mécanismes de marché, sous l'égide des pouvoirs publics – à l'exemple du récent mécanisme de capacité. Ces missions et activités nécessitent des compétences très particulières, justifiant des effectifs dédiés qui vont aujourd'hui croissant au sein de RTE.

Dans le même temps, l'âge moyen du réseau en exploitation continue d'augmenter. RTE doit veiller, au moyen de ses politiques de maintenance industrielle et de gestion des actifs, à assurer la qualité de service et la sûreté d'exploitation, ainsi que la sécurité des biens et des personnes. RTE souligne également les difficultés croissantes d'acceptation locale auxquels se heurtent nombre de projets de développement et de renouvellement d'ouvrages du réseau, qui nécessitent de consacrer des dépenses à l'insertion et à l'accompagnement local.

RTE a formulé en mars 2016, ses propositions tarifaires pour la période TURPE 5, propositions actualisées début juillet pour intégrer des prévisions plus récentes sur un certain nombre de postes de dépenses et de recettes. Comme lors de TURPE 4, pour modéliser les évolutions tarifaires prévisionnelles, RTE a fait l'hypothèse d'une hausse tarifaire au 1<sup>er</sup> août 2017 définie de manière à limiter les évolutions des années suivantes à l'inflation.

**Dans les prévisions de RTE, l'évolution de la couverture des charges nettes de l'entreprise au périmètre régulé se limite à 2,4% d'augmentation tarifaire au 1<sup>er</sup> août 2017.** Si la hausse totale proposée de 11,7% peut sembler conséquente, elle relève, pour 9,3%, des mécanismes de régulation externes à RTE suivants :

- *le retour à une trajectoire tarifaire normale*, après le sous-calage du tarif sur TURPE 4 qui visait à apurer les trop-perçus des périodes précédentes : + 3,2% ;
- *l'impact des abattements sur les factures des consommateurs dits électro-intensifs* désormais intégré ex ante dans le tarif : + 4,5% ;
- *la diminution des soutirages sur le RTP*, estimée à -14 TWh sur la base du Bilan prévisionnel 2016. Cette évolution de l'assiette tarifaire est liée à l'essor d'une transition énergétique marquée par la croissance des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique des territoires : + 1% ;
- *l'apurement du CRCP prévisionnel sur TURPE 4* : +0,6%.

Il est toutefois compréhensible que, sur certains points précis définissant les trajectoires de charges à couvrir pour l'entreprise, RTE et la CRE puissent avoir des visions différentes des enjeux comme des hypothèses utilisées.

**Après examen des hypothèses présentées par la CRE dans sa consultation, RTE accepte les évolutions suivantes, qui conduisent à une réduction de la composante d'évolution tarifaire correspondant à la couverture des charges nettes de +2,4% à +1,5% :**

- *Sur les achats système*, RTE accepte les ajustements de -104 M€ sur la période concernant les postes ITC, services système tension ainsi que congestions et propose d'anticiper le décret sur l'interruptibilité (-12 M€/an).
- *RTE a par ailleurs intégré dans sa mise à jour de la demande tarifaire, des recommandations du cabinet d'audit H3P* sur les charges à couvrir pour un total de -40 M€ sur la période.
- *RTE accepte enfin de retenir l'estimation initiale du CRCP à fin 2016* (11 M€ en faveur de RTE) et donc de porter le risque d'un rattrapage étalé sur plusieurs années, risque d'autant plus important que les dernières estimations font état d'un solde de 109 M€ en faveur de RTE.

**L'ensemble de ces éléments conduisent aujourd'hui à une nouvelle proposition d'évolution tarifaire en baisse de 1,8 point par rapport à la précédente, soit une évolution réduite de 11,7% à 9,9%.**

Les demandes de RTE incluent la prise en compte des charges complémentaires – communiquées en juillet et estimées à 129 M€ sur la période – relatives principalement à la modification des paramètres de calcul des engagements sociaux qui s'impose à RTE.

RTE serait par ailleurs prêt à accepter des ajustements additionnels sur certains postes d'achats système (comme les réserves contractualisées) sous réserve de leur inclusion au CRCP selon des modalités et hypothèses qui nécessitent d'être clarifiées et précisées dans la décision tarifaire finale. En cas d'évolution du cadre réglementaire de l'éolien offshore conduisant à la prise en charge par le TURPE des risques d'indisponibilité ou de retard de longue durée<sup>1</sup>, RTE préconise également l'utilisation du CRCP en l'absence de négligence grave de l'entreprise.

Ces évolutions des demandes de RTE traduisent la recherche d'un dialogue de régulation constructif qui recherche la modération tarifaire tout en permettant à RTE de satisfaire ses missions de manière efficace avec un haut niveau de qualité des services fournis. Les trajectoires de RTE intègrent dans ce but des objectifs de performance :

- *en prix*, avec la limitation d'évolution des prix d'achats à l'inflation ainsi qu'une démarche d'achats responsables lancée depuis 2010 ;
- *en volume*, avec une vision maîtrisée des politiques techniques, notamment d'entretien et de maintenance des actifs qui s'inscrivent dans la durée.

Dans cet esprit, RTE regrette fortement l'approche des auditeurs du cabinet H3P, dont la recherche d'abattements des trajectoires s'est faite au détriment du principe d'opérateur efficace, sur les postes de SI comme sur les impôts et taxes (utilisation d'effets prix non justifiés et contraires aux tendances historiques, traitement du CICE comme une diminution de charge au détriment du soutien à l'emploi, etc.). RTE considère que, sur ces points précis, les abattements proposés sont inadaptés.

De tels abattements, ou bien une prise en compte imparfaite des mécanismes de régulation externes à RTE qui expliquent l'essentiel de la hausse tarifaire prévisionnelle, pourraient empêcher une couverture de l'ensemble des coûts de RTE par le tarif. Ces éléments feraient alors obstacle à ce que RTE soit en mesure de remplir ses missions comme un gestionnaire de réseau efficace y est tenu. L'application par RTE d'un tarif sur de telles bases ne serait donc pas en ligne avec les principes prévus par le Règlement n° 714/2009 et par le Code de l'énergie.

Par ailleurs, la période tarifaire à venir doit rémunérer les capitaux engagés à leur juste valeur. Sur ce dernier point, RTE a fait état d'une demande de CMPC abaissée à 6,7% pour 2017-2020. Cette demande est incluse dans la fourchette de l'auditeur mandaté par la CRE, cohérente avec l'approche retenue reposant sur une estimation à moyen ou long terme des paramètres financiers ainsi qu'avec la couverture de risques en croissance portés par RTE en exploitation comme dans ses investissements. **RTE s'étonne donc du resserrement asymétrique de la fourchette de CMPC retenue dans la consultation et maintient donc sa proposition initiale de 6,7%.**

Enfin, la consultation publique du 24 mai 2016 envisage une allocation de l'ensemble des coûts de réserves aux seuls utilisateurs du RPT en soutirage. RTE n'est pas demandeur de cette évolution qui soulève des questions d'efficacité des signaux transmis aux différents utilisateurs du système électrique. Un tel basculement conduirait à une hausse de tarif supplémentaire de 1,5% au 1<sup>er</sup> août 2017.

\*

---

<sup>1</sup> En accord avec le courrier du 24 juin 2016 de Mme la Ministre.

**RTE partage pour finir l'appréciation positive de la CRE quant au bon fonctionnement des mécanismes de régulation incitative au cours de TURPE 4.** Ce constat positif et partagé doit éclairer les choix envisagés pour TURPE 5 afin que la régulation incitative soit construite autour d'objectifs proportionnés, centrés en espérance et pour lesquels l'opérateur dispose de véritables leviers d'actions. RTE comprend la volonté du régulateur de renforcer ses capacités en la matière mais alerte dans sa réponse sur de potentiels effets indésirables d'incitations mal calibrées. **RTE formule donc des propositions d'ajustements :**

- *Sur la mise en place d'une régulation TOTEX sur les investissements « hors réseaux », RTE souhaite un partage des écarts à la trajectoire entre les utilisateurs (30%) et l'entreprise (70%) dans la continuité des équilibres préexistants et à l'instar de dispositifs comparables en Europe, notamment en Grande-Bretagne ;*
- *Sur la mise en place d'une incitation sur les investissements « réseaux », RTE demande la mise en place d'un dispositif expérimental – via des audits sur 3 ou 4 projets d'envergure – afin d'éviter les effets indésirables d'un dispositif non testé à ce jour et trop focalisé sur le court terme ;*
- *Dans le cas du passage à un dispositif d'incitation linéaire sur la qualité d'alimentation, RTE demande l'exclusion des incidents multiples de type « n-k » ( $k \geq 2$ ), telle que pratiquée dans d'autres régulations européennes, notamment en Suède.*

**RTE conteste en revanche la création d'une incitation sur les volumes de pertes**, les leviers de contrôle à disposition de l'entreprise étant nettement insuffisants vis-à-vis des volumes générés par des aléas externes (évolution de la consommation et de la production, échanges internationaux, etc.). RTE s'attache depuis longtemps à maîtriser les volumes de pertes sur son réseau, aussi bien en exploitation qu'en investissement. Plutôt qu'un dispositif financier difficile à calibrer au regard des aléas, RTE estime préférable de vérifier l'activation opérationnelles de ses leviers, dont RTE fait rapport annuel à la CRE. L'entreprise rappelle sur ce point son attachement à des dispositifs justifiés à l'aune des leviers d'amélioration disponibles et d'objectifs identifiés.

\*

Fort des évolutions évoquées ci-dessous, le tarif permettra à RTE de jouer un rôle clé au cœur d'une transition énergétique soutenue par le développement des énergies renouvelables comme par une évolution des modes de consommation.

<b>I. BILAN DU TURPE 4 HTB .....</b>	<b>7</b>
A. Niveau du tarif et évolutions annuelles .....	9
B. Comparaisons internationales.....	9
C. Charges nettes d'exploitation .....	10
 <b>II. CADRE DE REGULATION INCITATIVE POUR LES PROCHAINS TARIFS « TURPE 5 » HTB.....</b>	<b>15</b>
A. Date d'entrée en vigueur et durée du tarif .....	16
B. Régulation incitative des charges d'exploitation.....	17
C. Régulation incitative des investissements .....	20
D. Régulation incitative de la qualité d'alimentation.....	23
E. Régulation incitative de la qualité de service .....	25
F. Cadre de régulation de la recherche et développement (R&D) et des projets de réseaux électriques intelligents.....	26
G. Régulation incitative des pertes .....	28
H. Régulation du raccordement des éoliennes en mer .....	31
I. Le compte de régulation des charges et produits.....	33
J. Clause de rendez-vous .....	35
 <b>III. DEMANDE TARIFAIRE DE RTE ET ANALYSE PRELIMINAIRE DE LA CRE .....</b>	<b>37</b>
A. Charges nettes d'exploitation .....	38
B. Recettes d'interconnexion .....	44
C. Charges de capital.....	45
D. Hypothèses d'évolution de la consommation.....	48
E. Trajectoire envisagée d'évolution du TURPE 5 HTB.....	49



## I. BILAN DU TURPE 4 HTB

**Question 1 :** Quel est votre retour d'expérience sur le TURPE 4 HTB entré en vigueur le 1<sup>er</sup> août 2013 ? Partagez-vous les analyses de la CRE sur le bilan du TURPE 4 HTB ?

**RTE partage l'appréciation positive de la CRE sur le fait que le cadre de régulation tarifaire élaboré pour la période TURPE 4 a bien rempli ses objectifs, mais tient à souligner le rôle important qu'ont joué la conjoncture économique et des facteurs d'écarts difficilement prévisibles (aléas climatiques, évolutions des plans de production et des transits internationaux, etc.) dans le déroulement heurté de la période tarifaire qui s'achève.**

Grâce à ce cadre de régulation, les écarts globalement favorables bénéficient aux utilisateurs du réseau public de transport d'électricité (RPT), de deux manières :

- *une grande partie des écarts a été restituée aux utilisateurs par le mécanisme du CRCP* (notamment les recettes d'interconnexion supérieures de 423 M€ à ce qui était prévu sur 2013-2015, soit +50% et le coût d'achat des pertes plus faible de 250 M€ sur 2013-2015 soit -13%) ; ces restitutions ont contribué à la modération des évolutions tarifaires sur la période TURPE 4,
- *les écarts sur les postes de dépenses hors CRCP, lorsqu'ils ont été favorables, vont désormais bénéficier à ces utilisateurs avec le recalage du prochain tarif en référence à la base des coûts observés.*

Les résultats de RTE, mesurés par le ROCE sur la période TURPE 4 (7,2% en moyenne) sont restés en ligne avec la rentabilité attendue, c'est-à-dire proche du niveau de rémunération régulée, avec cependant de forts écarts annuels dus aux aléas et au mécanisme du CRCP.

RTE a ainsi réussi à tirer parti d'un environnement marqué par une croissance atone et un niveau d'inflation très inférieur à ce qui était anticipé au moment de la préparation du tarif (de l'ordre de 0,4% par an en moyenne entre 2013 et 2015 contre 2% par an en 2011 et 2012). D'autres facteurs d'écarts ont joué sur les postes de dépenses sur lesquels RTE ne dispose pas de leviers de maîtrise à la hauteur des aléas ou des erreurs de prévision, notamment les achats liés au système électrique et les impôts et taxes. La complexité des facteurs souligne la difficulté d'établir des prévisions fiables sur 4 ans sur des postes très évolutifs, en particulier les postes constitutifs de la marge brute de RTE, à savoir les recettes et achats liés au système électrique. Ces distinctions sont importantes pour caler les hypothèses et aboutir à un niveau soutenable des trajectoires de dépenses à couvrir sur la période à venir.

Les facteurs favorables masquent néanmoins des inflexions profondes du fonctionnement du système électrique et de l'usage des réseaux évoqués en introduction : la baisse des soutirages aux bornes du RPT (-0,6% en 2015 après correction de l'aléa climatique) renforcée par l'essor des productions décentralisées (en 5 ans, les puissances installées de parcs éoliens et photovoltaïques sont passées d'un total de 6,5 GW à 16,5 GW et continuent leur progression), des équilibres en temps réel plus complexes entre zones de production et de consommation, l'évolution des mix de production et la volatilité croissante des échanges transfrontaliers, etc. Ces tendances vont se poursuivre et se renforcer au cours de la période TURPE 5 et justifient une évolution du cadre de régulation tarifaire tout comme de la structure des tarifs de transport d'électricité pour soutenir les efforts d'adaptation de RTE et ses réponses aux nouveaux enjeux.

Par ailleurs, les équilibres financiers de RTE restent tendus en fin de période tarifaire, notamment en termes de ratio de solvabilité (que RTE s'efforce de maintenir au-dessus des seuils retenus par l'agence de notation *Standard & Poor's*), RTE portant une dette nette d'un peu plus de 60% des capitaux engagés. La stabilité du cadre de régulation et le maintien d'une rémunération régulée à un niveau suffisant seront des éléments clés pour maintenir la confiance des bailleurs de fonds de RTE et accompagner durablement ses efforts d'investissement et d'adaptation.

**RTE partage enfin l'appréciation générale positive sur les mécanismes d'incitation appliqués sur la période TURPE 4, ainsi que sur le fonctionnement du CRCP.** Sans être opposé au principe de nouvelles incitations, RTE demande de prendre certaines précautions pour l'élaboration de nouveaux dispositifs afin d'assurer leur efficacité et éviter des effets induits indésirables, notamment sur les coûts des pertes et sur les dépenses d'investissement, le bilan de TURPE 4 n'ayant pas relevé d'inefficacité de RTE sur ces postes de dépenses. Ces points seront développés dans les réponses aux questions du chapitre 2 du document de consultation.

Les points suivants complètent les éléments d'appréciation générale qui précèdent, sur certains éléments du bilan de la période TURPE 4 exposés dans la consultation publique (chapitre 1).



## A. Niveau du tarif et évolutions annuelles

Différents mécanismes de régulation tarifaire vont produire des impacts substantiels sur le prochain mouvement tarifaire du 1<sup>er</sup> août 2017, indépendamment des actions de RTE.

Comme lors de TURPE 4, pour modéliser les évolutions tarifaires prévisionnelles, RTE a fait l'hypothèse d'une hausse tarifaire au 1<sup>er</sup> août 2017 définie de manière à limiter les évolutions des années suivantes à l'inflation.

Dans ces prévisions, **l'évolution de la couverture des charges nettes de l'entreprise au périmètre régulé se limite à 2,4% d'augmentation tarifaire au 1<sup>er</sup> août 2017**, suivie d'évolutions annuelles à l'inflation.

Si la hausse totale proposée de 11,7% peut sembler conséquente, elle relève donc pour 9,3% de mécanismes de régulation externes à RTE :

- *le retour à une trajectoire tarifaire normale*, après le sous-calage du tarif sur TURPE 4 qui visait à apurer les trop-perçus des périodes précédentes : + 3,2% ;
- *l'impact des abattements sur les factures des consommateurs dits électro-intensifs* désormais intégré ex ante dans le tarif : + 4,5% ;
- *la diminution des soutirages sur le RTP*, estimée à -14 TWh sur la période sur la base du Bilan prévisionnel 2016. Cette diminution de l'assiette tarifaire est liée à l'essor d'une transition énergétique marquée par la croissance des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique des territoires : + 1% ;
- *l'apurement du CRCP prévisionnel sur TURPE 4* : +0,6%.

L'évolution des charges prévisionnelles dont RTE demande la couverture a donc un impact tarifaire plus mesuré. Ces points sont détaillés dans la réponse aux questions du chapitre 3.

## B. Comparaisons internationales

La comparaison européenne des tarifs de transport d'électricité publiée en juin 2016 par l'association ENTSOE confirme que les niveaux des tarifs d'accès français sont parmi les plus bas en Europe pour les niveaux de très haute tension, et restent en dessous de la moyenne pour les tarifs de haute tension lorsqu'ils sont comparables. Ces bons résultats ont été obtenus grâce à un cadre de régulation tarifaire adapté aux efforts de performance de RTE.

Cependant, comme évoqué en introduction, le fonctionnement des systèmes électriques français et européens, ainsi que les usages du RPT connaissent des évolutions profondes et rapides que les tarifs d'accès devront accompagner :

- Dans sa réponse à la consultation publique du 24 mai 2016 sur la structure des prochains tarifs, RTE a souligné la nécessité de faire évoluer progressivement, mais sans prendre de retard, la structure tarifaire pour l'adapter à la volatilité croissante des usages et au rôle assurantiel du RPT ;
- En termes d'évolutions des niveaux tarifaires, il convient de prendre la mesure de la baisse attendue des soutirages (baisse prévisionnelle de 8 TWh des consommations sur les 5 prochaines années conjuguée à l'essor des productions décentralisées intermittente avec une croissance de 70% du parc éolien et photovoltaïque en France sur la même période), qui réduit d'autant l'assiette des tarifs d'accès au RPT notamment sa composante principale en énergie ;
- Enfin, des efforts sont nécessaires pour adapter le RPT aux enjeux du numérique et de la transition énergétique. Les coûts correspondant ne se retrouvent pas dans la seule référence aux dépenses réalisées par le passé et nécessiteront donc d'être couverts. Ce point sera traité de façon plus approfondie dans la réponse à la question 27 de la consultation.

## C. Charges nettes d'exploitation

RTE confirme que les charges nettes d'exploitation (CNE) de 2013 à 2015 sont inférieures aux prévisions tarifaires initiales, tout en soulignant la complexité d'une analyse des CNE isolée d'une prise en considération des catégories de dépenses (maîtrisables, prévisibles, au CRCP, etc.) et des facteurs à l'origine des écarts (conjuncturels, aléatoires ou issus d'une performance propre à RTE). De plus, le déroulement de la période tarifaire 2013-2016 a été particulièrement heurté et l'évolution de la conjoncture économique était difficilement prévisible lors de la préparation du tarif en 2012.

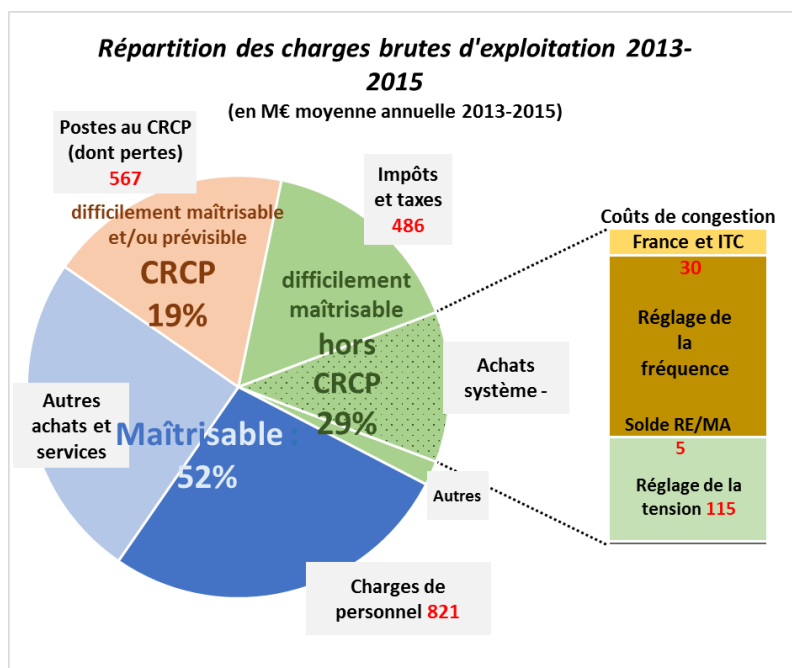
**L'analyse des écarts de charges nettes d'exploitation (CNE) par rapport aux prévisions tarifaires nécessite donc de distinguer trois catégories de postes de dépenses en fonction de leurs caractéristiques plus ou moins prévisibles et/ou maîtrisables :**

- 1) Les postes de charges *difficilement prévisibles ou difficilement maîtrisables inscrits au CRCP* (en particulier le coût des pertes) et qui ne sont donc pas soumis au mécanisme d'incitation à la productivité sur les charges d'exploitation de RTE, mais à d'autres mécanismes plus adaptés.
- 2) Les postes de charges *hors du périmètre du CRCP, partiellement prévisibles mais difficilement maîtrisables notamment en cas de survenance d'un aléa*. RTE distingue dans cette catégorie de dépenses faiblement ou non maîtrisables :
  - i. les *impôts et taxes*, par nature non maîtrisables par l'entreprise ;
  - ii. les *achats liés au système électrique hors CRCP* pour lesquels les leviers d'action de l'entreprise sur une période tarifaire ne sont pas proportionnés à l'influence des facteurs externes ; il s'agit notamment des services système (pour le réglage de la fréquence et de la tension) ainsi que des coûts de congestion France et ITC<sup>2</sup>.
- 3) Les postes de charges prévisibles et sur lesquels RTE dispose de leviers d'action adaptés pour l'atteinte, dans la durée, d'objectifs de performance soutenables tout en assurant un haut niveau de qualité de service. Dans cette catégorie *de dépenses dites maîtrisables*, logiquement exclues du périmètre du CRCP, figurent les *autres achats de biens et services* (hors achats système) et les *charges de personnel*.

---

<sup>2</sup> Mécanisme de compensation entre GRT européens des coûts d'usage des réseaux liés aux transits internationaux (*Inter-TSO compensation mechanism*).

Les différents postes évoqués sont présentés dans le diagramme suivant. Les postes non maîtrisables hors CRCP, pour lesquels les conséquences d'un aléa externe ou d'une erreur de prévision (inflation, mesures fiscales, climat, flux internationaux, etc.) sont entièrement portées par le GRT, représentent ainsi 29% des charges brutes d'exploitation sur la période 2013-2015.



A cette distinction sur le caractère prévisible et/ou maîtrisable des différents postes de charge doit ensuite s'ajouter la différenciation des facteurs à l'origine des écarts constatés. Il est ainsi possible de distinguer :

- les facteurs de nature conjoncturelle (inflation, prix de marchés notamment d'électricité ...) qui peuvent évoluer rapidement ; ces facteurs affectent aussi bien des postes de dépenses maîtrisables que des postes non-maîtrisables ;
- les facteurs de nature aléatoire ou difficilement prévisibles qui concernent notamment les achats liés au système électrique dont les prévisions nécessitent une approche probabiliste avec de forts risques d'écarts à la moyenne ;
- les facteurs de performance propres à RTE activables sur l'horizon d'une période tarifaire et qui jouent principalement sur les postes maîtrisables en décomposant la performance des politiques d'achats, d'une part, de la performance en termes de productivité sur les volumes, d'autre part.

Dans ce cadre, plusieurs phénomènes concomitants sont à l'origine des écarts constatés sur TURPE 4 :

- 1) Les écarts sur les postes de charges difficilement prévisibles et/ou difficilement maîtrisables inscrits au CRCP sont dictés par des facteurs exogènes (a et b) : les coûts d'achat des pertes - comme les congestions internationales et les contrats d'échanges entre GRT - sont volatils et difficilement prévisibles aussi bien en termes de prix sur les marchés que de volume (évolutions des consommations, des plans de production et des transits). Les écarts liés à ces postes représentent 246 M€, soit 31% de l'écart total des CNE sur 2013-2015 (798 M€), dont 250M€ pour le seul poste d'achat des pertes.

Notons également que les postes de recettes au CRCP sont eux aussi très volatils et difficiles à prévoir sur une période de 4 ans. Par exemple, sur 2013-2015, les écarts de recettes aux interconnexions s'élèvent à +428 M€ (trop-perçu) alors que les écarts de volume de soutirages représentent -540 M€ dont -100M€ d'abattements pour les consommateurs électro-intensifs. Les écarts en volume sont principalement causés par des erreurs de prévisions - le contexte atone de

2013-2015 étant difficilement anticipable en 2012 – mais également par des aléas climatiques réduisant le niveau de soutirages en 2014 et 2015.

Sur ces postes au CRCP à chaque mouvement tarifaire le facteur d'apurement du CRCP permet de restituer aux utilisateurs les trop-perçus ou, au contraire, de neutraliser les déficits subis par RTE. Cependant, la limitation à  $\pm 2\%$  du facteur d'évolution tarifaire « kn », dédié à l'apurement annuel du CRCP a été atteint pour le calcul de chacun des mouvements tarifaires du 1<sup>er</sup> août 2014 (-2%) et du 1<sup>er</sup> août 2015 (+2%), soulignant le caractère heurté de cette restitution (cf. question 23).

2) *Les écarts sur les postes hors CRCP faiblement ou non maîtrisables* sont très majoritairement explicables par des facteurs exogènes (a et b) :

- i. Pour les impôts et taxes, les taux et conditions peuvent évoluer au cours de la période tarifaire (les écarts observés sur 2013-2015 s'élèvent à 29 M€ – -2%) ;
- ii. Les achats système fluctuent sensiblement d'une année à l'autre en fonction des conditions d'exploitation et de facteurs exogènes au RPT (climat, disponibilité des installations de production, flux résultant de transits internationaux ou effets prix spécifiques). Les écarts sur ces postes représentent -219 M€ (-17%), soit 27,5% de l'écart total des CNE sur 2013-2015.

RTE dispose toutefois de leviers d'action partiels à moyen et long termes sur ce poste, par exemple au moyen d'investissements permettant de réduire les risques de congestions régionales<sup>3</sup> ou contribuant à la tenue de la tension. Néanmoins, ces leviers ne sont pas à la mesure de l'influence des facteurs externes pouvant générer une très forte volatilité sur les postes évoqués précédemment. C'est en particulier le cas pour les congestions, pour lesquelles des coûts très importants peuvent apparaître sur un intervalle de temps très court en cas de conditions climatiques particulières (vague de froid, incendies, etc.) : lors de la vague de froid de février 2012, les coûts de congestion se sont ainsi élevés à 21 M€ en moins de deux semaines.

3) *Les écarts sur les postes de dépenses dites maîtrisables* sont explicables tant par des facteurs de performance de RTE (c) que par des facteurs d'ordres conjoncturels (a), à l'exemple des achats de biens et services (écart de -202 M€ sur 2013-2015, soit -8%, lié à la performance des politiques d'achats ainsi qu'aux conditions économiques favorables). Les charges de personnel ont elle connu une évolution proches des prévisions (écart de -15 M€ sur 2013-2015 par rapport aux prévisions du TURPE4 – -1%) avec cependant des évolutions contrastées des différentes composantes.

Concernant les leviers d'ajustement des charges maîtrisables dont dispose RTE, il convient encore de distinguer ceux qui sont d'ordre conjoncturel – et donc susceptibles de retournement – de ceux qui correspondent à des gains de productivité pérennes. Avec les prix de l'énergie, l'inflation est l'un des facteurs conjoncturels marquants de la période TURPE 4 non-anticipés lors de la préparation du tarif. L'inflation annuelle s'est avérée dès 2013 inférieure aux anticipations proches de 2%, niveau observé en 2011 et 2012. La faiblesse de l'inflation a modéré les évolutions tarifaires annuelles et le chiffre d'affaires de RTE. Dans le même temps, la conjoncture économique atone et les niveaux bas des prix des marchés de l'électricité ont permis à RTE de capter des « effets prix » favorables grâce à sa performance d'achats et d'ajuster ainsi sa trajectoire de dépenses maîtrisables en tirant profit de la conjoncture économique morose.

**L'analyse qui précède démontre que, dans leur très grande majorité, les écarts de CNE au regard des prévisions tarifaires initiales correspondent à des difficultés d'anticipation, des facteurs conjoncturels et des erreurs de prévisions.** La difficulté d'élaboration de prévisions fiables sur ces postes de dépenses est en effet réelle et elle ne saurait être qualifiée d'asymétrie d'information au détriment du régulateur. Ces difficultés ont également concerné, mais de manière adverse, les charges de capital qui ont été affectées par l'évolution des règles de calcul de l'impôt sur les sociétés au démarrage de la période TURPE 4 (au titre de la non-déductibilité d'une partie des charges d'intérêt financier) sans être intégrées dans le calcul du CMPC lors du

---

<sup>3</sup> Des projets sont notamment en cours dans les régions PACA et Bretagne.

calage du tarif. RTE portant un endettement important, le supplément de charge fiscale a été conséquent (de l'ordre de + 70 M€ cumulés sur 2013 – 2015).

Au total, l'écart global de 6% (554 M€) exposé dans la consultation pour les charges d'exploitation hors CRCP ne doit pas être confondu avec un niveau d'efficience de RTE sur des dépenses réellement maîtrisables.

**L'établissement des trajectoires prévisionnelles de charges à couvrir sur la période tarifaire TURPE 5 devra tenir compte des caractéristiques très différentes des postes de dépenses, en évitant l'écueil d'une analyse trop sommaire des écarts passés qui exagérerait le « niveau d'efficience » de RTE.** Les réponses de RTE aux questions du chapitre 3 reviennent plus en détail sur ces différents points.



## II. CADRE DE REGULATION INCITATIVE POUR LES PROCHAINS TARIFS « TURPE 5 » HTB

RTE partage l'appréciation générale positive du régulateur sur les mécanismes d'incitation appliqués sur la période TURPE 4, ainsi que sur le fonctionnement du CRCP pour certains postes de recettes et de dépenses volatils, difficilement prévisibles et pour lesquels RTE ne dispose pas de leviers de maîtrise adéquats. RTE est donc favorable au maintien du cadre de régulation dans ses grandes lignes, sous réserve de son adaptation aux évolutions profondes de l'environnement.

Cependant, la consultation envisage d'étendre le champ des régimes d'incitation à de nouveaux postes de dépenses, en particulier aux coûts des pertes et aux dépenses investissements. Le bilan de la période TURPE 4 ne révèle pas de comportements inefficients de RTE sur ces postes de dépenses (cf. notamment chapitre 1.6 de la consultation), qui sont par ailleurs inscrits au CRCP compte tenu de leurs caractéristiques : volatilité et faible prévisibilité pour les premières, leviers de maîtrise limités voire inexistant face à des aléas externes pour les premières (niveau et localisation de la consommation, plan de production, transits internationaux) comme pour les secondes (acceptation locale du projet, coût des matières premières, etc.). L'introduction de mécanismes d'incitation sur des postes de dépenses au CRCP nécessite donc d'être ciblée avec précaution afin d'aboutir à des mécanismes apportant véritablement des bénéfices à la collectivité.

RTE n'est pas opposé à la mise en place d'incitations supplémentaires, sous réserve d'objectifs et des leviers d'action bien définis, permettant d'éviter tout comportement indésirable ainsi qu'une multiplication de mécanismes et d'indicateurs nuisant à la lisibilité et à la performance d'ensemble. L'efficacité de la régulation incitative de TURPE 4 repose en effet sur des caractéristiques essentielles qu'il convient de consolider dans les évolutions proposées par le régulateur : objectifs justifiés, leviers d'actions identifiés, incitation proportionnée et symétrique, mécanisme simple et lisible, etc.

Dans ce but, RTE souhaite que certaines précautions soient prises pour l'étalonnage et la mise en œuvre de nouvelles incitations, et identifie quatre questions essentielles auxquelles tout nouveau mécanisme doit pouvoir répondre :

- Quels risques d'inefficacité justifient l'introduction d'un dispositif d'incitation et quel est l'objectif visé en termes de bénéfices pour les utilisateurs de l'infrastructure ?
- Le calage du dispositif est-il proportionné à l'objectif, notamment en terme de cible et d'analyse coûts / bénéfices ?
- Quels sont les leviers activables par l'opérateur incité et quels sont les risques de déséquilibres ou d'effets indésirables créés par une telle évolution ?
- La mise en place du mécanisme n'engendre-t-elle pas trop de lourdeur de gestion au regard de l'objectif visé ?

Cette grille d'analyse fonde les propositions d'adaptation de certains dispositifs d'incitation envisagés dans la présente consultation.

## A. Date d'entrée en vigueur et durée du tarif

**Question 2 :** Etes-vous favorable au maintien d'une durée de quatre ans environ pour le prochain tarif de RTE? Sinon, quelle serait, selon vous, la durée la plus pertinente ?

RTE a déjà eu l'occasion d'exprimer son souhait d'une meilleure distinction des horizons de temps de la régulation. A l'exemple de l'Allemagne ou de l'Angleterre, le cadre de régulation pourrait ainsi être défini sur une durée plus longue que les paramètres tarifaires.

Par exemple, une « délibération cadre » explicitant les principes et méthodes d'élaboration du tarif pourrait porter sur une durée indéfinie. Cette délibération cadre pourrait expliciter le périmètre et les méthodes de couverture des coûts, les caractéristiques et la méthode d'élaboration de la structure des tarifs, le champ d'application et les principes des dispositifs d'incitation. Une telle organisation présenterait l'avantage de mieux répondre au besoin des acteurs du marché et des bailleurs de fonds de RTE de disposer de règles du jeu stables et lisibles, qui pourraient ensuite être déclinées à des rythmes adaptés :

- Les délibérations sur le niveau des revenus tarifaires autorisés et les trajectoires de coûts à couvrir pourraient être maintenues au rythme actuel de 4 ans, qui offre un horizon relativement bien adapté à l'élaboration de prévisions et au déploiement par l'opérateur d'actions de performance.
- La grille tarifaire pourrait évoluer à un rythme différent de celui du niveau, mieux adapté aux évolutions du système électrique et défini par la « délibération cadre » sur la structure du tarif. RTE a formulé des propositions en ce sens dans sa réponse à la consultation structure de juin 2016.
- RTE appelle de ses vœux l'introduction de souplesses en infra-période tarifaire, afin de favoriser la réactivité de l'entreprise et de la régulation en matière d'innovation et d'adaptation à des évolutions externes non prévisibles (cf. questions 17 et 25 notamment).



## B. Régulation incitative des charges d'exploitation

**Question 3 :** Etes-vous favorable à la reconduction du mécanisme en vigueur d'incitation à la productivité sur les charges nettes d'exploitation de RTE selon lequel l'opérateur conserve les gains et pertes par rapport à la trajectoire prévisionnelle ?

**RTE est favorable à la reconduction du principe d'incitation symétrique sur les charges d'exploitation**, sous réserve du calage correct des trajectoires prévisionnelles des postes de dépenses soumis au dispositif et d'une analyse de leur caractère maîtrisable ou non par RTE (cf. question 1, partie C).

**RTE est également favorable au choix de l'année 2015 comme année de référence afin de caler les trajectoires de charges prévisionnelles et de façon à faire bénéficier les clients de RTE de l'ensemble de ces gains.** L'élaboration des trajectoires de charges prévisionnelles à partir de cette référence nécessite toutefois certaines précautions :

- *L'inclusion de postes de charges faiblement ou non maîtrisables dans le mécanisme d'incitation par RTE (achats liés au système électrique hors CRCP, impôts et taxes) dans le mécanisme d'incitation des dépenses d'exploitation génère des risques pour l'entreprise.* L'enjeu est important: ces postes représentent environ 30% des charges brutes d'exploitation de RTE. Un sous-dimensionnement des trajectoires prévisionnelles de ces postes de dépenses hors CRCP peut induire un impact financier très significatif sans correspondre à une incitation, RTE ne disposant pas de leviers d'ajustement proportionnés.
- *La prévision de ces dépenses à un horizon de 4 ans est rendue particulièrement complexe par l'incertitude concernant les inducteurs hors du champ de maîtrise de RTE.* Elle repose sur une approche probabiliste (et non déterministe), assise sur la construction de scénarios à partir de différents jeux d'hypothèses, qui conduit à des estimations en espérance, avec des risques d'écarts importants.
- *RTE est disposé à assumer un risque sur les postes de charges non maîtrisables à la condition qu'il soit centré en espérance.* Dans ce but, l'entreprise a fourni des trajectoires robustes et raisonnables, bâties sur les hypothèses communiquées à la CRE dans son dossier tarifaire et que la consultation retient comme borne haute de la fourchette des trajectoires possibles de charges à couvrir<sup>4</sup>.

**Question 4 :** Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE pour le financement de la constitution des réserves d'équilibrage ? En particulier, êtes-vous favorable à la mise en œuvre d'une régulation incitative pour ce poste ?

Les réserves d'équilibrage sont des réserves de puissance active contractualisées par RTE, qui lui permettent d'assurer l'équilibre entre l'offre et la demande sur l'ensemble du système électrique français. Elles sont mobilisables automatiquement de façon à pouvoir faire face à un aléa tel que la perte d'un groupe de production (réserves primaire et secondaire), ou manuellement pour combler des déséquilibres pérennes (réserves rapide et complémentaire).

Comme souligné dans la réponse aux consultations publiques du 22 juillet 2015 et du 24 mai 2016, **RTE n'est pas favorable à la proposition d'allocation de l'ensemble des coûts de réserves aux seuls utilisateurs du RPT en soutirage.** Une telle allocation soulève en effet des questions d'efficacité des signaux transmis aux différents utilisateurs du système électrique et de juste répartition entre les différents bénéficiaires de l'équilibrage offre-demande. Les incitations à réduire le coût des réserves d'équilibrage devraient porter sur les acteurs dont les actions déterminent ces coûts, c'est-à-dire, outre RTE : les responsables d'équilibres, les producteurs et les fournisseurs de réserve.

---

<sup>4</sup> Plusieurs éléments (CMPC à 6,25% contre 6,7%, inclusion de 25% des abattements proposés par l'auditeur H3P sur les charges nettes de fonctionnement, hypothèses d'inflations, etc.) conduisent cependant à ce que la borne haute présentée par la CRE ne reflète pas l'évolution tarifaire demandée par RTE.

**RTE partage néanmoins l'objectif plus général de rendre le cadre de régulation cohérent pour l'ensemble des coûts de constitution des réserves et considère que le cadre de régulation proposé par la CRE constitue un compromis satisfaisant entre incitation à la performance et souplesse face aux incertitudes.**

En effet, comme l'explique la consultation, les volumes et le prix des réserves contractualisées par RTE sur la période 2017-2021 sont soumis à de fortes incertitudes qui portent sur :

- des évolutions techniques comme la hausse de l'aléa dimensionnant avec la mise en service annoncée par le producteur de l'EPR de Flamanville ;
- des évolutions réglementaires prévues par les codes de réseaux européens, comme la contractualisation par appel d'offres de la réserve primaire.

Les codes de réseau européens ont pour objectif d'établir un marché d'ajustement européen et d'accroître ainsi la liquidité et la concurrence entre les acteurs de marché. Comme le souligne justement la CRE, ces textes visent à réduire les coûts globaux de l'équilibrage en Europe. Pour autant, cette diminution des coûts n'implique pas nécessairement une baisse des volumes de réserves à court-terme pour RTE, dont le volume de réserve d'équilibrage est parmi les plus faibles d'Europe une fois rapporté à la consommation finale d'électricité. La mise en œuvre de produits standards permet par exemple d'accroître la liquidité des marchés d'ajustements tout en conduisant à un besoin accru de réserves afin de « combler les trous » entre ces produits standards. De ce fait, la trajectoire retenue par RTE repose sur l'hypothèse d'une hausse des volumes de réserve secondaire de 250 MW environ, soit +37%, entre 2015 et 2020 pour accompagner le recours à des produits standards et la réduction de la fenêtre opérationnelle du GRT, ainsi que la hausse de 30% des volumes de réserve rapide (+300 MW) suite à la mise en service de Flamanville.

RTE comprend néanmoins la volonté de la CRE d'inciter à la réduction des volumes de réserves, dans la limite des moyens dont RTE dispose et sans porter atteinte à la sécurité du système. Afin de permettre un bon fonctionnement du cadre proposé par la CRE et d'éviter un flou juridique autour du terme « évolution majeure », **RTE souhaite que les conditions d'activation de la clause conduisant à une évolution de la trajectoire soient définies de façon précise et adéquate dans la délibération de la CRE<sup>5</sup>.**

**Question 5 : Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE de ne pas inclure dans le CRCP les charges relatives aux Services système tension pour le TURPE 5 HTB ?**

**RTE partage l'analyse de la CRE : à ce stade, les évolutions proposées dans la consultation publique du 29 juin 2016 relative à l'enveloppe et au modèle de rémunération des services système tension ne justifient pas une évolution de leur cadre de régulation.**

Le maintien de la tension dans des plages définies est une composante essentielle de la sûreté de fonctionnement du système électrique. Dans ce cadre, les capacités d'ajustement de la tension des groupes de production sont utilisées pour assurer un réglage fin et rapide et – dans la mesure du possible – pour compenser la puissance réactive appelée par le réseau et par les charges.

L'évolution des règles envisagée par la CRE pourra conduire à une évolution de la part fixe et de la part variable, ainsi qu'à une redistribution de l'enveloppe entre les différents fournisseurs. La proposition de la CRE conduit en sus à réduire légèrement le montant consacré par RTE à la rémunération des services système tension (dernière estimation CRE hors fonctionnement en compensation synchrone de 103 M€/an). Au vu de la proposition de la CRE, la trajectoire des charges annuelles sur la période 2017-2021 devrait toutefois présenter une stabilité similaire à celle constatée sur la période TURPE 4, ce qui semble compatible avec une non-inscription au CRCP. Il importe toutefois que l'enveloppe et les modalités du nouveau modèle de rémunération soient fixées dans des délais compatibles avec l'établissement du TURPE 5 et qu'elles restent cohérentes avec le calage de la trajectoire tarifaire d'une part, et avec le cadre de régulation d'autre part.

---

<sup>5</sup> Via une référence à la hausse de l'aléa dimensionnant et à des évolutions de prescription des codes de réseaux européens.

Enfin, RTE souhaite mener à l'avenir des expérimentations afin d'étendre la gamme de ressources à même de fournir des services système tension (consommateurs industriels...). À terme, de telles expérimentations pourront permettre de réduire le coût de fourniture de ces services. Elles sont toutefois susceptibles d'entraîner un surcoût initial lors de la phase expérimentale. RTE souhaite donc que de telles dispositions entrent dans le cadre des projets de réseaux électriques intelligents pouvant être pris en compte en cours de période tarifaire, comme suggéré au paragraphe 2.6.3 de la consultation.

**Question 6 :** Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE d'inclure les pénalités des appels d'offres pour les réserves rapide et complémentaires et celles des services système fréquence et tension à 100% au CRCP ?

**Les pénalités des appels d'offres pour les réserves rapides et complémentaires et celles des services système fréquence et tension résultent d'aléas difficilement prévisibles ou maîtrisables par RTE. Il semble donc logique que ces pénalités soient incluses à 100% au CRCP. Toutefois, l'évolution du dispositif mérite une réflexion sur le maintien d'une incitation au contrôle des performances des fournisseurs de réserves et de services. Une inclusion des pénalités au CRCP à hauteur de 50% permettrait de maintenir un niveau d'incitation.**

En cas de non-respect de leurs engagements, les acteurs rémunérés au titre de la fourniture de services système fréquence et tension sont amenés à verser des indemnités, à voir des montants abattus de leur rémunération ou à être pénalisés.

RTE souhaite cependant attirer l'attention du régulateur sur une conséquence de cette évolution pour la pénalisation des défaillances de services système tension : sous TURPE 4, ni les « abattements et pénalités », ni la rémunération des services système tension n'étaient inscrits au CRCP. RTE et les utilisateurs du réseau étaient donc neutres aux modalités de pénalisation des fournisseurs de services système tension en cas d'indisponibilité. Cela ne sera plus le cas avec le cadre de régulation proposé par la CRE pour TURPE 5 (inclusion au CRCP des pénalités mais pas de la rémunération des services système tension) : il importera donc de distinguer clairement ce qui relèvera de chacun de ces postes.

## C. Régulation incitative des investissements

### Question 7 : Avez-vous des remarques sur le cadre incitatif envisagé pour les projets d'interconnexion ?

RTE a déjà eu l'occasion d'exprimer ses réserves concernant l'incitation sur les flux réalisés sur une interconnexion. L'entreprise ne disposant d'aucun levier sur l'utilisation de l'infrastructure, un tel mécanisme ne constitue pas un dispositif incitatif mais plutôt un régime aléatoire susceptible d'induire des effets d'aubaine ou des pénalités injustifiées.

RTE considère en effet que le dispositif de prime variable n'est pas lisible et ne délivre donc aucun signal d'incitation à l'opérateur sur des projets à fort aléa : les investissements d'interconnexion étant décidés dans un environnement incertain, sur la base d'une espérance de bénéfices nets futurs apportés à la collectivité, RTE estime qu'une prime variable calculée *ex-post* pour des aléas sur les flux réalisés hors de son champ de maîtrise ne délivre pas un signal adapté. A l'inverse, elle introduit un risque qui atténue fortement - voire supprime - l'effet incitatif du mécanisme envisagé pour la réalisation des projets d'interconnexion prioritaires. Le dispositif pourrait en revanche se reposer sur un taux moyen de disponibilité de l'interconnexion sur lequel l'opérateur a des leviers d'action.

Par ailleurs, l'entreprise n'est pas favorable à ce qu'un mécanisme d'incitation puisse conduire à une réduction en dessous du CMPC de la rémunération des capitaux engagés pour des investissements, même avec un plancher à CMPC - 1% par projet et une approche moyennée entre projets.

### Question 8 : Avez-vous des remarques concernant le mécanisme incitatif envisagé pour les nouveaux projets de RTE ?

RTE reconnaît l'intérêt d'intégrer les investissements de développement dans le cadre de la régulation incitative mais exprime des réserves sur les caractéristiques du mécanisme proposé par la consultation qui pourraient être mieux adaptées.

RTE produit chaque année un reporting détaillé de l'exécution de son programme d'investissement, afin de justifier auprès du régulateur des écarts constatés sur le programme approuvé l'année précédente. La CRE souhaite néanmoins mettre en place un mécanisme pour inciter l'opérateur dans la maîtrise de ses coûts d'investissement.

Afin de permettre la mise en place optimale d'un tel dispositif, RTE souhaite présenter les points suivants à l'attention du régulateur :

- *L'entreprise s'interroge sur l'objectif précis du dispositif* (réduction des dépenses ? qualité des prévisions budgétaires ?) ainsi que sur les recommandations opérationnelles qui seront suivies par les auditeurs dans la détermination de la cible budgétaire. RTE s'inquiète notamment des risques de remise en cause des processus de concertation et de négociations commerciales avec les fournisseurs que pourraient engendrer les conclusions des audits.
- *Une recherche du moindre coût d'investissement à court terme* risquerait de se faire au détriment de la qualité et de la durée de vie des équipements : le bénéfice pour la collectivité liée à la diminution de l'investissement pourrait par exemple être annulé par une augmentation des dépenses futures de maintenance ou de remplacement. Par ailleurs, RTE craint que la sélection de prestataires selon des critères de « moins disant » plutôt que de « mieux disant » conduise à réorienter la stratégie globale de l'entreprise en matière de choix industriels et/ou de responsabilité sociale vis-à-vis des fournisseurs. Cette réorientation se ferait au préjudice de la qualité des chantiers voire de la sécurité des travailleurs : les interventions sur des ouvrages électriques de haute et très haute tension sont des activités à risque.
- *Une incitation financière non centrée en espérance*, combinée à un effet multiplicateur pour les plus grands projets, conduirait à un renchérissement des provisions pour risques pouvant nuire à la rentabilité prévisionnelle de certains projets d'investissement.

- *L'audit de tous les projets de développement de réseau supérieurs à 30 M€<sup>6</sup> représente un coût de gestion ainsi qu'un impact sur les délais des projets eux-mêmes, éléments devant être mis en perspective avec les bénéfices attendus de tels audits.*

A l'aune de ces différents risques identifiés, RTE propose les évolutions suivantes au mécanisme soumis à consultation publique par la CRE :

- *Le développement d'une logique expérimentale* dans la mise en place des audits afin d'en éprouver la méthode, d'en caler les paramètres et d'en garantir l'efficacité. Une telle expérimentation permettrait en particulier de définir le phasage optimal des audits, d'observer de potentiels leviers d'amélioration dans les politiques d'achats et d'analyser l'intérêt d'une telle mesure au regard des surcoûts de gestion générés.
- *La limitation du nombre de projets audités* lors de la prochaine période à un échantillon de 3 ou 4 projets choisis par le régulateur (1 par an) afin de définir un cahier des charges précis, nécessaire à la définition d'une incitation centrée en espérance.
- *Une définition plus adaptée de la bande neutre à respecter.* Les caractéristiques de chaque projet d'investissement de RTE ainsi que l'incertitude liée au phasage des audits justifient une appréciation au cas par cas de la bande « neutre », initialement fixée à  $\pm 10\%$  dans la consultation.

Enfin, RTE considère que l'audit devrait intervenir en amont de la décision d'investissement finale (à un stade où il dispose encore de leviers pour optimiser le projet), mais après que la consistance du projet et les mesures d'accompagnement aient été arrêtées (après production du procès-verbal de concertation).

#### Question 9 : Pensez-vous opportun d'étendre ce mécanisme aux projets déjà décidés par RTE ?

**RTE est opposé à la mise en place d'un dispositif d'incitation financière *rétroactif* sur des projets dont le budget d'investissement a déjà été décidé.** L'entreprise est en revanche favorable à l'utilisation de ces projets comme base d'étude pour la détermination des cibles budgétaires futures, l'identification des causes d'écarts et l'évaluation des risques associés.

Dans une note de mai 2016 transmise aux services de la CRE, l'entreprise a par ailleurs formulé des propositions visant à faciliter le suivi par le régulateur du respect des enveloppes budgétaires prévisionnelles pour les projets d'envergure, incluant notamment des audits ciblés. L'objectif était de fournir un avis pertinent ainsi que des recommandations adaptées sur une des principales activités « cœur de métier » du GRT.

#### Question 10 : Avez-vous des remarques sur le cadre incitatif envisagé pour les investissements « hors réseaux » ?

L'introduction d'une régulation de type « TOTEX » (*Total Expenditures*) sur les investissements « hors réseaux » tels que l'immobilier, les véhicules et les systèmes d'information est une nouveauté au regard du cadre de régulation préexistant. **Sans être opposé à ce mode de régulation, RTE demande des ajustements sur la proportionnalité du dispositif.**

La régulation en TOTEX, pour un poste de coût donné, vise à appréhender conjointement les charges de capital (CAPEX) et d'exploitation (OPEX), dans une logique d'optimisation globale par l'opérateur pour un atteindre un certain niveau de service offert.

S'agissant des arbitrages entre investissements et charges d'exploitation évoqués par le régulateur, RTE rappelle tout d'abord que l'audit SI annexé à cette consultation, qui évoque une « *présomption de tendance* », n'a pas démontré l'existence de tels arbitrages par l'opérateur, l'auditeur indiquant « *que ces éléments sont insuffisants pour affirmer que cette tendance est délibérée* ».

---

<sup>6</sup> Soit environ 10 projets sur la période.

Par ailleurs, cet audit n'ayant pas été utilisé pour évaluer les effets d'une régulation en TOTEX, il est difficile de prévoir les conséquences du mécanisme proposé par le régulateur, en particulier ses potentiels effets indésirables. La principale difficulté, selon RTE, réside dans la définition des objectifs de niveau et de qualité de service à atteindre annuellement (notamment pour les activités SI). Dans ce contexte, il existe un risque de développer une « micro-régulation » non sur des objectifs, mais sur les dépenses elles-mêmes, qui limiterait les capacités d'adaptation de RTE sur des activités fortement évolutives telles que le SI, pénalisant *in fine* les utilisateurs sur le niveau des services offerts.

Enfin, dans le mécanisme proposé par la consultation, 100% des écarts réalisés par rapport à la cible de TOTEX seraient conservés ou à la charge de l'opérateur, soit une proportion très supérieure à celles retenues par d'autres régulations européennes utilisant un principe similaire. Par exemple, au Royaume-Uni (mécanisme *incentive Strength*), le risque conservé par le GRT *National Grid* n'est que de 46,9% des écarts (i.e. pour les postes concernés par ce mode régulation, 53,1% de l'écart observé entre le total des charges de capital et d'exploitation constaté et la cible est assumé par les utilisateurs du RPT).

**RTE propose donc, à l'exemple du mécanisme britannique, que le risque conservé par l'opérateur dans le cadre d'une régulation TOTEX sur les investissements « hors réseaux » soit proportionnel à la part des charges d'exploitation sur le périmètre en question (charges de capital + charges d'exploitation), RTE assumant ainsi 70% des écarts sur ce poste.**

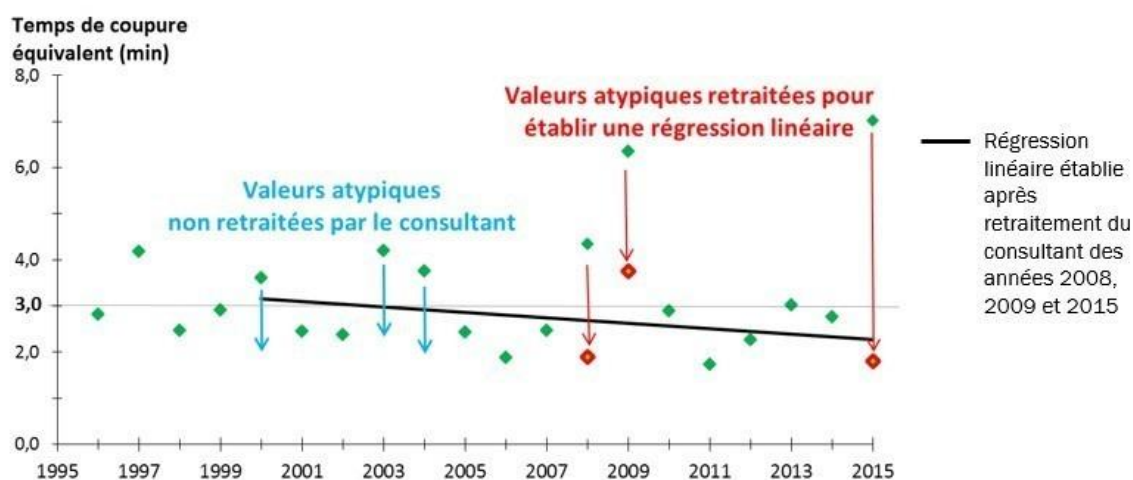


## D. Régulation incitative de la qualité d'alimentation

**Question 11 :** Etes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE concernant le cadre de régulation de la continuité d'alimentation ?

RTE est favorable au maintien d'un régime d'incitation dans le prolongement de celui mis en œuvre pendant la période TURPE 4, qui a démontré son efficacité. Bien qu'elles soient très ambitieuses, RTE n'exprime pas d'opposition à la révision des cibles, à condition que les modalités du dispositif actuel soient reconduites ou appliquées à un dispositif linéaire qui exclurait les incidents de types « n-k » ( $k \geq 2$ ), à l'exemple de la régulation suédoise.

RTE ne s'oppose pas à la révision proposée des cibles du régime d'incitation, à des niveaux qui sont ambitieux (TCE<sup>7</sup> de 2,7 à 2,8 minutes par an et FMC<sup>8</sup> de 0,46 coupure par an, i.e. sensiblement inférieurs aux meilleurs des résultats obtenus en moyenne glissante sur les dix années passées). Sur la base d'un retraitement des points atypiques les plus récents, le prestataire mandaté par la CRE a d'ailleurs conclu à une amélioration progressive du TCE au fil des ans, « hors événements atypiques ». Or, après retraitement complémentaire des valeurs plus anciennes, la possible amélioration du « TCE hors événements atypiques » est à modérer comme le montre le graphique suivant :



Evolution du Temps de Coupure Equivalent (TCE) entre 1996 et 2015 (cf. points en vert)

RTE souhaite en revanche que le calage des paramètres prenne bien en compte les spécificités de gestion du RPT pour éviter un dispositif pénalisant susceptible de générer des effets indésirables (incitation à des investissements non fondés économiquement) :

- Contrairement à des réseaux peu maillés (« en étoile »), l'énergie non distribuée (END) engendrée par des incidents sur le RPT – du fait de son maillage important – ne varie pas linéairement avec le nombre d'avaries simultanément subies, mais de manière exponentielle (« effet domino »). Pour garantir une incitation financière adaptée au RPT, la forme logarithmique appliquée jusqu'à présent dans le mécanisme est pleinement justifiée : elle permet d'éviter le risque de pénalités financières disproportionnées et d'équilibrer le dispositif en termes d'espérance de bonus/malus avec la cible proposée. *Une autre approche possible - mise en œuvre en Suède - consisterait à exclure de l'incitation les cas d'incidents simultanés ou quasi-simultanés (dites situations de « n-k » où  $k \geq 2$ ) pour lesquels le RPT n'est pas dimensionné.*
- Contrairement à d'autres GRT considérés dans le benchmark utilisé, les critères de choix des investissements de RTE sur le réseau intègrent déjà la valeur de l'END évitée selon une approche coût/bénéfice pour la collectivité. Une force d'incitation disproportionnée risque de modifier ces critères en donnant une priorité excessive aux indicateurs de continuité d'alimentation ou de pénaliser indûment l'opérateur s'il ne dispose pas de leviers d'action à hauteur du risque de pénalité.

<sup>7</sup> Temps de coupure équivalent.

<sup>8</sup> Fréquence moyenne de coupure.

- Le cumul de l'incitation avec les différents dispositifs d'indemnisation (indemnisation contractuelle des clients, compensation des distributeurs pour coupures longues provenant du RPT) pourrait conduire à pénaliser RTE à des valeurs supérieures à celle de l'END.
- RTE partage l'analyse de la CRE selon laquelle il n'est pas justifié de retenir 100% de la valeur de l'énergie non distribuée (END) dans les paramètres du mécanisme afin de ne pas conduire à une pénalisation excessive de l'opérateur. Dans ce contexte, l'entreprise s'interroge sur la justification du taux de 75% de la valeur de l'END auquel le régulateur souhaite porter la force d'incitation (au lieu du taux actuel de 50% qui partage de manière équilibrée cette valeur entre RTE et les consommateurs) ainsi que du niveau de 45 à 50 M€ auquel il souhaite relever le plafond du mécanisme (contre 30 M€ aujourd'hui).

**Dans le cas d'un passage à une incitation linéaire, RTE recommande donc l'exclusion du dispositif d'incitation des « incidents multiples », caractérisés par des pertes simultanées ou quasi-simultanées d'ouvrages sur le réseau, afin d'éviter une incitation inefficace à la réduction d'événements rares.**

**Question 12 :** Etes-vous favorable à ce que les coupures provenant du RPT soient intégrées dans le périmètre du dispositif d'indemnisation pour coupures longues qui s'appliquerait aux GRD pour le TURPE 5 HTB ?

**RTE exprime des réserves vis-à-vis d'une inclusion qui pourrait le conduire à déployer des ressources excessives sur la maîtrise des risques associés aux incidents affectant l'alimentation des réseaux de distribution, réseaux qui coordonnent déjà avec RTE les leviers d'action à leur niveau pour éviter les coupures de consommateurs finaux ou rétablir plus rapidement l'alimentation de consommateurs coupés.**

RTE souhaite en particulier formuler les remarques suivantes :

- RTE n'a pas à se prononcer sur l'opportunité d'étendre l'abattement tarifaire dont peuvent bénéficier les clients du GRD à l'ensemble des coupures, dont celles provenant du RPT. Mais si RTE devait supporter l'impact financier de telles compensations, il conviendrait de préciser le mécanisme à mettre en place entre RTE et les GRD pour la prise en compte de cette charge supplémentaire, ainsi que sa couverture par le tarif.
- RTE considère qu'un mécanisme incitant la réalimentation rapide des postes GRD sans tenir compte de la durée de coupure des clients finals à l'aval de ces postes, désoptimiserait les actions de réalimentation (ces clients pouvant être rapidement réalimentés depuis d'autres postes GRD restés alimentés par le RPT).
- Par ailleurs, cette évolution ne doit pas conduire, du fait de l'ajout de la compensation des coupures provenant du RPT aux dispositifs d'indemnisation existants, à une pénalisation excessive de RTE qui pourrait au total excéder la valeur de l'END. Aujourd'hui, les conséquences des incidents qui se produisent sur les ouvrages du RPT conduisent en effet déjà à :
  - i. une indemnisation contractuelle des clients coupés – prévue par le CART – à laquelle s'ajoute un abattement tarifaire – initialement prévu par la réglementation – en cas de coupure longue (règle dite du « 2%/6h ») ;
  - ii. Un malus potentiel pour RTE (cf. supra) dans le cadre de la régulation incitative de la continuité d'alimentation.



## E. Régulation incitative de la qualité de service

**Question 13 :** Estimez-vous souhaitable de mettre en place une régulation incitative de la qualité de service de RTE dans le TURPE 5 HTB ? Si oui, dans quels domaines ?

**RTE est favorable à la mise en place d'une régulation incitative sur la qualité de service**, mécanisme déjà en place pour les autres gestionnaires de réseaux. L'entreprise prend également note de la volonté de la CRE de baser cette régulation sur le suivi d'indicateurs liés au service rendu et non sur la moyenne des notes de satisfaction des clients de RTE (service perçu), comme cela avait été initialement proposé<sup>9</sup>. RTE rappelle par ailleurs que, malgré l'absence d'un tel mécanisme, des actions ont d'ores et déjà été engagées en faveur de la satisfaction des utilisateurs du RPT, avec la mise en place d'indicateurs (notes de satisfaction des clients) et l'identification de leviers d'action. La publication de ces indicateurs constitue d'ailleurs en soi une forme d'incitation qui présente l'intérêt d'être simple et lisible.

**RTE est également favorable à une consultation des acteurs sur ce sujet** mais insiste sur la nécessité d'identifier des leviers d'actions pour chaque indicateur qui serait sélectionné, à l'exemple de ceux suivis aujourd'hui en interne par l'entreprise et pour lesquels des possibilités d'amélioration ont été préalablement identifiées. Enfin, RTE estime que les cibles, pentes et plafonds de l'incitation devront être proportionnés à l'objectif retenu et être cohérents avec les niveaux appliqués aux autres gestionnaires de réseaux français.

La mise en œuvre des dispositions de l'article 179 de la loi du 17 août 2015 conduira RTE à publier un nombre croissant de données en « open data ». Il convient de rappeler que RTE met à disposition en accès libre les données qu'il est en droit de publier en respectant les réglementations. RTE est donc favorable à la publication d'indicateurs permettant de s'assurer de la bonne mise en œuvre de la loi et fera ultérieurement des propositions en ce sens à la CRE.

**Question 14 :** Etes-vous favorable à ce que RTE publie ses indicateurs de suivi de la qualité de service ?

RTE est favorable au renforcement de la transparence sur tous les aspects de son activité, dans les limites des règles de confidentialité fixées par les pouvoirs publics<sup>10</sup> et inhérentes à ses missions. Sous réserve de la protection de la confidentialité statistique, **RTE est donc favorable à la publication de ses indicateurs internes de qualité de service, de même que des résultats de ses enquêtes de satisfaction.**

---

<sup>9</sup> En 2015, l'enquête de satisfaction RTE a conduit à interroger 1 879 personnes – pour un taux de réponse de 52 % - réparties de la façon suivante : 50% d'industriels, 15% de distributeurs, 15% de producteurs et 20% d'acteurs du marché.

<sup>10</sup> L'article L111-72 du code de l'énergie dispose notamment que RTE doit préserver « la confidentialité des informations d'ordre économique, commercial, industriel, financier ou technique dont la communication serait de nature à porter atteinte aux règles de concurrence libre et loyale et de non-discrimination ».

## F. Cadre de régulation de la recherche et développement (R&D) et des projets de réseaux électriques intelligents

### Question 15 : Etes-vous favorable à la reconduction du cadre de régulation de la R&D ?

**RTE est favorable à la reconduction du cadre de régulation de la R&D** qui permet à l'entreprise de mener à bien des projets nécessaires à la construction des réseaux électriques du futur et l'incite à respecter la trajectoire budgétaire spécifiquement prévue par la CRE - les montants alloués en début de période mais non utilisés étant restitués aux utilisateurs en fin de période tarifaire. Sur ce dernier point, **RTE accueille favorablement la proposition du régulateur de considérer l'inflation constatée lors de l'évaluation des écarts entre trajectoire prévisionnelle et réalisée.**

RTE prend note de l'avis défavorable du régulateur quant à la mise en place d'un cadre expérimental introduisant plus de flexibilité dans la gestion des dépenses de R&D. L'entreprise souhaite rappeler le caractère difficilement prévisible des besoins de R&D, étant données les évolutions rapides du secteur de l'énergie électrique. A titre d'exemple, les technologies liées au stockage, à l'estimation en temps réel des capacités du réseau ou de prévision et commandabilité de la production renouvelable évoluent aujourd'hui de façon extrêmement dynamique, et les travaux de RTE les concernant demandent de ce fait une certaine capacité d'adaptation à l'intérieur de la période. Au cours de TURPE 5, RTE s'attend donc à devoir être mobilisé sur des activités de R&D non anticipées, et souhaiterait pouvoir éviter des reports ou abandons, par insuffisance de moyens.

A un stade plus avancé de déploiement de solutions, RTE soutient la proposition d'introduire dans TURPE 5 une possibilité de prendre en compte des projets de déploiement des réseaux électriques intelligents en cours de période tarifaire (cf. question 17).

### Question 16 : Quelle est votre analyse de la trajectoire des dépenses et des programmes de R&D prévus par RTE pour le TURPE 5 HTB ?

**RTE propose une croissance de ses budgets de R&D, plus mesurée sur la période TURPE 5 que sur la période précédente** (+3,2% par an contre +11,1% par an en euros courants, avec une trajectoire moyenne sur la période de 35 M€/an contre 31 M€ pour 2016) qui devrait être en partie financée par une augmentation des subventions perçues, estimées à 6 M€ sur TURPE 5 contre un réalisé de l'ordre de 4 M€ lors de la période tarifaire en cours.

Les principaux projets du programme actuel de R&D ont en effet vocation à se poursuivre durant la période TURPE 5, jusqu'au déploiement opérationnel des innovations dans les politiques de maintenance et d'exploitation de RTE. A ces actions déjà engagées s'ajoutent de nouveaux domaines d'études qui nécessitent de renforcer les actions de R&D, parmi lesquels :

- l'évolution des modèles de marché et des signaux d'investissements engendrée par le développement soutenu de moyens de production à coût marginal nul (énergies renouvelables) ;
- la révision de la méthodologie et des outils de décisions de développement du réseau, en tenant compte des nouvelles solutions « smart » ;
- la transformation digitale de RTE, et du système électrique.

### Question 17 : Etes-vous favorable à l'introduction dans le TURPE 5 HTB de la possibilité de prendre en compte des projets de déploiement des réseaux électriques intelligents proposés par RTE en cours de période tarifaire ?

**RTE est favorable à l'incitation au développement de réseaux électriques intelligents** permettant de diminuer globalement les coûts pour les utilisateurs du réseau grâce à des solutions innovantes qui limitent les besoins de développement de réseau sans dégrader la qualité du service rendu.

Face aux mutations technologiques en cours, RTE investit dans son système industriel afin de mieux intégrer les technologies numériques, de créer les conditions d'un réseau flexible, d'augmenter les capacités locales d'accueil des EnR, de réduire les volumes d'énergie non distribuée et de gérer de manière plus efficace la tension et la reprise accélérée de service. Ces éléments sont pris en compte dans les prévisions d'investissement exposées dans les demandes tarifaires de RTE.

Néanmoins, les solutions innovantes entrant dans le périmètre des réseaux électriques intelligents ne sont pas encore toutes définies, ni arrivées à maturité. L'introduction d'une souplesse dans le cadre de régulation

pour couvrir d'éventuelles nouvelles dépenses utiles à la collectivité apparaît donc comme une solution pragmatique adaptée à la situation.

Dans ce périmètre pourraient entrer des solutions innovantes concernant notamment :

- *Les dispositifs de flexibilité* : stockage de faible capacité dans les postes, gestion active de la demande et pilotage de la production, notamment d'origine renouvelable ;
- *Les dispositifs de collecte, de traitement et de transmission d'informations* permettant d'optimiser le fonctionnement des infrastructures.

Ces dispositifs requièrent des volumes d'investissement limités mais sont susceptibles de relever la trajectoire de coûts d'exploitation en particulier pendant la phase de déploiement (ces surcoûts devant être plus que compensés par les économies induites à long terme). Dans l'intérêt de la collectivité, les modalités de régulation doivent être réactives pour inciter au développement de ces solutions innovantes. **RTE est donc favorable à la possibilité de demander, au pas annuel, l'intégration de surcoûts d'exploitation liés à des projets relevant des réseaux électriques intelligents, au fil de leur concrétisation.**

## G. Régulation incitative des pertes

**Question 18 :** Partagez-vous l'analyse de la CRE sur la nécessité d'inciter RTE à réduire le coût total des pertes ?

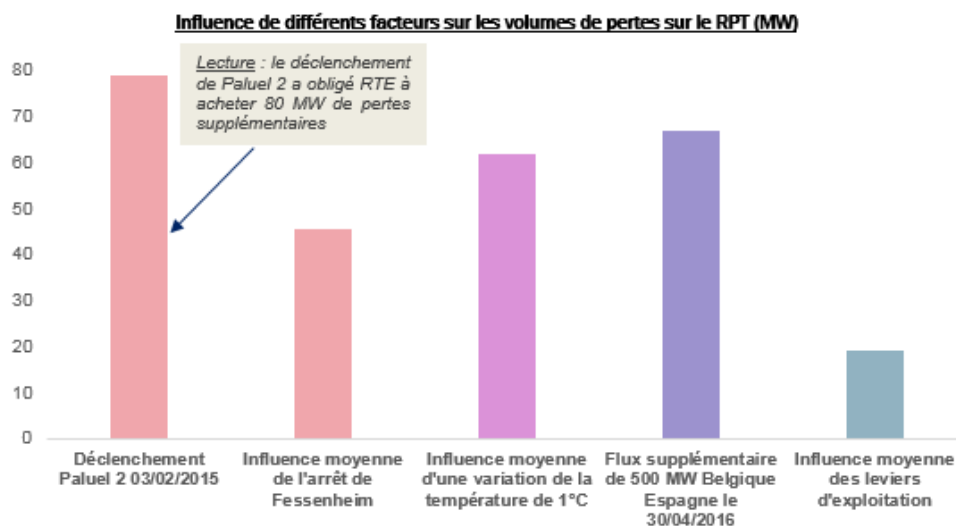
RTE accueille favorablement le principe d'une régulation incitative pour minimiser le prix moyen d'achat des pertes mais s'oppose à un mécanisme d'incitation qui porterait également sur les volumes, pour la maîtrise desquels RTE ne dispose pas de levier d'action à la hauteur des autres facteurs dimensionnant (niveau et localisation de la consommation, plans de production, transits internationaux).

Les achats d'énergie pour la compensation des pertes constituent un poste de dépense important pour RTE : en moyenne, ils ont représenté 540 M€ par an sur la période 2013-2015, soit près de 15% de la base de coût de RTE. Ces coûts sont par ailleurs sensibles aux variations des volumes de pertes et des prix du marché de l'énergie. Ils présentent en conséquence une forte volatilité : on constate sur la seule période 2013-2015 des écarts annuels à la moyenne de 540 M€/an allant de +90 M€ à -70 M€. La mise en place d'une incitation à réduire ces coûts devrait tenir compte de leur caractère faiblement maîtrisable, comme évoqué en réponse à la question 1 (partie C), afin d'éviter un résultat aléatoire ou des effets indésirables en cas de mauvais calage.

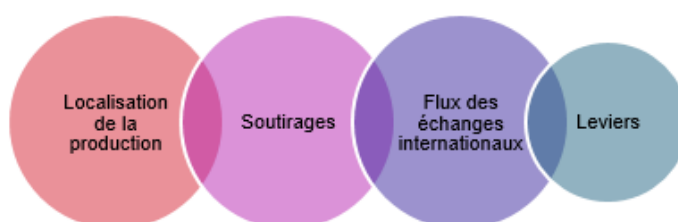
Concernant la régulation visant à minimiser le prix d'achat des pertes, RTE est favorable à une incitation basée sur la détermination d'un coût de référence, selon les principes esquissés par la CRE. Les prix *forward* de marché désormais inférieurs aux prix de l'ARENH rendent en effet pertinente la réintroduction d'un mécanisme d'incitation sur le coût d'achat des pertes. Cette incitation nécessite cependant une réflexion approfondie afin de déterminer le coût de référence.

Dans le cas d'une incitation sur les volumes de pertes, les leviers à la disposition de RTE ont une influence réduite au regard de l'influence des facteurs externes que mentionne la CRE (niveau et localisation de la consommation, plans de production, transits internationaux).

Le diagramme ci-dessous fournit une illustration de quelques exemples représentatifs d'aléas fréquents sur les volumes de pertes et de l'influence moyenne des leviers dont dispose RTE en exploitation. Il témoigne notamment du fait que l'ensemble des leviers de contrôle ne représente en moyenne qu'à peine un tiers des pertes causées par un aléa externe ponctuel.



Source: analyse interne RTE envoyée à la CRE le 20/05/2016 sur la pertinence d'une incitation financière à réduire les volumes de pertes sur le RPT.



RTE s'attache depuis longtemps à maîtriser les volumes de pertes sur le réseau, aussi bien en exploitation (répartition des flux sur le réseau maillé, développement des effacements) qu'en investissement (choix de lignes électriques de forte section, moyens de compensation pour réguler la tension). Néanmoins, le développement du réseau et son exploitation ne reposent pas sur le seul critère de minimisation des pertes.

*Ce sujet est d'autant plus complexe que certaines décisions positives pour la gestion du système ont un impact négatif sur les pertes.* Par exemple, lorsque RTE exploite des lignes aux limites de leur capacité ou installe des câbles à faible dilatation afin d'augmenter les capacités de transit tout en limitant le nombre de lignes qui traversent un territoire, les leviers de limitation des pertes s'en trouvent diminués. Dans de tels cas, les solutions développées par RTE pour maximiser l'utilisation du RPT se traduisent par des transits plus élevés sur les mêmes lignes et donc par des volumes de pertes plus élevés.

*La méthodologie proposée dans la consultation pour déterminer le volume de pertes de référence pose par ailleurs question :* cette approche, basée sur un taux de pertes par rapport aux injections (importations comprises), ne tient en effet pas compte des évolutions structurelles attendues sur le réseau de transport. RTE anticipe par exemple dans son dossier tarifaire une hausse des volumes de pertes de 800GWh/an, soit +7,5% par rapport au taux historique utilisé comme référence par la CRE, en raison d'évolutions marquantes notamment sur le parc de production français et conduisant à élévation systématique du taux de perte.

*Enfin, le taux de pertes par rapport aux injections présente une forte variabilité d'une année à l'autre, en fonction de l'évolution conjointe des facteurs exogènes cités précédemment* (niveau et localisation de la consommation, plans de production, transits internationaux). Ainsi, sur le premier semestre 2016, RTE constate un taux de pertes par rapport aux injections de 2,15%, à comparer à un taux de 2,00% sur le premier semestre 2015 : les pertes sur le RPT ont augmenté de 8% sur la période alors que les injections sont restées à un niveau relativement stable. A l'aune de ces éléments, RTE considère qu'un mécanisme basé sur un taux de référence serait peu fondé, et conteste donc la pertinence du taux de 2,10% proposé par la CRE.

Enfin, RTE tient à rappeler que la mise en place de mécanismes de régulation incitative ne constitue pas la seule option disponible : afin de réduire le coût des pertes, RTE souhaiterait pouvoir recourir à des produits d'ajustement de couverture, avec prise en charge du coût de l'option par le tarif.

Il est compréhensible que la CRE veille aux efforts engagés par RTE pour maîtriser un poste de coûts aussi significatif que les achats d'énergie pour la compensation des pertes. **En raison des éléments présentés ci-dessus, l'entreprise ne partage cependant pas l'analyse du régulateur selon laquelle elle disposerait des leviers nécessaires à la réduction des volumes de pertes.** Une incitation sur les volumes de pertes conduirait donc à un mécanisme aléatoire, dénué de caractère incitatif. RTE estime préférable de vérifier l'activation opérationnelle des leviers dont l'entreprise dispose, en exploitation comme en développement. Cette vérification est notamment permise par les rapports annuels fournis par RTE à la CRE, justifiant des moyens mis en place pour limiter le volume des pertes.

#### Question 19 : Etes-vous favorable au mécanisme d'incitation sur les pertes envisagé par la CRE ?

RTE est favorable à une incitation sur le prix moyen d'achat des pertes, basée sur la détermination d'un coût de référence, selon les principes esquissés par la CRE. Une réflexion approfondie est sur ce point nécessaire pour déterminer ce coût de référence, qui devra tenir compte de l'apparition prochaine d'une nouvelle composante de formation des prix associée aux garanties de capacité.

RTE reste en revanche opposé à un mécanisme d'incitation intégrant des écarts en volumes. Comme expliqué dans la réponse à la question 18, les leviers de moyen et long termes de RTE sont insuffisants au vu de l'impact d'aléas externes, la méthodologie permettant de fixer un taux de perte de référence étant de plus soumise à réserves.

**Question 20 :** Le taux de partage envisagé vous semble-t-il cohérent avec le degré de maîtrise dont dispose RTE sur ce poste de coût ?

Pour les raisons opérationnelles indiquées en réponse à la question 18, RTE est opposé à l'application d'un même taux de partage pour les performances réalisées sur le prix moyen d'achat et celles réalisées sur les volumes de pertes.

En ce qui concerne le prix moyen, le coût de référence défini par la CRE correspond à une modélisation fine et adaptée de la stratégie d'achats employée par RTE. **Le taux de partage envisagé par la CRE semble donc pertinent pour le prix moyen d'achat des pertes.**

En revanche, et comme expliqué dans la réponse à la question 18, le volume de référence déterminé par l'application d'un taux historique aux injections apparaît comme une modélisation extrêmement simplifiée, peu susceptible de refléter l'influence des facteurs externes sur les volumes de pertes. Or, cette influence des facteurs externes est très supérieure à celle des moyens d'action dont dispose RTE pour réduire les volumes de pertes sur le RPT. La consultation reconnaît d'ailleurs la moindre fiabilité de la modélisation et la moindre importance des marges de manœuvre pour le RPT. **Un taux de partage sur les écarts de pertes en volume, soumis à des aléas exogènes hors de la maîtrise de RTE ne pourrait produire qu'un résultat financier aléatoire, dénué de caractère incitatif.**

## H. Régulation du raccordement des éoliennes en mer

**Question 21 :** Partagez-vous l'analyse de la CRE concernant le partage de responsabilité entre les lauréats des appels d'offres passés et RTE pour le raccordement des éoliennes en mer ?

**RTE est un acteur engagé conscient des enjeux de la transition énergétique et souhaite en particulier contribuer à l'atteinte des orientations de politique énergétique en matière d'éolien en mer. Le dialogue avec les pouvoirs publics a déjà permis de clarifier des éléments importants : régime de redevance, convention d'utilisation du domaine maritime, etc.**

Dans le même esprit, et dans le cadre de la régulation actuelle, RTE a préparé des évolutions du cadre contractuel afin de mieux prendre en compte les spécificités liées aux travaux en mer. Une concertation a ainsi été lancée par RTE auprès des lauréats des appels d'offres passés. Elle vise à faciliter la réalisation des projets éoliens en mer, en adaptant ou complétant les conditions de raccordement aux spécificités des travaux dans le domaine maritime. Ceci conduit aujourd'hui RTE à formuler des propositions d'Addendum à la Convention de Raccordement et de Prestation Annexe Exploitation, afin de répondre, dans les limites du cadre réglementaire actuel et des missions confiées à RTE, à certains besoins exprimés par les lauréats.

Pour autant, ces propositions ne traitent pas la question des retards importants en phase de travaux de raccordement ou lors d'avaries de très longue durée en exploitation, notamment parce qu'elles exposeraient RTE à des niveaux de risques que l'entreprise ne pourrait assumer sans couverture tarifaire appropriée.

A l'exemple du Danemark, de l'Allemagne et plus récemment des Pays-Bas, plusieurs régulations européennes se sont construites ou ont évolué vers un modèle de mutualisation dans le tarif des risques d'indisponibilité ou de retard de longue durée, évoqué dans les orientations ministérielles du 24 juin 2016.

**Si une telle orientation devait être privilégiée, incluant le versement de pénalités par RTE aux producteurs, RTE préconise que l'évolution du cadre réglementaire rendue alors nécessaire soit celle d'une couverture tarifaire ex-post via le CRCP.** Les pénalités versées par RTE, qui viseraient à garantir uniquement la finabilité des projets, seraient alors inscrites au CRCP et feraient l'objet du mécanisme classique d'apurement du compte. De plus, s'il apparaît légitime que RTE puisse être remboursé du versement de pénalités supplémentaires aux lauréats, il apparaît également souhaitable que le régulateur conserve un contrôle du transfert des surcoûts au CRCP, afin notamment de garantir le maintien de l'incitation à l'action la plus diligente et la plus efficace possible de RTE. A cet égard, le nouveau mécanisme doit prévoir que RTE porte la charge de prouver l'absence de négligence grave ainsi que la qualité de son intervention, c'est-à-dire que l'ensemble des moyens, techniques et humains, possibles et raisonnables ont été mis en œuvre par RTE afin de limiter le retard ou l'interruption.

Cette modalité de couverture tarifaire apparaît la plus appropriée en raison de la nature des risques de gros retards qui se caractérisent par une probabilité d'occurrence très faible mais un impact financier élevé en cas de survenance. De plus, les leviers d'actions faibles au regard de certains aléas externes rendent ces risques pour partie difficilement maîtrisables par RTE, comme l'a démontré une analyse menée de manière approfondie avec des spécialistes du secteur reconnus au plan européen. Ainsi, cette couverture par le CRCP préserve l'intérêt de la collectivité en permettant une stabilité du niveau du tarif : la prise en charge dans le TURPE n'est envisagée que si le risque se matérialise, et avec un lissage dans le temps en cas de saturation du facteur d'apurement. Elle est donc préférable à un complément de rémunération sur le CMPC qui impliquerait des hausses tarifaires forfaitaires décidées *ex-ante* qui, du fait de la très faible probabilité d'occurrence des risques considérés, seraient difficilement objectivables.

Une telle évolution du cadre réglementaire<sup>11</sup> pourrait être appliquée, selon les choix du régulateur, aux appels d'offres passés ou à venir, sur l'éolien posé mais également sur les énergies marines en développement, hydroliennes ou éolien flottant. Sur ce dernier sujet, RTE a déjà engagé un dialogue constructif avec les premiers lauréats de l'appel à projet ainsi qu'un programme d'innovation et de développement visant au raccordement des premières fermes pilote.

---

<sup>11</sup> Cette évolution vers un modèle de mutualisation dans le tarif des risques spécifiques d'indisponibilité ou de retard de longue durée ne se substituerait pas aux demandes de RTE, formulées notamment dans les réponses aux questions 29 et 30, concernant la prise en compte dans le calcul du CMPC d'autres risques en croissance portés par RTE et relatifs aux actifs subventionnés, notamment pour la réparation d'avaries.

**Enfin sur ces appels d'offres à venir, RTE considère que la réalisation des raccordements en mer relève pleinement de ses missions.** Son expertise technique en matière de raccordement et de pilotage de projets complexes, ses capacités de concertation et de gestion des procédures administratives, les économies d'échelles issues de la mutualisation et de son expérience sur différents projets sous-marins (raccordements et interconnexions) constituent des facteurs clés de maîtrise des opérations de raccordement en mer et des coûts associés, autant d'atouts au bénéfice de la collectivité comme de la filière des énergies marines renouvelables.



## I. Le compte de régulation des charges et produits

**Question 23 :** Etes-vous favorable à la reconduction des principes de fonctionnement du CRCP ? Sinon, quelles seraient, selon vous, les modifications à apporter au mécanisme actuellement en vigueur ?

RTE partage l'analyse de la CRE selon laquelle le mécanisme de CRCP a bien fonctionné pendant la période TURPE 4, répondant efficacement aux objectifs de couverture des risques associés à des aléas non maîtrisables par RTE. **RTE est donc favorable à en reconduire les principes de fonctionnement, tout en adaptant le calage de certains paramètres pour limiter les durées d'apurement du compte.**

Le mécanisme existant, qui doit être reconduit en TURPE 5, plafonne les évolutions tarifaires destinées à apurer le CRCP de  $\pm 2\%$  par rapport au tarif de l'année précédente et non par rapport à la trajectoire tarifaire initiale. Ce dispositif est adapté à la gestion de tendances à la baisse ou à la hausse. Il peut cependant freiner un retour à la trajectoire tarifaire initiale après l'occurrence de phénomènes importants mais non-récurrents (par exemple, une année présentant un climat exceptionnel), et conduire à un stock de CRCP élevé en fin de période tarifaire<sup>12</sup>. RTE est donc favorable à un mécanisme permettant d'assouplir la limite de  $\pm 2\%$  de l'apurement annuel dans le but de minimiser le stock de CRCP en fin de période.

Par ailleurs, le calage du tarif TURPE 5 devra tenir compte de la prévision du solde de CRCP de TURPE 4 à fin décembre 2016. Ce solde est estimé dans l'actualisation de juillet à 109 M€ en faveur de RTE, niveau significativement différent de la valeur estimée pour le dossier tarifaire de mars 2016 (11,4 M€ en faveur de RTE). **La couverture de l'écart du solde de CRCP constaté fin 2016 par rapport à la prévision qui sera retenue par la CRE dans la décision tarifaire TURPE 5 devra être explicitement prévue, avec une possibilité d'ajustement de l'évolution tarifaire dès le 1<sup>er</sup> août 2017 afin d'éviter des ajustements retardés.**

**Question 24 :** Etes-vous favorable aux évolutions de périmètre du CRCP envisagées par la CRE ?

Le CRCP a pour but de retraiter a posteriori certaines dépenses difficilement maîtrisables ou difficilement prévisibles. **RTE accueille favorablement les évolutions proposées par le régulateur, qui permettent d'inclure des postes de dépenses peu maîtrisables par RTE :**

- les charges relatives à la mise en place d'un dispositif d'interruptibilité dont le périmètre peut évoluer par décret ;
- les charges relatives à la constitution des réserves d'équilibrage dont les prix et les volumes sont soumis à une incertitude croissante liée à des dispositions ou réglementaires, sous réserve de précisions sur les conditions et modalités de l'inclusion au périmètre (cf. question 4) ;
- les pénalités pour défaillance dans la constitution de ces réserves d'équilibrage ;
- les recettes et dépenses liées au développement de Nouvelles Interconnexions Exemptées (NIE).

**En outre, RTE demande les ajustements suivants des modalités de fonctionnement du CRCP :**

- Concernant le nouveau dispositif d'indemnités dues aux GRD en cas de coupures longues, il s'ajoute aux indemnités directes par RTE des clients touchés par des coupures et revient donc à pénaliser deux fois l'opérateur pour un même incident. RTE souhaite l'inclusion dans le CRCP de l'intégralité des montants versés aux GRD dans le cadre de ce dispositif, y compris en dessous du plafond de 15 M€ proposé dans la consultation publique (cf. question 12).
- Concernant l'évolution du cadre de régulation des investissements hors réseaux proposée par la CRE (régulation en TOTEX sur le total des charges d'exploitation et de capital), RTE propose que, pour garantir une force d'incitation raisonnable sur les postes concernés, les écarts par rapport à la

<sup>12</sup> A titre d'illustration, le stock élevé des comptes de régulation à la fin de la période TURPE 3 a conduit à sous-caler le tarif TURPE 4 de 3,2% sur la période, entraînant un retour automatique à la trajectoire normale – et donc une hausse de 3,2% – pour TURPE 5.

cible soient partagés entre RTE et la collectivité des utilisateurs par le biais du CRCP, conformément à d'autres réglementations TOTEX européennes (cf. question 10).

- *Le périmètre du CRCP ne couvre pas l'ensemble des postes non maîtrisables par RTE, en particulier certaines dépenses d'achats système et les impôts et taxes.* Sur ces dépenses non maîtrisables, RTE a élaboré des trajectoires prévisionnelles prudentes, bâties sur des scénarios objectifs, robustes en espérance. Dans le cas où ces trajectoires prévisionnelles ne seraient pas retenues par le régulateur, les postes de dépenses non maîtrisables correspondant devraient alors pouvoir être inclus au CRCP selon des modalités qui doivent être précisément établies. En cas d'abattement par la CRE de la trajectoire prévisionnelle d'impôts et taxes, une telle option serait d'ailleurs conforme aux recommandations<sup>13</sup> de l'audit H3P mandaté par la CRE (cf. question 26 pour les achats des services système et charges de congestions, question 27 pour les impôts et taxes).

**Enfin, RTE souhaite l'inclusion des postes suivants au CRCP**, en raison de leur caractère difficilement maîtrisable et/ou difficilement prévisible, ou du fait du risque excessif qu'ils représentent pour l'entreprise :

- *Les frais d'études sans suites liés à l'abandon de grands projets d'investissement*, en justification des risques accrus observés par RTE dans la conduite desdits projets (concertation, risque de contrepartie, etc.) mais qui restent difficilement prévisibles. RTE propose que les coûts échoués de projets d'ampleur exceptionnelle, en dépassement d'un seuil de 20M€, lui soient compensés par le biais du CRCP.
- *Les pénalités versées par RTE aux producteurs, dans le cas où l'entreprise devait assumer la compensation d'indisponibilités de très longue durée* et dans la mesure où ces dernières ne sont pas le fait d'une négligence grave de RTE (cf. question 21).

---

<sup>13</sup> « H3P recommande donc d'intégrer ces taxes dans un mécanisme de pilotage des écarts annuels (du type CRCP), afin d'éviter à RTE de supporter sur plusieurs années l'impact de l'évolution de taux sur lesquels il n'a pas de prise. » (H3P, Audit du niveau des charges d'exploitation et des prévisions de RTE pour la période 2013-2021, p16)

## J. Clause de rendez-vous

**Question 25 :** Etes-vous favorable à l'introduction d'une clause de rendez-vous concernant le niveau des charges à couvrir par le TURPE 5 HTB, dans les conditions envisagées par la CRE ?

**Comme évoqué dans la question 2, RTE est favorable à une distinction des horizons de régulation tarifaire, entre cadre et niveau notamment, ainsi qu'à l'introduction d'assouplissements en infra-période tarifaire.**

Dans l'optique d'une plus grande réactivité infra-tarifaire, RTE privilégie l'ajustement du mécanisme de CRCP existant à l'introduction d'une clause de rendez-vous dont les modalités d'activations et d'utilisations ne sont pas suffisamment précises, ni circonscrites.

Le dispositif du CRCP est un mécanisme éprouvé et lisible par un nombre important d'acteurs, qui permet la compensation des écarts pour les charges incluses dans son périmètre et sert de véhicule aux incitations financières résultant de l'application de mécanismes de régulation incitatives. En complément de la réponse à la question 24, RTE privilégie la possibilité d'un ajustement du périmètre du fonctionnement du CRCP en cas de nouvelles dispositions législatives, réglementaires ou juridictionnelles impactant fortement le niveau de CNE retenu.



### III. DEMANDE TARIFAIRE DE RTE ET ANALYSE PRELIMINAIRE DE LA CRE

Le chapitre 3 de la consultation expose les évolutions tarifaires et les charges prévisionnelles demandées par RTE pour la période tarifaire TURPE 5. Ces évolutions, qui peuvent paraître élevées en 1<sup>ère</sup> approche (+11,7% d'évolution tarifaire au 1<sup>er</sup> août 2017 puis évolution au niveau de l'IPC), correspondent, pour leur plus grande part, aux effets de deux mécanismes de régulations indépendants des actions de RTE :

- i. ***L'apurement des comptes de régulation passés (CRCP et CRFI)*** s'est traduit par un « sous-calage » du niveau tarifaire de TURPE 4 de l'ordre de 3,2% pour permettre la restitution aux utilisateurs du réseau de trop perçus antérieurs. A charges à couvrir constantes, la fin du mécanisme d'apurement au terme de l'année 2016 et la sortie du sous-calage conduisent mécaniquement à un retour à la trajectoire tarifaire normale, c'est-à-dire à une hausse de 3,2% en 2017. A cet ajustement s'ajoute l'effet de l'apurement du compte de régulation sur le TURPE 5 au vu de la réalisation sur la période du TURPE 4 (+0,6%).
- ii. ***L'impact des abattements de factures bénéficiant aux consommateurs dits électro-intensifs***, jusqu'ici traité via le CRCP au titre d'écarts de recettes TURPE 4, est désormais intégré aux prévisions de recettes d'accès de RTE sur la période TURPE 5. Le périmètre du nouveau dispositif établi par la loi (LTECV) et ses textes d'application conduit RTE à estimer un impact tarifaire facial de l'ordre de 4,5% à compter de 2017.

**Par ailleurs, la baisse des soutirages et donc de l'assiette tarifaire doit être prise en considération sur TURPE 5, soit par un mouvement tarifaire additionnel de +1% à structure inchangée**, soit par une évolution structurelle de la grille tarifaire. Cette baisse des soutirages durable est confirmée par les prévisions du bilan prévisionnel de 2016 (- 14 TWh sur la période). En réponse à la consultation publique du 24 mai 2016, RTE a formulé des propositions d'évolution de la structure du tarif HTB pour prendre en compte les évolutions actuelles complexes des usages du RPT et demande l'engagement sans délai de travaux de mise à jour du modèle d'élaboration de la structure du tarif de transport d'électricité.

**Déduction faite de ces effets hors du champ d'action de RTE, l'évolution des charges prévisionnelles dont RTE demande la couverture a donc un impact tarifaire nettement plus mesuré, de +2,4% au 1<sup>er</sup> août 2017** (suivi d'évolutions prévisionnelles les années suivantes égales à l'inflation).

**RTE rappelle également que les trajectoires présentées dans la consultation ne reflètent pas entièrement ses demandes<sup>14</sup>, ce point étant détaillé dans la réponse à la question 33.**

RTE remarque également que certaines mises à jour, correspondant à des besoins très précisément identifiés et exposées dans l'actualisation de son dossier tarifaire en juillet 2016 n'ont pas été traitées dans les propositions de la CRE. L'entreprise demande donc leur prise en compte.

**Comme évoqué dans la réponse à la question 33, RTE conteste par ailleurs la pertinence des choix spécifiques à la trajectoire « basse » de charges nettes d'exploitation (CNE) exposée dans la consultation**, notamment concernant les conclusions et recommandations de l'auditeur H3P sur les impôts et taxes ainsi que sur les dépenses jugées nécessaires par RTE pour accompagner la transformation numérique. RTE considère que, sur ces points précis, les abattements proposés de 168 M€ de dépenses sur la période sont inadaptés, et alerte sur le risque « d'effet de cascade » sur les seuls postes maîtrisables par RTE que produirait un tel abaissement des trajectoires prévisionnelles de CNE.

L'entreprise accepte cependant que, sur certains points précis définissant les trajectoires de charges à couvrir pour l'entreprise, RTE et la CRE puissent avoir des visions différentes des enjeux comme des hypothèses utilisées. A l'écoute des analyses différentes qui lui sont soumises, **RTE propose dans sa réponse une nouvelle trajectoire de charges à couvrir, plus ambitieuse, visant à intégrer les ajustements du régulateur sans pour autant remettre en cause sa capacité à agir ni ses équilibres financiers.**

**Ces ajustements conduisent à diminuer la demande d'évolution à +9,9% au 1<sup>er</sup> août 2017, portée pour seulement 1,5 point par une augmentation des charges de RTE.**

<sup>14</sup> Utilisation d'un CMPC à 6,25%, non considération de l'évolution de l'abattement sur les électro-intensifs, ajout automatique de 25% des abattements proposés par l'auditeur sans justification, etc.

## A. Charges nettes d'exploitation

**Question 26 :** Etes-vous d'accord avec les ajustements envisagés par la CRE sur les achats liés au système électrique ?

RTE est prêt à accepter les ajustements à la baisse proposés par la CRE sur les coûts d'achats de services système tension, les congestions France et la compensation inter GRT (ITC), pour un total cumulé de 104 M€ sur la période. Concernant les coûts d'achat des pertes, RTE comprend que la trajectoire présentée par la CRE fera l'objet d'une actualisation. Enfin, RTE propose une mise à jour de la trajectoire exposée pour prendre en compte le projet d'arrêté sur les charges d'interruptibilité, conduisant à une baisse de 12 M€/an de sa trajectoire.

En revanche, en cas d'ajustements supplémentaires sur les postes de services système fréquence et de charges de congestion – eu égard aux différences d'hypothèses utilisées pour la construction des trajectoires – RTE demande que des clauses précises prévoient l'inscription au CRCP des écarts engendrés dans le cas où les hypothèses retenues s'avèrent par la suite erronées.

Les ajustements envisagés par la CRE présentés dans la consultation vont au-delà d'un niveau que RTE estime acceptable compte tenu des hypothèses et incertitudes. Etablis à partir de la trajectoire de mars 2016 de RTE, les abattements envisagés dans la consultation représentent ainsi près de 46 M€/an en moyenne soit 5% du montant total des achats liés au système électrique.

Cependant, l'analyse et les trajectoires proposées par le régulateur ne tiennent pas compte des nouveaux éléments de contexte (annonce de l'arrêt des groupes fioul d'EDF, évolution des prix de marché et du calendrier de la mise en service de grands projets de production ou d'interconnexion) inclus dans la demande révisée de juillet. Les éléments formulés dans cette actualisation se traduisent par une hausse des charges associées de 5 M€/an en moyenne.

Poste par poste, RTE formule les observations suivantes :

- 1) *Achat des pertes* : la CRE retient la trajectoire de RTE (420 M€/an en moyenne), avec notamment l'hypothèse d'un démarrage du mécanisme de capacité dès 2017. Cette trajectoire ne tient aujourd'hui pas compte de l'évolution des prix de marché depuis la remise de la trajectoire, ni du décalage d'un an de certains projets (Flamanville et Savoie-Piémont) conduisant à un report de la hausse des volumes de pertes prévus sur le RPT de 400 GWh environ.

RTE comprend que la trajectoire présentée par la CRE fera l'objet d'une actualisation, notamment sur la base des derniers prix *forward* disponibles.

- 2) *Achat des services système* : la CRE a revu à la baisse la trajectoire présentée par RTE (-31 M€/an en moyenne pour une trajectoire initiale de 389 M€/an en moyenne). Ces ajustements s'appuient :
  - sur une révision de l'enveloppe de réglage de la tension, conforme aux propositions de la CRE dans sa consultation publique relative à l'enveloppe et au modèle de rémunération des services système tension du 29 juin 2016. RTE accepte un tel ajustement, qui devra éventuellement être affiné en fonction des conclusions de la consultation.
  - sur une révision des volumes constitués pour la réserve secondaire, du fait de la volonté de la CRE de ne pas retenir une trajectoire présentant des incertitudes quant au calendrier et à l'influence de certaines des évolutions majeures attendues sur la période 2017-2021 (cf. question 4). RTE accueille favorablement la proposition de la CRE, à condition d'une description précise des possibilités de révision de la trajectoire en cas d'évolutions majeures<sup>15</sup>, conformément au cadre de régulation proposé par la CRE dans la section 2.2.2.1 de la consultation.

- 3) *Charges liées aux congestions* : la trajectoire présentée par RTE dans le premier dossier tarifaire (25 M€/an en moyenne) se base sur l'historique 2013-2015, auquel sont intégrés les coûts en

---

<sup>15</sup> Evolution de l'aléa dimensionnant avec la mise en service de Flamanville 3, réduction de la fenêtre opérationnelle ou recours à des produits d'ajustement standards.

espérance d'une vague de froid ainsi que des évolutions de périmètre liées au développement des énergies renouvelables. La CRE a construit une trajectoire différente sur la base d'hypothèses non précisées dans la consultation publique, rendant impossible l'analyse des ajustements effectués.

RTE note de plus que la trajectoire retenue par la CRE ne tient pas compte de l'annonce officielle par EDF de l'arrêt progressif des groupes fioul de Porcheville et Cordemais, qui conduira à une hausse en espérance des coûts de congestion. RTE souhaite donc la mise en place d'une clause de couverture de cette évolution majeure précisément identifiée, à l'instar du mécanisme proposé par la CRE pour les volumes de réserve secondaire. RTE demande donc l'inscription au CRCP des coûts supplémentaires occasionnés par la fermeture de ces groupes : 3 M€ en espérance avec la fermeture de deux tranches de Porcheville et 7 M€ en espérance avec la fermeture des quatre autres tranches fioul de Porcheville et Cordemais.

De la même façon, en cas de mise en place d'un régime d'indemnisation des offres non activées sur le mécanisme d'ajustement pour résoudre des contraintes réseau, RTE demande la mise au CRCP des charges associées (estimées à 3 M€/an).

- 4) *Charges liées à la compensation inter GRT (ITC)* : la trajectoire présentée dans l'actualisation du dossier tarifaire (42 M€/an en moyenne) reste à ce jour la meilleure vision de RTE. La trajectoire présentée par la CRE (31 M€/an en moyenne) semble basée sur une évolution du solde exportateur différente de celle anticipée par RTE dans le scénario de référence du dernier Bilan Prévisionnel de l'équilibre entre l'offre et la demande publié en juillet 2016. Dans un contexte évolutif, tant en matière de composition du mix énergétique que des soutirages, il est là encore compréhensible que RTE et la CRE puissent retenir des trajectoires différentes. Afin de remplir efficacement ses missions et de ne pas être contraint de réduire les charges d'exploitation maîtrisables du fait de hausses non maîtrisables du solde ITC, RTE demande donc que le recalage final de la trajectoire des charges liées à l'ITC ne passe pas sous le seuil de la trajectoire proposée par la CRE sur ce poste.
- 5) *Charges liées à l'interruptibilité* : RTE propose de mettre à jour la trajectoire exposée afin de prendre en considération le projet d'arrêté sur ce poste, conduisant à une baisse supplémentaire de 12 M€/an.

**En considérant les éléments de la consultation publique ainsi que le point précédent, la nouvelle trajectoire proposée par RTE est donc la suivante, en baisse de 4% par rapport à la trajectoire présentée dans le dossier tarifaire de juillet :**

	2017	2018	2019	2020
Achats liés au système électrique (M€ courants)	928	911	950	989

**Question 27 : Que pensez-vous de la fourchette de charges nettes de fonctionnement envisagée par la CRE ?**

RTE maintient la majeure partie de sa trajectoire de charges nettes de fonctionnement présentée dans l'actualisation du dossier tarifaire de juillet 2016. En effet, la trajectoire en question contenait déjà 40M€ d'abattements sur les charges de personnel sur 2017-2020 ainsi que sur les autres charges opérationnelles. RTE maintient par ailleurs la prise en compte de la C3S<sup>16</sup>, mais accepte son inclusion au périmètre du CRCP dans le cas où la contribution était supprimée à partir de 2017. Enfin, eu égard à la méthodologie utilisée par H3P ainsi qu'aux arguments développés dans le dossier tarifaire, RTE maintient le reste de ses trajectoires, jugées essentielles pour la réalisation de ses missions avec une haute qualité des services fournis.

Dans le cadre de l'audit sur les charges nettes de fonctionnement, la CRE a demandé à RTE les trajectoires réalisées et prévues sur la période 2013-2020. Les trajectoires prévisionnelles fournies par RTE reposent sur un corps d'hypothèses défini et argumenté permettant à RTE de remplir les missions assignées tout en faisant bénéficier les utilisateurs finaux de gains de productivité. Ces charges nettes de fonctionnement comprennent pour l'essentiel des postes de coûts non éligibles au CRCP :

- Des charges maîtrisables (charges de personnel et autres achats de matériels et services) ;
- Les impôts et taxes, dépenses non maîtrisables ;
- Les autres produits et charges opérationnels (APCO) au sein desquels seules les valeurs nettes comptables des immobilisations démolies sont éligibles au CRCP ;
- Des produits extratarifaires (représentant moins de 2% du chiffre d'affaires) ainsi que la production immobilisée, qui viennent en diminution des charges susmentionnées.

**RTE souhaite formuler les remarques suivantes, sur les différents postes de charges nettes de fonctionnement analysés par la CRE ainsi que sur les hypothèses d'inflations retenues :**

- 1) *Concernant les hypothèses d'inflation* (cf. tableau 13, page 38 de la consultation) : RTE précise que les prévisions utilisées sont celles de la Banque Centrale Européenne (BCE) d'avril 2016. Ces prévisions – publiées au même moment que celles du FMI retenues par la CRE – ont confirmé les estimations du *consensus forecast* de septembre 2015 utilisées dans le dossier de mars. RTE a donc jugé cohérent de les retenir de nouveau dans son actualisation de juillet 2016.

RTE reconnaît la difficulté d'obtenir une chronique prévisionnelle d'inflation, mais s'interroge dans ce contexte sur le choix du régulateur de retenir les prévisions du FMI plutôt que celles de la BCE.

- 2) *Concernant les charges de personnel* : RTE maintient globalement sa trajectoire de dépenses de charges de personnel présentée dans le dossier tarifaire, nécessaire à la satisfaction des missions de RTE. L'entreprise recherchera des gains de performance organisationnelle afin d'affecter des ressources à ses nouvelles missions : virage numérique de l'entreprise, missions d'études, de prévisions et de conception de nouveaux mécanismes de marché adaptés à l'évolution du système électrique.

Sur l'évolution du Salaire National de Base (SNB), l'auditeur H3P s'est interrogé sur les modalités d'indexations prévisionnelles à retenir entre les différentes autorités régulées. A ce stade et sous réserve d'éventuelles orientations de la CRE sur cette question, RTE maintient sa prévision initiale fondée sur la tendance des dernières années.

RTE remarque également que l'adéquation entre ressources et activités de l'entreprise, ainsi que les effets prix retenus n'ont pas suscité d'autres remarques de la part de l'auditeur mandaté par la CRE. Cet avis vient confirmer l'optimisation des charges de personnel prévue par RTE, l'entreprise

---

<sup>16</sup> Contribution sociale de solidarité des sociétés.



n'ayant pas de marge de manœuvre en cas d'évolutions défavorables de facteurs exogènes (fiscalité sociale, impôts et taxes, etc.).

**RTE maintient donc sa trajectoire de dépenses de charges de personnel et confirme par ailleurs la nécessité de retenir les charges complémentaires – communiquées en juillet – relatives à la modification d'un dispositif au titre des engagements sociaux ainsi qu'à l'évolution des taux d'actualisation et d'inflation utilisés pour valoriser ces engagements. Cet impact, qui s'impose à RTE, représente un total de 103 M€ sur la période 2017-2020.**

- 3) *Concernant les dépenses contrôlables, dont la sécurisation mécanique* : durant la période tarifaire TURPE4, RTE a réussi à faire face à de nombreux aléas tout en réalisant des gains sensibles de performance, notamment en termes de coûts de maintenance, de dépenses de fonctionnement et de processus d'achats.

La trajectoire des dépenses contrôlables présentée par RTE en mars 2016 pour la période TURPE 5 intègre ces gains de performance à partir du niveau de référence de 2015, également retenu par la CRE. A partir de ce point, les prévisions annuelles en volume incluent un engagement de productivité de 0,5 point auquel s'ajoutent des perspectives d'évolution des prix d'achat limitées à l'indice des prix à la consommation. Cette limitation correspond à un engagement de performance de RTE – menée en parallèle d'une politique d'achats responsables engagée depuis plusieurs années – étant donné la prévision partagée avec le régulateur d'une conjoncture sur TURPE 5 marquée par une légère reprise de l'inflation

La trajectoire proposée par RTE dans son dossier tarifaire de mars 2016 affiche une baisse de 69 M€/an par rapport à la période précédente, compte tenu principalement de la fin du programme de sécurisation mécanique. **Cette trajectoire ambitieuse permet également de faire bénéficier les consommateurs des gains de performance et de productivité réalisés sur TURPE 4.**

**Le cabinet d'audit H3P mandaté par la CRE a par ailleurs proposé des ajustements sur certaines dépenses d'exploitation, selon une méthodologie et des hypothèses que RTE conteste sur les points suivants :**

- *la méthode utilisée pour déterminer l'ajustement sur les dépenses SIT* revient à pénaliser deux fois RTE pour le même motif (retard d'un projet dimensionnant). La trajectoire résultante ne permet plus de couvrir les besoins d'exploitation des réseaux télécoms de RTE, et apparaît contraire aux conclusions de l'audit spécialisé sur le domaine SIT mené en parallèle (impact -55 M€);
- *l'ajustement proposé sur le programme sécurisation mécanique* résulte d'une analyse tronquée et n'est pas cohérent avec les engagements de RTE vis-à-vis des pouvoirs publics (impact -8 M€) ;
- *les ajustements proposés sur les dépenses relatives au traitement des avaries, des vols de cuivre et des proximités électriques* conduisent RTE à alerter le régulateur sur le risque de sécurité des tiers associé (impact -11 M€). La sécurité des biens et des personnes étant un enjeu majeur, RTE a obligation d'assurer la sécurité de ses sites tertiaires et industriels ainsi que des ouvrages du réseau. L'entreprise consacre de ce fait des ressources accrues à ces fins (vidéosurveillance, gardiennage de chantier, etc.)

Enfin, en juillet 2016, RTE a déposé une demande d'intégration d'éléments nouvellement identifiés dans la trajectoire des dépenses contrôlables. Ces éléments, non traités pour l'instant par la CRE, représentent un montant de +11,1 M€/an sur la période et concernent notamment la résorption de non-conformités environnementales et la dépose d'anciennes lignes aériennes.

**En conclusion des éléments présentés ci-dessus, RTE maintient le niveau de sa demande concernant les dépenses contrôlables, dont la trajectoire actualisée représente désormais une baisse de 58 M€/an par rapport à la période TURPE 4.**

4) **Concernant les Impôts et taxes : RTE conteste un certain nombre d'éléments retenus par l'auditeur sur ce poste non maîtrisable par l'entreprise, dont les écarts ne sont pas couverts au CRCP :**

- *La modification de l'affectation du CICE*, afin de le considérer comme un produit fiscal venant en déduction du poste impôts et taxes alors que RTE l'a consacré intégralement au soutien de l'emploi, après validation annuelle de cette utilisation par son CCE et en cohérence avec les objectifs d'une telle mesure. L'impact de ce choix sur la trajectoire de RTE est de -27 M€ sur la période 2017-2020.
- *L'utilisation d'un effet prix limité à l'inflation pour la taxe pylône et l'IFER*, hypothèse non cohérente avec la trajectoire historique<sup>17</sup> qui conduirait à un défaut de couverture à hauteur de 121 M€ en cumul sur 2017-2020 par rapport à la trajectoire présentée par RTE dans son actualisation de juillet.
- *La détermination d'une assiette de référence de la CVAE non conforme* aux assiettes déclarées par les services fiscaux de RTE au titre des exercices 2013-2015. Cette hypothèse conduit à une diminution injustifiée de 5 M€ sur 2017-2020 de la trajectoire présentée par RTE dans son dossier tarifaire de juillet 2016.
- *La non-considération des coûts liés à la C3S*, en raison d'une annonce de sa suppression à partir de 2017 pour les grandes entreprises – après les TPE et les PME. Or, depuis cet été, la suppression de la C3S ne semble plus être envisagée par le gouvernement, qui souhaite prioriser le CICE. Le maintien de l'hypothèse de suppression, incertaine, conduirait à une baisse de -33 M€ de la trajectoire en cumul sur la période 2017-2020.

**Ces hypothèses conduisent à une diminution conséquente de 186 M€ de la trajectoire d'impôts et taxes de l'entreprise par rapport à la demande de juillet, soit -8,3%.** Rappelant son absence de levier sur ce poste, RTE tient à formuler les recommandations suivantes :

- *Sur le CICE*, l'abattement de -27 M€ sur la période ne doit pas être retenu par le régulateur puisqu'il va à l'encontre de l'objectif de soutien à l'emploi décidé par RTE, en cohérence avec les objectifs gouvernementaux d'une telle mesure.
- *Concernant la CVAE ainsi que la taxe pylône et l'IFER*, RTE conteste les hypothèses sous-jacentes aux abattements proposés. Si de telles hypothèses étaient cependant retenues, RTE demande l'intégration au périmètre du CRCP des écarts constatés si elles s'avèreraient erronées par la suite – en cohérence avec la réponse à la question 24.
- *Concernant la C3S*, ni RTE ni la CRE ne sont aujourd'hui en mesure de confirmer ou non sa suppression à partir de 2017 : à ce titre, RTE maintient la prise en compte de la C3S dans sa trajectoire mais accepte son inclusion dans le périmètre du CRCP dans le cas où elle serait effectivement supprimée, afin de faire bénéficier aux utilisateurs du réseau d'une telle évolution.

---

<sup>17</sup> RTE, en cohérence avec la tendance historique, utilise la somme (i) de l'inflation prévisionnelle et (ii) de l'écart moyen entre l'évolution du taux de taxe pylône ou d'IFER et de l'inflation observée sur 2013-2015.

Le tableau suivant résume les recommandations de RTE concernant les abattements proposés sur la trajectoire d'impôts et taxes :

	Explication de l'abattement retenu par l'auditeur	Recommandation de RTE
CICE	Non-respect de l'utilisation par RTE du CICE au soutien de l'emploi, en cohérence avec les objectifs gouvernementaux d'une telle mesure.	Suppression de l'abattement pour la part de CICE consacrée au maintien de l'emploi et des compétences
Taxe pylône et IFER	Hypothèses d'évolutions contraires aux tendances historiques	Suppression des abattements proposés, ou éventuelle inclusion au CRCP suivant les recommandations de l'auditeur
CVA	Assiette non conforme	
C3S	Suppression de la C3S à partir de 2017	Prise en compte de la C3S dans la trajectoire mais inclusion de l'écart constaté en cas de suppression à partir de 2017.

- 5) *Concernant les produits d'exploitation* : RTE précise que les recommandations formulées par H3P notamment au titre des valeurs nettes comptables (VNC) des immobilisations démolies, des produits de prestations, des produits de gestion courante et de l'actualisation de la trajectoire relative à la production immobilisée (suite à la mise des chroniques d'investissement) sont intégrées dans la demande complémentaire de juillet 2016.

La trajectoire présentée par RTE en juillet 2016 pour l'actualisation de son dossier tarifaire contenait déjà 40 M€ d'abattements sur les charges de personnel ainsi que sur les autres produits et charges opérationnelles. La nouvelle trajectoire de charges nettes de fonctionnement proposée par RTE est donc la suivante :

	2017	2018	2019	2020
Charges nettes de fonctionnement (M€ courants)	1 961	1 939	1 971	2 047

## B. Recettes d'interconnexion

**Question 28 :** Etes-vous d'accord avec la trajectoire de recettes d'interconnexion envisagée par la CRE ?

**RTE accueille favorablement la proposition de la CRE de retenir cette nouvelle trajectoire dans le tarif TURPE 5.**

RTE a mis à jour sa trajectoire de recettes aux interconnexions lors de l'actualisation de ses demandes tarifaires, en juillet 2016. L'entreprise a réévalué ses recettes de 163 M€ à la hausse sur les 4 années de TURPE 5, conduisant à une moyenne de 429 M€ par an sur la période 2017-2020 (contre 385 M€ auparavant).

Les prévisions antérieures se basaient sur les augmentations de capacité déjà prévues (France-Italie notamment). Par rapport à cette première référence, la hausse additionnelle des prévisions de recette s'explique notamment par une disponibilité estimée plus importante de l'interconnexion France-Espagne. Cette évolution est liée à une modification, en avril 2016, des règles de conduite du réseau espagnol, ce dernier ne garantissant désormais le maintien de l'alimentation qu'en cas de défaillance d'une seule source d'électricité contre deux auparavant (passage de N-2 à N-1).

La trajectoire de recettes prévues sur 2017-2020 est ainsi la suivante :

	2017	2018	2019	2020
Recettes d'interconnexions (M€ courants)	440	415	420	429

## C. Charges de capital

**Question 29 :** Etes-vous favorable aux demandes de RTE d'évolution de la méthode de calcul des charges de capital ?

RTE exprime deux demandes concernant l'évolution de la méthode de calcul des charges de capital, afin de rapprocher cette méthode avec l'évolution des risques supportés par l'entreprise :

- la rémunération des risques en exploitation générés par les actifs entièrement amortis ou subventionnés par des tiers avec la création d'une assiette de rémunération spécifique ;
- une évolution du calcul de la rémunération des immobilisations en cours.

Concernant les actifs subventionnés ou entièrement amortis, RTE rappelle que la part des actifs subventionnés par des tiers est en croissance importante, avec notamment la mise en service de l'interconnexion France-Espagne en 2015 (subvention de la Commission européenne), les raccordements dans le cadre de S3REnR et, en fin de période, les raccordements des parcs éoliens marins posés. Ces actifs, qui ne figurent pas dans la Base d'actifs régulés (BAR), représentent une part croissante de ses immobilisations : le stock de subvention, qui représentait 4,1% de la BAR en 2011, atteint 6,3% en 2016 et devrait atteindre 7,5% en 2020. Par ailleurs, RTE est de plus en plus souvent confronté à l'exploitation d'ouvrages entièrement amortis mais dont le bon état ne justifie pas le remplacement, pour lesquels l'entreprise continue de porter des risques d'exploitation. Cette problématique pourrait s'amplifier au-delà de la période tarifaire à venir, RTE risquant d'être confronté à des effets d'horizon associés à certaines classes actifs (par exemple : années 70-80 pour certains ouvrages du réseau 400 kV). L'entreprise souhaite donc adapter le cadre de régulation dans cette perspective.

RTE porte donc des risques croissants en exploitation sur les ouvrages amortis ou subventionnés sans ce que ces risques soient aujourd'hui explicitement rémunérés à leur juste niveau.

A niveau de rémunération équivalent en euros, RTE a proposé deux manières de rémunérer correctement ces risques :

- *Par l'augmentation du CMPC* : définir le CMPC dans le haut de la fourchette proposée par le consultant mandaté par la CRE afin de refléter, non seulement le risque des seuls actifs inclus dans la BAR, mais également celui de l'ensemble des actifs exploités ;
- *Par la création d'une assiette de rémunération spécifique* pour les actifs subventionnés ou entièrement amortis, dotée d'un taux approprié (« marge sur actif »<sup>18</sup> de 2,6% pour un CMPC de 6,5%).

RTE privilégie cette seconde approche car elle permet une rémunération des risques en exploitation associés aux actifs subventionnés au fur et à mesure de leur mise en service, tenant compte de l'incertitude qui pèse sur le planning de réalisation de certains d'entre eux. De même, elle constituerait une incitation à maintenir en exploitation les actifs en bon état de fonctionnement au-delà de leur durée de vie comptable.

Concernant les immobilisations en cours, RTE demande que le coût de la dette, auquel elles sont actuellement rémunérées, inclut explicitement l'effet du plafonnement fiscal à 75% de la déductibilité des intérêts (bouclier fiscal), afin que l'impact de l'impôt sur les sociétés soit répercuté sur les charges financières de la même façon que sur les capitaux propres. Les cabinets mandatés par la CRE et RTE pour auditer les charges de capital de l'entreprise font d'ailleurs la même recommandation.

RTE a par ailleurs demandé que les immobilisations en cours soient rémunérées au CMPC et non au coût de la dette. En effet, durant la phase de construction, les immobilisations associées sont financées, par de la dette et des capitaux propres, RTE n'associant pas un moyen de financement spécifique à chaque immobilisation. Si cette demande n'était pas satisfaite, le niveau de CMPC appliqué aux immobilisations en service devrait être augmenté pour obtenir un niveau de rémunération moyen satisfaisant sur l'ensemble des immobilisations, en cours et en service.

---

<sup>18</sup> S'appliquant à la valeur comptable des subventions d'investissement et à la valeur résiduelle de la dernière année d'amortissement des actifs entièrement amortis.

**Question 30 : Que pensez-vous de la fourchette de coût moyen pondéré du capital envisagée par la CRE ?**

RTE souhaite que le CMPC retenu corresponde au haut de la fourchette proposée par la consultation afin de refléter correctement dans la durée le coût du capital de RTE.

RTE s'étonne ainsi que la CRE propose une fourchette de CMPC (5,75% à 6,50%) réduite de façon asymétrique par rapport à la recommandation du consultant (5,6% à 7,1%) sans apporter de justification.

La demande de RTE d'un CMPC de 6,7% à calcul d'assiette inchangée est parfaitement cohérente avec la fourchette recommandée par le consultant et demeure proche du haut de la fourchette retenue pour la consultation (6,5%).

La demande de 6,7% formulée par RTE repose principalement sur les justifications suivantes :

- *Un relèvement du  $\beta$  des actifs à 0,38*, résultat d'une analyse économétrique étayée et cohérente avec l'augmentation des risques auxquels est exposé RTE. Sur ce point RTE conteste en particulier la fourchette proposée par le consultant au regard de la tendance au relèvement de ce paramètre observée chez des GRT comparables. RTE doit de plus faire face à une croissance importante des risques inhérents à son activité, venant renforcer de manière qualitative et non exhaustive la recommandation d'un relèvement du  $\beta$  des actifs par rapport au niveau de TURPE 4 (risques de contrepartie, de coûts échoués liés à l'abandon de projets d'investissements, de surcoût de gestion des mécanismes de marché, risques en exploitation générés par l'augmentation des actifs subventionnés ou entièrement amortis, etc.).
- *Un rendement total de marché de 8% cohérent* avec la méthodologie de moyen long terme préconisée par les experts consultants. RTE considère que les taux sans risque exceptionnellement bas observés aujourd'hui, qui sont la conséquence de la politique monétaire mise en place pour 19 mois par la BCE, ne doivent pas servir de référence : une hypothèse de taux sans risque à 3% semble raisonnable sur une vision de plus long terme. Un taux sans risque nominal (TSR) plus faible devrait avoir pour contrepartie une prime de marché plus élevée, pour conserver un rendement total de marché à 8%. Le cabinet d'audit mandaté par la CRE a sur ce point confirmé que la baisse observée des taux sans risque est concomitante à une hausse de la prime de risque de marché.
- *Une prime de dette*, qui représente le supplément attendu par les prêteurs de RTE par rapport au taux sans risque, reflétant les coûts additionnels d'émissions de dette nouvelle et non les seules cotations de la dette existante de RTE sur le marché secondaire. Elle devrait donc être fixée dans le haut de la fourchette préconisée par le consultant de la CRE.

RTE rappelle par ailleurs que la méthode utilisée jusqu'à présent par le régulateur, RTE et les auditeurs se fonde sur des paramètres bâtis sur une vision de moyen et long terme. Dans le cas où la CRE justifierait un abaissement du CMPC par une évolution de court terme d'un paramètre précis tel que le taux sans risque, les autres paramètres du CMPC devraient alors être définis également sur des orientations de court terme, conduisant notamment à un relèvement du  $\beta$  des actifs au-dessus de la valeur proposée par RTE.

Par ailleurs, RTE alerte sur les risques que présente la fourchette basse proposée par la CRE, notamment en matière de dégradation des ratios financiers de RTE et de son attractivité sur les marchés de capitaux (conduisant à augmenter une rémunération attendue par les investisseurs qui ne serait plus en phase avec la régulation). En novembre 2015 l'agence *Standard and Poor's* relevait que les équilibres financiers de RTE sont actuellement tangents et que des contraintes additionnelles pourraient entraîner *de facto* une dégradation de sa notation « *stand alone* ». Le maintien des équilibres financiers de RTE est un élément clé pour préserver la capacité d'action de l'opérateur à moyen et long terme, notamment pour faire face aux besoins futurs de renouvellement et d'adaptation du RPT. L'analyse des équilibres financiers de RTE est importante pour conforter l'approche normative de fixation du taux de rémunération régulée. Ces deux approches conduisent RTE à maintenir sa demande de rémunération (équivalente à un CMPC de 6,7% à calcul d'assiette inchangé).

Pour rappel, les principaux éléments du calcul du CMPC sont présentés dans le tableau suivant :

	TURPE 4	RTE TURPE 5	Frontier Economics borne inférieure	Frontier Economics borne supérieure
Taux sans risque nominal (TSR)	4,0%	<b>3,0%</b>	2,5%	3,2%
Prime de dette	0,6%	<b>0,8%</b>	0,6%	0,8%
$\beta$ de l'actif	0,34	<b>0,38</b>	0,32	0,37
$\beta$ des fonds propres (Modigliani-Miller)	0,67	<b>0,75</b>	0,46	0,73
Prime de risque de marché (PRM)	5,0%	<b>5,0%</b>	4,5%	5,4%
<b>Rendement total de marché (=TSR+PRM)</b>	<b>9,0%</b>	<b>8,0%</b>	<b>7,0%</b>	<b>8,6%</b>
Taux d'impôt sur les sociétés	34,43%	<b>34,43%</b>	34,43%	34,43%
% charges financières déductibles	100%	<b>75%</b>	75%	75%
Bouclier fiscal	34,43%	<b>25,82%</b>	25,82%	25,82%
Levier = DN/(DN+CP)	60%	<b>60%</b>	40%	60%
<b>Coût de la dette avant IS</b>	<b>4,6%</b>	<b>4,3%</b>	3,5%	4,5%
<b>Coût des fonds propres avant IS</b>	<b>11,2%</b>	<b>10,3%</b>	6,97%	10,92%
<b>CMPC nominal avant IS</b>	<b>7,25%</b>	<b>6,7%</b>	5,58%	7,08%

### Question 31 : Que pensez-vous de la trajectoire d'investissements présentée par RTE ?

Les investissements prévus par RTE sur la période 2017-2020 sont, en niveau, en progression mesurée par rapport ceux réalisés sur la période précédente (2013-2016).

La consistance du portefeuille d'investissements n'est cependant pas la même et évolue du fait de nouveaux besoins et des changements du système électrique, en lien notamment avec le tournant de la politique climatique et énergétique.

Comme le souligne l'édition 2016 du bilan prévisionnel de RTE, l'influence grandissante de l'efficacité énergétique conduit à des perspectives de réduction de la consommation d'électricité, dont on observe déjà les premiers signes. Selon ce document de référence concernant la sécurité d'approvisionnement à moyen et long terme, la consommation devrait baisser de 5 TWh sur la période conduisant à une baisse prévisionnelle des soutirages sur le RPT estimée à 14 TWh. Ces éléments expliquent ainsi une baisse des investissements réseaux « classiques » par rapport à TURPE 4, même si les évolutions des différentes catégories peuvent être contrastées.

En parallèle, face aux mutations technologiques en cours, RTE souhaite accélérer et investir dans son système industriel afin de mieux intégrer les technologies numériques, de créer les conditions d'un réseau flexible, d'augmenter les capacités locales d'accueil des EnR, de réduire les volumes d'énergie non distribuée et de gérer de manière plus efficace la tension et la reprise accélérée de service.

Les prévisions d'investissement exposées par RTE à la CRE sur le système d'information sont, quant à elles, en hausse sur la période 2017-2020 par rapport à la période précédente, du fait de besoins croissants pour le développement et la rénovation des systèmes existants. La CRE propose, pour sa part, un ajustement à la baisse des investissements de RTE dans le système d'information, de -38 M€ sur la période. RTE regrette cet ajustement qui n'est pas basé sur une analyse globale des dépenses de SI sur TURPE 4, et qui conduit à supprimer ou retarder certains projets jugés essentiels par l'entreprise.



## D. Hypothèses d'évolution de la consommation

**Question 32 :** Que pensez-vous des hypothèses d'évolution de la consommation présentées par RTE ?

**RTE demande que la baisse des soutirages prévue sur la période TURPE 5 par l'édition 2016 du Bilan prévisionnel soit prise en compte dans la borne basse comme dans la borne haute de la fourchette proposée par la CRE.**

Le Bilan Prévisionnel est un exercice annuel réalisé par RTE afin de répondre aux missions qui lui sont confiées par le législateur, en particulier celle d'élaborer des prévisions concernant l'équilibre offre-demande du système électrique. Ce Bilan Prévisionnel, réalisé en toute transparence avec les utilisateurs du réseau et au service des politiques énergétiques nationales, est la référence pour le diagnostic de la sécurité d'approvisionnement à moyen et long terme.

De manière inédite, l'édition 2016 du Bilan Prévisionnel publiée en Juillet dernier anticipe une baisse de la consommation sur la période 2017-2020 (-5 TWh sur cette période) du fait du développement des solutions d'efficacité énergétique (matériels plus performants, nouvelles normes et exigences dans le bâtiment, etc.) et malgré l'augmentation démographique, la reprise économique prévue ou l'émergence de nouveaux usages électriques.

Cette baisse de la consommation, conjuguée à l'augmentation soutenue de la production décentralisée (rythme de raccordement de +1000 MW/an pour les filières éolienne et solaire), se traduit mécaniquement par une baisse importante des soutirages sur le réseau de transport (estimée à -14 TWh entre 2017 et 2020). Ces évolutions sont, par nature, complètement exogènes à l'activité de l'entreprise et doivent donc être prise en compte dans la borne base comme dans la borne haute de la fourchette proposée par la CRE.

**Concernant l'abattement pour les consommateurs électro-intensifs :** son coût est bien estimé à 188 M€ mais uniquement pour l'année 2016. Cette valeur évolue ensuite mécaniquement en fonction des évolutions annuelles du tarif, l'impact de l'abattement étant renforcé par l'augmentation des coefficients de la grille tarifaire.

L'impact additionnel sur l'évolution tarifaire calculée en mars est donc estimé à +1,5% au 1<sup>er</sup> août 2017 contre 0,9% par le régulateur au point 3.4.3 du document de consultation.

En considérant la trajectoire fournie par RTE dans l'actualisation de ses demandes tarifaires, les moindres recettes générées par la mise en œuvre de l'abattement sur TURPE 5 sont donc les suivantes :

	2017	2018	2019	2020	Moyenne
Abattement électro-intensifs (M€ courants)	198,9	213,6	216,8	220,3	212,4



## E. Trajectoire envisagée d'évolution du TURPE 5 HTB

### Question 33 : Avez-vous toute autre remarque sur le prochain tarif TURPE 5 HTB ?

RTE souhaite revenir sur les éléments qui ont conduit à la définition, par le régulateur, des bornes haute et basse d'évolution tarifaire au 1<sup>er</sup> août 2017 dans la présente consultation en formulant, dans un premier temps, des remarques sur leur construction avant de présenter, dans un deuxième temps, son analyse des ajustements proposés par les auditeurs ou le régulateur.

Tout d'abord, RTE souhaite souligner la nécessité d'une actualisation et d'une mise en cohérence des bornes haute et basse exposées dans la consultation sur les points suivants :

- La non-considération de l'évolution tarifaire sur l'abattement électro-intensif (cf. question 32).
- Le choix du régulateur de retenir les hypothèses d'inflation du FMI, tandis que les trajectoires de RTE présentées dans les dossiers de mars et de juillet utilisent les chiffres de la BCE (cf. question 27).
- L'intégration non justifiée dans les trajectoires de 25% des ajustements de l'auditeur H3P car supposés acceptés par RTE et/ou relevant de la « cohérence entre les tarifs », intégrant notamment un traitement du CICE contesté par RTE (page 45 de la consultation).
- Les bornes d'évolution tarifaire exposées dans la consultation sont basées sur la seule hypothèse d'un CMPC fixé à 6,25% dans le calcul des charges de capital, tandis que RTE a formulé une demande de 6,7%, cohérente avec la fourchette proposée par l'auditeur mandaté par la CRE. Le chiffre utilisé par le régulateur est la valeur médiane d'une fourchette resserrée et abaissée sans justification. RTE s'inquiète sur ce point d'un niveau insuffisant de couverture de ses risques dans l'hypothèse d'un CMPC aussi bas à calcul d'assiette inchangé

**En considérant ces éléments, l'estimation par le régulateur d'une hausse tarifaire de 8,1% au 1<sup>er</sup> août 2017 au titre de la borne haute n'est pas représentative des demandes de RTE.** La demande du GRT formulée en juillet conduit en effet à une hausse au 1<sup>er</sup> août 2017 de 11,7%, hausse majoritairement explicable par des mécanismes de régulation qui s'imposent à l'entreprise, l'évolution de la couverture des charges de RTE se limitant à une composante de +2,4%.

**Ensuite, RTE conteste certaines hypothèses retenues dans la définition d'une borne basse d'évolution tarifaire de 3,1% au 1<sup>er</sup> août 2017 :**

- *Sur les impôts et taxes*, RTE conteste les choix de l'auditeur en matière d'effet prix s'appliquant sur la taxe pylône et l'IFER (hypothèse non conforme aux tendances historiques) ainsi que sur la prise en compte du CICE comme un produit du poste « impôts et taxes ». Ces éléments, qui représentent une baisse de 135 M€ sur 2017-2020, ne doivent donc pas être intégrés dans la borne basse d'évolution tarifaire. RTE maintient par ailleurs la prise en compte de la C3S dans sa trajectoire, pour 33 M€ sur la période, mais accepte son inclusion au CRCP dans le cas où la contribution était supprimée par la prochaine loi de finances (cf. question 27).
- *La diminution des soutirages sur le réseau* implique mécaniquement une augmentation additionnelle des tarifs de 1%, à charges à couvrir constantes. RTE s'étonne du choix du régulateur de n'appliquer cette évolution exogène, exposée dans le bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande 2016, qu'à la borne haute d'évolution tarifaire.
- *RTE conteste la prise en compte successive, lors des audits SI et CNE, du décalage de réalisation du projet INUIT.* Ces baisses proposées sont inadaptées car elles ne considèrent pas l'effet de foisonnement entre les projets – RTE ayant lancé de nouveaux projets sur la période – et cumulent deux fois le décalage d'un même projet pour justifier un ajustement sur TURPE 5.

RTE regrette notamment fortement l'approche des auditeurs du cabinet H3P, dont la recherche d'abattements des trajectoires s'est faite au détriment du principe d'opérateur efficace sur les postes de SI comme d'impôts et taxes. RTE considère que, sur ces points précis, les abattements proposés sont inadaptés.

Si ces abattements devaient être retenus ou bien encore si les mécanismes réglementaires s'imposant à RTE – expliquant l'essentiel de la hausse tarifaire prévisionnelle de 2017 – n'étaient pas considérés à leur juste niveau, il pourrait alors être fait obstacle à la couverture de l'ensemble des coûts de RTE par le tarif. Une telle situation empêcherait alors l'opérateur de remplir ses missions comme un gestionnaire de réseau efficace y est tenu. L'application par RTE d'un tarif sur de telles bases ne serait donc pas en ligne avec les principes prévus par le Règlement n° 714/2009 et par le Code de l'énergie.

RTE accepte néanmoins que le régulateur puisse utiliser des hypothèses différentes des siennes sur certains postes de dépenses. **Après examen des hypothèses présentées par la CRE dans sa consultation, RTE accepte donc certaines évolutions, qui conduisent à une réduction de la composante d'évolution tarifaire correspondant à la couverture des charges nettes de +2,4% à +1,5%.**

Les éléments suivants visent à définir une trajectoire seuil ambitieuse, évitant les effets cascades entre charges maîtrisables et non maîtrisables tout en permettant à RTE de remplir ses missions de manière efficace avec un haut niveau de qualité des services fournis :

- Sur les achats système, RTE accepte les ajustements effectués par le régulateur, notamment sur les charges liées aux compensations inter GRT (-11 M€/an en moyenne) ainsi que sur les services système (-31 M€/an en moyenne), et propose d'anticiper le projet d'arrêté traitant de l'interruptibilité (-12 M€/an). Ces éléments sont précisés dans la réponse à la question 26.
- RTE a également intégré dans le cadre de la mise à jour de sa demande tarifaire en juillet les recommandations du cabinet d'audit H3P pour les postes « autres charges opérationnelles » (-14 M€ sur la période) et sur les « charges de personnel » (-26 M€ sur la période).
- RTE retient le niveau prévisionnel de CRCP à fin 2016 produit dans le cadre du dossier tarifaire de mars plutôt que celui de juillet. L'incertitude sur les postes au CRCP est importante, les derniers mois de l'année pouvant être impactés par des aléas climatiques sensibles. Néanmoins, d'ores et déjà, RTE souligne que les tendances défavorables observées au titre des abattements électro-intensifs et des recettes d'interconnexion se retrouveront probablement dans le solde du CRCP fin 2016, c'est-à-dire à la fin de la période tarifaire TURPE 4. La couverture de l'écart du solde de CRCP constaté fin 2016 par rapport à la prévision qui sera retenue par la CRE dans la décision tarifaire TURPE 5 devra être explicitement prévue, avec une possibilité d'ajustement de l'évolution tarifaire dès le 1<sup>er</sup> août 2017 afin d'éviter des ajustements retardés (cf. question 23).

Par ailleurs, en cas d'ajustements supplémentaires sur les postes de services système fréquence et de charges de congestion – eu égard aux différences d'hypothèses utilisées pour la construction des trajectoires – RTE demande que des clauses précises prévoient l'inscription au CRCP des écarts engendrés dans le cas où les hypothèses retenues s'avèreraient erronées.

RTE considère enfin indispensable la prise en considération des charges complémentaires – communiquées en juillet et estimées à 129 M€ sur la période – relatives principalement à la modification s'imposant à RTE du traitement comptable des engagements sociaux ainsi que des taux d'actualisation et d'inflation utilisés pour les valoriser.

\*

L'ensemble de ces éléments conduit à une nouvelle proposition d'évolution tarifaire, calculée ci-dessous en utilisant les hypothèses d'inflation de la BCE ainsi qu'un CMPC conforme à la demande formulée par RTE.

	2017	2018	2019	2020
<i>Charges nettes d'exploitation</i>	2 889	2 850	2 921	3 036
<i>Charges de capital</i>	1 779	1 868	1 950	2 025
<i>CRCP</i>	3	3	3	3
<i>Recettes aux interconnexions</i>	-440	-415	-420	-429
<b>Revenu autorisé demandé</b>	<b>4 231</b>	<b>4 306</b>	<b>4 454</b>	<b>4 635</b>
<b>Evolution tarifaire au 1<sup>er</sup> août de l'année 2017</b>	<b>+9,9%</b>	<b>+1,4%</b>	<b>+1,6%</b>	<b>+1,7%</b>

Cette proposition, eu égard aux hypothèses de la CRE acceptées par RTE, conduit l'entreprise à diminuer de 1,8 point sa demande d'évolution tarifaire au 1<sup>er</sup> août 2017 par rapport à celle formulée dans le dossier tarifaire de juillet 2016.

Enfin, la consultation publique du 24 mai 2016 envisage une allocation de l'ensemble des coûts de réserves aux seuls utilisateurs du RPT en soutirage. RTE n'est pas demandeur de cette évolution qui soulève des questions d'efficacité des signaux transmis aux différents utilisateurs du système électrique. Un tel basculement conduirait à une hausse de tarif supplémentaire de 1,5% au 1<sup>er</sup> août 2017.