

## CONSULTATION PUBLIQUE

# Consultation publique de la Commission de régulation de l'énergie du 27 juillet 2016 sur les prochains tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans le domaine de tension HTB

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité actuels, dits « TURPE 4 HTB » pour les utilisateurs raccordés en haute tension B (HTB), sont entrés en vigueur le 1<sup>er</sup> août 2013 pour une durée d'application d'environ 4 ans en application de la délibération de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) du 3 avril 2013<sup>1</sup> (ci-après dénommée « délibération TURPE 4 HTB »).

L'article L. 341-2 du code de l'énergie prévoit que « les tarifs d'utilisation du réseau public de transport et des réseaux publics de distribution sont calculés de manière transparente et non discriminatoire, afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires de ces réseaux dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace ». Par ailleurs, l'article L. 341-3 du même code dispose que « [la CRE] peut prévoir un encadrement pluriannuel d'évolution des tarifs et des mesures incitatives appropriées, tant à court terme qu'à long terme, pour encourager les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution à améliorer leurs performances, notamment en ce qui concerne la qualité de l'électricité, à favoriser l'intégration du marché intérieur de l'électricité et la sécurité de l'approvisionnement et à rechercher des efforts de productivité ».

Les travaux d'élaboration de « TURPE 5 » ont débuté en 2015, compte tenu du besoin de visibilité exprimé par les parties prenantes, de la complexité des sujets à traiter et des délais nécessaires pour adapter les systèmes d'information des gestionnaires de réseaux et des acteurs de marché.

La CRE a ainsi soumis à consultation publique, dès juillet 2015, ses analyses préliminaires sur la structure des tarifs. Elle a ensuite adopté, le 18 février 2016, une délibération portant notamment orientations sur la structure du TURPE 5<sup>2</sup>, qui prévoit l'introduction d'une option tarifaire à quatre plages temporelles en BT, d'une option tarifaire à pointe mobile en HTA et projette une entrée en vigueur des TURPE 5 à l'été 2017. En mai 2016, la CRE a soumis à consultation publique les orientations qu'elle envisage de retenir concernant la structure des grilles tarifaires pour les TURPE 5 et concernant la prise en compte des coûts d'équilibrage<sup>3</sup>.

Le gestionnaire de réseaux de transport (GRT) RTE a formulé une demande tarifaire exposant ses coûts prévisionnels pour la période 2017-2020 ainsi que ses demandes relatives au cadre de régulation. La présente consultation publique présente les caractéristiques du cadre de régulation que la CRE envisage de retenir pour le TURPE 5 HTB, ainsi que les orientations de la CRE concernant le niveau des charges à couvrir et le niveau des tarifs en découlant.

Les travaux d'élaboration du TURPE 5 HTB prennent en compte les enjeux de la transition énergétique et du développement des réseaux électriques intelligents (« smartgrids »), tant du point de vue des évolutions envisagées en structure, présentées dans la consultation publique de la CRE de mai 2016, que du point de vue du cadre de régulation envisagé.

En ce qui concerne le cadre de régulation incitative, le bilan d'ensemble du TURPE 4 HTB fait apparaître que ce cadre de régulation a globalement bien fonctionné et répondu aux objectifs de visibilité, d'efficacité et de simplicité.

La CRE, sur la base de ces résultats et d'une étude comparative internationale sur les cadres de régulation incitative utilisés dans plusieurs pays européens, envisage à ce stade de reconduire le cadre général de régulation en vigueur, tout en lui apportant quelques améliorations significatives. La principale évolution concerne l'introduction d'une régulation incitative visant à maîtriser les coûts d'investissement de RTE pour ses projets les plus significa-

<sup>1</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 3 avril 2013 portant décision relative aux tarifs d'utilisation d'un réseau public d'électricité dans le domaine de tension HTB : <http://www.cre.fr/documents/deliberations/decision/turpe-4-htb2/consulter-la-deliberation>

<sup>2</sup> Délibération du 18 février 2016 portant décision de modification du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) pour définir un dispositif transitoire de pointe mobile pour le domaine de tension HTA et portant orientations sur la structure des prochains TURPE : <http://www.cre.fr/documents/deliberations/decision/turpe-hta2/consulter-la-deliberation>

<sup>3</sup> Consultation publique de la Commission de régulation de l'énergie du 24 mai 2016 relative à la structure des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité : <http://www.cre.fr/documents/consultations-publiques/consultation-publique-de-la-cre-du-24-mai-2016-relative-a-la-structure-des-tarifs-d-utilisation-des-reseaux-publics-d-electricite/consulter-la-note-technique>

tifs sans compromettre la réalisation des ouvrages nécessaires pour l'exploitation, la sécurité et la qualité d'alimentation sur les réseaux.

La période tarifaire TURPE 4 HTB a donné lieu à une hausse cumulée du tarif de 4,9 %, à la suite des mouvements tarifaires suivants : +2,4 % au 1<sup>er</sup> août 2013, -1,3 % au 1<sup>er</sup> août 2014, +2,4 % au 1<sup>er</sup> août 2015 et +1,4 % au 1<sup>er</sup> août 2016. La prise en compte des éléments du dossier tarifaire adressé à la CRE par RTE se traduirait par une hausse du TURPE HTB de +8,9 % au 1<sup>er</sup> août 2017, suivie d'une évolution annuelle égale à l'inflation.

A ce stade, la CRE envisage une hausse moins élevée au 1<sup>er</sup> août 2017. Elle prévoit de :

- ne retenir qu'une partie des hausses de charges nettes d'exploitation demandées par RTE pour la période TURPE 5 HTB ;
- fixer le coût moyen pondéré du capital (CMPC) dans une fourchette de 5,75 % à 6,5% avant impôts.

A titre d'illustration, si le CMPC était fixé à 6,25 %, l'évolution du TURPE HTB au 1<sup>er</sup> août 2017 pourrait être comprise entre +2,5 % et +5,0 %, le tarif évoluant selon l'inflation au 1<sup>er</sup> août de chaque année suivante (hors évolution du CRCP).

Le 7 juillet 2016, RTE a transmis à la CRE une mise à jour de son dossier tarifaire. La nouvelle demande de RTE conduirait à une hausse additionnelle du TURPE HTB de + 2,8 % (soit + 11,7 % au 1<sup>er</sup> août 2017).

Cette révision des hypothèses conduit à élargir et à déplacer la fourchette présentée par la CRE dans la présente consultation publique. En effet, ces nouveaux éléments n'ayant, à ce stade, pas encore fait l'objet d'une analyse détaillée, la CRE les intègre uniquement dans le haut de la fourchette. Seules les nouvelles hypothèses relatives à l'abattement tarifaire pour les consommateurs électro-intensifs (+0,9 %) et aux recettes d'interconnexion (-0,3 %) sont prises en compte à la fois dans le haut et dans le bas de la fourchette. Compte tenu de ces éléments, le niveau du tarif pourrait évoluer entre +3,1 % et +8,1 %.

En outre, la CRE envisage d'intégrer dans le périmètre des coûts couverts par le TURPE les coûts de contractualisation des réserves rapide et complémentaire, ainsi que les coûts additionnels engendrés par l'activation d'une offre d'ajustement en dehors de la présence économique pour reconstituer les marges. Cette évolution du périmètre entraînerait une hausse additionnelle du TURPE HTB au 1<sup>er</sup> août 2017 de +1,5 %. Cette hausse est en revanche globalement neutre en termes de coûts du système électrique puisque cela se traduira par une baisse équivalente des coûts de fourniture.

Pour enrichir son analyse, la CRE a mandaté des consultants externes pour la réalisation d'études, dont les conclusions sont publiées sur le site internet de la CRE en même temps que la présente consultation publique. Ces études portaient sur les sujets suivants :

- une étude de comparaison internationale des cadres de régulation incitative des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel en Europe<sup>4</sup> ;
- un audit des charges d'exploitation de RTE pour la période 2013-2021<sup>5</sup> ;
- un audit du système d'information de RTE<sup>6</sup> ;
- une étude sur les paramètres financiers du calcul des charges de capital des gestionnaires de réseaux publics d'électricité et une analyse critique des demandes de RTE concernant le calcul des charges de capital<sup>7</sup> ;
- une étude sur la régulation incitative de la qualité d'alimentation des gestionnaires de réseaux publics de transport et de distribution d'électricité<sup>8</sup>.

<sup>4</sup> <http://www.cre.fr/documents/consultations-publiques/prochains-tarifs-d-utilisation-des-reseaux-publics-d-electricite-dans-le-domaine-de-tension-htb-dits-turpe-5-htb/consulter-la-comparaison-internationale-des-cadres-de-regulation-incitative-des-operateurs-de-reseaux-d-electricite-et-de-gaz-naturel-en-europe>

<sup>5</sup> <http://www.cre.fr/documents/consultations-publiques/prochains-tarifs-d-utilisation-des-reseaux-publics-d-electricite-dans-le-domaine-de-tension-htb-dits-turpe-5-htb/consulter-l-audit-des-charges-d-exploitation-de-rte-pour-la-periode-2013-2021>

<sup>6</sup> <http://www.cre.fr/documents/consultations-publiques/prochains-tarifs-d-utilisation-des-reseaux-publics-d-electricite-dans-le-domaine-de-tension-htb-dits-turpe-5-htb/consulter-l-audit-du-systeme-d-information-de-rte>

<sup>7</sup> <http://www.cre.fr/documents/consultations-publiques/prochains-tarifs-d-utilisation-des-reseaux-publics-d-electricite-dans-le-domaine-de-tension-htb-dits-turpe-5-htb/consulter-les-parametres-financiers-du-calcul-des-charges-de-capital-des-gestionnaires-de-reseaux-publics-d-electricite-et-l-analyse-critique-des-demandes-de-rte-concernant-le-calcul-des-charges-de-capital>

<sup>8</sup> <http://www.cre.fr/documents/consultations-publiques/prochains-tarifs-d-utilisation-des-reseaux-publics-d-electricite-dans-le-domaine-de-tension-htb-dits-turpe-5-htb/consulter-la-regulation-incitative-de-la-qualite-d-alimentation-des-gestionnaires-de-reseaux-publics-de-transport-et-de-distribution-d-electricite-etude>  
<http://www.cre.fr/documents/consultations-publiques/prochains-tarifs-d-utilisation-des-reseaux-publics-d-electricite-dans-le-domaine-de-tension-htb-dits-turpe-5-htb/consulter-la-regulation-incitative-de-la-qualite-d-alimentation-des-gestionnaires-de-reseaux-publics-de-transport-et-de-distribution-d-electricite-benchmark>

La CRE envisage le calendrier suivant pour l'élaboration et l'entrée en vigueur du TURPE 5 HTB :

- la présente consultation publique sur le cadre de régulation et sur le niveau du TURPE 5 HTB ;
- une délibération finale de la CRE, après avis du Conseil supérieur de l'énergie (CSE), en novembre 2016 ;
- une entrée en vigueur du TURPE 5 HTB au 1<sup>er</sup> août 2017.

En application des dispositions de l'article L. 341-3 du code de l'énergie, la ministre de l'environnement, de l'énergie et de la mer, chargée des relations internationales sur le climat, a transmis à la CRE, par lettre du 22 février 2016, des orientations de politique énergétique concernant les prochains tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité. Ce courrier a été publié par la CRE simultanément à la consultation publique de mai 2016<sup>9</sup>.

Par ailleurs, par un courrier en date du 24 juin 2016, la ministre de l'environnement, de l'énergie et de la mer, chargée des relations internationales sur le climat, a complété ses orientations en matière de politique énergétique et demandé à la CRE « *que le cadre de régulation français évolue pour que le risque [associé à la réalisation des ouvrages de raccordement éolien en mer] puisse être porté par le gestionnaire de réseaux et que le TURPE intègre donc au moins une partie du risque correspondant, notamment en cas d'indisponibilité longue des ouvrages de raccordement* ». Ce courrier est publié sur le site internet de la CRE simultanément à la présente consultation publique<sup>10</sup>.

Ces orientations sont prises en compte par la CRE dans ses travaux en vue de l'élaboration des tarifs TURPE 5.

Les acteurs sont invités à adresser leur réponse à la CRE au plus tard le 16 septembre 2016.

### Répondre à la consultation

La CRE invite les parties intéressées à adresser leur contribution, au plus tard le 16 septembre 2016 :

- par courrier électronique à l'adresse suivante : [dr.cp4@cre.fr](mailto:dr.cp4@cre.fr) ;
- en contribuant directement sur le site de la CRE ([www.cre.fr](http://www.cre.fr)), dans la rubrique « Documents / Consultations publiques » ;
- par courrier postal : 15, rue Pasquier - F-75379 Paris Cedex 08 ;
- en s'adressant à la Direction des réseaux : + 33.1.44.50.41.43 ;
- en demandant à être entendues par la Commission.

Les réponses individuelles non confidentielles seront publiées sur le site de la CRE.

Merci de bien vouloir indiquer dans votre réponse si vous souhaitez que votre réponse soit considérée comme confidentielle ou anonyme. A défaut, votre contribution sera considérée comme non confidentielle et non anonyme. Les parties intéressées sont invitées à transmettre leurs observations en argumentant leurs positions.

<sup>9</sup> <http://www.cre.fr/documents/consultations-publiques/consultation-publique-de-la-cre-du-24-mai-2016-relative-a-la-structure-des-tarifs-d-utilisation-des-reseaux-publics-d-electricite/consulter-la-lettre-du-22-fevrier-2016-donnant-les-orientations-de-politique-energetique-concernant-les-prochains-turpe-5>

<sup>10</sup> <http://www.cre.fr/documents/consultations-publiques/prochains-tarifs-d-utilisation-des-reseaux-publics-d-electricite-dans-le-domaine-de-tension-htb-dits-turpe-5-htb/courrier-de-segolene-royal-ministre-de-l-environnement-et-de-la-mer-du-24-juin-2016>

# SOMMAIRE

<b>1.</b>	<b>BILAN DU TURPE 4 HTB</b> .....	<b>6</b>
1.1	NIVEAU DU TARIF ET EVOLUTIONS ANNUELLES .....	6
1.2	COMPARAISON INTERNATIONALE .....	6
1.3	CADRE DE REGULATION .....	7
1.3.1	Périmètre et fonctionnement du CRCP .....	8
1.3.2	Mécanismes de régulation incitative .....	8
1.4	CHARGES NETTES D'EXPLOITATION .....	8
1.5	RECETTES D'INTERCONNEXION .....	10
1.6	INVESTISSEMENTS ET CHARGES DE CAPITAL NORMATIVES .....	10
1.7	RECETTES TARIFAIRES .....	11
1.8	CONCLUSION DU BILAN TURPE 4 HTB .....	12
<b>2.</b>	<b>CADRE DE REGULATION INCITATIVE POUR LES PROCHAINS TARIFS « TURPE 5 HTB »</b> .....	<b>12</b>
2.1	DATE D'ENTREE EN VIGUEUR ET DUREE DU TARIF .....	13
2.2	REGULATION INCITATIVE DES CHARGES D'EXPLOITATION .....	13
2.2.1	Les charges d'exploitation .....	13
2.2.2	Les charges d'équilibrage .....	14
2.3	REGULATION INCITATIVE DES INVESTISSEMENTS .....	18
2.3.1	Incitations au développement des interconnexions .....	18
2.3.2	Incitations à la maîtrise des coûts d'investissements .....	20
2.4	REGULATION INCITATIVE DE LA CONTINUITE D'ALIMENTATION .....	22
2.4.1	Bilan du TURPE 4 .....	22
2.4.2	Demande de RTE pour le TURPE 5 HTB .....	23
2.4.3	Etude externe réalisée par la CRE .....	23
2.4.4	Principales orientations envisagées par la CRE pour le TURPE 5 HTB .....	26
2.4.5	Synthèse .....	27
2.5	REGULATION INCITATIVE DE LA QUALITE DE SERVICE .....	27
2.5.1	Contexte .....	27
2.5.2	Suivi de la qualité de service pour RTE .....	28
2.5.3	Analyse préliminaire de la CRE .....	29
2.6	CADRE DE REGULATION DE LA RECHERCHE ET DEVELOPPEMENT (R&D) ET DES PROJETS DE RESEAUX ELECTRIQUES INTELLIGENTS .....	29
2.6.1	Contexte .....	29
2.6.2	Régulation incitative de la R&D .....	29
2.6.3	Déploiement industriel des réseaux électriques intelligents .....	31
2.7	REGULATION INCITATIVE DES PERTES .....	32
2.7.1	Contexte .....	32
2.7.2	Détermination du volume de référence .....	33
2.7.3	Détermination du coût de référence .....	34
2.8	REGULATION DU RACCORDEMENT DES EOLIENNES EN MER .....	34
2.9	LE COMPTE DE REGULARISATION DES CHARGES ET DES PRODUITS (CRCP) .....	35
2.9.1	Principe de fonctionnement .....	35

2.9.2	Périmètre .....	35
2.10	CLAUDE DE RENDEZ-VOUS .....	37
<b>3.</b>	<b>DEMANDE TARIFAIRE DE RTE ET ANALYSE PRELIMINAIRE DE LA CRE.....</b>	<b>37</b>
3.1	EVOLUTION TARIFAIRE DEMANDEE PAR RTE .....	37
3.1.1	Dossier tarifaire de mars 2016.....	37
3.1.2	Dossier tarifaire de juillet 2016 .....	39
3.2	CHARGES NETTES D'EXPLOITATION.....	39
3.2.1	Demande de RTE .....	39
3.2.2	Analyse préliminaire de la CRE sur le niveau des charges nettes d'exploitation de RTE.....	42
3.3	RECETTES D'INTERCONNEXION .....	46
3.4	CHARGES DE CAPITAL.....	47
3.4.1	Méthode de calcul des charges de capital.....	47
3.4.2	Demandes de RTE d'évolution de la méthode de calcul des charges de capital .....	48
3.4.3	Coût moyen pondéré du capital .....	48
3.4.4	Niveau des investissements envisagé.....	49
3.4.5	Evolution prévisionnelle des charges de capital.....	50
3.5	REVENU AUTORISE SUR LA PERIODE TARIFAIRE 2017-2020 .....	51
3.5.1	Solde du CRCP du TURPE 4 HTB.....	51
3.5.2	Revenu autorisé .....	51
3.6	HYPOTHESES D'EVOLUTION DE LA CONSOMMATION.....	52
3.6.1	Evolution des soutirages et de la puissance souscrite constatées sur la période tarifaire TURPE 4 HTB .....	52
3.6.2	Evolution de la consommation prévue par RTE sur la période tarifaire TURPE 5 HTB.....	52
3.6.3	Abattement pour les consommateurs électro-intensifs .....	53
3.7	TRAJECTOIRE ENVISAGEE D'EVOLUTION DU TURPE 5 HTB.....	54
<b>4.</b>	<b>SYNTHESE DES QUESTIONS POSEES.....</b>	<b>56</b>
<b>5.</b>	<b>ANNEXES .....</b>	<b>58</b>
5.1	ANNEXE 1 : INDICATEURS DE QUALITE DE SERVICE SUIVI PAR RTE SUR LA PERIODE 2013-2015.....	58
5.2	ANNEXE 2 : PRINCIPAUX AXES DE RECHERCHES DE RTE .....	59

## 1. BILAN DU TURPE 4 HTB

### 1.1 Niveau du tarif et évolutions annuelles

Le tarif TURPE 4 HTB est entré en vigueur le 1<sup>er</sup> août 2013 pour une durée d'environ 4 ans.

Pour l'établissement de ces tarifs, la CRE a défini le revenu tarifaire prévisionnel de RTE sur le fondement :

- des charges nettes d'exploitation prévisionnelles de l'opérateur : un objectif de productivité pour les charges nettes d'exploitation considérées comme relevant d'un périmètre d'activité constant par rapport au TURPE 3 a été retenu pour le TURPE 4 HTB. Ce périmètre comprend principalement des dépenses dites d'autres achats et services ainsi que des charges de personnel pour lesquelles des objectifs de productivité de -1 % et de -0,3 % par an ont été respectivement retenus ;
- des charges de capital comprenant la rémunération et l'amortissement de la base d'actifs régulés (BAR) : le taux de rémunération nominal avant impôt a été fixé à 7,25 %, sans changement par rapport au taux retenu pour le TURPE 3 ;
- du solde du CRCP des périodes tarifaires précédentes non encore apuré ainsi que du solde du compte régulé du financement des interconnexions (CRFI) mis en œuvre au cours de la période tarifaire TURPE 3.
- d'une formule d'évolution annuelle du tarif du type « IPC + K » tenant compte de l'inflation (terme « IPC ») et de l'apurement du CRCP (terme « K » plafonné à +/- 2 %) ;

Après une hausse initiale de +2,4% au 1<sup>er</sup> août 2013, les évolutions annuelles successives ont été les suivantes :

- au 1<sup>er</sup> août 2014 : -1,3 % ;
- au 1<sup>er</sup> août 2015 : +2,4 % ;
- au 1<sup>er</sup> août 2016 : +1,4 %.

Les évolutions annuelles ont été mises en œuvre conformément aux règles de calcul définies dans la délibération TURPE 4 HTB. En outre, conformément aux dispositions de l'article L.321-19 du code de l'énergie modifié par l'article 158 de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV), l'évolution au 1<sup>er</sup> août 2016 du TURPE 4 HTB a introduit une composante d'évolution spécifique de la grille tarifaire de +2,15 % afin de couvrir les surcoûts associés à la mise en œuvre du nouveau dispositif d'interruptibilité.

Par ailleurs, depuis le 1<sup>er</sup> août 2014, les consommateurs électro-intensifs bénéficient d'un abattement de la facture de transport d'électricité<sup>11</sup>. L'article L. 341-4-2 du code de l'énergie, créé par l'article 157 de la LTECV, a pérennisé et renforcé ce dispositif à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2016.

### 1.2 Comparaison internationale

Le réseau européen de gestionnaires de réseau de transport d'électricité, ENTSOE, a publié sa dernière étude de comparaison européenne des tarifs de transport d'électricité en juin 2016<sup>12</sup>.

Les tarifs des réseaux français HTB3 (3,56 €/MWh) et HTB2 (5,63 €/MWh) sont parmi les plus bas des 14 pays européens les plus comparables à la France<sup>13</sup>, seul le tarif HTB3 des Pays-Bas est moins élevé que le TURPE correspondant. Le tarif français HTB1 (10,28 €/MWh) est dans la moyenne européenne (10,67 €/MWh) des tarifs de réseau de transport incluant ce domaine de tension (dans plusieurs pays européens, le domaine HTB1 relève de la distribution).

Les tarifs des principaux homologues de RTE sont présentés dans le graphique ci-dessous.

<sup>11</sup> Délibération de la CRE du 7 mai 2014 portant décision sur l'évolution au 1<sup>er</sup> août 2014 des tarifs d'utilisation d'un réseau public d'électricité dans le domaine de tension HTB : <http://www.cre.fr/documents/deliberations/decision/turpe-htb/consulter-la-deliberation>

<sup>12</sup> [https://www.entsoe.eu/Documents/MC%20documents/ENTSO-E\\_Transmission%20Tariffs%20Overview\\_Synthesis2016\\_Final.pdf](https://www.entsoe.eu/Documents/MC%20documents/ENTSO-E_Transmission%20Tariffs%20Overview_Synthesis2016_Final.pdf)

<sup>13</sup> Les 14 pays présentés dont les tarifs unitaires sont présentés dans la présente consultation sont choisis parmi les 35 pays de la comparaison européenne publiée par ENTSOE en prenant en considération la taille, l'insularité et la continuité de fourniture des réseaux ainsi que le niveau de vie par habitant.

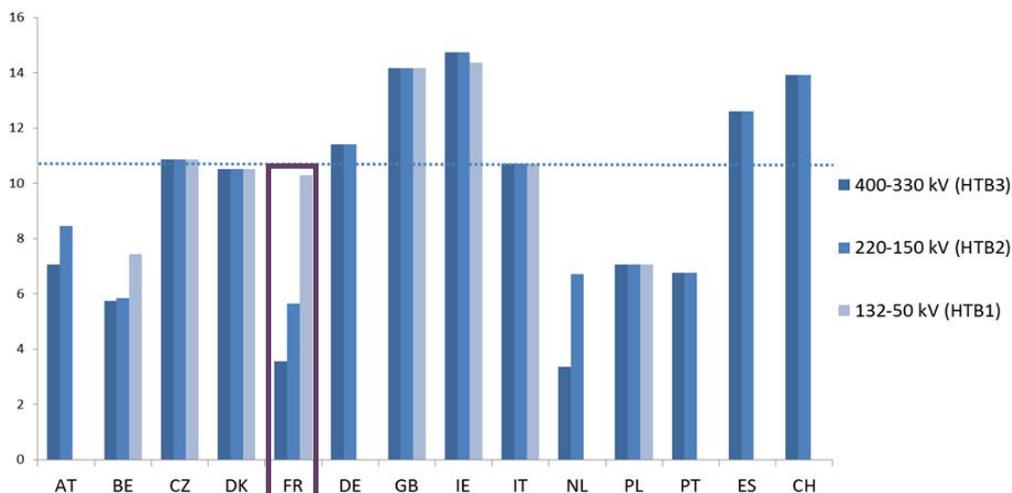


Figure 1 : Etude comparative des tarifs de transport d'électricité : tarifs unitaires moyens (somme des tarifs de soutirage et d'injection) par domaine de tension en 2016. Source : *ENTSOE, Overview of Transmission Tariffs in Europe, 2016*<sup>14</sup>.

Depuis 2013, les tarifs de transport d'électricité européens ont globalement augmenté en monnaie constante (à l'exception de la République Tchèque, de l'Italie et du Portugal) et à un rythme plus soutenu qu'en France (le tarif français a cru de +2,2 % en monnaie constante sur la période 2013-2016).

Le graphique ci-dessous montre l'évolution des tarifs unitaires moyens des principaux homologues de RTE entre 2013 et 2016, par rapport à une base 100 en 2013 :

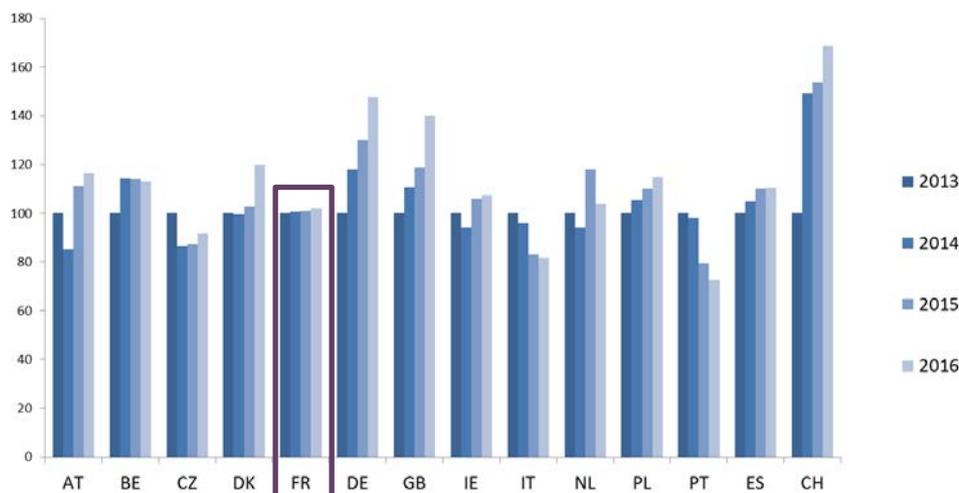


Figure 2 : Etude comparative des tarifs de transport d'électricité : évolution des tarifs unitaires moyens 2013-2016. Source : *ENTSOE, Overview of Transmission Tariffs in Europe, 2016*<sup>15</sup>.

### 1.3 Cadre de régulation

Le cadre de régulation vise à encourager l'opérateur à améliorer sa performance grâce à la mise en place de mécanismes incitatifs. En outre, le CRCP vise à limiter, pour certains postes de charges ou de produits définis, le risque financier de l'opérateur et/ou des utilisateurs.

<sup>14</sup> Le tarif considéré ici s'entend comme la somme de la composante de soutirage et, le cas échéant, de la composante d'injection. Le tarif unitaire moyen est calculé avec les coefficients tarifaires applicables au premier semestre 2016 pour un utilisateur dont la puissance est 40 MW (HTB3) ou 10 MW (HTB1 et HTB2), dont la durée d'utilisation est de 5000 heures et dont la répartition temporelle de l'utilisation du réseau est la moyenne de sa catégorie. La composante de comptage et la composante de gestion sont exclues. Les contributions para-fiscales telle la Contribution Tarifaire d'Acheminement sont exclues. Les taxes (TVA, etc.) sont exclues. Certains tarifs n'incluent pas les coûts des pertes et des services système comme en France (ex : Espagne). Certains tarifs couvrent des coûts d'équilibrage qui sont, en France, couverts dans le cadre du mécanisme d'ajustement. Certains tarifs incluent des coûts hors gestion du réseau, comme par exemple des subventions aux énergies renouvelables (ex : Espagne). Certains tarifs sont différenciés géographiquement (ex : Grande-Bretagne).

<sup>15</sup> Certaines évolutions marquées sont dues à des changements de méthode de calcul (ex : Autriche), à l'apparition de charges fiscales (ex : Belgique) ou à des décisions de justice (ex : Suisse).

### 1.3.1 Périmètre et fonctionnement du CRCP

Le périmètre du CRCP applicable au tarif TURPE 4 HTB comprend environ 46 % des coûts supportés par l'opérateur et environ 94 % de ses recettes.

Parmi les postes inscrits au périmètre du CRCP, les plus importants sont, d'une part, les charges de capital normatives ainsi que le coût d'achat des pertes et, d'autre part, les recettes tarifaires ainsi que les recettes liées aux mécanismes de gestion des congestions aux interconnexions avec les pays voisins (ci-après recettes d'interconnexion).

La période tarifaire TURPE 4 HTB a mis en lumière l'importance du CRCP. Celui-ci a, en effet, permis aux utilisateurs de bénéficier des évolutions de prix non anticipées ayant notamment conduit, d'une part, à une baisse significative du coût d'achat des pertes et, d'autre part, à une hausse significative des recettes d'interconnexion. Le CRCP a également permis à RTE de ne pas subir les variations sur les recettes tarifaires liées à l'aléa climatique.

De ce point de vue, le mécanisme de CRCP a bien fonctionné. Néanmoins, l'absence d'incitation à l'efficacité sur certains postes de coûts tels que les coûts d'achat des pertes et les investissements constitue un axe d'amélioration potentiel du cadre de régulation.

### 1.3.2 Mécanismes de régulation incitative

La CRE a mis en place plusieurs mécanismes de régulation incitative pendant la période du TURPE 4 HTB :

- s'agissant des CNE, le cadre de régulation prévoit que l'opérateur conserve l'intégralité des gains et pertes réalisés par rapport à la trajectoire de CNE de la période considérée. La CRE s'appuiera notamment sur le niveau de productivité atteint par RTE en 2015 pour définir le revenu autorisé de la période tarifaire à venir ;
- s'agissant de la qualité d'alimentation, le TURPE 4 HTB comprend un mécanisme incitatif pour RTE afin que les éventuels gains de productivité de l'opérateur ne se fassent pas au détriment du niveau de qualité d'alimentation des utilisateurs du réseau. Sur la période du TURPE 4 HTB, RTE a supporté un malus de 35,8 M€ au titre de l'incitation sur la durée moyenne de coupure. A contrario, RTE a bénéficié d'un bonus de 35,8 M€ au titre de l'incitation sur la fréquence moyenne de coupures. La CRE a fait réaliser par un consultant externe une étude en vue de faire éventuellement évoluer ce mécanisme ;
- s'agissant du coût d'achat des pertes, compte tenu de la prédominance de l'ARENH, la CRE a supprimé tout mécanisme incitatif dans le TURPE 4 HTB et mis en place un mécanisme de suivi des actions entreprises par l'opérateur pour contenir le taux de pertes sur le réseau qu'il exploite. En moyenne sur la période 2013-2015, RTE a indiqué que ses efforts pour minimiser les pertes ont conduit à une réduction annuelle des pertes d'environ 165 GWh/an ;
- s'agissant de la Recherche et Développement (R&D), la CRE a mis en place, dans le TURPE 4 HTB, un cadre de régulation qui vise à éliminer tout frein à la réalisation de la R&D. A la fin de l'année 2016, RTE devrait avoir dépensé la quasi intégralité du budget de R&D (subventions incluses) qui lui avait été alloué ;
- s'agissant des investissements, la CRE a mis en place un mécanisme incitatif pour le développement des interconnexions fondé sur l'évaluation de l'utilité de l'ouvrage pour la collectivité. Au cours de la période tarifaire TURPE 4 HTB, ce mécanisme a été mis en œuvre pour le projet « Savoie-Piémont » et a, à ce titre, fait l'objet d'une délibération spécifique le 26 mars 2015<sup>16</sup>.

Un retour d'expérience plus complet ainsi que les orientations préliminaires de la CRE en la matière sont présentés en partie 2 « Cadre de régulation incitative pour les prochains tarifs « TURPE 5 HTB » ».

De manière générale, la CRE considère que le cadre de régulation incitative mis en place pour le TURPE 4 HTB a atteint ses objectifs. La CRE propose néanmoins des évolutions du dispositif pour le TURPE 5 HTB afin de renforcer l'efficacité et/ou le niveau des incitations auxquelles est soumis RTE.

## 1.4 Charges nettes d'exploitation

Sur la période du TURPE 4 HTB, les CNE<sup>17</sup> supportées par RTE ont été nettement inférieures aux charges d'exploitation prévues dans la trajectoire fixée par le tarif :

<sup>16</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 26 mars 2015 portant décision relative au mécanisme d'incitations financières du projet d'interconnexion « Savoie-Piémont » : <http://www.cre.fr/documents/deliberations/decision/interconnexion-savoie-piemont>

<sup>17</sup> Les charges nettes d'exploitation se définissent comme les charges brutes d'exploitation auxquelles sont déduits les produits d'exploitation (la production immobilisée et les produits extratarifaires notamment). Les recettes d'interconnexions ne sont pas incluses dans ce périmètre.

M€courants	2013	2014	2015
Charges nettes d'exploitation prévues par le tarif TURPE 4 HTB, recalées de l'inflation constatée utilisée pour l'évolution annuelle du tarif	3 034	3 005	2 979
Charges nettes d'exploitation réalisées *	2 821	2 728	2 670
Écarts	-213	-277	-309
- dont écart lié aux achats de pertes**	-46	-81	-122

**Tableau 1 : Bilan TURPE 4 HTB – Charges nettes d'exploitation**

\* La trajectoire réalisée a été retraitée par la CRE pour intégrer le produit du CICE

\*\* Le poste « Achats de pertes » représente 95% du montant total des postes au CRCP

Au cours de la période 2013-2015, les écarts cumulés entre la trajectoire prévisionnelle de CNE (recalée de l'inflation constatée) fixée par la CRE et la trajectoire réalisée s'élèvent à 798 M€ en faveur de RTE. L'écart lié aux postes inscrits au CRCP (achats de pertes, contrat d'échange GRT, valeur nette comptable (VNC) des immobilisations démolies) représente 244 M€. L'écart des charges d'exploitation conservé par RTE s'élève donc à 554 M€ sur la période 2013-2015, soit -6,1 % par rapport à la trajectoire prévisionnelle.

Cet écart s'explique notamment par :

- l'évolution des indices de prix autres que l'IPC qui ont servi à la construction de la trajectoire prévisionnelle (par exemple l'indice de prix à la production de services, l'indice de prix à la production de l'industrie et les cours internationaux de matières premières) qui s'est révélée inférieure aux prévisions utilisées par RTE et retenues par la CRE pour construire la trajectoire du TURPE 4 HTB. Cet effet « prix » est estimé à 136 M€ par RTE sur la période 2013-2015 ;
- la mise en œuvre d'une nouvelle politique d'achat par RTE ;
- une baisse du coût des achats liés au système électrique. En particulier, l'écart entre la trajectoire prévisionnelle et la trajectoire réalisée sur le poste des « congestions France » est de 135 M€ sur la période 2013-2015 (soit -88 % par rapport à la trajectoire prévisionnelle). RTE explique cet écart par des conditions climatiques favorables, la stagnation des soutirages et le renforcement du réseau, notamment en régions Bretagne et Provence-Alpes-Côte d'Azur. S'agissant des charges liées au mécanisme de compensation inter-gestionnaires de réseau de transport (ITC), l'écart constaté de 26 M€ sur la période 2013-2015 résulte, selon RTE, principalement d'un effet « volume » du fait de transits élevés sur la période. Enfin, s'agissant du poste « achats de services système », l'écart constaté de 58 M€ sur la période 2013-2015 résulte d'un effet « prix » conjugué à un effet « volume », aussi bien sur les services système fréquence que tension ;
- le produit du CICE, à hauteur de 6,2 M€ par an en moyenne.

L'année 2015 présente les coûts constatés les plus bas de la période tarifaire en vigueur. Cette évolution constatée s'inscrit dans la logique de la régulation incitative des charges d'exploitation mise en place depuis le TURPE 3<sup>18</sup> et renforcée dans le cadre de TURPE 4 HTB. Celle-ci a pour objectif d'inciter RTE à améliorer son efficacité.

La CRE relève néanmoins que, pour certains postes de charges d'exploitation (congestions France, dépenses non contrôlables et produits d'exploitation notamment), des écarts significatifs entre la trajectoire fixée par la CRE et la trajectoire réalisée ont été constatés dès la première année du tarif. Ces écarts résultent en partie d'éléments conjoncturels et d'hypothèses macro-économiques et en partie d'erreurs de prévision lors de la détermination du revenu autorisé du TURPE 4 HTB plutôt que de gains de productivité réalisés, et mettent en évidence l'asymétrie d'information entre RTE et le régulateur lors de la définition du tarif TURPE 4 HTB.

Le niveau d'efficacité ainsi révélé sera pris en compte par la CRE pour la fixation du tarif TURPE 5 HTB, de façon à ce que les consommateurs bénéficient des gains de productivité de RTE à travers une moindre évolution du tarif.

<sup>18</sup> Dans le cadre du tarif TURPE 3, les gains de productivité supplémentaires qui pouvaient être réalisés par RTE au-delà de l'objectif de productivité défini par la CRE étaient conservés à hauteur de 50 % par l'opérateur.

### 1.5 Recettes d'interconnexion

Sur la période du TURPE 4 HTB, les recettes d'interconnexion perçues par RTE ont été nettement supérieures aux recettes d'interconnexion prévues dans la trajectoire fixée par le tarif :

M€ <sub>courants</sub>	2013	2014	2015
Recettes d'interconnexion prévues par le tarif TURPE 4 HTB, recalées de l'inflation constatée utilisée pour l'évolution annuelle du tarif	280	277	273
Recettes d'interconnexion réalisées	368	415	475
Ecart*	+88	+137	+202

**Tableau 2 : Bilan TURPE 4 HTB – Recettes d'interconnexion**

\* S'agissant des recettes d'interconnexion, un écart positif correspond à des montants à rendre aux utilisateurs du réseau via le CRCP

Au cours de la période 2013-2015, l'écart cumulé entre la trajectoire de recettes d'interconnexion fixée par la CRE (recalée de l'inflation constatée) et la trajectoire réalisée s'élève à 427 M€.

Cet écart s'explique notamment par :

- l'évolution des différentiels de prix qui s'est révélée supérieure aux prévisions utilisées par RTE et retenues par la CRE pour construire la trajectoire du TURPE 4 HTB (hormis sur la frontière France - Italie) ;
- la mise en œuvre au Royaume-Uni d'une prime dite *Levy Exemption Certificates* entre septembre 2014 et juillet 2015, conduisant à une augmentation des recettes estimées par RTE de 15 M€ en 2014 et de 45 M€ en 2015 sur la frontière France-Angleterre ;
- une augmentation des capacités d'interconnexion entre la France et l'Espagne à partir de la fin de l'année 2015 conduisant à une augmentation des recettes sur cette frontière.

Conformément au cadre de régulation tarifaire, les recettes d'interconnexion sont inscrites à 100 % au périmètre du CRCP. Les recettes perçues par RTE sont intégralement rendues aux utilisateurs du réseau.

### 1.6 Investissements et charges de capital normatives

Les dépenses d'investissement réalisées sur la période 2013-2015 ont été inférieures d'environ 4 % aux dépenses d'investissement prévues lors de l'élaboration du TURPE 4 HTB :

M€ <sub>courants</sub>	2013	2014	2015
Investissements prévus par le tarif TURPE 4 HTB, recalés de l'inflation constatée utilisée pour l'évolution annuelle du tarif	1 447	1 470	1 496
Investissements réalisés	1 446	1 374	1 402
Ecart	-1	-96	-94

**Tableau 3 : Bilan TURPE 4 HTB - Investissements**

La baisse des investissements par rapport à la trajectoire prévue est principalement liée à des retards sur certains grands projets (Midi-Provence et Savoie-Piémont notamment). Pour rappel, les écarts entre les charges de capital normatives (CCN) prévues dans le tarif TURPE 4 HTB et les CCN réalisées sont pris en compte intégralement au travers du mécanisme du CRCP.

Le retour d'expérience montre que le cadre de régulation a permis à RTE de réaliser les investissements nécessaires sans que soit constatée une dérive de ses dépenses en la matière.

Par ailleurs, les CCN constatées sur la période tarifaire du TURPE 4 HTB ont été en moyenne supérieures de 1% aux CCN prévues dans la trajectoire fixée par le tarif. En effet, malgré des niveaux d'investissements et de mises en service inférieurs à la trajectoire, la BAR réalisée s'est maintenue à un niveau supérieur à la trajectoire, du fait notamment de subventions d'investissements perçues inférieures à la prévision (celles-ci venant en déduction de la valeur nette comptable des immobilisations en service dans le calcul de la BAR).

M€ <sub>courants</sub>	2013	2014	2015
BAR au 1 <sup>er</sup> janvier de l'année N prévue par le tarif TURPE 4 HTB	11 654	12 114	12 688
BAR au 1 <sup>er</sup> janvier de l'année N réalisée	11 669	12 141	12 826
Immobilisations en cours au 1 <sup>er</sup> janvier de l'année N prévues par le tarif TURPE 4 HTB	1 344	1 558	1 699
Immobilisations en cours réalisées au 1 <sup>er</sup> janvier de l'année N	1 328	1 535	1 420
Charges de capital normatives prévues par le tarif TURPE 4 HTB, recalées de l'inflation constatée utilisée pour l'évolution annuelle du tarif	1 568	1 629	1 682
Charges de capital normatives réalisées	1 568	1 650	1 693
Ecart	0	+21	+11

Tableau 4 : Bilan TURPE 4 HTB – BAR et CCN

### 1.7 Recettes tarifaires

Sur la période 2013-2015, les revenus tarifaires ont été sensiblement inférieurs aux prévisions établies :

M€ <sub>courants</sub>	2013	2014	2015
Recettes tarifaires prévues par le tarif TURPE 4 HTB, recalées de l'inflation constatée	4 182	4 243	4 273
Recettes tarifaires réalisées	4 197	3 938	4 023
Ecart*	+15	-305	-250

Tableau 5 : Bilan TURPE 4 HTB – Recettes tarifaires

\* S'agissant des recettes tarifaires, un écart positif correspond à des montants à rendre aux utilisateurs du réseau via le CRCP

L'écart constaté entre les recettes tarifaires prévues par le tarif TURPE 4 HTB et les recettes tarifaires effectivement perçues par RTE est principalement lié au climat constaté sur la période 2013-2015 plus chaud que les normales saisonnières ainsi qu'à la stagnation des soutirages résultant notamment du développement de la production décentralisée. La mise en œuvre en 2014 de l'abattement électro-intensif a également eu un effet à la baisse sur les recettes tarifaires.

Conformément au cadre de régulation tarifaire, les écarts liés aux recettes tarifaires sont inscrits à 100 % au périmètre du CRCP.

### 1.8 Conclusion du bilan TURPE 4 HTB

Le retour d'expérience montre que le TURPE 4 HTB a rempli les objectifs fixés lors de son élaboration :

- une bonne visibilité sur la trajectoire du tarif a été apportée à l'ensemble des acteurs de marché avec des évolutions en cohérence avec la trajectoire d'évolutions prévue ;
- l'opérateur a été protégé contre l'inflation et le risque volume ;
- l'opérateur a réalisé des gains de productivité sur la période 2013-2015, dont les consommateurs pourront bénéficier sur les périodes tarifaires suivantes ;
- RTE a réalisé les investissements nécessaires sans que soit constatée une dérive de ses dépenses en la matière ;
- les mécanismes de régulation incitative mis en place fonctionnent globalement bien et ont permis une amélioration de la qualité de service.

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 ?

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

L'article L. 341-3 du code de l'énergie dispose que la CRE, dans ses décisions relatives aux tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité, peut « prévoir un encadrement pluriannuel d'évolution des tarifs et des mesures incitatives appropriées, tant à court terme qu'à long terme, pour encourager les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution à améliorer leurs performances, notamment en ce qui concerne la qualité de l'électricité, à favoriser l'intégration du marché intérieur de l'électricité et la sécurité de l'approvisionnement et à rechercher des efforts de productivité ».

Le bilan des mécanismes de régulation incitative prévus par la délibération TURPE 4 HTB est positif (voir partie 1 « Bilan du TURPE 4 HTB »). La CRE envisage donc de reconduire les principes du cadre de régulation en vigueur incitant RTE à améliorer son efficacité, tant du point de vue de la maîtrise des coûts que de la qualité du service rendu aux utilisateurs de ses réseaux.

Elle envisage, par ailleurs, de faire évoluer le cadre existant, sur la base du retour d'expérience du TURPE 4 HTB ainsi que de l'étude externe sur la régulation incitative menée par la CRE.

Le cadre de régulation du TURPE 5 HTB s'appuierait sur les principes suivants :

- un tarif pluriannuel conçu pour s'appliquer pour une durée d'environ quatre ans à compter du 1<sup>er</sup> août 2017, avec une évolution de la grille tarifaire au 1<sup>er</sup> août de chaque année selon des règles prédéfinies ;
- une incitation à la maîtrise des coûts portant, d'une part, sur les charges d'exploitation de l'opérateur et, d'autre part, sur les dépenses d'investissement, avec une régulation incitative des grands projets de développements de réseaux et des investissements hors réseau ;
- des incitations à l'amélioration de la continuité d'alimentation, portant sur la durée et la fréquence des coupures ;
- des incitations à la maîtrise des coûts liés à l'achat de l'énergie pour la couverture des pertes électriques sur le réseau géré par RTE ;
- des incitations à l'amélioration de l'efficacité des dépenses de R&D ;
- une clause de révision permettant une prise en compte tarifaire spécifique de projets relevant du déploiement des réseaux électriques intelligents ;
- un CRCP, permettant de corriger, pour certains postes préalablement identifiés, tout ou partie des écarts entre les charges et les produits prévisionnels pris en compte pour établir le TURPE 5 HTB et les charges et les produits constatés ;

- en sus de la clause de rendez-vous envisagée par la CRE visant à adapter, le cas échéant, la structure des tarifs à l'issue de deux ans de mise en œuvre du TURPE 5 HTB<sup>19</sup>, la CRE envisage l'introduction d'une seconde clause de rendez-vous, également activable au bout de deux ans d'application du tarif, visant à examiner les conséquences éventuelles des évolutions législatives, réglementaires ou des décisions juridictionnelles pouvant avoir des effets significatifs sur les charges d'exploitation de l'opérateur sur les années 2019 et 2020.

Ce cadre de régulation a pour objectif de donner à l'ensemble des acteurs du marché une bonne visibilité sur l'évolution du TURPE 5 HTB entre 2017 et 2021. Il incitera RTE à améliorer son efficacité tout en le protégeant des risques liés, notamment, à l'inflation, aux aléas climatiques influant sur les recettes tarifaires ainsi qu'aux conséquences éventuelles d'évolutions réglementaires sur les deux dernières années de la période tarifaire.

## **2.1 Date d'entrée en vigueur et durée du tarif**

Après son entrée en vigueur au 1<sup>er</sup> août 2013, le TURPE 4 HTB a évolué, chaque année, au 1<sup>er</sup> août. La CRE a indiqué, dans sa consultation publique de mai 2016, qu'elle envisage l'entrée en vigueur du TURPE 5 HTB à l'été 2017.

Une date d'entrée en vigueur et d'évolution annuelle fixée au 1<sup>er</sup> juillet séparerait chaque année en deux périodes égales et pourrait permettre une meilleure coïncidence des charges et des recettes au cours de l'année.

Cependant, afin de permettre la simultanéité des évolutions du TURPE et de celles des tarifs réglementés de vente, la CRE envisage à ce stade de retenir une date d'entrée en vigueur puis d'évolution annuelle du TURPE 5 HTA-BT au 1<sup>er</sup> août. En cohérence avec ces éléments, la CRE retient une date d'entrée en vigueur puis d'évolution annuelle du TURPE 5 HTB au 1<sup>er</sup> août.

La CRE a fixé la durée des tarifs d'utilisation des réseaux électriques et des infrastructures gazières aujourd'hui en vigueur à environ quatre ans.

Les 4 pays étudiés dans l'étude externe menée par la CRE en 2015 sur la comparaison des cadres de régulation incitative mis en œuvre en Europe ont des périodes de régulation s'échelonnant de 5 à 8 ans (avec 2 pays à 5 ans). Le consultant s'est interrogé sur la pertinence d'un allongement de la durée des tarifs en France. Il relève qu'un allongement de la période de régulation des tarifs apporterait peu de bénéfices au regard des difficultés de mise en œuvre. En effet, un tel allongement nécessiterait la mise en place de mécanismes de révision en cours de période tarifaire qui auraient pour inconvénients de limiter la visibilité sur l'évolution des tarifs pour l'ensemble des acteurs et de réduire le caractère incitatif de la régulation. Le consultant recommande en conséquence de conserver une durée de quatre ans pour la prochaine période de régulation.

La CRE partage cette conclusion. Elle envisage de conserver la durée d'application du tarif de RTE de quatre années environ, soit du 1<sup>er</sup> août 2017 au 30 juillet 2021 environ, avec une évolution de la grille tarifaire au 1<sup>er</sup> août de chaque année selon des règles prédéfinies.

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 ?

## **2.2 Régulation incitative des charges d'exploitation**

### **2.2.1 Les charges d'exploitation**

Le TURPE 4 HTB actuellement en vigueur incite RTE à maîtriser ses charges d'exploitation. En effet, la couverture de ces charges par les tarifs s'appuie sur les trajectoires prévisionnelles définies en début de période tarifaire. Les surcoûts et les économies réalisés par RTE par rapport à ces trajectoires sont conservés par l'opérateur.

A ce stade, la CRE envisage de reconduire pour le TURPE 5 HTB les principes de régulation incitative des charges d'exploitation du TURPE 4 HTB, en fixant des trajectoires prenant en compte les niveaux atteints au cours de la période du TURPE 4 HTB, afin de restituer aux utilisateurs les bénéfices des gains de productivité réalisés par RTE au cours de cette période tarifaire. Les gains et pertes supplémentaires que l'opérateur pourrait réaliser sur les charges d'exploitation au cours de la prochaine période tarifaire seraient donc conservés à 100 % par RTE.

<sup>19</sup> Cf Consultation publique de la Commission de régulation de l'énergie du 24 mai 2016 relative à la structure des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité : <http://www.cre.fr/documents/consultations-publiques/consultation-publique-de-la-cre-du-24-mai-2016-relative-a-la-structure-des-tarifs-d-utilisation-des-reseaux-publics-d-electricite>

Les trajectoires de charges d'exploitation pour la période 2017-2021 ont fait l'objet de prévisions de RTE auditées par un consultant externe. Le consultant s'est appuyé, notamment, sur le niveau de productivité atteint par RTE en 2015, et a analysé les évolutions demandées par RTE à partir de cette base. L'année 2015 est en effet la dernière année pour laquelle les niveaux réalisés de CNE sont connus.

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 ?

## 2.2.2 Les charges d'équilibrage

### 2.2.2.1 Constitution des réserves d'équilibrage

#### Contexte

Dans ses consultations publiques du 22 juillet 2015 et du 24 mai 2016 relatives à la structure du TURPE, la CRE a proposé un financement par le TURPE des charges relatives à la constitution de l'ensemble des réserves d'équilibrage, c'est-à-dire :

- les coûts de constitution des services système fréquence (réserves primaire et secondaire), actuellement financés par le TURPE ;
- les coûts de contractualisation des réserves rapide et complémentaire, actuellement financés par un prélèvement proportionnel aux soutirages physiques des responsables d'équilibre fournisseurs, matérialisé par un « coefficient c » ;
- les coûts additionnels engendrés par l'activation d'une offre d'ajustement en dehors de la présence économique, au motif de la reconstitution des marges (actuellement financés par la communauté des responsables d'équilibre en écarts via le coefficient k) ou de la reconstitution des services système fréquence (actuellement financés par le TURPE).

Le projet de règlement européen relatif à l'équilibrage, en procédure de comitologie depuis juin 2016, prévoit une intégration des marchés d'équilibrage en Europe, pour les échanges d'énergie, ainsi qu'un cadre pour les échanges de capacité mis en œuvre de manière volontaire. La Commission européenne a par ailleurs annoncé son intention de proposer à l'hiver 2016/2017 des dispositions législatives visant, notamment, à obliger les GRT à dimensionner et à constituer de manière commune, à l'échelle régionale, leurs capacités d'équilibrage. La CRE considère que la mise en œuvre de ces textes devrait, à terme, réduire les coûts globaux de l'équilibrage.

Ces travaux représentent un objectif de long terme et nécessiteront la mise en œuvre d'étapes intermédiaires qui seront proposées par RTE et décidées par la CRE dans le cadre des travaux dit « Feuille de Route de l'équilibrage du système électrique français »<sup>20</sup>. Cependant, certaines évolutions pourraient être mises en œuvre dès TURPE 5. En effet, la CRE a, dans sa délibération du 2 juin 2016<sup>21</sup>, donné une orientation favorable à la contractualisation par RTE de la réserve primaire par appels d'offres conjoints avec les GRT allemands, autrichien, néerlandais et suisse dès janvier 2017, sous réserve de la mise en œuvre des évolutions techniques et réglementaires nécessaires au deuxième semestre 2016. En outre, dans sa délibération précitée, la CRE a demandé à RTE de lui remettre, d'ici avril 2017, un rapport formulant des propositions concrètes sur la réservation des capacités d'interconnexion afin d'effectuer des échanges de capacités de réserve secondaire<sup>22</sup>. La feuille de route précitée prévoit également la mise en œuvre de certaines évolutions majeures imposées par le projet de règlement européen.

Afin de préparer ces évolutions, la CRE considère qu'il est indispensable de mettre en œuvre, dès le TURPE 5, un cadre de régulation adapté à la constitution des réserves d'équilibrage. Un cadre de régulation cohérent pour

<sup>20</sup> RTE a soumis à la CRE en juillet 2016, un rapport décrivant les évolutions de fonctionnement majeures envisagées pour l'équilibrage du système électrique français dans les cinq prochaines années. Ce rapport vise à analyser les impacts des dispositions du projet de règlement européen relatif à l'équilibrage sur le modèle français, à identifier quels changements structurants de ce modèle seront nécessaires pour appliquer ce texte et à définir une trajectoire pour mettre en œuvre ces changements à un rythme progressif, tout en respectant les échéances du projet de règlement. La CRE mènera une consultation publique sur les évolutions de l'équilibrage du système électrique français au deuxième semestre 2016.

<sup>21</sup> Délibération de la CRE du 2 juin 2016 portant orientation sur les modalités de constitution de la réserve primaire pour les services système fréquence / puissance : <http://www.cre.fr/documents/deliberations/orientation/services-systeme-frequence-puissance>

<sup>22</sup> En particulier, les trois méthodologies de réservation de capacités d'interconnexion décrites dans le projet de règlement européen relatif à l'équilibrage devront faire l'objet d'une analyse comparative et RTE devra formuler des propositions permettant de décliner et d'appliquer concrètement ces méthodologies, accompagnées d'une proposition de feuille de route pour leur mise en œuvre.

l'ensemble du financement des réserves est en effet essentiel pour éviter toute incitation à transférer les besoins d'équilibrage d'un type de réserve à l'autre (par exemple, constituer davantage de marges au détriment de la contractualisation de capacités). La CRE est ainsi favorable à l'uniformisation du financement de l'ensemble des réserves d'équilibrage.

Dans un premier temps, la CRE souhaite que RTE concentre ses efforts sur la réduction de l'ensemble des volumes de réserves à constituer.

#### Analyse préliminaire de la CRE – effet « prix »

RTE dispose de peu de leviers pour agir sur les prix des réserves, notamment dans un contexte où la contractualisation de certains types de capacités, comme la réserve primaire, va évoluer d'un système prescriptif à prix régulé vers un système reposant sur un prix de marché, potentiellement volatil. La CRE propose donc d'inscrire l'effet prix des coûts de constitution des réserves (services système fréquence, réserves d'ajustement, marges) à 100% au CRCP.

Toutefois, une fois ces évolutions effectuées et un cadre de constitution des réserves établi de manière pérenne, il pourra être demandé à RTE, à l'horizon de TURPE 6 et au-delà, de proposer des dispositions permettant d'accroître la concurrence et de faire diminuer les prix (à ce titre, la CRE note que le passage à une rémunération au prix marginal proposé par RTE a permis de faire baisser sensiblement les coûts de contractualisation de l'appel d'offres annuel pour les réserves rapide et complémentaire).

#### Analyse préliminaire de la CRE – effet « volume »

##### *Réserves contractualisées*

Concernant les volumes de réserves, la CRE note que RTE a proposé, dans son dossier tarifaire reçu en mars 2016, une augmentation significative des volumes à contractualiser pour les réserves secondaire, rapide et complémentaire. Ces prévisions sont présentées dans le tableau 6.

Type de réserve	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2020 / 2015
Primaire (FCR)	573	573	573	573	573	573	0%
Secondaire (aFRR)	655	662	664	730	815	900	+37%
Rapide (mFRR)	1000	1000	1000	1300	1300	1300	+30%
Complémentaire (RR)	500	500	500	566	651	736	+47%

**Tableau 6 : Estimation par RTE (mars 2016) de ses besoins en contractualisation de réserves pour le TURPE 5 HTB (MW)**

Ces estimations reposent sur des évolutions<sup>23</sup> dont les conséquences et le calendrier sont encore très incertains. C'est pourquoi la CRE envisage, à ce stade, de ne pas retenir la trajectoire proposée par RTE.

La CRE propose le mécanisme suivant : les volumes annuels de l'année 2016 seront pris comme référence pour déterminer la trajectoire des volumes contractualisés pour TURPE 5 HTB. Néanmoins, en cas d'évolution majeure amenant RTE à contractualiser davantage de réserves afin d'assurer la sûreté du système électrique, la trajectoire pourra être revue dans le cadre d'une demande argumentée de RTE auprès de la CRE en cours d'exercice tarifaire. Si la CRE accepte cette demande, la hausse des coûts de constitution des réserves contractualisées (réserve primaire, secondaire, rapide et complémentaire) sera couverte à 100% au CRCP.

##### *Réserves constituées par activation sur le mécanisme d'ajustement*

Outre les réserves contractualisées en amont du temps réel, RTE peut également avoir recours au mécanisme d'ajustement pour activer des offres ayant une vocation assurantielle : il s'agit des offres activées au motif de la

<sup>23</sup> RTE cite, dans le dossier tarifaire, les éléments suivants : évolution de la formule de prescription, réduction de la fenêtre opérationnelle, utilisation de produits standards, évolution de l'aléa dimensionnant avec la mise en service de l'EPR de Flamanville.

reconstitution des services système<sup>24</sup> et de la reconstitution des marges. Dans ce cas, il est difficile de prévoir une trajectoire de volumes de réserves, puisque leur dimensionnement est imposé par les contraintes du système analysées à l'échéance journalière. Aussi, la CRE propose, dans un premier temps, de mettre en place des indicateurs de suivi des volumes activés par RTE sur le mécanisme d'ajustement pour ces motifs (reconstitution des marges et de la réserve secondaire au motif d'une évolution du besoin de RTE). Ces indicateurs seront définis de manière précise au deuxième semestre 2016 dans le cadre des travaux relatifs à la Feuille de Route de l'équilibrage du système électrique français. Par ailleurs, la CRE pourra, si elle l'estime nécessaire, auditer les niveaux de ces surcoûts au cours de l'exercice tarifaire.

Sous réserve de l'analyse de ces indicateurs, la CRE propose de couvrir les coûts de reconstitution de la réserve secondaire (au motif d'une évolution du besoin de RTE approuvée par la CRE) et des marges à 100% au CRCP.

Régulation incitative pour l'ensemble des réserves

Afin d'inciter RTE à diminuer les volumes globaux de constitution des réserves, la CRE propose de mettre en œuvre une régulation incitative : dans le cas où les volumes réalisés seraient inférieurs à ceux de la trajectoire tarifaire, RTE conserverait 50% de l'écart entre la trajectoire réalisée et la trajectoire prévisionnelle.

Ainsi, le schéma proposé par la CRE (couverture des volumes à la hausse à 100% sous réserve de la validation des volumes par la CRE, couverture des volumes à la baisse à 50%) vise à inciter RTE à réduire les coûts capacitaires de l'équilibrage sans porter atteinte à la sécurité du système. Ce mécanisme incitatif serait traité via le CRCP.

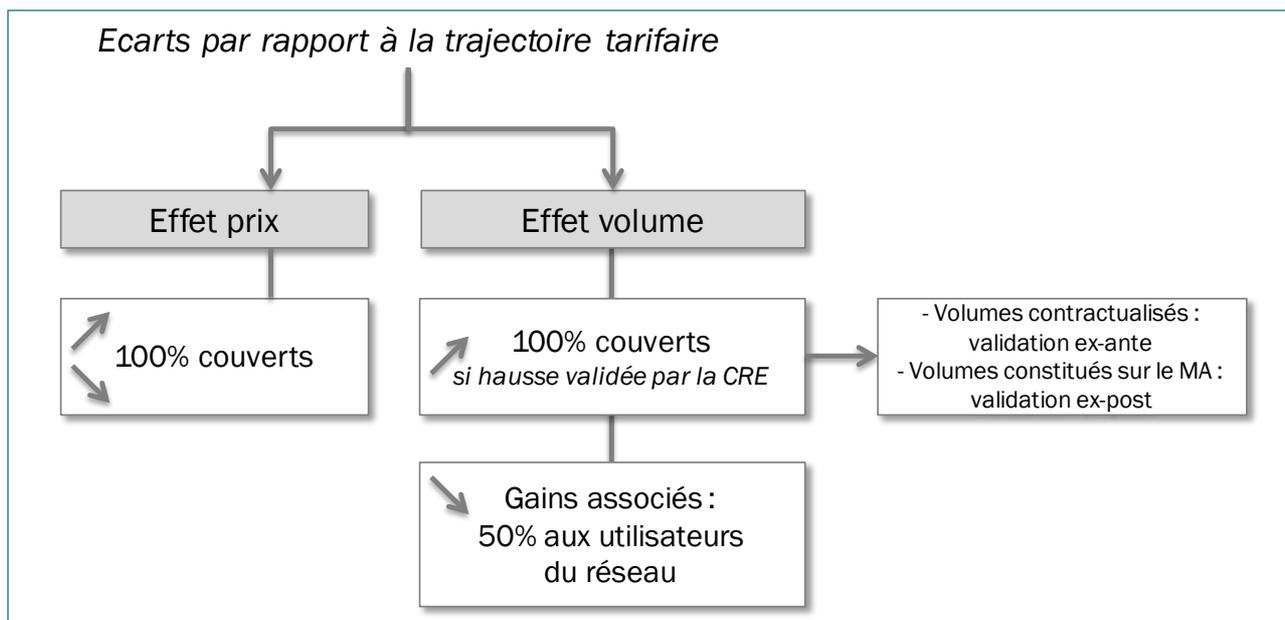


Figure 3 : Cadre de régulation des charges capacitaires d'équilibrage pour le TURPE 5 HTB

<sup>24</sup> Le dimensionnement de la réserve secondaire dépend de l'estimation de la consommation française et des exports par pas demi-heure. Il convient de noter que, si RTE réévalue au cours de la journée de livraison son besoin en réserve secondaire, il reconstitue cette réserve en appelant des offres sur le mécanisme d'ajustement. Quand RTE active une offre d'ajustement en dehors de la présence économique, pour ce motif, les coûts afférents, qualifiés de « surcoûts services système » sont portés par le TURPE. RTE peut également être amené à appeler des offres sur le mécanisme d'ajustement pour reconstituer les services système fréquence, lorsqu'un responsable de réserve est défaillant ou que l'activation d'une offre sur le mécanisme d'ajustement pour cause P=C a généré la perte des services système chez l'acteur activé. Ces surcoûts sont également portés par le TURPE, mais sont compensés par une indemnité perçue par RTE visant à couvrir ces surcoûts.

Ce mécanisme est décrit dans la délibération de la CRE du 3 décembre 2015 : <http://www.cre.fr/documents/deliberations/approbation/regles-services-systeme3>. Ainsi, dans la suite du texte, les « surcoûts service système » feront référence uniquement aux surcoûts de reconstitution des réserves lorsque RTE active des offres au motif que son besoin en réserve secondaire a évolué entre le moment de la constitution des réserves (après-midi du J-1) et le temps réel. Les autres surcoûts, générés lorsqu'un responsable de réserve est défaillant ou que l'activation d'une offre sur le mécanisme d'ajustement pour cause P=C a généré la perte des services système chez l'acteur activé, sont pris en charge par le TURPE et traités de manière identique aux pénalités mises en œuvre pour les compenser (cf partie 2.2.2.3). Dans le cadre des travaux relatifs à la Feuille de Route de l'équilibrage du système électrique français, la CRE envisage de demander à RTE une traçabilité fine des motifs d'activation des offres, notamment pour la reconstitution des services système.



### Synthèse et trajectoire tarifaire associée

Comme indiqué dans le cadre de la consultation publique de mai 2016, la CRE envisage de faire porter l'ensemble des coûts capacitaires de l'équilibrage par le TURPE soutirage, en appliquant le mécanisme de régulation incitative ci-dessus.

Certains de ces coûts étaient déjà pris en charge par le TURPE au cours des précédents exercices tarifaires : les réserves primaire et secondaire des services système fréquence, et les surcoûts liés à la reconstitution des services système. Les trajectoires tarifaires associées sont traitées dans la partie « Analyse préliminaire de la CRE sur le niveau des charges nettes d'exploitation de RTE ».

En revanche, dans le cadre actuel, les coûts liés aux réserves rapide et complémentaire ainsi que les surcoûts marge sont supportés respectivement par les fournisseurs au prorata de leurs soutirages physiques et par les responsables d'équilibre en écart. Intégrer ces coûts dans le périmètre des charges à couvrir par le TURPE conduirait à augmenter les achats liés au système électrique de 53 M€ par an en moyenne (cf tableau 7 ci-dessous) sur la période du TURPE 5 HTB 2017-2020, se traduisant par une augmentation additionnelle du tarif de +1,5 % au 1<sup>er</sup> août 2017.

Type de réserve (M€)	2017	2018	2019	2020	Moyenne 2017-2020
Réserve rapide	22,9	23,1	23,4	23,8	23,3
Réserve complémentaire	9,4	9,5	9,6	9,8	9,6
Surcoûts marge	20,0	20,2	20,5	20,8	20,4
<b>Total*</b>	<b>52,3</b>	<b>52,9</b>	<b>53,5</b>	<b>54,3</b>	<b>53,2</b>

**Tableau 7 : Trajectoire envisagée par la CRE pour le TURPE 5 HTB concernant les coûts liés aux réserves rapide et complémentaire et aux surcoûts marge**

\* Par rapport à la trajectoire proposée par RTE (hors TURPE) pour ces postes, la trajectoire de la CRE intègre une baisse de 7 M€ par an en moyenne sur la période du TURPE 5 HTB 2017-2020 due à la prise en compte des volumes annuels de l'année 2016 comme référence pour déterminer la trajectoire des volumes contractualisés pour la période, au lieu des augmentations proposées par RTE et présentées ci-dessus.

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 ?

#### 2.2.2.2 Services système tension

Du 4 au 25 juillet 2016, la CRE a mené une consultation publique relative à l'enveloppe et au modèle de rémunération des Services Système Tension.

A ce stade, la CRE considère que les évolutions proposées dans cette consultation ne justifient pas de faire évoluer le cadre de régulation pour les Services système tension.

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 ?

### 2.2.2.3 Pénalités des appels d'offres réserves rapide et complémentaires et des services système fréquence et tension

De façon cohérente avec les évolutions proposées précédemment, la CRE propose 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. En effet, la CRE estime que ce poste est difficilement prévisible, et qu'il ne serait pas logique qu'il permette à RTE de réaliser des bénéfices ou des pertes.

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 ?

## 2.3 Régulation incitative des investissements

La CRE envisage de faire évoluer la régulation incitative des investissements de RTE dans le cadre du TURPE 5 HTB. Elle propose, d'une part, d'adapter le mécanisme relatif au développement des projets d'interconnexion et, d'autre part, d'introduire des incitations à la maîtrise des dépenses d'investissements.

### 2.3.1 Incitations au développement des interconnexions

Le développement de nouvelles infrastructures renforçant les capacités d'échange transfrontalières est une des conditions d'émergence d'un marché européen intégré de l'électricité. Les interconnexions permettent l'optimisation des ressources du système électrique dans un contexte de fort développement de la production d'électricité à partir de sources d'énergies intermittentes. Les interconnexions contribuent également au renforcement de la sécurité d'approvisionnement.

L'article L.421-3, al.1<sup>er</sup> du code de l'énergie donne la possibilité à la CRE de mettre en place « *des mesures incitatives appropriées, tant à court terme qu'à long terme, pour encourager les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution à améliorer leurs performances, notamment en ce qui concerne la qualité de l'électricité, à favoriser l'intégration du marché intérieur de l'électricité et la sécurité de l'approvisionnement et à rechercher des efforts de productivité* ».

C'est pourquoi la CRE a adopté, dans le TURPE 4 HTB, un cadre de régulation visant à inciter financièrement RTE au développement des interconnexions électriques.

#### 2.3.1.1 Principes du mécanisme existant tel que défini dans TURPE 4

Le mécanisme existant vise à :

- inciter à la réalisation des projets d'interconnexion utiles pour la collectivité ;
- encourager RTE à mener à bien les investissements dans les meilleures conditions de coûts et de délais ;
- inciter RTE à la bonne exploitation de l'ouvrage d'interconnexion nouvellement créé, en particulier en matière de capacités mises à disposition du marché.

Pour ce faire, le dispositif incitatif existant, défini dans la délibération TURPE 4 HTB, repose sur les trois incitations décrites ci-dessous.

#### L'incitation à la réalisation prioritaire des projets d'interconnexion utiles pour la collectivité

La première incitation vise à la réalisation des investissements d'interconnexion dont la réalisation est utile pour la collectivité. L'intérêt pour la collectivité du projet est évalué en référence aux évaluations des bénéfices des projets réalisées dans le plan décennal européen de développement des réseaux. Ce plan, élaboré par ENTSOE, vise à déterminer les besoins d'interconnexions en Europe. Pour ce faire, il présente les estimations des bénéfices de l'ensemble des projets en considération par les promoteurs de projet en Europe et soumis à ENTSOE pour être valorisés au sein du plan européen. Au sein de ce plan, les bénéfices estimés d'un projet d'interconnexion reflètent les diminutions de coûts variables de production au niveau européen permises par la réalisation dudit projet.

La prime est calculée à partir d'un taux de partage entre RTE et la collectivité, du bénéfice net du projet estimé au sein du plan européen, après analyse par la CRE. Ce taux de partage est fixé par la CRE après examen de chaque projet. La prime est versée à partir de la mise en service de l'interconnexion ce qui constitue une incitation à la réalisation des investissements dans les meilleurs délais.

### L'incitation à la maîtrise du coût de réalisation

La deuxième incitation porte sur la maîtrise des coûts de réalisation du projet. Celle-ci prend la forme d'une rémunération annuelle positive ou négative dont le niveau dépend du coût réalisé du projet par rapport au budget cible prévisionnel de RTE. Le taux d'incitation du projet, autrement dit la part du différentiel de coût faisant l'objet d'un bonus ou malus, est égal au taux d'incitation retenu pour calculer la prime relative à l'utilité de l'interconnexion (définie ci-avant). L'alignement des taux d'incitation permet d'inciter RTE à communiquer sa meilleure estimation du coût du projet. En effet, si l'opérateur transmettait une évaluation volontairement élevée du coût de projet dans l'espoir d'augmenter sa prime calculée à partir du coût réalisé du projet, sa prime calculée en fonction du bénéfice net du projet en serait d'autant diminuée.

Cette prime est versée à partir de la mise en service de l'interconnexion, ce qui constitue également une incitation à la réalisation des investissements dans les meilleurs délais.

### L'incitation à la bonne exploitation de l'ouvrage d'interconnexion nouvellement créé

La dernière incitation vise à la bonne exploitation de l'interconnexion et prend la forme d'une rémunération annuelle positive ou négative dont le niveau dépend des flux réalisés par rapport aux flux initialement prévus. Sa fonction est de renforcer ou de réduire la rémunération de RTE compte tenu de l'utilité effectivement constatée du projet, soit en fonction de l'utilisation effective de l'interconnexion une fois mise en service.

Lors de l'évaluation du projet d'interconnexion réalisée en amont de la décision d'investissement, RTE transmet à la CRE son estimation des flux commerciaux supplémentaires apportés par le projet. Ces flux, en fonction du différentiel de prix moyen prévu *ex ante*, permettent de déterminer les bénéfices des projets estimés dans le plan européen.

Une fois l'interconnexion mise en service, les flux commerciaux apportés par l'interconnexion sont comparés aux flux annoncés par RTE avant la décision d'investissement, et un niveau d'incitation est déterminé en proportion de cet écart. Si les flux sont si faibles que l'interconnexion perd toute réelle utilité, le malus est tel qu'il vient annuler la prime versée *ex ante* en proportion de l'utilité du projet.

Ces incitations sont calculées pour une durée déterminée d'avance, typiquement de dix ans, et versées à RTE après la mise en service, par un crédit porté au solde du CRCP.

#### **2.3.1.2 Proposition de RTE d'évolution du mécanisme**

RTE demande de supprimer l'incitation portant sur les flux, en faisant valoir que l'utilisation de l'interconnexion une fois mise en service n'est pas dépendante de sa volonté, et qu'il ne peut être incité sur la base de critères sur lesquels il n'a pas de prise. RTE propose de remplacer cette incitation par un indicateur de disponibilité de l'interconnexion.

#### **2.3.1.3 L'analyse de la CRE et la proposition d'évolution pour TURPE 5 HTB**

La CRE considère que l'incitation portant sur le taux d'utilisation de l'interconnexion constitue un élément central pour la cohérence du dispositif incitatif. Sa principale vertu est d'annuler la prime fixe dans le cas où l'interconnexion, insuffisamment utilisée, s'avérerait peu utile pour la collectivité.

En cohérence avec le mécanisme envisagé pour les projets de développement de réseaux nationaux (cf *infra*), la CRE envisage d'auditer les budgets des nouveaux projets d'interconnexions présentés par l'opérateur afin de définir un coût cible. Lors de la mise en service du projet, RTE recevra une incitation, positive ou négative, portant sur le différentiel entre le coût cible et le coût réalisé. Dans le cas où le coût réalisé dépasserait le coût cible, la prime résultante pourra être négative pour RTE, conformément au mécanisme mis en place pour les projets de développement de réseau interne. L'effet négatif de cette prime sur la rémunération globale de RTE pour les projets d'interconnexion sera limité de façon à ce que l'ensemble des primes cumulées ne puissent conduire à une rémunération du projet inférieure au CMPC - 1 %.

De plus, à elle seule, l'incitation portant sur les flux réalisés de l'interconnexion ne pourra conduire à une rémunération inférieure au CMPC. Il en résulte que l'incitation portant sur le taux d'utilisation n'expose RTE à aucun risque financier.

Enfin, afin d'inciter à la réalisation des investissements dans les meilleurs délais, l'incitation portant sur les coûts ainsi que l'incitation sur les bénéfices nets du projet seraient portées au CRCP en une seule fois lors de la mise en service de l'ouvrage, au lieu d'être étalées sur plusieurs années. L'incitation portant sur les flux réalisés continuerait d'être portée au CRCP pendant toute la période d'application du dispositif incitatif.

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

### 2.3.2 Incitations à la maîtrise des coûts d'investissements

A l'exception du cas particulier des investissements d'interconnexion, les écarts de charges de capital de RTE entre les trajectoires prévisionnelle et réalisée sont aujourd'hui couverts à 100 % par le tarif à travers le CRCP, ce qui limite l'incitation de l'opérateur à maîtriser ses coûts investissements.

Les charges d'exploitation de RTE sont par ailleurs exclues du périmètre du CRCP (à l'exception de certaines charges relatives aux achats liés aux systèmes électrique) et font donc l'objet d'une forte incitation à la maîtrise des coûts. Cette différence de traitement tarifaire des charges d'exploitation et des dépenses d'investissements peut inciter le gestionnaire de réseau à choisir des solutions impliquant des dépenses d'investissements plutôt que des solutions impliquant des charges d'exploitation, dans les cas où elles sont substituables.

La CRE envisage donc de renforcer les incitations à la maîtrise des dépenses d'investissements. Pour ce faire, elle propose deux mécanismes distincts pour tenir compte des spécificités propres à chaque catégorie d'investissements. Le premier mécanisme traite des investissements de développement de réseaux, tandis que le deuxième porte sur les investissements hors réseaux.

#### 2.3.2.1 Les investissements de développement de réseaux

Le mécanisme envisagé par la CRE a pour objectif d'inciter RTE à maîtriser les coûts des projets de développement de réseaux réalisés sous sa maîtrise d'ouvrage, sans compromettre la réalisation des ouvrages nécessaires pour l'exploitation et la sécurité de son réseau.

L'étude<sup>25</sup> réalisée par un consultant externe pour le compte de la CRE montre que des mécanismes de régulation incitative des coûts d'investissements ont déjà été mis en place par plusieurs régulateurs en Europe. Cette étude recommande à la CRE de mettre en place un mécanisme de régulation des coûts unitaires d'investissements dans les réseaux.

Dans le cadre du tarif de distribution de gaz de GRDF ATRD5, une régulation incitative des coûts unitaires des investissements dans les réseaux de GRDF a été mise en place. Pour chaque année de la période de l'ATRD 5, ce mécanisme consiste à évaluer la différence entre le coût total des ouvrages mis en service et le coût total théorique de ces mêmes ouvrages, calculé à partir d'un modèle de coûts unitaires de référence appliqué au volume d'investissement effectivement réalisé. Cette différence, positive ou négative, reflète l'efficacité de l'opérateur pour le volume d'investissement effectivement réalisé. Elle fait l'objet d'un partage entre l'opérateur et les utilisateurs du réseau, au travers de la prise en compte au CRCP d'une incitation (bonus ou malus) proportionnelle à cette différence. Les coûts de référence des ouvrages mis en service par GRDF sont définis en prenant en compte les caractéristiques techniques des ouvrages (le type d'investissement, la longueur ou le nombre d'unités) ainsi qu'une évolution tendancielle des coûts au cours du temps. Un mécanisme similaire est envisagé pour la distribution d'électricité.

Dans le cas de la distribution de gaz et d'électricité, la modélisation proposée permet d'estimer de façon satisfaisante la valeur totale d'un nombre important d'immobilisations. En effet, si le modèle utilisé ne permet pas de tenir compte de l'ensemble des facteurs influant sur le coût d'un ouvrage, le nombre important de projets mis en service en distribution permet de compenser les erreurs individuelles.

Dans le cas du transport, la réplique de la méthode envisagée pour la distribution est plus complexe. En effet, les caractéristiques techniques des ouvrages de transport présentent une forte dispersion (niveau de tension, capacités de transit, contraintes techniques d'occupation des sols et sous-sols, contraintes géographiques dans les territoires traversés...) qui explique une forte variabilité du coût des ouvrages. En outre, le faible nombre de projets mis en service chaque année par RTE ne permet pas la compensation des erreurs de prévisions individuelles.

RTE a indiqué à la CRE qu'il juge l'élaboration d'un modèle de coûts unitaires de référence difficile, notamment pour les raisons citées ci-dessus, et que par conséquent, il n'est pas en mesure de proposer à la CRE un tel modèle. RTE assure toutefois réaliser un retour d'expérience en cas de fortes déviations du coût d'un projet par rapport au coût budgété.

<sup>25</sup> Etude externe de comparaison internationale des cadres de régulation incitative des opérateurs de réseaux d'électricité et de gaz naturel en Europe : <http://www.cre.fr/documents/consultations-publiques/prochains-tarifs-d-utilisation-des-reseaux-publics-d-electricite-dans-le-domaine-de-tension-htb-dits-turpe-5-htb/consulter-la-comparaison-internationale-des-cadres-de-regulation-incitative-des-operateurs-de-reseaux-d-electricite-et-de-gaz-naturel-en-europe>

Compte tenu des difficultés d'une telle modélisation et de l'absence de proposition de la part du GRT, la CRE ne sera pas en mesure de mettre en œuvre une régulation incitative des coûts unitaires pour le tarif TURPE 5 HTB, mais prévoit de continuer à y travailler à l'avenir. Elle demandera pour cela à RTE de mettre en place un suivi approfondi des coûts unitaires de ses investissements de façon à être en mesure de lui transmettre des propositions d'indicateurs de suivi des coûts unitaires en vue du prochain tarif.

En l'absence d'une régulation fondée sur les coûts unitaires, la CRE souhaite néanmoins renforcer l'incitation de RTE à la maîtrise des coûts d'investissement. Pour cela, le mécanisme envisagé reposerait sur les principes suivants :

- lors de l'approbation du budget de chaque projet d'investissement, la CRE auditera le budget présenté par le GRT ;
- quelles que soient les dépenses d'investissement réalisées par le GRT, l'actif entrera dans la BAR à sa valeur réelle lors de sa mise en service (diminuée des subventions éventuelles) ;
- si les dépenses d'investissement réalisées par le GRT pour ce projet se situent entre 90% et 110% du budget cible, aucun bonus ni pénalité n'est attribué ;
- si les dépenses d'investissement réalisées sont inférieures à 90% du budget cible, le GRT bénéficiera d'un bonus égal à 20% de l'écart entre les dépenses d'investissement réalisées et 90 % du budget cible ;
- si les dépenses d'investissement réalisées par le GRT sont supérieures à 110 % du budget cible, le GRT se verra appliquer une pénalité égale à 20% de l'écart entre les dépenses d'investissement réalisées et 110% du budget cible.

La CRE envisage d'inclure dans le mécanisme de régulation incitative l'ensemble des projets de développement de réseau supérieurs à 30 M€ et non encore décidés.

En retenant un seuil de 30 M€ pour les projets éligibles à des audits, le nombre de projets (hors raccordement) concernés sur la période du TURPE 5 HTB serait d'environ 10 pour un montant total de 1,3 Md€. En outre, parmi ces projets, 3 projets de montants supérieurs à 100 M€ représentent environ 68 % des dépenses.

En outre, la CRE envisage d'appliquer ce mécanisme à certains projets déjà décidés en se fondant sur le budget retenu par l'opérateur lors de sa décision finale d'investissement.

Pour le tarif TURPE 5 HTB, la CRE envisage par ailleurs de mener un audit du processus de décision des projets d'investissements sur le réseau de transport, et notamment, sur le mode d'élaboration par RTE du coût prévisionnel des projets, ainsi que sur le suivi par RTE du coût de réalisation de ses ouvrages.

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

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

### **2.3.2.2 Les investissements « hors réseaux »**

La CRE souhaite inciter RTE à maîtriser ses charges de capital au même titre que ses charges d'exploitation sur un périmètre d'investissements dits « hors réseaux » comprenant des actifs tels que l'immobilier, les véhicules et les systèmes d'information. Ces postes de charges sont, par nature, susceptibles de donner lieu à des arbitrages entre investissement et charges d'exploitation. La CRE juge nécessaire, à ce stade, que les charges de capital et les charges d'exploitation relatives à ces postes fassent l'objet du même cadre de régulation incitative.

Le mécanisme envisagé consisterait à définir, pour la période tarifaire TURPE 5 HTB, la trajectoire d'évolution de ces charges de capital qui seraient exclues du périmètre du CRCP. Les gains (ou les pertes) qui pourraient être réalisés seraient donc conservés (ou à la charge) à 100 % par l'opérateur. Ainsi, pour ces postes de coûts, une régulation globale des charges de capital et d'exploitation serait mise en œuvre.

En incitant ces charges de capital au même titre que les charges d'exploitation, la CRE souhaite encourager l'opérateur à optimiser globalement l'ensemble de ces charges dans l'intérêt des consommateurs d'électricité.

La CRE est toutefois soucieuse de préserver la capacité d'innover de RTE et à ce titre, envisage d'exclure du mécanisme de régulation incitative un certain nombre de projets liés aux systèmes d'information, en justifiant des critères de leur exclusion. Ces projets, et leurs évolutions de coûts, seraient dès lors portés au CRCP. Les projets concernés seraient ceux ayant un coût élevé et/ou étant particulièrement incertains quant à leurs budgets et à leur réalisation effective.

Deux projets, l'un relatif aux nouveaux projets SI liés aux équipements « RINGO », et l'autre relatif au comptage ferroviaire, répondent aux critères énoncés ci-dessus. Sur proposition de RTE, et après analyse des services de la CRE, ces deux projets pourraient être inclus au CRCP.

En outre, la CRE envisage de mener une analyse ex-post des trajectoires de mises en service des investissements concernés afin de s'assurer que les gains éventuels réalisés au cours de la période tarifaire n'ont pas pour contrepartie des charges plus élevées pour les périodes tarifaires suivantes.

Le montant des charges de capital qui seraient exclues du périmètre du CRCP et qui seraient donc incitées représentent environ 7,5 % des CCN totales.

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

## 2.4 Régulation incitative de la continuité d'alimentation

### 2.4.1 Bilan du TURPE 4

Considérant que la qualité d'alimentation est une contrepartie essentielle des tarifs acquittés par les utilisateurs, la CRE a mis en place, dès le TURPE 3, des incitations à l'amélioration de la continuité d'alimentation. Ce dispositif a été reconduit et renforcé en 2013 dans le cadre du TURPE 4, en étendant le périmètre des incitations à la fréquence moyenne de coupure. Il est fondé sur un schéma incitatif progressif de forme logarithmique.

L'incitation d'une année N est déterminée par la formule :

$$I_N = 10,4 \times TCE_{réf} \times \ln\left(\frac{TCE_N}{TCE_{réf}}\right) + 72,0 \times TCE_{réf} \times \ln\left(\frac{FMC_N}{FMC_{réf}}\right)$$

Où :

- $TCE_N$  est le temps de coupure équivalent, c'est-à-dire la durée moyenne de coupure de l'année, et correspond au ratio entre l'énergie non distribuée (END hors évènements exceptionnels<sup>26</sup>) et la puissance moyenne acheminée, exprimée en MW ;
- $FMC_N$  est la fréquence moyenne de coupure (longue et brève<sup>27</sup> de l'année) d'une année N et correspond au rapport entre le nombre de coupures brèves et longues et le nombre d'installations raccordées au réseau de transport ;
- le temps de coupure équivalent de référence  $TCE_{réf}$  est égal à 2,4 minutes/an ;
- la fréquence moyenne de coupure de référence  $FMC_{réf}$  est égale à 0,6 coupure/an.

Les paramètres des incitations sur le temps de coupure équivalent et sur la fréquence moyenne de coupure correspondent à 50% de la valeur de l'énergie non distribuée (END) utilisée en planification de réseau (soit 26 €/kWh ou 3 €/kW). Cette valeur de l'END conduit à une incitation sur le temps de coupure équivalent de 10,4 M€/minute et une incitation sur la fréquence moyenne de coupure de 72,0 M€/coupure.

Le montant de l'incitation pour une année N est plafonné à 30 M€.

Sur l'ensemble de la période 2013-2015, RTE a subi une pénalité de 35,8 M€ au titre du mécanisme de régulation incitative assis sur le temps de coupure équivalent. En revanche, RTE a bénéficié d'une prime de 35,8 M€ au titre du mécanisme de régulation incitative assis sur la fréquence moyenne de coupures.

<sup>26</sup> Les évènements exceptionnels sont précisément décrits dans la délibération TURPE 4. Ce sont notamment les phénomènes atmosphériques d'une ampleur exceptionnelle, au regard de leur impact sur les réseaux, caractérisés par une probabilité d'occurrence annuelle inférieure à 5 % pour la zone géographique considérée dès que, lors d'une même journée et pour la même cause, au moins 100 000 consommateurs finals alimentés par le réseau public de transport et/ou par les réseaux publics de distribution sont privés d'électricité.

<sup>27</sup> Coupures comprises entre 1 seconde et 3 minutes.

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
<b>Temps de coupure équivalent</b>							
Résultats (min) Cible TURPE 3/4 : 2,4 minutes/an	6,22	2,53	1,44	2,17	3,01	2,46	7,01
Incitations (M€)	- 8,3	- 4,2	+ 7,4	+ 1,1	- 5,4	- 3,6	- 26,8
<b>Fréquence moyenne de coupure</b>							
Résultats (nb de coupure) Cible TURPE 4 : 0,6 coupure/an	0	0	0	0	0,53	0,46	0,39
Incitations (M€)	0	0	0	0	+ 4,8	+ 11,9	+ 19,1
<b>Total incitations (M€)</b>	- 8,3	- 4,2	+ 7,4	+ 1,1	- 0,6	+ 8,4	- 7,7

**Tableau 8 : Montant des incitations associées à la mise en œuvre du mécanisme de régulation incitative de la continuité d'alimentation sur la période 2009 – 2015**

### 2.4.2 Demande de RTE pour le TURPE 5 HTB

Compte tenu du déséquilibre observé sur la période du TURPE 4 HTB entre les incitations du temps de coupure et de la fréquence de coupure, RTE souhaite revoir les cibles du mécanisme de régulation incitative pour la période du TURPE 5 HTB.

RTE estime ainsi que la cible fixée à 2,4 minutes retenue pour le temps de coupure équivalent dans le TURPE 4 est trop ambitieuse pour être maintenue dans le TURPE 5 HTB. Elle a conduit à des pénalités systématiques pendant la période 2013-2015. RTE propose de retenir pour TURPE 5 HTB une cible de 3 minutes. La diminution durable du temps de coupure en dessous de 3 minutes nécessiterait, selon RTE, des investissements trop importants par rapport aux gains espérés.

S'agissant de la fréquence moyenne de coupure, RTE propose de diminuer la cible à 0,5 coupure par an pour la période du TURPE 5 HTB. RTE estime cette cible atteignable au regard de l'historique observé jusqu'en 2015.

Enfin, RTE reste attaché à la forme logarithmique des mécanismes incitatifs mis en place, qui permet de limiter les risques financiers en cas d'événements exceptionnels. Pour le calage de la force de l'incitation, RTE demande également la prise en compte de l'existence des compensations (indemnités et abattements tarifaires prévues dans les contrats CART) reversés aux clients, ces montants valorisant également un coût d'END pour ces utilisateurs.

### 2.4.3 Etude externe réalisée par la CRE

#### 2.4.3.1 Cadre général

La CRE a mandaté un cabinet de conseil pour réaliser une étude<sup>28</sup> sur les mécanismes de régulation incitative de la qualité d'alimentation d'Enedis et de RTE. Cette étude visait à analyser le fonctionnement des mécanismes de régulation incitative de la continuité d'alimentation mis en œuvre depuis le TURPE 3 et à formuler, le cas échéant, des propositions pour l'évolution de ces dispositifs en vue des tarifs TURPE 5.

Dans le cadre de cette étude, le cabinet externe a analysé les indicateurs relatifs aux mécanismes de régulation incitative de la continuité d'alimentation actuellement en vigueur.

Le cabinet externe a évalué les conséquences des évolutions des définitions des indicateurs entre le TURPE 3 et TURPE 4 sur les niveaux atteints, ainsi que l'impact des cas d'exclusion de certains événements, exceptionnels ou non, du calcul des durées et des fréquences moyennes de coupures.

<sup>28</sup> <http://www.cre.fr/documents/consultations-publiques/prochains-tarifs-d-utilisation-des-reseaux-publics-d-electricite-dans-le-domaine-de-tension-htb-dits-turpe-5-htb/consulter-la-regulation-incitative-de-la-qualite-d-alimentation-des-gestionnaires-de-reseaux-publics-de-transport-et-de-distribution-d-electricite-etude>  
<http://www.cre.fr/documents/consultations-publiques/prochains-tarifs-d-utilisation-des-reseaux-publics-d-electricite-dans-le-domaine-de-tension-htb-dits-turpe-5-htb/consulter-la-regulation-incitative-de-la-qualite-d-alimentation-des-gestionnaires-de-reseaux-publics-de-transport-et-de-distribution-d-electricite-benchmark>

Il a également comparé les mécanismes de régulation incitative de la qualité d'alimentation des utilisateurs des réseaux de transport et de distribution d'électricité mis en place dans certains pays européens, en se concentrant sur 5 pays (l'Italie, le Royaume-Uni, l'Allemagne, l'Espagne et la Suède).

Les principales évolutions proposées par le consultant consistent à revoir les cibles des deux indicateurs, à simplifier la forme de l'incitation et à augmenter le plafond et le plancher des incitations.

S'agissant de la force de l'incitation, selon la littérature économique analysée dans le rapport du consultant, l'incitation est plus efficace lorsque les récompenses/pénalités reflètent la totalité du gain/coût pour le consommateur. En conséquence, le cabinet propose de considérer 100 % de la valeur de l'énergie non distribuée (END) dans les paramètres des incitations, alors que l'END était prise en compte à 50 % dans le TURPE 4.

### 2.4.3.2 Niveau des cibles de référence

Du fait de la difficulté de trouver des opérateurs comparables au sein des pays étudiés, le cabinet externe a retenu l'approche tendancielle pour déterminer les cibles de référence des incitations.

#### Temps de coupure équivalent (TCE)

Dans son étude, le cabinet externe a étudié l'évolution du temps de coupure équivalent sur la période 2000-2015 hors événements exceptionnels. Depuis le TURPE 3, la cible du TURPE, fixée à 2,4 minutes par an, n'a été atteinte que pour les années 2011 et 2012 (cf. figure 4 ci-dessous).

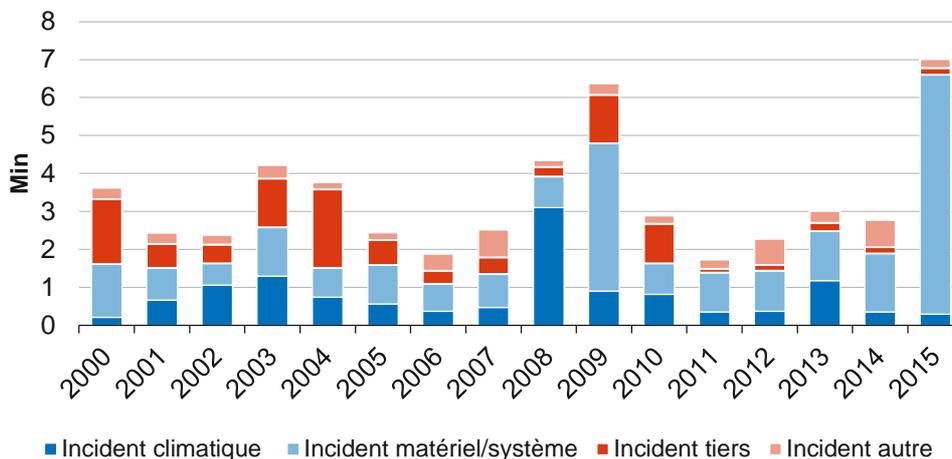


Figure 4 : Evolution du temps de coupure équivalent de 2000 à 2015 par cause

Le consultant constate que le temps de coupure équivalent peut être affecté par des valeurs dites « atypiques ou extrêmes », sans pour autant être qualifiées d'événements exceptionnels. Ces derniers peuvent notamment conduire RTE à déclencher des coupures sélectives afin d'endiguer la propagation en cascade de surcharges d'ouvrages). Ces valeurs atypiques sont observées en 2008 (expliquées par incidents climatiques) ainsi qu'en 2009 et 2015 (expliqués par les incidents matériel/système). Ces valeurs ne témoignent pas d'une tendance générale du TCE, mais de la matérialisation d'aléas atypiques auxquels RTE doit faire face.

Par conséquent, le consultant ne les a pas pris en compte dans la détermination de sa cible tendancielle, qui s'établit à 2,2 minutes en 2015 et à 2,1 minutes en 2017.

Néanmoins, afin de ne pas pénaliser RTE, la probabilité d'occurrence des événements induisant des valeurs « atypiques » du TCE sur la période du TURPE 5 HTB doit être prise en compte. Le consultant a donc effectué un retraitement de cette cible tendancielle qui conduit à l'augmenter de 0,59 minutes. Le consultant propose donc une cible de référence pour le TCE, comprise entre 2,7 et 2,8 minutes par an, atteignable par RTE en espérance.

#### Fréquence moyenne de coupure (FMC)

Le consultant a également étudié l'évolution de la fréquence moyenne de coupure de 2000 à 2015 (cf. graphique ci-dessous). La qualité de l'électricité sur le réseau de RTE progresse légèrement en 2015 avec une Fréquence Moyenne de Coupure hors événements exceptionnels égale à 0,39 coupure, soit une valeur inférieure à la moyenne des résultats observés ces trois dernières années (0,46 coupure) et en deçà de la cible du TURPE (égale à 0,6 coupure).

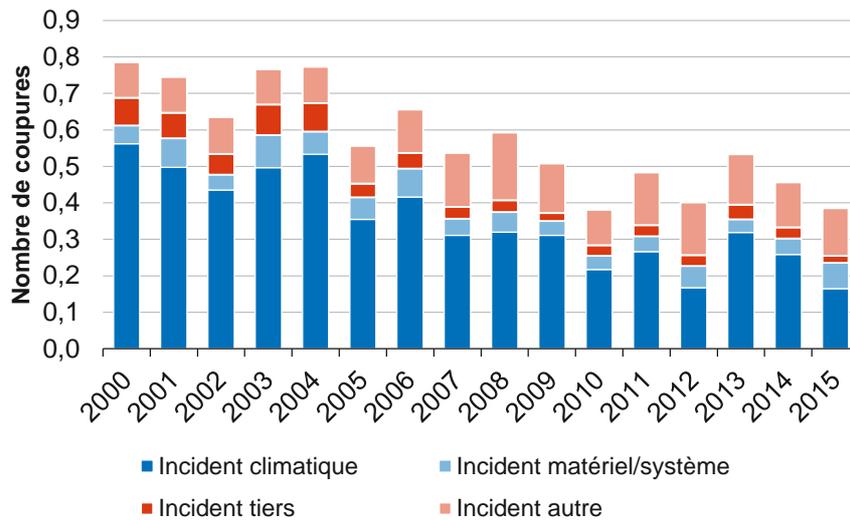


Figure 5 : Evolution de la fréquence moyenne de coupure de 2000 à 2015 par cause

L'approche tendancielle adoptée par le consultant conduirait à envisager une cible de 0,33 minutes par an. Toutefois, si la fréquence moyenne de coupure a fortement diminué entre 2000 et 2010, elle n'a plus diminué sensiblement depuis 2010, ce qui interroge sur la poursuite d'une tendance baissière au cours de la période du TURPE 5 HTB. Compte tenu de ces éléments, le consultant propose une cible, fondée sur la moyenne observée au cours des trois dernières années, de 0,46 coupures par an.

2.4.3.3 Forme des indicateurs : linéaire ou logarithmique ?

La forme logarithmique des indicateurs mis en place dans le TURPE 4 permettait de limiter le risque financier de RTE en particulier pour le temps de coupure équivalent. En effet, la distribution de l'écart du TCE par rapport à la tendance n'est pas centrée sur la tendance hors événements exceptionnels, contrairement à celle de la fréquence moyenne de coupure : un temps de coupure très élevé est plus probable qu'un temps de coupure très faible compte tenu de l'existence de valeurs extrêmes (cf. graphique ci-dessous).

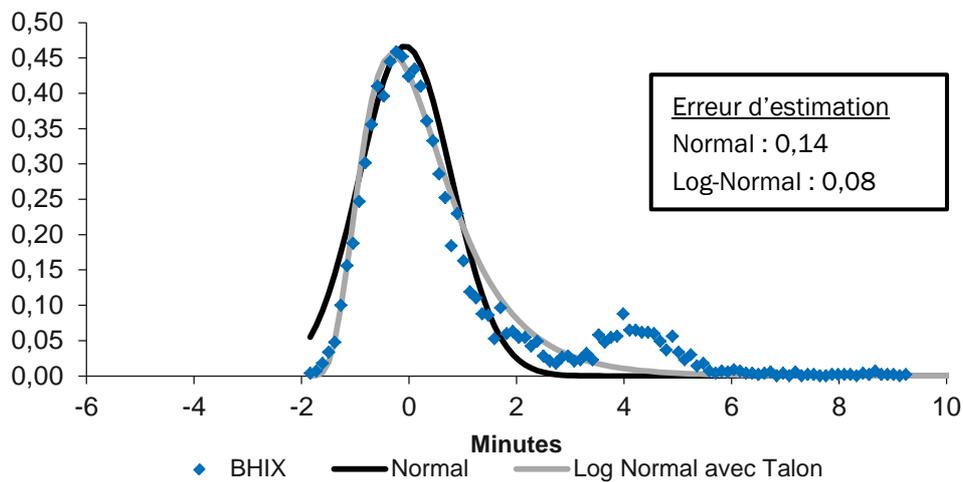


Figure 6 : Distribution de l'écart du TCE à la tendance. Source : FTI-CL Energy

Le consultant constate toutefois que ni une loi normale, ni une loi log-normale ne parviennent à approcher parfaitement la distribution empirique. De plus, la théorie économique recommande d'utiliser une forme linéaire car elle permet de mettre en place un dispositif incitatif symétrique, proportionnel à l'END, donnant un signal incitatif pertinent, alors que la forme logarithmique conduit à un mécanisme asymétrique, non proportionnel à l'END. Ainsi, le choix d'une forme logarithmique conduit à modifier sensiblement la forme des incitations marginales comme le montre le graphique suivant.



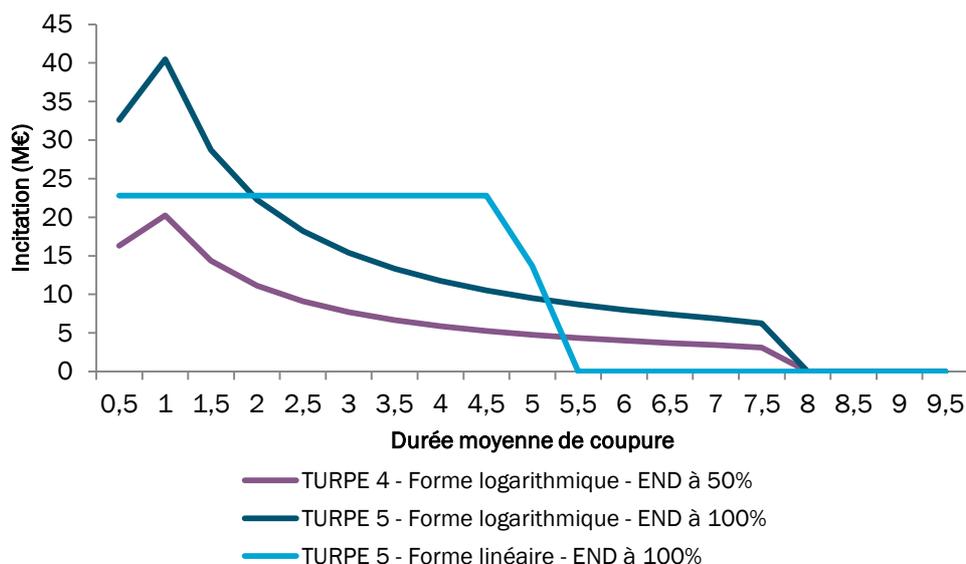


Figure 7 : Force de l'incitation marginale selon l'approche retenue. Source : FTI-CL Energy

Par conséquent, le consultant propose de passer d'une forme logarithmique à une forme linéaire dans le TURPE 5 HTB. Néanmoins, il précise que la forme linéaire doit s'accompagner d'une prise en compte des événements atypiques ou extrêmes dans la détermination de la cible du temps de coupure équivalent afin que le mécanisme soit financièrement centré en espérance.

#### 2.4.3.4 Plancher et plafond des incitations

Le cabinet externe a étudié le risque pour RTE lié à la mise en place des incitations susmentionnées. Sans plafond/plancher, le mécanisme conduit à une incitation financière centrée autour de 0 M€ et caractérisée par un écart-type de 39,5 M€. Ce risque serait très supérieur au risque des deux périodes précédentes (écart-type de 6,5 M€) compte tenu de la prise en compte de 100 % de l'END et de la linéarisation des indicateurs.

Le cabinet externe recommande à la CRE la mise en place d'un plafond/plancher global afin de limiter, voire neutraliser, l'impact des performances extrêmes, qui se produisent moins de 1 % du temps. Cette méthodologie conduirait à fixer un plafond/plancher de 119 M€. Une autre approche consisterait à fixer le plafond/plancher en fonction des éléments de comparaison européenne. Dans ce cas, le consultant considère qu'un plafond/plancher représentant entre 1,5 % et 2,5 % du revenu autorisé de RTE hors pertes (2015), soit respectivement 57 M€ et 99 M€, pourrait être mis en place.

#### 2.4.4 Principales orientations envisagées par la CRE pour le TURPE 5 HTB

Une des évolutions majeures proposée par le consultant est le passage d'un schéma incitatif progressif de forme logarithmique à un schéma linéaire. Dans la mesure où un dispositif d'incitation linéaire permet d'améliorer sensiblement le signal envoyé au GRT, la CRE envisage d'adopter la recommandation du consultant.

Conformément à la recommandation du consultant, cette nouvelle forme du dispositif s'accompagnerait, d'une part d'une augmentation de la cible de référence de 2,4 à 2,7 ou 2,8 minutes concernant le temps de coupure et d'autre part, d'une diminution de la cible concernant la fréquence moyenne de coupure à 0,46 coupures par an.

S'agissant du plancher / plafond, la CRE estime à ce stade que les recommandations du consultant conduiraient à des évolutions trop marquées par rapport à TURPE 4 et envisage donc de limiter l'évolution du plancher entre 45 et 50 M€.

S'agissant de la force des incitations, la CRE estime qu'une valorisation de l'END à 100 % constituerait une augmentation trop marquée par rapport à TURPE 4. Par conséquent, elle envisage de fixer la force de l'incitation 75% de l'END, soit, après prise en compte de l'inflation, à une valeur de 17 M€/min pour le TCE et 109 M€/coupure pour la FMC. Cette dernière évolution permet de renforcer l'incitation pour le TURPE 5 HTB tout en se laissant quelques années de retour d'expérience pour analyser la pertinence de la doubler par rapport au niveau actuel.

Enfin, la CRE envisage d'intégrer les coupures issues du réseau public de transport dans le mécanisme d'indemnisation pour les coupures longues des GRD (cf. paragraphe 2.3.3.8 « Mécanisme de pénalité pour les coupures longues » de la consultation publique du 27 juillet 2016 sur les prochains tarifs d'utilisation d'un réseau public d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT). La CRE estime qu'en moyenne, entre 2009 et 2015, la prise en compte de ces coupures dans ce mécanisme aurait conduit RTE à restituer aux GRD de l'ordre de 7 M€ par an.

Si cette évolution était retenue, la CRE intégrerait dans les charges à couvrir par RTE le montant annuel d'indemnités qu'aurait à verser en espérance RTE aux GRD. En outre, afin de ne pas exposer RTE à un risque financier trop important, les sommes versées par RTE aux GRD au-delà d'un certain plafond par an, par exemple 15 M€, seraient compensées au travers du CRCP.

### 2.4.5 Synthèse

	TURPE 4 HTB	Niveau envisagé par la CRE
<b>Durée moyenne annuelle de coupure</b>		
Cible	2,4 minutes (constant sur la période)	2,7 min à 2,8 min (constant sur la période)
Force de l'incitation	10,4 M€/min (50 % END) Forme logarithme non symétrique	17,1 M€/min (75 % END) Forme linéaire symétrique
<b>Fréquence moyenne annuelle de coupure</b>		
Cible	0,6 coupure (constant sur la période)	0,46 coupure (constant sur la période)
Force de l'incitation	72 M€/coupure (50 % END)	109,5 M€/coupure (75 % END)
<b>Plafond/plancher global</b>	30 M€	45 à 50 M€

**Tableau 9 : Synthèse du mécanisme de régulation incitative de la continuité d'alimentation envisagé par la CRE pour le TURPE 5 HTB**

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

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 ?

## 2.5 Régulation incitative de la qualité de service

### 2.5.1 Contexte

En application de l'article L.341-3 du code de l'énergie, la CRE peut prévoir des dispositions incitatives appropriées pour encourager les gestionnaires de réseaux à améliorer leurs performances.

A ce titre, la CRE a mis en place des mécanismes de régulation incitative de la qualité de service élaborés à partir d'indicateurs lui permettant de mesurer l'atteinte des objectifs fixés aux gestionnaires de réseaux (notamment Enedis, GRDF, TIGF et GRTGaz). Ces indicateurs s'accompagnent pour certains d'incitations financières, bonus ou malus, en fonction des résultats constatés.

A l'heure actuelle, aucune régulation incitative de la qualité de service n'a été mise en place dans les précédents TURPE pour RTE.

La CRE s'interroge sur l'opportunité de mettre en place dans le TURPE 5 HTB un cadre visant à améliorer la qualité de service de RTE.

## 2.5.2 Suivi de la qualité de service pour RTE

### 2.5.2.1 Enquête de satisfaction

RTE fait réaliser, depuis 2010, une enquête de satisfaction tous les deux ans par un cabinet extérieur, qui porte sur les domaines suivants, qui correspondent selon RTE à des attentes fortes des utilisateurs :

- l'accès réseau ;
- l'accès au marché ;
- l'accès aux données ;
- le raccordement ;
- la relation client.

Lors des trois dernières enquêtes de satisfaction réalisées par RTE en 2010, 2013 et 2015, environ 900 utilisateurs (consommateurs, distributeurs, producteurs et acteurs de marché) ont répondu (sur 1 900 interrogés en moyenne). Entre 2010 et 2013, la note satisfaction globale a augmenté de 7,53 à 7,78 mais a diminué en 2015 (7,63). Cette note est déterminée suivant la moyenne de l'ensemble des réponses à la question de l'enquête : « Quelle note sur 10 donneriez-vous à RTE ? ».

RTE estime que ce taux est perfectible. Par conséquent, RTE propose la mise en place d'une régulation incitative fondée sur les résultats de l'enquête de satisfaction.

A ce stade, la CRE estime qu'une telle régulation incitative reposerait sur des éléments trop subjectifs. Le taux de satisfaction obtenu à l'issue de l'enquête dépend fortement du type et du nombre d'utilisateurs interrogés ainsi que de la formulation des questions. En outre, la détermination d'un échantillon représentatif garantissant la stabilité dans le temps de l'échelle de notation est particulièrement difficile. Par conséquent, la CRE estime qu'il n'est pas pertinent d'introduire dans le TURPE 5 HTB un mécanisme de régulation incitative de la qualité de service fondé sur les enquêtes de satisfaction réalisées par RTE.

Toutefois, l'enquête de satisfaction est un outil intéressant pour identifier éventuellement les domaines pour lesquels la qualité de service peut être améliorée. La CRE est favorable à la publication par RTE des résultats de ses enquêtes de satisfaction.

### 2.5.2.2 Indicateurs de qualité de service

Outre l'enquête de satisfaction, RTE a mis en place en interne un suivi de la qualité de service couvrant :

- les réclamations clients (taux de réponses dans les délais) ;
- les seuils d'engagements relatifs à la qualité de l'électricité (QDE) portant sur le respect des engagements contractuels ;
- les délais de réalisation d'une intervention de dépannage sur un compteur ;
- l'accès au marché (taux de disponibilité des portails du mécanisme d'ajustement et la fiabilité des données de tendance du mécanisme d'ajustement) ;
- les raccordements (mise en service et transmission des propositions techniques et financières dans les délais).

Les engagements associés à ces indicateurs (délais ou taux de disponibilité) proviennent des dispositions contractuelles de RTE avec ses utilisateurs, du code de bonne conduite (par exemple réclamations à traiter dans les 30 jours) ou sont fixés en interne (par exemple, accuser réception des réclamations dans les 10 jours).

Les résultats de ces indicateurs font apparaître un niveau de qualité de service relativement satisfaisant (cf. annexe 1).

### 2.5.3 Analyse préliminaire de la CRE

La CRE estime que la mise en œuvre d'un dispositif de régulation incitative de la qualité de service se justifie s'il existe des domaines où des marges d'amélioration sont identifiées. Les indicateurs de qualité de service suivis en interne par RTE sont globalement satisfaisants.

Néanmoins, elle estime souhaitable de renforcer la transparence sur ce sujet et propose donc que RTE publie et présente chaque année, par exemple dans le cadre du Comité des Clients Utilisateurs de RTE (CURTE), les résultats de l'ensemble des indicateurs suivis. La CRE n'a pas identifié à ce stade de domaines essentiels pour le fonctionnement du marché pour lesquels il serait nécessaire d'inciter financièrement RTE. Pour autant, elle souhaite interroger les acteurs sur leurs attentes en termes de qualité de service de RTE. Si les attentes des acteurs font apparaître des domaines pour lesquels la performance de RTE pourrait être améliorée, la CRE pourrait décider d'inciter financièrement certains indicateurs.

Enfin, les dispositions de l'article 179 de la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte assignent à RTE des missions nouvelles. Il sera nécessaire d'en analyser le bon accomplissement, aussi bien du point de vue de la qualité du service rendu par RTE aux destinataires de ces données, que de celui de la satisfaction des exigences de cybersécurité d'un opérateur d'importance vitale (RTE est considéré ainsi depuis 2008). Il conviendra que RTE soumette des propositions d'indicateurs pour évaluer son action sur ces sujets.

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 ?

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

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

### 2.6.1 Contexte

S'agissant de la R&D et des réseaux électriques intelligents (*Smart grids*), la CRE souhaite que RTE dispose des ressources nécessaires pour mener ces projets, et que ces ressources soient utilisées efficacement.

La CRE attache une importance particulière au développement des réseaux électriques intelligents. Elle a lancé un ensemble d'initiatives associant les acteurs du secteur afin d'alimenter la réflexion collective sur ce sujet, et a publié, dans sa délibération du 12 juin 2014 portant recommandations sur le développement des réseaux électriques intelligents, des recommandations d'évolution des cadres juridique, technique et économique, visant à :

- favoriser le développement de nouveaux services pour les utilisateurs des réseaux publics de distribution d'électricité ;
- accroître la performance des réseaux publics de distribution d'électricité ;
- contribuer à la performance globale du système électrique.

### 2.6.2 Régulation incitative de la R&D

#### 2.6.2.1 Dispositif mis en place dans le TURPE 4

Le TURPE 4 a introduit un dispositif destiné à donner à RTE les moyens pour mener à bien les projets de R&D et d'innovation nécessaires à la construction des réseaux électriques de demain, en garantissant notamment l'absence de frein tarifaire pour engager des projets de R&D.

Les charges d'exploitation de R&D sont incluses dans le périmètre du CRCP, mais avec des règles spécifiques : si l'écart entre la trajectoire prévisionnelle et la trajectoire réalisée est positif, celui-ci est restitué aux utilisateurs, via le CRCP.

Par ailleurs, les investissements de R&D et d'innovation, notamment dans le domaine des réseaux électriques intelligents, sont couverts en intégralité comme les autres dépenses d'investissement de RTE.

Un dispositif de suivi a été mis en place afin de donner aux acteurs du secteur électrique une plus grande visibilité sur les projets de R&D menés par RTE. Le programme de R&D de RTE se structure autour de cinq grandes thématiques : système électrique, gestion des actifs, réseaux électriques intelligents, réseau du futur et environnement.

Ce suivi se matérialise par la transmission chaque année à la CRE d'un bilan des dépenses de R&D au titre de l'année précédente, programme par programme. Les éventuels écarts entre la trajectoire réalisée et la trajectoire prévisionnelle doivent être justifiés par RTE dans ce bilan. À ce titre, la CRE a publié en novembre 2015 le rapport de RTE présentant l'avancement des travaux de R&D de l'année 2014<sup>29</sup>. Ce rapport complète les outils de communication déjà mis en place par la CRE, notamment dans le domaine des réseaux électriques intelligents, afin de donner aux acteurs de la visibilité sur les projets menés par les gestionnaires de réseaux et financés par le TURPE.

### 2.6.2.2 Bilan provisoire du TURPE 4

Selon le bilan provisoire du TURPE 4, incluant les prévisions de dépenses de 2016, RTE a quasiment atteint le budget prévisionnel du TURPE 4 en matière de R&D (cf. tableau ci-dessous). En effet, la trajectoire de dépenses prévisionnelle, nette de subventions, est de 105,8 M€ alors que la trajectoire de dépenses réalisées, nette de subventions, est de 105,4 M€. L'excédent de 0,4 M€ sera restitué aux utilisateurs *via* le CRCP. Un bilan de l'ensemble de la période tarifaire sera effectué en 2017 en fonction des dépenses effectivement réalisées en 2016.

M€courants	2013	2014	2015	2016*	Total
<b>Dépenses de R&amp;D de RTE sur la période du TURPE 4 HTB incluant le réalisé 2016</b>					
<i>Prévisionnelles</i>	23,7	25,6	28,6	30,7	108,6
<b>Prévisionnelles (hors subventions)</b>	<b>23,0</b>	<b>24,9</b>	<b>27,9</b>	<b>30,0</b>	<b>105,8</b>
<i>Réalisées</i>	23,4	25,3	29,3	32,2*	110,2
<b>Réalisées (hors subventions) incluant le prévisionnel 2016</b>	<b>22,2</b>	<b>24,1</b>	<b>28,1</b>	<b>31,0</b>	<b>105,4</b>
<b>Ecart entre trajectoire prévisionnelle et réalisée</b>	<b>0,8</b>	<b>0,8</b>	<b>- 0,2</b>	<b>- 1,0</b>	<b>0,4</b>

**Tableau 10 : Bilan provisoire des dépenses de R&D de RTE sur la période 2013 - 2016**

\* Estimation de RTE

### 2.6.2.3 Demande de RTE

RTE est favorable au maintien de ce dispositif, tout en souhaitant y apporter les évolutions suivantes :

- la création d'un cadre expérimental introduisant plus de flexibilité dans la définition des projets en cours de période, afin que les actions de R&D qui n'auraient pas été anticipées lors du calage soient incluses dans la trajectoire de dépenses prévisionnelles de R&D ;
- la prise en compte des effets de l'inflation réelle lors de l'évaluation des écarts entre la trajectoire prévisionnelle et réalisée ;
- la non-prise en compte des subventions dans la trajectoire budgétaire prévisionnelle : RTE propose de conserver 50 % des surplus de subventions destinés à des projets de R&D obtenus le cas échéant sur la période, le reste étant rendu aux utilisateurs.

La trajectoire de dépenses de R&D pour le TURPE 5 HTB demandée par RTE est en augmentation de 32 M€ d'euros par rapport à TURPE 4, soit +29% :

<sup>29</sup> <http://www.cre.fr/documents/publications/etudes/rte-bilan-du-programme-de-r-d-annee-2014/consulter-le-document>

M€courants	2013/ 2017	2014/ 2018	2015/ 2019	2016/ 2020	Total
TURPE 4 HTB	24	26	29	31	<b>109</b>
TURPE 5 HTB	34	35	36	37	<b>141</b>

**Tableau 11 : Dépenses de R&D de RTE (subventions incluses) sur les périodes des TURPE 4 HTB et TURPE 5 HTB**

RTE justifie cette augmentation par les évolutions du système électrique dues à l'intégration des énergies renouvelables, la multiplication des liaisons à courant continu ou le développement des réseaux électriques intelligents qui vont profondément modifier les métiers de RTE mais également l'organisation de RTE et celle du marché de l'électricité. RTE souhaite être moteur dans la réflexion sur l'organisation du marché de l'électricité. Il estime également essentiel d'être en capacité d'anticiper les évolutions organisationnelles qu'implique un passage d'une vision centralisée de l'exploitation à une vision plus décentralisée. Enfin, les évolutions à venir conduisent à réinterroger la méthodologie de planification de réseaux pour permettre de mieux prendre en compte les coûts générés par les utilisateurs du réseau. Une description plus précise des programmes de recherche que souhaite développer RTE pour le TURPE 5 HTB est présentée en annexe 2. Par ailleurs, RTE indique que le maintien du niveau de dépenses au niveau constaté en 2016 conduirait à des arbitrages portant sur des sujets en lien avec la performance interne de RTE (gestion des actifs, méthode d'exploitation) et donc, selon RTE, « *un moindre effort de R&D se traduirait le plus probablement par une moindre performance dans la maîtrise [de ses] coûts* ».

#### 2.6.2.4 Analyse préliminaire de la CRE

La CRE envisage de reconduire le cadre de régulation mis en œuvre dans le cadre du TURPE 4 HTB pour le TURPE 5 HTB, en précisant que les trajectoires prévisionnelles comme les trajectoires réalisées n'incluent pas les éventuelles subventions obtenues. Ainsi, si RTE parvient à obtenir plus de subventions qu'initialement prévu, il en résultera une augmentation du budget R&D, sans modification des coûts supportés par le TURPE. Ces subventions devront être utilisées pour financer des projets de R&D.

L'inflation étant prise en compte dans la trajectoire d'évolution du TURPE, la CRE est favorable à la prise en compte de l'inflation réelle pour calculer les écarts entre les trajectoires de dépenses de R&D prévisionnelle et réalisée.

S'agissant de la proposition de RTE de réévaluer en cours de période le budget de R&D au travers de la création d'un cadre expérimental, la CRE n'y est pas favorable car cela diminuerait la pertinence de la définition, sur la période tarifaire, d'une trajectoire budgétaire prévisionnelle.

La trajectoire de dépenses demandée par RTE est en cours d'analyse par la CRE.

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

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

#### 2.6.3 Déploiement industriel des réseaux électriques intelligents

A l'instar de ce qui est mis en place pour le tarif de GRDF (ATRD) dans la délibération de la CRE du 10 mars 2016<sup>30</sup>, la CRE envisage de mettre en place un mécanisme tarifaire permettant d'accompagner le déploiement des réseaux électriques intelligents, et notamment des projets lauréats de l'appel à projets de l'action n° 6 du plan Réseaux électriques intelligents (« REI 6 »). Ces projets, qualifiés de « *vitrines industrielles* », auxquels participeront activement les gestionnaires de réseaux publics d'électricité, dont RTE, doivent démontrer les bénéfices attendus des réseaux électriques intelligents en France, à grande échelle.

Cet accompagnement implique notamment de prendre en compte, dans le cadre de régulation tarifaire, le cas de programmes relevant des réseaux électriques intelligents, qui permettraient une diminution des investissements, donc des charges de capital, mais au prix d'une hausse (moindre) des charges d'exploitation. En effet, à cadre

<sup>30</sup> <http://www.cre.fr/documents/deliberations/decision/atrd52/consulter-la-deliberation>

tarifaire inchangé, de tels programmes pénaliseraient RTE : une hausse des charges d'exploitation au-delà de la trajectoire initialement prévue est supportée par l'opérateur de réseau, alors qu'une baisse des dépenses d'investissement, donc des charges de capital, est répercutée dans le niveau du tarif à travers le CRCP, et donc rendue aux utilisateurs. Dans ces conditions, RTE pourrait être incité à ne pas engager un tel projet, pourtant rentable pour la collectivité.

De tels effets ne peuvent être évités par une prise en compte spécifique des dépenses d'exploitation liées aux réseaux intelligents, celles-ci étant ventilées dans différents postes comptables (SI, contractualisation), et difficilement isolables.

C'est pourquoi la CRE envisage d'introduire, dans le TURPE 5 HTB, un dispositif spécifique pour la prise en compte des projets de déploiement des réseaux électriques intelligents. Celui-ci permettrait à RTE de demander, une fois par an, pour prise en compte lors de l'évolution annuelle du TURPE, l'intégration des surcoûts de charges d'exploitation liées à un projet, ou un ensemble de projets, relevant du déploiement des réseaux électriques intelligents. Cette intégration serait possible pour des projets impliquant des charges d'exploitation supérieures à un seuil à fixer, sous réserve d'une analyse coûts-bénéfices positive du projet, et pour des charges non prévues lors de l'entrée en vigueur du TURPE. Le cas échéant, des éléments de régulation incitative associés à ces projets pourraient être introduits.

Les projets de réseaux électriques intelligents identifiés à ce jour par RTE sont très majoritairement classés en dépenses de R&D. Néanmoins, hors charges d'exploitation R&D, les charges d'exploitation associées aux réseaux électriques intelligents actuellement prévus par RTE dans son dossier tarifaire concernent principalement les domaines SI et télécoms. Ils s'élèvent à de l'ordre de 700 k€/an, avec une marge d'incertitude importante.

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 ?

## **2.7 Régulation incitative des pertes**

### **2.7.1 Contexte**

Les pertes électriques de RTE représentent pour la période du TURPE 4 HTB environ 11 TWh par an soit 515 M€/an en moyenne, c'est à dire environ 11 % du revenu annuel autorisé. La couverture des pertes par RTE constitue donc un enjeu financier important.

Le coût d'achat des pertes est inclus au CRCP car il peut varier significativement en fonction de facteurs sur lesquels RTE n'a pas d'emprise : d'une part, les volumes peuvent varier en fonction des conditions climatiques, de l'évolution des plans de production et de l'utilisation des interconnexions, d'autre part, les prix sur les marchés de gros peuvent évoluer.

Le cadre de régulation incitative des pertes de RTE a fait l'objet de plusieurs changements.

Dans le TURPE3, RTE était incité à améliorer le coût d'achat des pertes. Le prix moyen d'achat était pour cela comparé au prix de cotation moyen des produits à terme sur le marché.

Dans le TURPE 4, cette incitation a été supprimée, en raison du fait de la difficulté à prendre en compte l'ARENH dans ce dispositif, et du moindre intérêt d'une telle incitation, puisque les achats d'énergie effectués par RTE en dehors de l'ARENH étaient très limités à cette époque, les prix de marché étant alors supérieurs à l'ARENH. La CRE considère qu'il est à nouveau pertinent d'inciter RTE à améliorer le coût d'achat des pertes.

Par ailleurs, un dispositif de suivi, sans incitation financière, de la réduction du volume de pertes avait été mis en œuvre. Ce dispositif se matérialise par la transmission annuelle par RTE à la CRE:

- d'éléments qualitatifs et quantitatifs sur les mesures mises en œuvre pour réduire le volume de pertes et les économies réalisées grâce à ces mesures ;
- des volumes de pertes associés aux principaux projets d'investissements ;
- du taux de pertes du réseau de transport.

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016 (estimé)
Taux de pertes rapporté aux injections	2,25 %	2,23 %	2,13 %	2,10 %	2,14 %	2,08 %	2,08 %	2,06 %

**Tableau 12 : Taux de pertes rapporté aux injections sur la période 2009 - 2016**

Le bilan de ce dispositif de suivi sur la période du TURPE 4 HTB montre que le taux de pertes par rapport aux volumes des injections totales (c'est-à-dire incluant également les importations) a légèrement baissé entre la période TURPE 3 HTB (2009 - 2012) et la période écoulée de TURPE 4 HTB (2013 - 2015), puisque le taux moyen observé pour le TURPE 3 était de 2,16 % et la moyenne observée pour 2013 - 2015 s'établit à 2,09 %. Par ailleurs, RTE met en œuvre à chaque fois que les conditions d'exploitation le permettent, des schémas d'exploitation permettant d'économiser des pertes. Selon RTE, les gains de pertes se sont élevés en moyenne sur la période 2013 - 2015 à environ 165 GWh.

Compte tenu de l'importance de ce poste de coût, la CRE considère comme essentiel de s'assurer que RTE met en œuvre ses meilleurs efforts pour le minimiser. Par ailleurs, la minimisation du volume des pertes contribue à répondre aux objectifs d'efficacité énergétique fixés par l'article 15 de la directive 2012/27/UE du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2012 relative à l'efficacité énergétique, qui dispose que : « les États membres veillent à ce que les gestionnaires de réseau soient incités à améliorer l'efficacité au niveau de la conception et de l'exploitation des infrastructures » et que « Les États membres veillent à ce que les autorités nationales de régulation de l'énergie tiennent dûment compte de l'efficacité énergétique dans l'exercice des tâches de régulation prévues par les directives 2009/72/CE et 2009/73/CE en ce qui concerne leurs décisions relatives à l'exploitation des infrastructures de gaz et d'électricité »<sup>31</sup>.

A ce titre, les dispositions de l'article L.321-6-1 du code de l'énergie, créé par l'article 184 de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) prévoient désormais que le gestionnaire de réseau de transport d'électricité « met en œuvre des actions d'efficacité énergétique et favorise l'insertion des énergies renouvelables sur le réseau ».

Par conséquent, la CRE envisage donc de mettre en œuvre une incitation sur le coût des pertes, prenant en compte à la fois le coût moyen d'achat des pertes ainsi que le volume de pertes. Sur ce dernier point, même si certains facteurs d'évolution sont exogènes à RTE, la CRE considère que RTE dispose de leviers pour réduire les volumes de pertes tels que les choix d'investissements et les actions sur la topologie de réseau en exploitation et en développement.

L'incitation envisagée par la CRE porterait sur la différence, constatée chaque année *ex post*, entre le coût de référence des pertes, et le coût de la couverture des pertes réalisé par RTE. En cas de coût réalisé par RTE inférieur au coût de référence, RTE garderait 20 % des gains. Au contraire, dans le cas où le coût réalisé serait supérieur au coût de référence, RTE supporterait 20 % des pertes. 80 % de l'écart entre coût réalisé et coût de référence seraient couverts par le tarif au travers du CRCP, au lieu de 100% dans le TURPE 4.

Le taux d'incitation pour RTE (20 %) est moins important que celui envisagé par la CRE pour Enedis (30 %). Cette différence s'explique par une moindre fiabilité de la modélisation des volumes de pertes pour RTE que pour Enedis et par des marges de manœuvre plus importante pour ce dernier, le déploiement de Linky devant lui permettre de réduire significativement ses pertes.

Le coût de référence serait mis en œuvre en tenant compte des achats déjà réalisés par RTE pour couvrir la période du TURPE 5 HTB, en particulier pour 2017.

## 2.7.2 Détermination du volume de référence

Le volume de pertes du réseau de transport dépend des soutirages mais également des plans de production et des échanges internationaux notamment sur le réseau HTB3. La CRE envisage donc de calculer le volume de référence en appliquant un taux de pertes de référence de 2,10 %, soit la moyenne du taux moyen observé de 2012 à 2015, rapporté aux injections totales sur le réseau de transport. L'écart entre ce volume de référence et le volume constaté serait ensuite ajouté ou défalqué de la courbe de charge réalisée.

<sup>31</sup> Ces dispositions ont été transposées en droit français par l'article 184 de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, ainsi que par le décret n° 2015-1442 du 6 novembre 2015 relatif à l'évaluation du potentiel d'efficacité énergétique des réseaux d'électricité et des infrastructures de gaz

### 2.7.3 Détermination du coût de référence

Le coût moyen d'achat de référence vise à refléter le coût moyen des achats d'énergie d'un gestionnaire de réseaux suivant une stratégie de couverture progressive du risque prix, c'est-à-dire en achetant régulièrement des quantités dont le cumul permet de couvrir le volume total annuel de pertes.

Ce coût moyen de référence est déterminé à partir du prix de marché constaté pour un panier de produits de référence. Ce panier comporte des produits à terme et mais également des achats de court terme (spot, infra-journalier et écarts), base et pointe. Il prend en compte la possibilité qu'a RTE d'arbitrer entre achat sur le marché à terme (additionné du coût de la capacité) et achat de produits ARENH.

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

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

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

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 ?

## 2.8 Régulation du raccordement des éoliennes en mer

En 2011 et 2013, six projets de développement de parcs éoliens en mer de 450 à 500 MW chacun à Fécamp, Courseulles, St-Nazaire, St-Brieuc, Dieppe - Le Tréport et Yeu - Noirmoutier ont fait l'objet d'appels d'offres, remportés par différents consortiums : EMF (EDF Energies Nouvelles et Enbridge), AM (Iberdrola et RES) et LEM (Engie et EDP R).

La ministre de l'environnement, de l'énergie et de la mer, chargée des relations internationales sur le climat, par une lettre du 24 juin 2016, a complété les orientations en matière de politique énergétique dans le cadre de l'élaboration du TURPE et a demandé à la CRE une évolution du cadre de régulation pour que le risque associé à la réalisation des ouvrages de raccordement en mer puisse être porté par le gestionnaire de réseau. La ministre estime en effet que « *la réalisation de ces projets, qui mobilise des financements très importants, nécessite que les risques, en particulier ceux afférant aux délais de réalisation des ouvrages de raccordement, soient précisément encadrés et les conditions d'indemnisation des producteurs précisément définies* ». En particulier et compte tenu des éléments de comparaison internationale connus, elle considère que « *dans la mesure où le gestionnaire de réseau est responsable de la réalisation des ouvrages de raccordement, il est nécessaire, pour permettre la réalisation de projets complexes, comme les parcs éoliens en mer, que le cadre de régulation français évolue pour que le risque puisse être porté par le gestionnaire de réseau et que le TURPE intègre donc au moins une partie du risque correspondant, notamment en cas d'indisponibilité longue des ouvrages de raccordement* ».

La CRE sera prochainement saisie par RTE, vraisemblablement à l'automne 2016, pour approbation des évolutions que RTE envisage de mettre en œuvre pour adapter ou compléter les conditions de raccordement des installations de production à l'éolien en mer. Ces propositions d'évolutions, qui seront issues d'une concertation que RTE a lancée auprès des producteurs, pourraient notamment porter, d'une part, sur l'ajout d'un addendum visant à compléter les conditions générales et les conditions particulières pour prendre en compte certaines spécificités des travaux maritimes et de leur contractualisation et, d'autre part, la création d'une prestation annexe pour les producteurs mettant à la charge de RTE des pénalités en cas d'avarie de la partie sous-marine du raccordement pendant la phase d'exploitation.

À la suite de cette saisine, la CRE organisera une consultation publique sur l'ensemble de ces propositions.

Certains lauréats des appels d'offres demandent, en complément de ces évolutions, une indemnisation allant substantiellement au-delà des dispositions prévues au moment des appels d'offres par le modèle de convention de raccordement, en cas de retards de raccordement d'une durée supérieure à 12 mois, ainsi que la mise en place d'indemnisations dans les cas d'avarie de longue durée pendant la phase d'exploitation.

Aucun des éléments dont dispose la CRE ne lui permet de considérer que cette situation et les règles de partage des risques entre le gestionnaire de réseau et les producteurs n'étaient pas connues par les candidats au moment des appels d'offres de 2011 et 2013 et que les lauréats n'aient donc pas pu proposer leurs offres en

connaissance de cause<sup>32</sup>. En conséquence, la CRE s'interroge sur le bien-fondé d'une révision du partage des responsabilités entre les lauréats de ces appels d'offres passés et RTE en cas de retards important des travaux de raccordement ou d'avaries de longue durée en exploitation.

Toutefois, la CRE considère qu'une évolution du partage des responsabilités pourrait être envisagée par le gouvernement pour les appels d'offres à venir. En tout état de cause, un partage plus clair des risques entre les producteurs et le responsable du raccordement dans les cas de retard important du raccordement ou d'avaries de longue durée devrait être défini pour ces futurs appels d'offres et serait de nature à réduire sensiblement le coût.

**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 ?**

**Question 22 : Avez-vous d'autres remarques sur la régulation du raccordement des éoliennes en mer ?**

## **2.9 Le compte de régularisation des charges et des produits (CRCP)**

Compte tenu de leur durée d'application, la CRE élabore les tarifs sur la base d'hypothèses d'évolution à court et moyen terme des coûts et des recettes des gestionnaires de réseaux. Or, certaines catégories de charges ou de recettes sont difficilement prévisibles et/ou maîtrisables.

Si les tarifs ne pouvaient être ajustés en fonction de l'évolution de ces charges et recettes, les gestionnaires de réseaux seraient exposés à un risque financier ou pourraient, au contraire, bénéficier de facteurs exogènes susceptibles d'augmenter leur rentabilité. Il est donc légitime, soit de compenser les gestionnaires de réseaux des déficits, soit de rétrocéder aux utilisateurs des réseaux les surplus, par le biais d'un ajustement tarifaire.

Pour ce faire, la CRE a mis en place, dès TURPE 2, le mécanisme du CRCP qui permet de mesurer et de compenser, pour des postes préalablement identifiés, les écarts entre les réalisations et les prévisions sur lesquelles sont fondés les tarifs.

Le CRCP est également le véhicule utilisé pour les incitations financières résultant de l'application des mécanismes de régulation incitative.

### **2.9.1 Principe de fonctionnement**

Dans le cadre du TURPE 4, l'apurement du CRCP a été opéré annuellement par la diminution ou l'augmentation de la grille tarifaire dans une limite de  $\pm 2$  %, les montants non apurés étant le cas échéant reportés l'année suivante. Ce mécanisme a notamment permis d'éviter l'accumulation d'un solde trop important à apurer sur la période tarifaire suivante. Par ailleurs, afin d'assurer la neutralité financière du mécanisme, les sommes inscrites au CRCP sont actualisées au taux sans risque retenu pour le calcul du CMPC, soit 4 % sur la période du TURPE 4 HTB.

Pour le TURPE 5 HTB, la CRE envisage de reconduire les mêmes principes de fonctionnement du CRCP que ceux prévalant dans le cadre du TURPE 4 HTB.

### **2.9.2 Périmètre**

Le CRCP du tarif TURPE 4 HTB couvre les écarts des postes suivants :

- les charges de capital ;
- les charges liées à la compensation des pertes ;
- certaines charges liées à la gestion des interconnexions, à savoir les coûts de congestions internationales et les charges externalisées nettes relatives aux frais de gestion des mécanismes d'allocation des capacités d'interconnexions, sous réserve qu'elles puissent être auditées ;
- les charges liées à la valeur nette comptable des immobilisations démolies ;

<sup>32</sup> <http://www.cre.fr/documents/appels-d-offres/appele-d-offres-portant-sur-des-installations-eoliennes-de-production-d-electricite-en-mer-en-france-metropolitaine2/liste-des-reponses-rendues-publiques-le-04-novembre-2013> (cf questions 18, 19 et 27)  
<http://www.cre.fr/documents/appels-d-offres/appele-d-offres-portant-sur-des-installations-eoliennes-de-production-d-electricite-en-mer-en-france-metropolitaine/liste-des-reponses-rendues-publiques-le-08-decembre-2011> (cf questions 4, 41 et 42)

- les recettes perçues au titre de l'ensemble des composantes tarifaires ;
- les recettes liées aux mécanismes de gestion des congestions aux interconnexions du réseau de transport avec les pays voisins. Ces recettes sont nettes des indemnités versées par RTE en cas de réduction des capacités aux interconnexions ;
- les recettes liées aux contrats entre gestionnaires de réseau de transport ;
- les incitations financières relatives aux divers mécanismes de régulation incitative ;
- les charges d'exploitation de R&D selon les modalités suivantes : en fin de période tarifaire, un bilan des montants effectivement dépensés par RTE est effectué. Si RTE a dépensé moins que la trajectoire prévisionnelle, l'écart est restitué aux utilisateurs. En revanche, si RTE a dépensé davantage que la trajectoire prévisionnelle, l'écart constaté ne lui est pas compensé.

Le mécanisme du CRCP a bien fonctionné au cours de la période tarifaire TURPE 4 HTB (cf partie 1.3.1 « Périmètre et fonctionnement du CRCP » de la présente consultation publique). La CRE souhaite conserver les principes du mécanisme de CRCP existant. Sur la base du retour d'expérience des tarifs TURPE 4 HTB et TURPE 4 HTA/BT en électricité et ATRT 5 et ATRD 4 en gaz, la CRE souhaite néanmoins le faire évoluer afin de mettre en cohérence certains choix de régulation.

La CRE envisage ainsi :

- d'intégrer les charges relatives à la mise en œuvre du mécanisme d'interruptibilité au périmètre du CRCP. Le coût de ce mécanisme a fortement augmenté au cours de la période du TURPE 4 HTB suite à l'entrée en vigueur des arrêtés du 27 mars 2014 et du 22 décembre 2015 pris en application de l'article L. 121-19 du code de l'énergie. Il est passé de 12 M€/an en 2013, à 18 M€ en 2014 et à 94 M€ en 2016. Par ailleurs, l'article L. 321-19 du code de l'énergie, modifié par l'article 158 de la loi n°2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, dispose que « *le niveau des tarifs d'utilisation du réseau de transport d'électricité prend en compte les effets d'une modification des conditions dans lesquelles le gestionnaire du réseau public de transport compense les sujétions imposées aux consommateurs finals agréés, dès l'entrée en vigueur de cette modification* ». La CRE considère donc pertinent d'inscrire ce poste au périmètre du CRCP ;
- d'intégrer les charges de constitution des réserves d'équilibrage (par contractualisation pour les services système fréquence et les appels d'offres de réserve rapide et complémentaire – et par activation sur le mécanisme d'ajustement pour la reconstitution des services système lorsque RTE réévalue son besoin au cours de la journée de livraison et pour la reconstitution des marges) selon les modalités décrites dans la partie 2.2.2 ;
- d'intégrer les pénalités services système et les pénalités des appels d'offres réserves rapide et complémentaire, ainsi que les surcoûts liés à la reconstitution des services système lorsqu'un responsable de réserve est défaillant ou que l'activation d'une offre sur le mécanisme d'ajustement pour cause P=C a généré la perte des services système chez l'acteur activé ;
- d'intégrer les dépenses ou recettes à l'interface entre le réseau public de transport et les nouvelles interconnexions exemptées (NIE) au périmètre du CRCP :
  - coûts de congestion : la CRE considère que, à l'instar des coûts de congestions internationales, les coûts de congestions induits par les transits circulant sur ce type de liaison devraient figurer au CRCP ;
  - indemnités versées en cas de réduction des capacités d'échange : dans la mesure où les recettes d'interconnexion actuellement inscrites au périmètre du CRCP sont nettes des indemnités versées par RTE en cas de réduction des capacités auxdites interconnexions, la CRE considère que celles versées par RTE en cas de réduction des capacités d'échanges sur les NIE devraient également figurer au CRCP ;
  - recettes issues d'éventuels versements des gestionnaires des NIE à RTE : dans la mesure où les décisions d'exemption peuvent s'accompagner d'un mécanisme de partage des profits avec les gestionnaires des réseaux auxquels l'interconnexion est reliée, la CRE considère que les recettes issues des éventuels versements des gestionnaires de ces interconnexions à RTE devraient figurer au CRCP.
- d'intégrer au périmètre du CRCP les indemnités versées par RTE aux GRD au titre des coupures longues au-delà d'un certain montant évalué, à ce stade, à 15 M€ ;

- d'exclure du CRCP les charges de capital associées aux systèmes d'information, à la logistique et à l'immobilier (cf partie 2.3.2 « Incitations à la maîtrise des coûts d'investissement »), à l'exception des nouveaux projets SI liés aux équipements « RINGO » et « Décompte ferroviaire » au périmètre du CRCP.

Par ailleurs, RTE a proposé de retirer du périmètre du CRCP les charges externalisées nettes relatives aux frais de gestion des mécanismes d'allocation des capacités d'interconnexion en raison de la difficulté de définir un périmètre correspondant à ces charges. La CRE est favorable à cette proposition.

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 ?

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

## 2.10 Clause de rendez-vous

Comme elle l'avait indiqué dans sa consultation publique de mai 2016, la CRE envisage d'introduire une clause de rendez-vous relative à la structure du TURPE 5 HTB, permettant d'adapter la structure des tarifs à l'issue de deux ans de mise en œuvre du TURPE 5 HTB, soit à l'été 2019. Cette clause de rendez-vous ne serait activée que si des changements importants dans les modes d'utilisation des réseaux et dans les méthodes de dimensionnement des réseaux venaient à remettre en cause l'adéquation de la structure tarifaire avec la réalité des coûts. Elle serait mise en œuvre en tenant compte de l'impératif de visibilité et de stabilité des signaux tarifaires.

La CRE envisage par ailleurs d'introduire une clause de rendez-vous sur le niveau des charges couvertes par le TURPE HTB activable deux ans après l'entrée en vigueur du tarif, soit pour l'évolution du tarif au 1<sup>er</sup> août 2019, à l'instar de celle prévue dans tarif ATRD 5 de GRDF et celle envisagée dans le tarif TURPE 5 HTA/BT d'Enedis.

La clause de rendez-vous prévoirait que les conséquences éventuelles de nouvelles dispositions législatives ou réglementaires, d'une décision juridictionnelle ou quasi-juridictionnelle pourront être examinées si le niveau de CNE retenues dans le TURPE 5 HTB se trouvait modifié d'au moins 1 %. La trajectoire de CNE à couvrir par le TURPE 5 HTB pourrait être modifiée après cet examen, les conséquences financières induites par ces évolutions exogènes n'étant prises en compte qu'au titre de la période postérieure à la mise en œuvre de cette clause de rendez-vous, soit pour les années 2019 et 2020.

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 ?

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

### 3.1 Evolution tarifaire demandée par RTE

#### 3.1.1 Dossier tarifaire de mars 2016

Dans son dossier tarifaire de mars 2016, RTE demande la hausse tarifaire suivante :

- une hausse du tarif au 1<sup>er</sup> août 2017 de 8,4 %, soit 8,9 % en prenant en compte la hausse tarifaire au 1<sup>er</sup> août 2016 effectivement décidée par la CRE ;
- une évolution annuelle de la grille tarifaire égale à l'inflation pour les années suivantes.

La demande de RTE a été formulée :

- en anticipant une évolution du TURPE 4 HTB au 1<sup>er</sup> août 2016 de 1,8 %. La hausse tarifaire au 1<sup>er</sup> août 2016 effectivement retenue par la CRE dans sa délibération du 2 juin 2016<sup>33</sup> est de 1,4 %. De ce fait, la demande de RTE équivaut à une hausse du tarif au 1<sup>er</sup> août 2017 de 8,9 % ;

<sup>33</sup> Délibération de la CRE du 2 juin 2016 portant décision sur l'évolution au 1<sup>er</sup> août 2016 des tarifs d'utilisation d'un réseau public d'électricité dans le domaine de tension HTB : <http://www.cre.fr/documents/deliberations/decision/turpe-4-htb3/consulter-la-deliberation>

- en retenant une hypothèse de coût moyen pondéré du capital (CMPC) de 6,7 % (nominal avant impôt), en diminution par rapport au taux de 7,25 % retenu pour le tarif TURPE 4 HTB de RTE entré en vigueur le 1<sup>er</sup> août 2013 ;
- en retenant une hypothèse de coût de la dette de 4,3 % pour la rémunération des immobilisations en cours, en diminution par rapport au taux de 4,6 % retenu pour le tarif TURPE 4 HTB ;
- en retenant des hypothèses d'inflation supérieures à celle envisagées par la CRE, lesquelles sont fondées sur les prévisions du FMI. A ce titre, les prévisions d'inflation de RTE et celles envisagées par la CRE sont présentées dans le tableau 13 ci-après.

	2016	2017	2018	2019	2020
Inflation prévue par RTE	1,00 %	1,40 %	1,60 %	1,70 %	1,80 %
Inflation envisagée par la CRE	0,40 %	1,08 %	1,26 %	1,40 %	1,51 %

**Tableau 13 : Hypothèses d'inflation de RTE et de la CRE pour la période du TURPE 5 HTB**

La hausse de 8,9 % à laquelle conduirait la demande de RTE résulte notamment des éléments suivants :

- + 2,2 % liés à l'évolution du revenu autorisé et des soutirages (cf tableau 14 ci-après) ;
- + 3,2 % liés à la fin de l'apurement du CRCP et du CRFI mis en place au cours du tarif TURPE 3 ;
- + 3,5 % liés à la mise en œuvre de l'abattement électro-intensifs.

Le revenu autorisé demandé par RTE dans son dossier tarifaire de mars 2016 est égal à la somme des charges nettes d'exploitation, des charges de capital normatives et de l'apurement du CRCP TURPE 4 HTB. Il se décompose de la façon suivante :

M€ courants	2017	2018	2019	2020	Moyenne 2017/2020
Charges nettes d'exploitation (CNE)	2 883	2 866	2 944	3 007	<b>2 925</b>
Recettes d'interconnexion	- 388	- 383	- 385	- 385	<b>- 385</b>
Charges de capital normatives (CCN)	1 792	1 877	1 959	2 031	<b>1 915</b>
Apurement du solde du CRCP TURPE 4 HTB (solde 2015 + estimé 2016*)	3	3	3	3	<b>3</b>
<b>Revenu autorisé total demandé</b>	<b>4 290</b>	<b>4 363</b>	<b>4 521</b>	<b>4 656</b>	<b>4 458</b>
<i>Evolution (%)</i>		+ 1,7 %	+ 3,6 %	+ 3,0 %	+ 2,8 %

**Tableau 14 : Revenu autorisé demandé par RTE pour la période du TURPE 5 HTB**

\*Première estimation réalisée par RTE en décembre 2015 du niveau du CRCP au 31 décembre 2016

L'article L. 341-2 du code de l'énergie dispose que :

« Les tarifs d'utilisation du réseau public de transport et des réseaux publics de distribution sont calculés de manière transparente et non discriminatoire, afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires de ces réseaux dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace.

Ces coûts comprennent notamment :

1° Les coûts résultant de l'exécution des missions et des contrats de service public ;

2° Les surcoûts de recherche et de développement nécessaires à l'accroissement des capacités de transport des lignes électriques, en particulier de celles destinées à l'interconnexion avec les pays voisins et à l'amélioration de leur insertion esthétique dans l'environnement ;

3° Une partie des coûts de raccordement à ces réseaux et une partie des coûts des prestations annexes réalisées à titre exclusif par les gestionnaires de ces réseaux, l'autre partie pouvant faire l'objet d'une contribution dans les conditions fixées aux articles L. 342-6 et suivants ».

Conformément à cet article du code de l'énergie, les charges prévisionnelles présentées par RTE sont en cours d'analyse par la CRE afin de définir une trajectoire pour la prochaine période tarifaire correspondant à celle d'un opérateur efficace.

Dans ce cadre, la CRE a mandaté deux cabinets externes pour réaliser (i) un audit sur les charges nettes de fonctionnement réalisées et prévisionnelles de RTE sur les exercices 2013 à 2021 et (ii) un audit sur les systèmes d'information de RTE.

Par ailleurs, la CRE a confié une étude à un consultant extérieur sur le coût moyen pondéré du capital (CMPC) pour les infrastructures électriques en France.

La CRE s'appuiera sur les conclusions de ces études pour élaborer le prochain tarif TURPE 5 HTB.

### 3.1.2 Dossier tarifaire de juillet 2016

RTE a mis à jour les hypothèses de son dossier tarifaire au début du mois de juillet 2016, ce qui conduit à une hausse du tarif plus importante que celle présentée dans son dossier tarifaire de mars 2016. En particulier, selon les nouvelles hypothèses de RTE :

- la mise en œuvre de l'abattement électro-intensifs conduirait à de moindres recettes d'environ 188 M€ par an, soit une augmentation d'environ 35 M€ par an par rapport à la trajectoire initialement présentée par RTE. Cela conduirait à une hausse supplémentaire du tarif de 0,9 % ;
- les soutirages sur le RPT ont été revus à la baisse conduisant ainsi à une hausse supplémentaire du tarif de + 1 % ;
- le solde du CRCP TURPE 4 HTB, initialement prévu à -11 M€ en faveur de RTE au 31 décembre 2016, est maintenant évalué par RTE à -109 M€ conduisant ainsi à une hausse supplémentaire du tarif de +0,6 %. Cette révision des hypothèses est due à des recettes d'interconnexion en début d'année 2016 plus faibles que prévues et au coût plus élevé de l'abattement électro-intensifs ;
- les charges nettes d'exploitation ont été revues à la hausse d'environ 150 M€ sur la période du TURPE 5 HTB conduisant ainsi à une hausse du tarif d'environ +1 % ;
- les charges de capital normatives ont été revues à la baisse de 35 M€ sur la période du TURPE 5 HTB conduisant ainsi à une baisse du tarif d'environ -0,2 % ;
- les recettes d'interconnexion ont été revues à la hausse de 163 M€ sur la période du TURPE 5 HTB, conduisant ainsi à une baisse du tarif d'environ -1,1 %.

La demande révisée d'évolution tarifaire présentée par RTE correspond donc à une augmentation du tarif au 1<sup>er</sup> août 2017 de +11,7 %.

La CRE n'a pas pu procéder à une analyse complète de la mise à jour du dossier tarifaire de RTE. En conséquence, dans le cadre des trajectoires envisagées par la CRE dans le paragraphe 3.7, celle-ci retient l'ensemble des nouvelles hypothèses de RTE dans la borne haute de la fourchette du tarif. La valeur basse de la fourchette intègre les seules évolutions relatives à l'abattement électro-intensifs et aux recettes d'interconnexion.

## 3.2 Charges nettes d'exploitation

### 3.2.1 Demande de RTE

Les charges nettes d'exploitation prévisionnelles, présentées par RTE pour la période 2017-2020, sont présentées dans le tableau 15 ci-après :

M€ <sub>courants</sub>	2015 Réalisé	2017	2018	2019	2020
Charges nettes d'exploitation	2 670*	2 883	2 866	2 944	3 007
- dont achats liés au système électrique	820	963	960	985	1 006
- dont charges nettes de fonctionnement	1850	1920	1906	1959	2 001

Tableau 15 : Demande RTE - Charges nettes d'exploitation

\* le réalisé 2015 intègre le produit du CICE (6,2 M€)

Pour les charges nettes d'exploitation, la demande de RTE conduirait en 2017 à une hausse de 212 M€, soit +8,0 % par rapport au réalisé 2015. La hausse demandée par RTE se décompose de la façon suivante :

- +143 M€ sur les achats liés au système électrique ;
- +69 M€ liés aux charges nettes de fonctionnement, qui correspondent aux charges nettes d'exploitation desquelles sont déduits les achats liés au système électrique.

### 3.2.1.1 Achats liés au système électrique

Les achats liés au système électrique, présentés par RTE pour la période du TURPE 5 HTB, sont présentés dans le tableau 16 ci-après :

M€ <sub>courants</sub>	2015 Réalisé	2017	2018	2019	2020	Moyenne 17-20
Achat des pertes	469	441	418	414	406	420
Achat des services système	317	358	375	399	423	389
Charges liées aux congestions	5	22	23	27	28	25
Solde RE/MA	-10	0	0	0	0	0
Interruptibilité	16	108	108	108	108	108
Contrats d'échange GRT	-1	0	0	0	0	0
Charges liées à la compensation inter-GRT	24	34	36	38	41	37
<b>Total</b>	<b>820</b>	<b>963</b>	<b>960</b>	<b>985</b>	<b>1 006</b>	<b>979</b>
Evolution (%)		17,5 %	-0,3 %	2,6 %	2,1 %	1,5 %

Tableau 16 : Demande RTE – Achats liés au système électrique

Les principaux déterminants de la hausse demandée concernant les achats liés au système électrique sur la moyenne 2017-2020 par rapport au réalisé 2015 sont :

- une baisse du coût d'achat des pertes de 49 M€ ;
- une hausse du coût des achats services système de 72 M€ (dont 37 M€ sur les SSY fréquence) ;
- une hausse du coût des congestions de 21 M€ (dont 17 M€ de congestions France et 3 M€ de congestions du réseau interne liées à des flux d'échanges aux frontières) ;
- une augmentation du coût de l'interruptibilité de 92 M€, en application de l'article L.321-19 de la LTECV.

### 3.2.1.2 Charges nettes de fonctionnement

Les charges nettes de fonctionnement augmentent de 69 M€, soit +3,7 %, entre le réalisé 2015 et la demande 2017. Sur la période 2017-2020, elles augmentent ensuite de 1,4 % par an en moyenne.

Les principaux postes d'évolution sont présentés ci-après.

#### a) Charges de personnel

M€ <sub>courants</sub>	2015 Réalisé	2017	2018	2019	2020	Moyenne 17-20
Charges de personnel	830	871	889	906	926	898
Evolution (%)		4,9 %	2,0 %	1,9 %	2,3 %	2,1 %

**Tableau 17 : Demande RTE – Charges de personnel**

La hausse des dépenses de personnel entre 2015 et 2017 est portée par l'augmentation des rémunérations principales ainsi que par l'évolution du niveau des charges de pension supportées par RTE. Ces charges augmentent ensuite sur la période 2017-2020 de 2,1 % par an en moyenne.

#### b) Dépenses contrôlables, dont sécurisation mécanique

M€ <sub>courants</sub>	2015 Réalisé	2017	2018	2019	2020	Moyenne 17-20
Dépenses contrôlables	616	622	556	572	589	585
- sécurisation mécanique	103	98	11	12	12	33
- hors sécurisation mécanique	513	525	545	561	578	552
Evolution (%)		2,3 %	3,8 %	2,9 %	3,0 %	3,3 %

**Tableau 18 : Demande RTE – Dépenses contrôlables**

Le programme de sécurisation mécanique a été décidé à la suite de la tempête de 1999 en France. Son objectif est de sécuriser certains axes prioritaires du réseau de transport d'électricité face à des événements majeurs. La mise en œuvre de ce programme a débuté en 2002 et portait sur une durée de 15 ans.

Après avoir engagé des dépenses moyennes annuelles de 144 M€ par an en moyenne sur 2013-2015, RTE projette d'achever, comme cela était prévu à l'origine, le programme de sécurisation mécanique en 2017 en engageant un montant de dépenses de 98 M€. A compter de 2018, RTE souhaite maintenir un niveau de dépenses de 11 M€<sub>2015</sub> par an pour la politique de renforcement mécanique. RTE considère que le maintien de ce niveau de dépenses est nécessaire afin de ne pas perdre le bénéfice des actions engagées précédemment.

Hors sécurisation, les dépenses présentées par RTE sous l'appellation « contrôlables » augmentent de 2,3 % en 2017 par rapport à 2015, puis de +3,3 % par an en moyenne sur 2017-2020. RTE indique que l'évolution de ces dépenses est principalement portée par la politique de gestion des actifs qui vise à prolonger au maximum la durée de vie des actifs en remplaçant des composants plutôt que de construire de nouveaux ouvrages.

## c) Impôts et taxes

M€ <sub>courants</sub>	2015 Réalisé	2017	2018	2019	2020	Moyenne 17-20
Impôts et taxes	498	527	552	573	596	562
Evolution (%)		5,8 %	4,6 %	3,8 %	4,0 %	4,1 %

Tableau 19 : Demande RTE – Impôts et taxes

La hausse des impôts et taxes entre 2015 et 2017 de 29 M€, soit +5,8 %, est principalement portée par la hausse prévisionnelle de la taxe pylône et de l'IFER. Ce poste présente une croissance de 4,1 % par an en moyenne sur 2017-2020.

## d) Produits d'exploitation

M€ <sub>courants</sub>	2015 Réalisé	2017	2018	2019	2020	Moyenne 17-20
Produits d'exploitation	289	313	308	309	339	317
Evolution (%)		8,1 %	-1,5 %	0,3 %	9,6 %	2,7 %
- production immobilisée	180	198	190	193	219	200
- produits extratarifaires	66	67	68	70	71	69
- autres produits	43	48	49	47	49	48

Tableau 20 : Demande RTE – Produits d'exploitation

La hausse des produits d'exploitation entre 2015 et 2017 est de 24 M€, soit +8,1 %. Ce poste évolue ensuite sur la période 2017-2020 avec une augmentation moyenne annuelle de 2,7 %. La hausse est essentiellement liée à la production immobilisée qui augmente de 17 M€ en 2017, puis de 3,5 % par an en moyenne sur 2017-2020. L'impact est neutre sur le niveau des charges à couvrir.

## e) Productivité

Au cours de la période du TURPE 5 HTB, RTE indique par ailleurs intégrer dans sa trajectoire de charges nettes de fonctionnement des efforts de productivité sur les postes jugés manœuvrables, pour un montant de 25 M€ cumulé sur les 4 ans, soit 0,3 % par an en moyenne.

### 3.2.2 Analyse préliminaire de la CRE sur le niveau des charges nettes d'exploitation de RTE

#### 3.2.2.1 Achats liés au système électrique

La CRE a analysé la demande de RTE d'achats liés au système électrique et envisage de retenir les trajectoires suivantes :

## a) Achat des pertes

La CRE envisage de retenir la trajectoire d'achat des pertes demandée par RTE. Cette trajectoire prend notamment en compte le surcoût d'achat des pertes lié au mécanisme de capacité dès 2017. Cette orientation est susceptible d'évoluer en fonction de l'avancée de l'enquête de la direction générale de la concurrence de la Commission européenne sur le mécanisme de capacité français.

## b) Achat des services système

La CRE envisage de fixer une trajectoire des coûts de réglage de la fréquence et de la tension différente de celle demandée par RTE, se traduisant par une baisse de 31 M€ par an en moyenne sur la période du TURPE 5 HTB 2017-2020. Cette baisse est due à deux effets :

- la révision de l'enveloppe de réglage de la tension conformément aux propositions de la CRE dans sa consultation publique<sup>34</sup> du 29 juin au 25 juillet 2016, menant à une réduction de la trajectoire de coûts de 10 M€ par an en moyenne (par rapport à la trajectoire fondée sur l'historique utilisée par RTE dans son dossier tarifaire) ;
- la révision des volumes constitués pour la réserve secondaire : comme décrit dans la partie 2.2.2, la CRE souhaite prendre les volumes annuels de l'année 2016 comme référence pour déterminer la trajectoire des volumes contractualisés pour le TURPE 5 HTB, ce qui mène à une réduction, par rapport à la trajectoire de RTE, de 21 M€ par an en moyenne.

En outre, l'intégration des coûts liés aux réserves rapide et complémentaire et des surcoûts marge dans le périmètre des charges à couvrir par le TURPE (évolution qui n'est pas demandée par RTE et qui n'est pas présentée dans l'analyse ci-dessus à isopérimètre) conduirait à augmenter les achats liés au système électrique de 53 M€ par an en moyenne sur la période du TURPE 5 HTB 2017-2020, se traduisant par une augmentation de +1,5%.

## c) Charges liées aux congestions

Les charges réalisées liées aux congestions s'établissent à 6 M€ par an en moyenne sur la période 2013-2015, à comparer à une trajectoire prévisionnelle de 55 M€ par an en moyenne. Cette différence s'explique notamment par l'absence de vague de froid, mais aussi par les investissements réalisés par RTE en Bretagne et en PACA pour sécuriser l'alimentation de ces régions.

La CRE envisage de fixer les charges prévisionnelles liées aux congestions à 17 M€ par an en moyenne, soit une baisse de 8 M€ par an en moyenne par rapport à la demande de RTE, en prenant en considération les charges des congestions pendant la période 2013-2015.

## d) Charges liées à la compensation inter GRT (ITC)

Les charges réalisées liées à la compensation inter-GRT s'établissent à 24 M€ par an en moyenne sur la période 2013-2015, à comparer à une trajectoire prévisionnelle de 33 M€ par an en moyenne. Cette différence s'explique principalement par la différence entre la trajectoire prévisionnelle et réalisée des flux physiques aux frontières.

Compte tenu de la trajectoire observée sur la période 2013-2015 et de l'évolution des flux aux frontières anticipée sur la période 2017-2020, la CRE envisage de fixer une trajectoire de charges liées à la compensation inter-GRT à un niveau intermédiaire entre les charges supportées par RTE sur la période du TURPE 4 HTB et sa demande tarifaire pour la période du TURPE 5 HTB, soit -7 M€ par an en moyenne par rapport à sa demande.

<sup>34</sup> <http://www.cre.fr/documents/consultations-publiques/consultation-publique-relative-a-l-enveloppe-et-au-modele-de-remuneration-des-services-systeme-tension>

M€courants	2017	2018	2019	2020	Moyenne 17-20
Achat des pertes	441	418	414	406	420
Achat des services système	351	354	360	366	358
Ecart par rapport à la demande RTE	-6	-22	-40	-57	-31
Charges liées aux congestions	17	17	17	18	17
Ecart par rapport à la demande RTE	-5	-6	-10	-10	-8
Solde RE/MA	0	0	0	0	0
Interruptibilité	108	108	108	108	108
Contrats d'échange GRT	0	0	0	0	0
Charges liées à la compensation inter-GRT	30	30	31	31	31
Ecart par rapport à la demande RTE	-4	-6	-7	-9	-7
<b>Total</b>	<b>947</b>	<b>927</b>	<b>929</b>	<b>929</b>	<b>933</b>
<b>Ecart par rapport à la demande RTE</b>	<b>-16</b>	<b>-33</b>	<b>-56</b>	<b>-77</b>	<b>-46</b>

Tableau 21 : Proposition d'ajustements - Achats liés au système électrique

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

### 3.2.2.2 Conclusions préliminaires de l'audit externe des charges nettes de fonctionnement de RTE mandaté par la CRE

La CRE a mandaté un auditeur externe en avril 2016 pour réaliser, en complément de ses propres analyses, un audit des charges nettes de fonctionnement présentées par RTE. Les travaux, qui ont porté sur la demande initiale de RTE, se sont déroulés entre avril et juin 2016. Le rapport de l'auditeur, fondé sur cette première version de demande, est publié en même temps que le présent document de consultation publique.

Les objectifs de l'audit étaient les suivants :

- analyser la trajectoire de charges nettes de fonctionnement de l'opérateur pour la prochaine période tarifaire ;
- porter une appréciation sur le niveau des charges réelles (2013 à 2015) et prévisionnelles (2016-2020) ;
- formuler des recommandations sur le niveau efficient des charges de fonctionnement à prendre en compte pour le tarif TURPE 5 HTB.

L'auditeur a notamment appuyé ses travaux sur une analyse détaillée des charges de fonctionnement de l'opérateur réalisées sur la période du TURPE 4 HTB.

#### Ajustements recommandés par l'audit externe :

A l'issue de ses travaux, l'auditeur a recommandé un ajustement de -108 M€ par an en moyenne sur la trajectoire de charges nettes de fonctionnement du TURPE 5 HTB présentée par RTE :

M€courants	2017	2018	2019	2020	Moyenne 17-20
Ajustements recommandés par l'audit externe	-88	-98	-125	-120	-108
Par rapport à la demande de RTE (%)	-4,6 %	-5,1 %	-6,4 %	-6,0 %	-5,5 %

Tableau 22 : Proposition d'ajustements de l'auditeur – Charges nettes de fonctionnement

Les principaux ajustements préconisés par le consultant sont les suivants :

- une augmentation de 15 M€ par an en moyenne des produits d'exploitation, essentiellement liée à la prise en compte de la moyenne constatée sur 2013-2015 pour établir la prévision pour certains postes (effet à la baisse sur le niveau des charges nettes à couvrir) ;
- une révision à la baisse des dépenses de systèmes d'information demandées par RTE, de l'ordre de 15 M€ par an, afin de prendre en compte notamment la tendance constatée à la sous-réalisation des dépenses prévues par le passé, ainsi que le décalage d'un projet pour lequel les charges correspondantes ont déjà fait l'objet d'une couverture par le tarif TURPE 4. Cette recommandation s'appuie notamment sur le rapport de l'audit commandé par la CRE sur les SI<sup>35</sup>;
- une baisse de 42 M€ par an en moyenne sur les impôts et taxes, expliquée pour la moitié par un ajustement sur l'évolution des prix de la taxe sur les pylônes ainsi que par la prise en compte du produit du CICE dans les charges nettes à couvrir par le tarif, à hauteur de 6,8 M€ par an en moyenne.

### 3.2.2.3 Synthèse de l'analyse préliminaire de la CRE

La demande de l'opérateur conduirait à une forte hausse des charges nettes d'exploitation à couvrir par le tarif TURPE 5 HTB par rapport au niveau des charges constatées en 2015, soit + 8,0 % en 2017 (dont 3,5 % liés au dispositif d'interruptibilité), suivi d'une hausse de 1,4 % par an en moyenne sur 2017-2020. A ce stade de ses analyses, la CRE considère que la demande de RTE est surévaluée.

Les conclusions du rapport d'audit ont donné lieu à un échange contradictoire avec RTE dans le courant du mois de juin 2016. Le GRT a ainsi pu formuler ses observations sur les résultats des travaux du consultant, et a remis en cause une partie des ajustements identifiés par le consultant dans le cadre de cet échange contradictoire.

Le niveau finalement retenu par la CRE sera fonction des résultats des analyses en cours sur les ajustements recommandés par l'auditeur ainsi que sur d'autres ajustements envisagés par la CRE.

La CRE considère à ce stade que le niveau des charges nettes d'exploitation de l'opérateur pourrait être compris entre une « borne haute » et une « borne basse ».

La « borne haute » de la fourchette est établie sur la base de la demande de RTE de mars 2016, à laquelle s'ajoutent :

- les ajustements proposés par le consultant que RTE ne conteste pas et/ou qui relèvent de la cohérence entre les tarifs (environ 25% des ajustements totaux énoncés par l'auditeur) ;
- les ajustements envisagés par la CRE relatifs aux achats liés au système électrique, hormis les ajustements concernant les congestions France et le mécanisme ITC.

La « borne basse » de la fourchette est établie sur la base de la demande de RTE de mars 2016, à laquelle s'ajoutent :

- les conclusions de l'audit externe sur le niveau des charges nettes de fonctionnement ;
- les ajustements envisagés par la CRE relatifs aux achats liés au système électrique.

La borne basse s'établit à 2 772 M€ et la borne haute à 2 864 M€ par an en moyenne sur la période 2017-2020.

Ces niveaux restent significativement supérieurs à celui constaté en 2015 qui s'élevait à 2 670 M€ (incluant le produit du CICE).

Les trajectoires relatives à ces niveaux de charges nettes d'exploitation se présentent ainsi :

<sup>35</sup> <http://www.cre.fr/documents/consultations-publiques/prochains-tarifs-d-utilisation-des-reseaux-publics-d-electricite-dans-le-domaine-de-tension-htb-dits-turpe-5-htb/consulter-l-audit-du-systeme-d-information-de-rte>

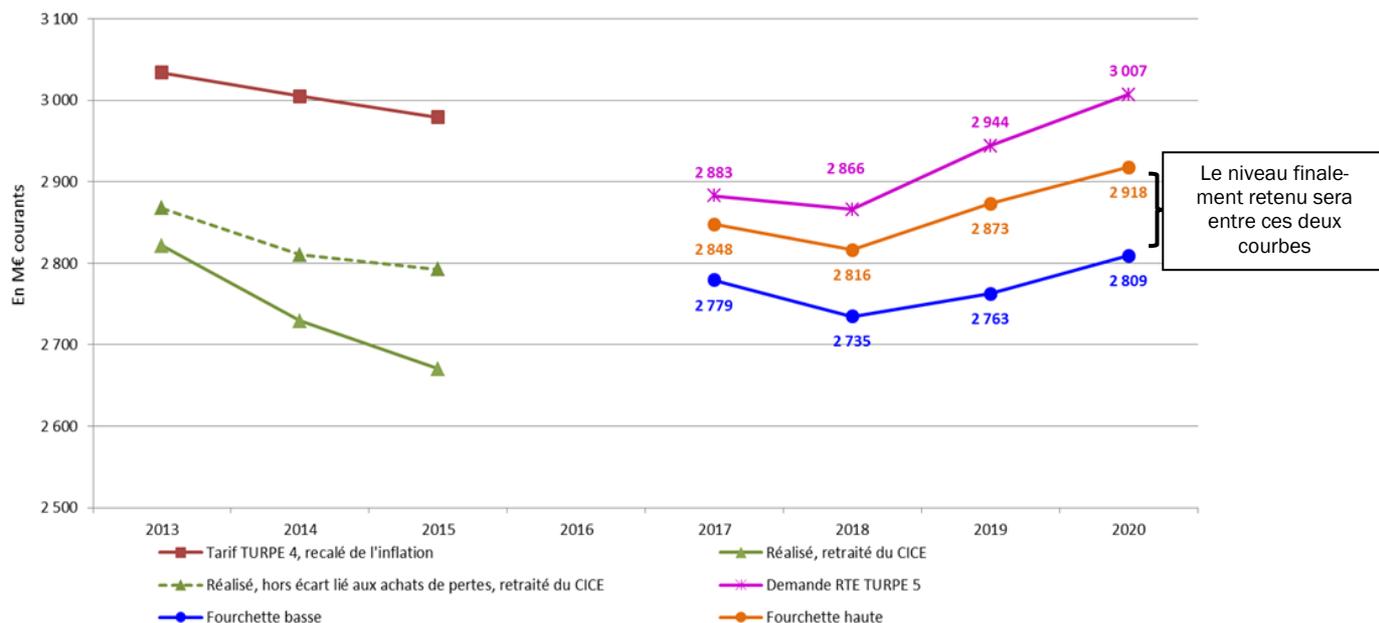


Figure 8 : Trajectoire des CNE sur la période du tarif TURPE 5 HTB

La CRE a par ailleurs demandé à RTE une mise à jour de sa demande tarifaire pour le 30 juin 2016, afin de prendre en compte les éventuelles informations nouvelles, publiques ou connues de RTE à cette date, susceptibles d'avoir des impacts sur la trajectoire tarifaire précédemment transmise, à la hausse comme à la baisse.

La nouvelle demande de RTE relative aux charges nettes d'exploitation est supérieure de 149 M€ en cumulé sur la période par rapport à la version transmise initialement, dont les deux tiers environ en lien avec une modification d'un dispositif au titre des engagements sociaux et à l'évolution des taux d'actualisation et d'inflation utilisés pour valoriser les engagements sociaux.

M€ <sub>courants</sub>	Nouvelle demande de RTE de juillet 2016 sur les 4 années cumulées
Charges nettes d'exploitation	+149
- dont achats liés au système électrique	+22
- dont charges nettes de fonctionnement	+128

Tableau 23 : Nouvelle demande RTE – Charges nettes d'exploitation

Les nouveaux éléments transmis feront l'objet de travaux complémentaires menés par l'auditeur.

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

### 3.1 Recettes d'interconnexion

Les recettes d'interconnexions prévisionnelles, présentées par RTE, dans sa demande initiale, pour la période 2017-2020, sont les suivantes :

M€ <sub>courants</sub>	2015 Réalisé	2017	2018	2019	2020	Moyenne 17-20
Recettes d'interconnexion	475	388	383	385	385	385

Tableau 24 : Demande RTE – Recettes d'interconnexion

Compte tenu du niveau moyen des recettes d'interconnexion observé sur la période 2013-2015 (420 M€ par an), la CRE envisage de retenir une trajectoire de recettes d'interconnexion égale à 415 M€ par an sur la période TURPE 5 HTB. Cette révision de la trajectoire est intégrée aux bornes hautes et basses de la fourchette d'évolution tarifaire issue de la demande initiale de RTE et présentée au paragraphe 3.5.

Dans sa mise à jour de juillet 2016, RTE a revu sa trajectoire de recettes d'interconnexion à la hausse (+ 163 M€ par rapport à la demande initiale en cumulé sur les 4 ans de la période du TURPE 5 HTB).

M€ <sub>courants</sub>	2017	2018	2019	2020	Moyenne 17-20
Recettes d'interconnexion	440	415	420	429	429

Tableau 25 : Nouvelle demande RTE – Recettes d'interconnexion

Cette nouvelle trajectoire va légèrement au-delà de l'analyse préliminaire de la CRE. La CRE envisage, à ce stade, de la retenir dans le tarif TURPE 5 HTB.

Ces nouveaux éléments sont intégrés à la fois dans la borne haute et dans la borne basse de la fourchette d'évolution tarifaire prenant en compte les nouvelles demandes de RTE et présentée au paragraphe 3.7.

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

## 3.2 Charges de capital

### 3.2.1 Méthode de calcul des charges de capital

La délibération du 3 avril 2013 portant décision relative aux tarifs d'utilisation d'un réseau public d'électricité dans le domaine de tension HTB précise la méthodologie de calcul des charges de capital. Elles comportent, d'une part, les charges d'amortissement et, d'autre part, une rémunération du capital immobilisé. Le calcul de ces deux composantes est établi à partir de la valorisation et de l'évolution des actifs exploités par RTE – la Base d'Actifs Régulés (BAR) – et des immobilisations en cours (c'est-à-dire les investissements effectués qui n'ont pas encore donné lieu à la mise en service d'actifs).

La BAR est composée de l'ensemble des actifs exploités par RTE et est calculée à partir de la valeur nette comptable des actifs en service<sup>36</sup>, diminuée des subventions d'investissement<sup>37</sup> et des produits constatés d'avance de la part de la filiale Artéria de RTE.

La rémunération du capital immobilisé correspond au produit de la valeur de la BAR par le taux de rémunération ainsi qu'au produit de la valeur des immobilisations en cours par le coût de la dette.

Au 1<sup>er</sup> janvier 2016, la valeur de la BAR de RTE est de 13 220 M€ en léger écart avec la prévision de 13 332 M€ en raison d'hypothèses d'inflation qui se sont avérées supérieures à l'inflation réalisée. Corrigée de cet effet, la BAR 2016 est en réalité supérieure à la trajectoire du tarif TURPE 4 HTB recalée de l'inflation réalisée (12 737 M€).

<sup>36</sup> Les immobilisations ayant bénéficié de la revalorisation de 1976 sont incluses dans la BAR à leur valeur d'acquisition (hors réévaluation).

<sup>37</sup> Les subventions d'investissement constituent une aide dont bénéficie l'entreprise en vue d'acquiescer ou de créer des valeurs immobilisées pour l'activité future.

### 3.2.2 Demandes de RTE d'évolution de la méthode de calcul des charges de capital.

Dans sa demande tarifaire, RTE a formulé quatre demandes d'évolution de la méthode de calcul des charges de capital.

RTE demande tout d'abord que la BAR, qui est jusqu'à présent calculée au 1<sup>er</sup> janvier de chaque année, soit désormais calculée à mi-année. Selon RTE, une BAR calculée à mi-année représenterait mieux les capitaux engagés au cours de l'année.

RTE demande ensuite que les immobilisations en cours (IEC) soient rémunérées au CMPC, et pas au coût de la dette, comme c'est le cas actuellement, au motif que le coût de la dette ne serait pas représentatif du coût de financement d'un actif pendant la phase d'investissement.

Dans la continuité de ses précédentes délibérations, la CRE envisage de ne pas prendre en compte ces deux demandes de RTE.

RTE a également présenté deux demandes d'évolution de l'assiette de rémunération :

- l'opérateur demande une incitation à maintenir en fonctionnement les actifs entièrement amortis au moyen de la rémunération, *via* une marge, du stock d'actifs intégralement amortis (c'est-à-dire dont la valeur nette comptable est nulle). Dans le cadre réglementaire actuel, ces actifs ne font plus l'objet d'aucune rémunération puisqu'ils ne sont plus intégrés à la BAR, même s'ils sont toujours exploités et génèrent donc des risques opérationnels.
- RTE demande la rémunération, *via* une marge, des actifs subventionnés par des tiers. Dans le cadre réglementaire actuel, les subventions reçues par l'opérateur sont déduites de la BAR, au motif que ce capital n'engendre aucun coût financier à l'opérateur. RTE considère que ces actifs génèrent des risques opérationnels qui ne sont pas rémunérés dans le cadre actuel.

Ces demandes de RTE sont en cours d'examen par la CRE.

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

### 3.2.3 Coût moyen pondéré du capital

La demande de RTE a été établie en utilisant un CMPC de 6,7 % nominal avant impôts, soit en baisse de 55 points de base par rapport à celui du tarif TURPE 4 HTB actuel qui s'élève à 7,25 % nominal avant impôts. Cette demande s'appuie sur les conclusions d'une étude que RTE a fait réaliser par un consultant externe.

La prise en compte des demandes d'évolution de l'assiette de rémunération de RTE (prise en compte des actifs entièrement amortis et des actifs subventionnés) amènerait l'opérateur à demander un taux de rémunération inférieur (6,5 %) du fait du complément de rémunération apporté par les actifs concernés le cas échéant.

Dans le cadre des travaux relatifs au TURPE 5 HTB, la CRE réexamine les hypothèses et les paramètres retenus pour le calcul du coût du capital. Elle a notamment confié une étude à un consultant externe sur l'audit et l'analyse critique de la demande de rémunération des opérateurs de réseaux de transport et de distribution d'électricité.

Les travaux menés par le consultant se sont déroulés entre avril et juillet 2016. Le rapport du consultant est publié en même temps que le présent document de consultation publique. Le consultant conclut à une estimation de CMPC, nominal avant impôts, comprise entre 5,6 % et 7,1 % pour RTE.

Par ailleurs, la CRE mène régulièrement en interne des travaux d'évaluation des paramètres du taux de rémunération.

La CRE s'appuiera sur les conclusions de l'audit de la demande de RTE et sur l'ensemble des autres éléments pour fixer le coût du capital pour la prochaine période tarifaire. Elle s'oriente à ce stade vers une valeur qui pourrait être comprise entre 5,75 % et 6,50 % (nominal, avant impôts) comme CMPC pour rémunérer la base d'actifs régulés de RTE.

Ces valeurs envisagées sont à méthode de calcul des charges de capital inchangées. Toute rémunération accordée au titre des actifs non inclus dans la BAR viendrait, le cas échéant, réduire à due proportion ces valeurs.

Pour obtenir cette fourchette de valeurs, la CRE prend en compte, pour l'essentiel, la baisse significative et durable constatée des taux d'intérêt par rapport aux niveaux qui prévalaient lors du précédent tarif.

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

### 3.2.4 Niveau des investissements envisagé

Les investissements sur la période du TURPE 5 HTB sont en hausse, passant d'un niveau annuel moyen sur la période du TURPE 4 HTB de 1 433 M€<sub>2016</sub> à 1 464 M€<sub>2016</sub>, soit une hausse de 2,2 %.

M€ <sub>2016</sub>	Moyenne TURPE 4	2017	2018	2019	2020
Grand transport et interconnexions - Développement	316	247	253	244	261
Grand transport et interconnexions - renouvellement	60	58	60	74	49
Réseaux régionaux - Développement	529	574	481	482	528
Réseaux régionaux - rachats de réseaux	2	1	1	0	0
Réseaux régionaux - renouvellement	358	392	398	402	436
Système d'information	104	150	154	155	150
Immobilier et Logistique	64	96	97	66	48
<b>Total</b>	<b>1 433</b>	<b>1 518</b>	<b>1 443</b>	<b>1 424</b>	<b>1 472</b>

Tableau 26 : Demande RTE - Investissements

Les investissements sur le grand transport sont en baisse par rapport au niveau observé sur TURPE 4 HTB (les dépenses annuelles moyennes reculent de près de 20 %). Cette baisse s'explique par la fin de projets importants (Optimisation du réseau au nord de Coulange, France Espagne, Lonny Vesle Seuil), non encore compensée par le démarrage des travaux des projets d'interconnexions prévus avec l'Angleterre.

Le niveau des investissements pour les années 2016 et 2017 sur le réseau de grand transport s'explique essentiellement par la réalisation de quatre grands projets représentant 73 % des investissements (Savoie - Piémont, Avelin - Gravelle, Lyon - Montélimar, Cergy - Persan).

Pour les années 2018-2020, le niveau prévisionnel des investissements sur le réseau de grand transport s'explique essentiellement par la poursuite ou le démarrage de projets d'interconnexion (Savoie-Piémont, IFA2 et FAB), ainsi que par la réalisation de projets nationaux de grand transport (notamment Avelin - Gavrelle).

Les investissements sur les réseaux régionaux pour la période du TURPE 5 HTB sont relativement stables par rapport aux investissements observés sur la période du TURPE 4 HTB. Le niveau annuel moyen des dépenses est en baisse de 2,4 %. Le principal poste d'investissement est lié à la sécurité d'alimentation. Au sein de cette catégorie, les projets les plus structurants sont :

- la restructuration du réseau de la Haute Durance ;
- le projet de reconstruction de l'axe 225 kV Pratclaux - Rivière (projet Deux Loires) ;
- la construction d'un poste PSEM 225/63 kV à Grimaud ;

- la création d'une liaison souterraine 225 kV et d'un poste 225 kV dans le cadre du projet « filet de sécurité Bretagne » ;
- la création du poste Saône 225/63 kV ;
- la création d'un poste 225/63 kV et d'une liaison souterraine à 63 kV à Pluvignier.

Les dépenses de renouvellement sur les réseaux de grand transport et les réseaux régionaux sont en hausse sur la période avec un niveau d'investissement moyen de 407 M€ par an, soit une hausse de près de 14% par rapport à TURPE 4 HTB.

Les investissements d'immobilier et de logistique sont élevés en 2017 et 2018 et connaissent une baisse les années suivantes, pour rejoindre un niveau d'investissement en phase avec les dépenses observées ces dix dernières années, soit des dépenses de l'ordre de 50 M€ par an. Cette hausse par rapport au niveau moyen sur TURPE 4 HTB s'explique par des dépenses exceptionnelles pour le poste immobilier liées à des projets de rénovation et de regroupement de sites.

Les dépenses de système d'information sont en forte hausse par rapport à la moyenne des investissements observés sur TURPE 4 HTB. RTE justifie cette hausse par l'évolution des mécanismes de marché, la rénovation des systèmes de conduite (supervision temps réel, localisation automatique de défauts), la fédération des besoins en télécommunication de RTE sur un réseau IP (INUIT) et des besoins d'hébergements applicatifs. Conformément au principe exposé dans le paragraphe 2.3.2, la CRE envisage de mettre en place une régulation incitative sur ces dépenses, de la même façon que les charges d'exploitation à l'exception des projets SI liés aux équipements « RINGO » et au comptage ferroviaire.

Un audit des systèmes d'information de RTE a par ailleurs été réalisé par un consultant externe sur la période de janvier 2016 à fin avril 2016, notamment afin d'analyser la hausse des dépenses d'investissements prévue sur la période de TURPE 5 HTB. Les conclusions de cet audit sont disponibles sur le site internet de la CRE. Cet audit, tout en reconnaissant la qualité du processus de gouvernance des dépenses SI mis en place par RTE, a proposé certains ajustements des trajectoires financières communiquées par RTE pour la période du TURPE 5 HTB. Sur la période 2017-2020, RTE a ainsi soumis une trajectoire cumulée de dépenses d'investissements de 609 M€<sub>2016</sub>. Le consultant propose une réduction de cette trajectoire de 6,2 % au double motif que RTE n'aura pas la capacité de réaliser l'ensemble des investissements identifiés sur la période, et que certains projets s'avèrent insuffisamment justifiés du point de vue du consultant. Cet ajustement conduirait à une réduction des investissements sur la période de 38 M€. La CRE envisage de suivre les recommandations d'ajustement de la trajectoire d'investissements proposées par le consultant.

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

### 3.2.5 Evolution prévisionnelle des charges de capital

RTE fonde sa demande tarifaire sur un CMPC de 6,7 % (nominal, avant impôts) et sur un taux de rémunération des immobilisations en cours de 4,3 % (correspondant au coût de la dette avant impôts). Ces hypothèses conduisent RTE à demander une augmentation prévisionnelle des charges de capital d'environ +3,7 % par an entre 2015 et 2020.

A titre illustratif, en retenant la trajectoire d'investissement présentée par RTE mais avec un CMPC de 6,25 % (nominal, avant impôts), valeur qui se situe dans la fourchette envisagée par la CRE à ce stade, l'effet potentiel sur l'évolution prévisionnelle des charges de capital serait :

M€ <sub>courants</sub>	2015	2017	2018	2019	2020
Demande de RTE – CMPC à 6,70 %	1 693	1 792	1 877	1 959	2 031
Scénario CMPC à 6,25 %		1 719	1 802	1 882	1 952
Ecart	-	- 76	- 79	- 80	- 83

Tableau 27 : Demande RTE et scénario illustratif – charges de capital

Toute variation de 25 points de base du CMPC (nominal, avant impôts) a un effet moyen d'environ +/- 40 M€ par an.

### 3.3 Revenu autorisé sur la période tarifaire 2017-2020

#### 3.3.1 Solde du CRCP du TURPE 4 HTB

Le tarif TURPE 4 HTB comporte un mécanisme de CRCP permettant de compenser tout ou partie des écarts entre les données prévisionnelles et les données constatées. Le taux d'actualisation retenu pour l'apurement du solde du CRCP est le taux sans risque fixé pour la période du TURPE 4 HTB.

Le solde du CRCP au 31 décembre 2016 a vocation à être apuré sur la période tarifaire du TURPE 5 HTB, soit sur 4 ans.

Dans le dossier tarifaire de RTE de mars 2016, le solde du CRCP au 31 décembre 2016 est estimé à -11,4 M€. Ce montant n'inclut pas les éventuelles incitations dont bénéficiera ou dont sera redevable RTE au titre de la régulation incitative de la continuité d'alimentation et de la R&D.

L'annuité sur 4 ans résultant de ce solde est de 3 M€ en faveur de RTE. Elle sera intégrée aux charges à couvrir par le tarif TURPE 5 HTB sous réserve de la mise à jour de l'estimation du solde du CRCP au 31 décembre 2016 en fonction des dernières informations disponibles.

Dans son dossier tarifaire de juillet 2016, RTE a réévalué le solde du CRCP au 31 décembre 2016 à -109 M€ en sa faveur. Cette révision des hypothèses conduirait à une augmentation additionnelle du tarif de +0,6 % au 1<sup>er</sup> août 2017.

Ces nouveaux éléments sont intégrés dans la seule borne haute de la fourchette présentée par la CRE en paragraphe 3.7.

La CRE analysera les nouvelles estimations de RTE en vue de la décision tarifaire TURPE 5 HTB.

#### 3.3.2 Revenu autorisé

Le revenu autorisé sur la période tarifaire 2017-2020 doit permettre de couvrir l'ensemble des charges nettes supportées par RTE. Il est égal à la somme des charges nettes d'exploitation, des charges de capital normatives et de l'apurement du CRCP du TURPE 4 HTB.

A titre illustratif, le revenu autorisé est présenté sur la base d'un CMPC, nominal, avant impôts de 6,25%, valeur qui se situe dans la fourchette envisagée par la CRE à ce stade. Il prend en compte les bornes « haute » et « basse » de la fourchette résultant de l'analyse préliminaire de la CRE sur les CNE.

« Borne haute » - en M€ <sub>courants</sub>	2017	2018	2019	2020	Moyenne 2017/2020
Charges nettes d'exploitation (CNE)	2 848	2 816	2 873	2 918	2 864
Recettes d'interconnexion	- 415	- 415	- 415	- 415	- 415
Charges de capital normatives (CCN)	1 719	1 802	1 882	1 952	1 839
Apurement du solde du CRCP TURPE 4 HTB (solde 2015 + estimé 2016)	3	3	3	3	3
Montant estimé des indemnités à verser aux GRD au titre des coupures longues (cf paragraphe 2.4.4)	7	7	7	7	7
<b>Revenu autorisé – « Borne haute »</b>	<b>4 162</b>	<b>4 213</b>	<b>4 350</b>	<b>4 465</b>	<b>4 297</b>
Evolution (%)		+1,2 %	+3,3 %	+2,6 %	+2,4 %

Tableau 28 : Borne haute de la fourchette de revenu autorisé de RTE envisagé par la CRE pour le TURPE 5 HTB

« Borne basse » - en M€ <sub>courants</sub>	2017	2018	2019	2020	Moyenne 2017/2020
Charges nettes d'exploitation (CNE)	2 779	2 735	2 763	2 809	2 772
Recettes d'interconnexion	- 415	- 415	- 415	- 415	- 415
Charges de capital normatives (CCN)	1 719	1 802	1 882	1 952	1 839
Apurement du solde du CRCP TURPE 4 HTB (solde 2015 + estimé 2016)	3	3	3	3	3
Montant estimé des indemnités à verser aux GRD au titre des coupures longues (cf paragraphe 2.4.4)	7	7	7	7	7
<b>Revenu autorisé – « Borne basse »</b>	4 093	4 131	4 240	4 356	4 205
Evolution (%)		+0,9 %	+2,6 %	+2,7 %	+2,1%

Tableau 29 : Borne basse de la fourchette de revenu autorisé de RTE envisagé par la CRE pour le TURPE 5 HTB

### 3.4 Hypothèses d'évolution de la consommation

#### 3.4.1 Evolution des soutirages et de la puissance souscrite constatées sur la période tarifaire TURPE 4 HTB

Sur la période 2013-2016, le tarif TURPE 4 HTB prévoyait une hausse moyenne des quantités d'énergie soutirées sur le réseau de transport de + 0,28% par an à climat moyen et une hausse moyenne de la puissance souscrite de + 0,44% par an.

Les quantités d'énergie effectivement soutirées sur le réseau de transport, corrigées des variations du climat, se sont révélées inférieures aux prévisions. En 2013, les quantités soutirées ont été inférieures de 2,2% aux quantités prévues dans la trajectoire tarifaire du TURPE 4 HTB et l'évolution sur la période 2013-2016 effectivement constatée a été de - 0,3 % par an.

La puissance effectivement souscrite s'est également révélée inférieure aux prévisions. En 2013, la puissance souscrite a été inférieure de 2,4% à la puissance souscrite prévue dans le TURPE 4 HTB. L'évolution de la puissance souscrite effectivement constatée sur la période 2013-2016 est de + 0,48% par an, en ligne avec l'évolution prévue.

RTE explique ces constats par :

- une puissance souscrite par les GRD inférieure à la prévision tarifaire ;
- une surestimation des soutirages du secteur de la métallurgie ainsi qu'une baisse marquée des soutirages des stations de pompage entre 2014 et 2015 ;
- une baisse des soutirages des distributeurs du fait du développement de la production décentralisée.

#### 3.4.2 Evolution de la consommation prévue par RTE sur la période tarifaire TURPE 5 HTB

Dans le cadre de son dossier tarifaire de mars 2016, RTE estime que, sur la période 2017-2020, la quantité d'énergie soutirée sur le RPT (hors pertes) continuera de décroître légèrement au rythme de - 0,23 % par an. RTE estime en particulier que les soutirages des GRD sur le réseau de RTE vont diminuer de - 0,31 % par an, l'augmentation de leur consommation étant compensée par une plus forte augmentation des quantités d'énergie injectées sur les réseaux de distribution par la production décentralisée.

S'agissant de l'évolution de la puissance souscrite, RTE estime que celle-ci restera stable sur la période tarifaire TURPE 5 HTB. RTE indique que, en cas de modification des règles de gestion des puissances souscrites, et notamment de la possibilité, envisagée dans la consultation publique sur la structure des tarifs TURPE 5 de mai 2016, de redéclarer les puissances souscrites en cours de mois uniquement pour l'avenir et non de manière rétroactive, les prévisions de puissance souscrites seraient amenées à évoluer, vraisemblablement à la hausse.

	2017	2018	2019	2020
Soutirages nets (TWh)	432,5	431,2	430,0	429,5
Puissance souscrite (GW)	95	95	95	95

Tableau 30 : Demande RTE - Prévisions de soutirages et de puissance souscrite pour le TURPE 5 HTB

Dans le cadre de la mise à jour de son dossier tarifaire en juillet 2016, RTE a revu à la baisse ses prévisions de soutirages sur la période du TURPE 5 HTB. Cette révision des hypothèses conduirait à une augmentation additionnelle des tarifs de + 1,0 % au 1<sup>er</sup> août 2017.

	2017	2018	2019	2020
Soutirages nets (TWh)	434,6	431,5	426,9	420,5
Puissance souscrite (GW)	95,5	95,5	95,5	95,5

Tableau 31 : Nouvelle demande RTE – Prévisions de soutirages et de puissance souscrite pour le TURPE 5 HTB

Dans la mesure où la CRE n'a pas encore été en mesure d'analyser ces nouveaux éléments, ceux-ci sont intégrés dans la seule borne haute de la fourchette présentée au paragraphe 3.7.

La CRE analysera les nouvelles estimations de RTE en vue de la décision tarifaire TURPE 5 HTB.

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

### 3.4.3 Abattement pour les consommateurs électro-intensifs

L'article L.341-4-2 du code de l'énergie, créé par l'article 157 de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (ci-après « LTECV »), introduit le principe d'une réduction de la facture de transport d'électricité pour certaines catégories de consommateurs.

Cet article dispose notamment que « les tarifs d'utilisation du réseau public de transport d'électricité applicables aux sites fortement consommateurs d'électricité qui présentent un profil de consommation prévisible et stable ou anticyclique sont réduits d'un pourcentage fixé par décret par rapport au tarif d'utilisation du réseau public de transport normalement acquitté. Ce pourcentage est déterminé en tenant compte de l'impact positif de ces profils de consommation sur le système électrique ».

Dans son dossier tarifaire de mars 2016, RTE a estimé les moindres recettes associées à la mise en œuvre de l'abattement électro-intensifs sur la période du TURPE 5 HTB.

M€ <sub>courants</sub>	2017	2018	2019	2020
Abattement électro-intensifs	147	153	155	158

Tableau 32 : Demande RTE - Moindres recettes associées à la mise en œuvre de l'abattement électro-intensifs sur la période du TURPE 5 HTB

Dans son dossier tarifaire de juillet 2016, RTE a révisé cette estimation à la hausse à 188 M€/an. Cette révision des hypothèses conduirait à une augmentation additionnelle des tarifs d'environ + 0,9 % au 1<sup>er</sup> août 2017.

Ces nouveaux éléments sont intégrés à la fois dans la borne haute et dans la borne basse de la fourchette présentée au paragraphe 3.7.

La CRE analysera les nouvelles estimations de RTE en vue de la décision tarifaire TURPE 5 HTB.

### 3.5 Trajectoire envisagée d'évolution du TURPE 5 HTB

La trajectoire d'évolution moyenne du tarif TURPE 5 HTB se déduit de la trajectoire prévisionnelle de revenu autorisé de l'opérateur et des hypothèses d'évolution de la consommation.

A titre illustratif, la trajectoire d'évolution du tarif TURPE 5 HTB de RTE est présentée sur la base :

- d'un CMPC nominal avant impôts de 6,25 %, valeur qui se situe dans la fourchette envisagée par la CRE à ce stade ;
- de la prise en compte des bornes « haute » et « basse » de la fourchette résultant de l'analyse préliminaire de la CRE pour les charges nettes d'exploitation ;
- de la prise en compte du manque à gagner associé à la mise en œuvre de l'abattement électro-intensifs selon la trajectoire présentée par RTE dans son dossier tarifaire de mars 2016 ;
- d'une évolution de la grille tarifaire au 1<sup>er</sup> août de chaque année suivant l'inflation ;

	Evolution tarifaire au 1 <sup>er</sup> août 2017	Evolution annuelle de la grille tarifaire à compter du 1 <sup>er</sup> août 2018
« Borne haute »	5,0 %	IPC
« Borne basse »	2,5 %	IPC

**Tableau 33 : Fourchette envisagée par la CRE pour l'évolution tarifaire au 1<sup>er</sup> août 2017 – dossier tarifaire de mars 2016**

La mise à jour du dossier tarifaire par RTE en juillet 2016 a les effets suivants :

- la mise à jour des hypothèses relatives à l'abattement électro-intensifs (soit +0,9 %) est intégrée dans les bornes hautes et basses de la fourchette ;
- la mise à jour des hypothèses relatives aux recettes d'interconnexion (soit -0,3 % par rapport à la trajectoire initialement retenue par la CRE) est intégrée dans les bornes hautes et basses de la fourchette ;
- la mise à jour des hypothèses relatives aux charges nettes d'exploitation (soit +1 %) est intégrée à la seule borne haute de la fourchette ;
- la mise à jour des hypothèses relatives aux charges de capital normatives (soit -0,2 %) est intégrée à la seule borne haute de la fourchette ;
- la mise à jour des hypothèses relatives au solde du CRCP au 31 décembre 2016 (soit +0,6 %) est intégrée à la seule borne haute de la fourchette ;
- la mise à jour des hypothèses relatives aux soutirages sur le RPT (soit +1 %) est intégrée à la seule borne haute de la fourchette.

La fourchette d'évolution tarifaire prenant en compte l'ensemble de ces éléments est présentée dans le tableau 34 ci-après :

	Evolution tarifaire au 1 <sup>er</sup> août 2017	Evolution annuelle de la grille tarifaire à compter du 1 <sup>er</sup> août 2018
« Borne haute »	8,1 %	IPC
« Borne basse »	3,1 %	IPC

**Tableau 34 : Fourchette envisagée par la CRE pour l'évolution tarifaire au 1<sup>er</sup> août 2017 – dossier tarifaire de juillet 2016**

Par ailleurs, l'intégration dans le périmètre des coûts couverts par le TURPE HTB des coûts de contractualisation des réserves rapide et complémentaire, ainsi que des coûts additionnels engendrés par l'activation d'une offre d'ajustement en dehors de la présence économique pour reconstituer les marges entraînerait une hausse additionnelle du TURPE HTB au 1<sup>er</sup> août 2017 de +1,5 %.

Cette hausse est en revanche globalement neutre en termes de coûts du système électrique, puisque cela se traduira par une baisse des coûts de fourniture.

La fourchette d'évolution tarifaire prenant en compte ce dernier élément est présentée dans le tableau 35 ci-après :

	Evolution tarifaire au 1 <sup>er</sup> août 2017	Evolution annuelle de la grille tarifaire à compter du 1 <sup>er</sup> août 2018
« Borne haute »	9,6 %	IPC
« Borne basse »	4,6 %	IPC

Tableau 35 : Fourchette envisagée par la CRE pour l'évolution tarifaire au 1<sup>er</sup> août 2017 – dossier tarifaire de juillet 2016 et intégration des coûts de contractualisation de la RR/RC et des surcoûts marge

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

**4. SYNTHÈSE DES QUESTIONS POSÉES**

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 ?

Question 2 : Êtes-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 ?

Question 3 : Êtes-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 ?

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 ?

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 ?

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 ?

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

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

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

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

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

Question 12 : Êtes-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 ?

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 ?

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

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

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 ?

Question 17 : Êtes-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 ?

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

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

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 ?

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 ?

Question 22 : Avez-vous d'autres remarques sur la régulation du raccordement des éoliennes en mer ?

Question 23 : Êtes-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 ?

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

Question 25 : Êtes-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 ?

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

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

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

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

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

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

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

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

## 5. ANNEXES

## 5.1 Annexe 1 : Indicateurs de qualité de service suivi par RTE sur la période 2013-2015

Réclamation clients			
	Nombre de réclamations	Taux de respect réponses dans les 30 jours	Taux de respect réponses dans les 10 jours
2013	82	78%	67%
2014	122	90%	87%
2015	98	72%	61%

Respect des seuils d'engagements relatifs à la qualité de l'électricité			
	Industriels	Distributeurs	Ferroviaire
2013	91%	94%	82%
2014	93%	92%	73%
2015	93%	98%	86%

Dépannages comptages			
	Total	Hors délais	Taux hors délais
2013	5077	394	7,80%
2014	4729	497	10,50%
2015	4624	508	11,00%

Accès au marché		
	taux de disponibilité du mécanisme d'ajustement	Taux de fiabilité des données de tendance du mécanisme d'ajustement
2013	99,80%	98,40%
2014	99,40%	98,20%
2015	99,10%	98,60%

Nombre d'offres d'ajustement appelées			
	Offres d'ajustement activées	Dont objections d'acteurs	Taux objections d'acteurs
2013	45328	312	0,70%
2014	39284	105	0,30%
2015	41487	160	0,40%

## Nombre de propositions technique et financière transmises au client

Année	Nombre de PTF	Dont transmises en moins de 3 mois
2013	137	99%
2014	92	76%
2015	59	80%

## Raccordement mis en service

	Nombre de raccordement	Respectant les coûts	Respectant les délais
2013	36	100%	81%
2014	53	92%	92%
2015	60	90%	93%

**5.2 Annexe 2 : Principaux axes de recherches de RTE**

Le programme de R&D de RTE est structuré selon cinq programmes :

1. Le programme « réseau du futur » qui vise à identifier, faire émerger et valider les futures solutions technologiques qui s'intégreront dans le réseau électrique du futur. Cette recherche favorise le développement d'une offre industrielle permettant de préparer (i) le possible développement de réseaux à courant continu, (ii) le développement de nouvelles solutions de lignes et de postes électriques, et enfin (iii) l'émergence de technologies prometteuses pour le transport d'énergie comme la supraconductivité ou les nanotechnologies ;
2. Le programme « gestion des actifs » qui vise à développer de nouvelles solutions permettant d'optimiser la gestion des actifs industriels. Il s'agit, en tirant parti des avancées industrielles, de caractériser et gérer les effets du vieillissement du réseau électrique afin d'optimiser les politiques de maintenance et de renouvellement des infrastructures ;
3. Le programme « système électrique » qui vise à accompagner la transition énergétique en permettant d'intégrer dans le mix énergétique une quantité significative d'énergie renouvelable, en mutualisant à l'échelle européenne les différentes sources d'énergie et modes de consommation, en favorisant les échanges et la solidarité entre zones. Les recherches consistent à développer de nouvelles méthodes et outils d'études, de contrôles, d'optimisation en vue de leur utilisation pour le développement, la maintenance et l'exploitation des réseaux électriques français et européens ;
4. Le programme « environnement » qui vise, en s'intégrant à travers d'autres programmes, à prendre en compte les attentes de la société notamment dans les domaines de l'écologie, de la sociologie ou de la santé. Ces recherches permettent de maîtriser les rejets de gaz à effet de serre, d'encourager les modes de gestion favorables à la biodiversité ou de mettre en œuvre des modes de concertation innovants ;
5. Le programme « Smartgrids » est, par essence, transverse aux programmes « réseau du futur », « système électrique » et « gestion des actifs ». Notamment au travers de démonstrateurs et du plan REI, il qualifie et valorise les actions de RTE relevant de l'intelligence électrique, c'est-à-dire celles engagées pour aller vers un système électrique plus flexible, communicant et accompagnant les objectifs de déploiement des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique.

Le détail de ces programmes ainsi que leur état d'avancement sont présentés dans le rapport R&D de 2015 publié par la CRE.<sup>38</sup>

Les nouveaux axes de recherches proposés par RTE sur la période TURPE 5 HTB sont les suivants :

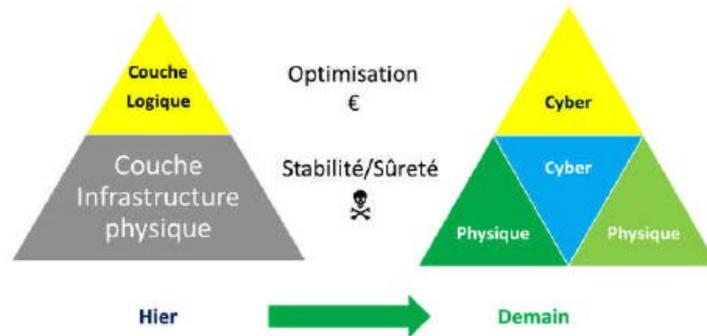
**L'économie du système et le market design**

Ce programme de recherche consiste à anticiper l'évolution du « market design » et des signaux d'investissements compte tenu du développement des énergies renouvelables, et de leur coût marginal nul.

<sup>38</sup> <http://www.cre.fr/documents/publications/etudes/rte-bilan-du-programme-de-r-d-annee-2014/consulter-le-document>

La méthode de planification de RTE va évoluer afin d'optimiser la valeur d'usage du système électrique. Deux considérations viennent modifier les pratiques historiques :

- les besoins de développement du réseau résultent moins de la croissance de la consommation que de la réallocation géographique des zones de production. De plus, la transition énergétique nécessite d'imaginer l'articulation entre le réseau et les nouveaux modes de consommation (Smart cities) ainsi que le développement de la gestion dynamique de la demande et du stockage ;
- le développement des possibilités du gestionnaires de réseaux pour pallier les difficultés de congestion temporaire (gestion curative des incidents, automates, ...).



### Prospective : penser et préparer le système électrique du futur

Ce programme de RTE vise à étudier les impacts techniques, économiques, sociologiques et environnementaux des évolutions du système électrique et l'impact sur les activités de l'entreprise (développement, maintenance, exploitation, marchés).

### Favoriser la transformation digitale de RTE, et du système électrique

RTE a lancé différents travaux relatifs à l'intégration du numérique dans la gestion du réseau. Ces travaux font appel à la R&D en termes de veille technologique et d'expertise, afin de préparer RTE à intervenir dans certains domaines (calculateurs scientifiques et algorithmes, data science pour l'analyse de grands volumes de données complexes comme les images issues des analyses des lignes par drones, ...).

La R&D de RTE vise à intégrer l'évolution du contexte numérique dans ses projets en particulier la généralisation des capteurs qui nécessite un renforcement des compétences en télécommunication, en particulier dans l'internet des objets.