



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

CONSULTATION PUBLIQUE N° 2020-015 DU 1^{ER} OCTOBRE 2020 RELATIVE AU PROCHAIN TARIF D'UTILISATION DES RÉSEAUX PUBLICS DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ (TURPE 6 HTB)

Les articles L. 341-2, L. 341-3 et L. 341-4 du code de l'énergie donnent compétence à la Commission de régulation de l'énergie (CRE) pour fixer la méthode d'établissement des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) pour les utilisateurs raccordés en haute tension B (HTB). La CRE procède aux modifications de niveau et de structure des tarifs qu'elle estime justifiées au vu notamment de l'analyse de la comptabilité des opérateurs, de l'évolution prévisible de leurs charges de fonctionnement et d'investissements ou encore de l'évolution des usages des réseaux. Ces sujets sont particulièrement importants en période de transition écologique pour laquelle les réseaux ont un rôle majeur à jouer dans un contexte de renforcement de la place de l'électricité dans le mix énergétique et d'émergence de nouvelles flexibilités telles que le stockage.

Le tarif actuel d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans le domaine de tension HTB, dit TURPE 5 HTB, est entré en vigueur le 1^{er} août 2017, en application de la délibération du 17 novembre 2016¹, pour une durée de quatre ans environ. Le nouveau tarif d'utilisation des réseaux de transport d'électricité, dit TURPE 6 HTB, doit rentrer en vigueur le 1^{er} août 2021 pour une durée de quatre ans environ.

Compte tenu de la visibilité indispensable pour les acteurs de marché et de la complexité des sujets à traiter, la CRE a d'ores et déjà organisé quatre consultations publiques, dans le cadre des travaux préparatoires au TURPE 6 HTB :

- la première, en date du 14 février 2019², concernait le cadre de régulation applicable aux opérateurs d'infrastructures régulées pour la prochaine génération de tarifs. 41 réponses ont été reçues ;
- la deuxième, en date du 23 mai 2019³, portait principalement sur les principes et enjeux de la structure des tarifs TURPE 6 HTB et TURPE 6 HTA-BT et comprenait en particulier de premières orientations relatives à la composante de gestion, la composante de comptage, la forme des grilles de soutirage et la tarification de l'injection. 37 réponses ont été reçues ;
- la troisième, en date du 17 octobre 2019⁴, visait à recueillir l'avis des acteurs sur la qualité de service et les actions des gestionnaires de réseaux en faveur de l'innovation des acteurs pour le secteur de l'électricité. 33 réponses ont été reçues ;

¹ Délibération de la CRE du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans le domaine de tension HTB (<https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/turpe-htb3>)

² Consultation publique du 14 février 2019 n°2019-003 relative au cadre de régulation tarifaire applicable aux opérateurs d'infrastructures régulées en France (<https://www.cre.fr/Documents/Consultations-publiques/Cadre-de-regulation-tarifaire-applicable-aux-operateurs-d-infrastructures-regulees-en-France>)

³ Consultation publique n° 2019-011 du 23 mai 2019 relative à la structure des prochains tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité « TURPE 6 » (<https://www.cre.fr/Documents/Consultations-publiques/Structure-des-prochains-tarifs-d-utilisation-des-reseaux-publics-d-electricite-TURPE-6>)

⁴ Consultation publique n° 2019-019 du 17 octobre 2019 relative à la qualité de service et aux actions des gestionnaires de réseaux en faveur de l'innovation des acteurs pour le secteur de l'électricité (<https://www.cre.fr/Documents/Consultations-publiques/qualite-de-service-et-aux-actions-des-gestionnaires-de-reseaux-en-faveur-de-l-innovation-des-acteurs-pour-le-secteur-de-l-electricite>)

- la quatrième, en date du 19 mars 2020⁵, avait pour principal objectif de recueillir l'avis des acteurs sur les évolutions de la composante de soutirage envisagées par la CRE. 38 réponses ont été reçues.

Toutes les réponses ont été publiées, le cas échéant, dans une version occultant les éléments confidentiels, sur le site de la CRE.

Par ailleurs, la CRE a publié une consultation publique, en date du 9 juillet 2020⁶, portant sur les signaux économiques envoyés aux producteurs d'électricité et sur l'opportunité d'une tarification des injections, en indiquant cependant que les évolutions envisagées n'avaient pas vocation à être mises en œuvre dès le TURPE 6 HTB, mais éventuellement ultérieurement.

La présente consultation publique expose la demande tarifaire de RTE et décrit les orientations préliminaires de la CRE concernant le niveau des charges à couvrir pour la période du TURPE 6 HTB. Elle vise également à présenter, sur la base des analyses effectuées et des consultations publiques précédentes, les orientations envisagées par la CRE concernant les propositions présentées dans les précédentes consultations publiques susmentionnées, s'agissant du cadre de régulation et de la structure tarifaire.

La CRE souhaite, dans le cadre de la présente consultation publique, recueillir l'avis des acteurs de marché, en vue de l'adoption, au début de l'année 2021, de la délibération portant décision sur le TURPE 6 HTB. Chacun peut donc noter l'importance de ces consultations publiques. Il appartient à la CRE de fixer le TURPE. Elle ne saurait le faire de manière isolée : elle le fait avec les acteurs du système énergétique.

Il s'agit de la dernière consultation publique avant l'adoption du projet de décision tarifaire de la CRE qui sera soumise à l'avis du Conseil Supérieur de l'Énergie (CSE).

Pour formuler les propositions figurant dans la présente consultation publique, la CRE a pris en compte, conformément aux dispositions de l'article L. 341-3 du code de l'énergie, les orientations de politique énergétique transmises par la ministre de la transition écologique et solidaire, par courrier reçu en date du 19 juin 2020. Ces orientations sont publiées sur le site de la CRE⁷.

La présente consultation est ouverte jusqu'au 12 novembre 2020.

Principaux enjeux du TURPE 6 HTB

La transition énergétique

La prochaine période tarifaire (2021-2024) s'inscrit dans un contexte d'accélération de la transition énergétique, avec une augmentation massive de la production d'électricité renouvelable (EnR). RTE sera directement concerné par le raccordement des parcs éoliens en mer et des autres centrales ENR de grande taille. En tant que gestionnaire du système électrique, RTE sera confronté aussi à l'arrêt des centrales au charbon et à la forte croissance de la production décentralisée et de la mobilité électrique, qui modifieront profondément les flux sur le réseau de transport d'électricité.

La maîtrise des investissements

Dans son Schéma Décennal de Développement du Réseau (SDDR), récemment soumis à l'examen par la CRE⁸, RTE prévoit une forte hausse de ses investissements : 33 Md€ sur 15 ans auxquels s'ajoutent 3 Md€ pour l'immobilier, les systèmes d'information, la logistique et les véhicules. Ces investissements sont évidemment liés à la transition énergétique mais aussi au vieillissement progressif du réseau qui nécessite un effort accru pour le renouvellement des infrastructures afin de garantir un niveau de qualité et de sécurité d'alimentation élevé.

L'enjeu pour RTE sera aussi de réaliser les investissements nécessaires tout en maîtrisant leur coût.

La qualité d'alimentation et la sécurité des approvisionnements

La qualité d'alimentation et la sécurité des approvisionnements sont des missions essentielles du gestionnaire de réseau de transport. Elles sont aujourd'hui à un niveau satisfaisant sur le réseau de RTE. Des améliorations doivent toujours être recherchées, mais fixer des objectifs trop ambitieux conduirait à des hausses excessives des coûts.

⁵ Consultation publique n° 2020-007 du 19 mars 2020 relative à la composante de soutirage des prochains tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité « TURPE 6 » (<https://www.cre.fr/Documents/Consultations-publiques/composante-de-soutirage-des-prochains-tarifs-d-utilisation-des-reseaux-publics-d-electricite-turpe-6>)

⁶ Consultation publique n° 2020-011 du 9 juillet 2020 relative aux signaux économiques envoyés aux producteurs d'électricité (<https://www.cre.fr/Documents/Consultations-publiques/consultation-publique-relative-aux-signaux-economiques-envoyes-aux-producteurs-d-electricite>)

⁷ Lettre de la ministre (<https://www.cre.fr/content/download/22581/285281>)

⁸ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 23 juillet 2020 portant examen du Schéma Décennal de Développement du Réseau de transport de RTE élaboré en 2019 (<https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/examen-du-schema-decennal-de-developpement-du-reseau-de-transport-de-rte-elabore-en-2019>)

Pour le présent TURPE, l'enjeu principal sera de conserver les performances actuelles, malgré les transformations importantes du mix électrique en France et chez nos voisins européens.

L'ère de la flexibilité

Les évolutions technologiques (comptage évolué, stockage, numérique, etc.) créent un potentiel important de nouvelles sources de flexibilité, au moment où la transition énergétique va générer des besoins supplémentaires de flexibilité et où notre pays supporte de moins en moins une aggravation de notre empreinte environnementale.

L'enjeu pour RTE sera de mobiliser les sources de flexibilité nouvelles (écrêtement de la production, stockage, effacement, agrégation de flexibilités décentralisées) pour maintenir la qualité d'alimentation et la sécurité des approvisionnements, tout en limitant au strict nécessaire les renforcements de réseau.

Transformation et modernisation

RTE doit se transformer, se moderniser et innover pour demeurer un opérateur de référence parmi les gestionnaires de réseau de transport d'électricité en Europe et dans le monde, alors que le secteur énergétique se transforme à grande vitesse.

Le tarif accompagne l'opérateur dans cette transformation, en tenant compte pour la fixation des trajectoires de charges d'exploitation et d'investissements. Cet effort de modernisation doit se traduire concrètement par des résultats, qu'il s'agisse du recours effectif à des solutions innovantes et aux flexibilités, de la mise en œuvre d'actions prioritaires dans les délais pour favoriser l'innovation de l'ensemble du secteur ou du maintien de la qualité de service. La régulation incitative de RTE sera renforcée à cette fin.

Le niveau et la structure du tarif

RTE demande à bénéficier d'un tarif en forte hausse, pour couvrir notamment la hausse des dépenses d'investissements et de la politique de gestion des actifs dans un contexte de vieillissement progressif des ouvrages.

Dans un contexte de crise sanitaire et possiblement de crise économique à venir, la CRE attache la plus haute importance à ce que toute hausse tarifaire soit justifiée par des hausses de coûts non évitables et limitée au strict nécessaire. Le taux de rémunération des actifs doit en outre refléter la baisse des taux sur les marchés et l'évolution de l'impôt sur les sociétés.

En outre, la structure tarifaire adresse aux utilisateurs des réseaux des signaux économiques pour optimiser à moyen terme le coût global du système électrique. Ainsi, la tarification selon les saisons et les heures de la journée contribue à la maîtrise de la pointe de la demande électrique hivernale. A ce titre, l'évolution de la structure envisagée par la CRE, fondée sur les coûts marginaux de long terme des réseaux, améliore ces signaux.

Niveau tarifaire

Dans ce cadre, RTE a formulé une demande d'évolution tarifaire exposant ses coûts prévisionnels pour la période 2021-2024 ainsi que ses demandes relatives au cadre de régulation.

La prise en compte des éléments du dossier de demande tarifaire et de sa mise à jour adressés à la CRE par RTE conduirait à une hausse du tarif unitaire moyen de + 6,25 % au 1^{er} août 2021 et chaque année sur toute la durée du tarif (incluant une hypothèse d'évolution moyenne de +1,6 % d'inflation par an). C'est cette demande que la CRE analyse.

Charges à couvrir

La demande de RTE est fondée sur trois postes de charges :

- ses charges de capital, en légère baisse de 0,5 % en 2021 par rapport au niveau réalisé en 2019, puis en hausse soutenue de 4,7 % par an en moyenne entre 2021 et 2024 ; en effet, RTE propose une baisse de son taux de rémunération, à 5,35 % (contre 6,125 % retenu au cours de la période du TURPE 5 HTB) et prévoit d'investir 2,2 Md€ par an en moyenne pendant la période du TURPE 6 HTB, contre moins d'1,5 Md€ en 2019 ; en conséquence, la base d'actifs régulés (BAR) de RTE au 31 décembre 2024 pourrait atteindre 17,7 Mds€, en hausse de 23 % par rapport à la BAR constatée au 31 décembre 2019 ;
- ses achats liés à l'exploitation du système électrique, en hausse de + 21,6 % en 2021 par rapport au niveau réalisé en 2019, puis en hausse contenue de 0,8 % par an en moyenne entre 2021 et 2024 ; RTE explique cette évolution notamment par la hausse des prix de marché et de capacité, ainsi que des coûts de congestion du fait de la montée en puissance du recours aux flexibilités ;

- ses charges d'exploitation hors charges liées à l'exploitation du système électrique, en hausse de + 13,4 % en 2021 par rapport au niveau réalisé en 2019, puis en hausse de 2,5 % par an en moyenne entre 2021 et 2024 ; RTE explique cette évolution par la mise en œuvre de sa politique de gestion des actifs et par l'adaptation de l'entreprise nécessaire pour accompagner la hausse des investissements.

La CRE a procédé à une première analyse de la demande de RTE et s'est également appuyée sur des études de consultants externes, dont les conclusions sont publiées en même temps que la présente consultation publique. Ces études portent sur les sujets suivants :

- un audit de la demande relative aux charges d'exploitation de RTE (hors achats liés à l'exploitation du système électrique) pour la période 2021-2024 ;
- un audit de la demande du taux de rémunération des actifs régulés des gestionnaires de réseaux de transport et de distribution d'électricité.

A ce stade, la CRE envisage :

- d'analyser avec attention la hausse des charges nettes d'exploitation et des investissements « *hors réseaux* » de RTE. Afin de donner un cadre à la consultation, la CRE a choisi de présenter les ajustements résultant de l'audit du consultant externe et de l'analyse des achats liés à l'exploitation du système comme une borne basse et la demande de RTE comme une borne haute ;
- de retenir un taux de rémunération des actifs régulés inférieur à la demande de RTE, dans une fourchette comprise entre 4,2 % et 4,7 % avant impôts. Ce niveau prend notamment en compte la baisse des taux constatés sur les marchés financiers et à la baisse prévue de l'impôt sur les sociétés.

Effet volume lié à l'évolution des soutirages et des puissances souscrites, ainsi que des injections

L'évolution du tarif dépend non seulement des charges à couvrir, mais également de l'effet volume lié à l'évolution des soutirages et des puissances souscrites, ainsi que des injections en HTB 2 et 3.

Entre la période 2017-2019 et la période 2021-2024, RTE prévoit, dans son scénario de référence :

- une baisse (-4,1 %) des soutirages en énergie, qui s'explique en particulier par l'amélioration de l'efficacité énergétique et par le développement de la production décentralisée, dont une partie de la production est consommée sur le réseau de distribution et diminue donc les soutirages depuis le réseau de transport ;
- une stabilité (-0,2 %) des puissances souscrites du fait de la constance de la pointe de soutirage ;
- une baisse (-3,5 %) des injections par la production centralisée raccordée aux réseaux HTB 2 et HTB 3, en raison du développement de la production décentralisée, qui vient se substituer, progressivement, à la production centralisée ;
- une très forte progression (+44,9 %) des refoulements des réseaux de distribution vers le réseau de transport (y compris HTB2) et de la production raccordée en HTB 1, qui s'explique par le développement de la production à partir d'énergies renouvelables.

Ce scénario de référence ne prend toutefois pas en compte les impacts que la crise liée au COVID-19 pourrait avoir au-delà de 2020.

La CRE a procédé à une analyse préliminaire de ces prévisions. Elle note que, conformément à sa demande, RTE s'est coordonné avec Enedis pour proposer une vision conjointe des flux d'énergie entre le réseau de transport et les réseaux de distribution. Elle considère, à ce stade, que les trajectoires présentées par RTE sont cohérentes avec les évolutions prévisibles du système électrique. Les quantités d'énergie soutirées depuis le réseau de transport sont globalement orientées à la baisse, ce qui a un effet à la hausse sur le tarif unitaire.

S'agissant de la crise liée au COVID-19, les analyses se poursuivent pour évaluer au mieux les impacts de cette crise sur la période du TURPE 6 HTB (2021-2024) et seront finalisées pour la décision tarifaire.

Evolution du niveau tarifaire

A titre purement illustratif, selon les principes rappelés ci-dessus, l'évolution du TURPE 6 HTB pourrait s'établir, en borne basse, autour de 1,5 % en moyenne par an (en prenant en compte l'ensemble des ajustements proposés par l'auditeur sur les charges nettes d'exploitation et les investissements « *hors réseaux* » et envisagés par la CRE sur les achats liés à l'exploitation du système, ainsi qu'un taux de rémunération de 4,2 %) et, en borne haute, autour de 5,1 % en moyenne par an (en prenant en compte la demande de RTE et en appliquant un taux de rémunération de 4,7 %).

Cadre de régulation tarifaire

La CRE envisage de reconduire, pour le TURPE 6 HTB, les principaux mécanismes de régulation incitative en vigueur : régulation incitative à la maîtrise des charges d'exploitation et des dépenses d'investissements, régulation incitative de la qualité d'alimentation et de la recherche et développement, couverture *a posteriori* de certains écarts *via* le compte de régularisation des charges et des produits (CRCP). Les acteurs de marché s'y sont montrés favorables dans leurs réponses à la consultation publique du 14 février 2019.

Dans un contexte marqué par une forte hausse des investissements de RTE, la CRE envisage l'introduction d'un mécanisme visant à inciter RTE à maîtriser et à prioriser ses dépenses d'investissements de réseau. Ce mécanisme consisterait à définir une enveloppe pluriannuelle qui constituerait un plafond au-delà duquel les coûts d'investissements engagés ne seraient pas entièrement couverts.

Par ailleurs, dans le cadre de l'examen du SDDR de RTE, la CRE s'est montrée favorable à la politique de gestion des actifs proposée par RTE et visant à prolonger la durée de vie des actifs afin de limiter les dépenses d'investissement. Cette politique se traduit par une hausse sensible des charges opérationnelles de l'opérateur. Dans ce contexte, la CRE envisage d'introduire un dispositif *ad hoc* permettant de s'assurer du respect de l'exécution des volumes de travaux et d'activités ayant servi à la construction de la trajectoire tarifaire.

S'agissant des achats liés à l'exploitation du système électrique, la CRE envisage :

- de maintenir le principe du mécanisme actuel de régulation incitative des charges liées à la compensation des pertes et de renforcer ce mécanisme en augmentant le taux d'incitation portant sur le volume de pertes de 10 % à 20 %, en cohérence avec le niveau d'incitation applicable aux autres opérateurs d'infrastructures régulées ;
- de renforcer le dispositif incitatif portant sur les coûts d'équilibrage et d'ajustement : si le dispositif existant au cours de la période du TURPE 5 HTB visait à inciter RTE à maîtriser le volume de ses réserves d'équilibrage, le nouveau dispositif envisagé par la CRE aurait pour objectif d'inciter RTE sur l'ensemble des coûts de contractualisation de ces réserves ;
- d'aligner l'incitation portant sur les coûts de congestions nationales et internationales et de l'adapter à la politique de dimensionnement optimal des réseaux, en appliquant un taux d'incitation de 20 % sur l'ensemble de ces coûts.

La CRE envisage enfin de renforcer le dispositif de suivi et de régulation incitative de la qualité de service, en introduisant, notamment, une régulation incitative à l'innovation, portant principalement sur la qualité des données transmises par RTE aux acteurs de marché et le rôle de RTE de facilitateur de l'innovation à l'externe, dans le cadre de ses missions de service public.

Structure tarifaire

La transition énergétique et numérique et l'évolution des usages renforcent la nécessité d'envoyer aux utilisateurs de réseaux des signaux tarifaires pertinents en matière d'utilisation du réseau et d'investissements, qu'il s'agisse d'équipements (tels que le véhicule électrique), d'isolation et de dépenses d'efficacité énergétique, ou de stockage et de production décentralisée, potentiellement autoconsommée.

Les évolutions envisagées par la CRE, en étroite collaboration avec les gestionnaires de réseaux, visent à améliorer la méthodologie d'élaboration de la composante de soutirage de façon à véhiculer des signaux-prix reflétant, dans le respect du principe de péréquation tarifaire, les coûts que génère, pour la collectivité, leur utilisation des réseaux. Il importe en effet d'assurer, tout particulièrement, que la forme des grilles tarifaires soit robuste et adaptée à l'évolution des usages associée au contexte actuel de double transition, énergétique et numérique. En ce sens, l'instauration d'une tarification fondée sur les coûts marginaux de long terme des réseaux reflète mieux la concentration des coûts induits par les usages en période hivernale ainsi que le coût de la desserte.

Les acteurs de marché se sont montrés globalement favorables aux propositions d'évolution de la structure des tarifs de distribution d'électricité dans leurs réponses aux consultations publiques du 23 mai 2019 et du 19 mars 2020.

La CRE présente donc, dans la présente consultation publique, ses orientations finales, tenant compte des consultations publiques précédentes. Ces évolutions ne changent pas les principes généraux proposés précédemment, mais améliorent le paramétrage technique de la méthodologie de façon, notamment, à mieux refléter les coûts générés par les utilisateurs ayant une courte utilisation.

Cette dernière consultation publique sur l'élaboration du TURPE 6 HTB est importante : c'est un TURPE de la transition écologique qu'il convient de mettre en place.

Paris, le 1^{er} octobre 2020.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,
Le président,

Jean-François CARENCO

Répondre à la consultation

La CRE invite les parties intéressées à adresser leur contribution, au plus tard le 12 novembre 2020, en saisissant leur contribution sur la plateforme mise en place par la CRE : <https://consultations.cre.fr>.

Dans un souci de transparence, les contributions feront l'objet d'une publication par la CRE. **Si votre contribution comporte des éléments dont vous souhaitez préserver la confidentialité, il vous sera possible de générer grâce à la plateforme une version occultant ces éléments.** Dans ce cas, seule cette version fera l'objet d'une publication. La CRE se réserve le droit de publier des éléments qui pourraient s'avérer essentiels à l'information de l'ensemble des acteurs, sous réserve qu'ils ne relèvent pas de secrets protégés par la loi. **En l'absence de version occultée, la version intégrale est publiée,** sous réserve des informations relevant de secrets protégés par la loi.

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

Table des matières

1.	CONTEXTE ET OBJECTIFS DE LA CONSULTATION PUBLIQUE	10
1.1	COMPETENCES DE LA CRE	10
1.2	OBJET DE LA CONSULTATION	10
1.3	ORIENTATIONS DE POLITIQUE ENERGETIQUE	10
1.4	ENJEUX POUR LA PERIODE DU TURPE 6 HTB.....	11
1.4.1	Principaux enjeux identifiés par RTE dans sa demande tarifaire	11
1.4.2	Principaux enjeux identifiés par la CRE	11
2.	CADRE DE REGULATION TARIFAIRE	14
2.1	GRANDS PRINCIPES TARIFAIRES	14
2.1.1	Détermination du revenu autorisé.....	14
2.1.2	Rémunération des actifs et couverture des investissements.....	15
2.2	CALENDRIER TARIFAIRE.....	17
2.2.1	Durée de la période tarifaire	17
2.2.2	Evolution annuelle des termes tarifaires.....	17
2.3	REGULATION INCITATIVE A LA MAITRISE DES COUTS	18
2.3.1	Régulation incitative des charges d'exploitation	18
2.3.2	Régulation incitative des investissements	30
2.4	REGULATION INCITATIVE DE LA QUALITE DE SERVICE ET DE LA CONTINUE D'ALIMENTATION.....	38
2.4.1	Régulation incitative de la qualité de service	39
2.4.2	Régulation incitative de la continuité d'alimentation	40
2.5	REGULATION INCITATIVE DE L'INNOVATION	43
2.5.1	Régulation de la R&D	43
2.5.2	Projets de réseaux électriques intelligents	45
2.5.3	Publication des données	46
2.5.4	Favoriser l'innovation à l'externe	47
3.	NIVEAU TARIFAIRE	49
3.1	DEMANDE TARIFAIRE DE RTE.....	49
3.2	CHARGES NETTES D'EXPLOITATION.....	49
3.2.1	Bilan de la période du TURPE 5 HTB	50
3.2.2	Demande de RTE et analyses préliminaires de la CRE	51
3.3	RECETTES TIREES DE L'ALLOCATION DE CAPACITE D'INTERCONNEXION ET RECETTES TIREES DES MECANISMES DE CAPACITE.....	61
3.3.1	Bilan de la période du TURPE 5 HTB	61
3.3.2	Demande de RTE et analyse préliminaire de la CRE.....	63
3.4	COUT MOYEN PONDERE DU CAPITAL.....	63
3.4.1	Demande de RTE	63
3.4.2	Synthèse des résultats de l'audit externe de la CRE.....	63
3.4.3	Fourchette de CMPC envisagée par la CRE.....	63
3.5	INVESTISSEMENTS ET CHARGES DE CAPITAL NORMATIVES	64
3.5.1	Trajectoire des dépenses d'investissements	64
3.5.2	Trajectoire des charges de capital.....	66
3.5.3	Analyse préliminaire de la CRE	66
3.6	CRCP PREVISIONNEL 1 ^{ER} JANVIER 2021.....	68

3.7	REVENU AUTORISE.....	70
3.7.1	Demande de RTE	70
3.7.2	Analyse préliminaire de la CRE	70
3.8	HYPOTHESES D'EVOLUTION DES SOUTIRAGES ET DES INJECTIONS.....	71
3.8.1	Evolutions constatées sur la période du TURPE 5 HTB.....	71
3.8.2	Evolutions prévues par RTE sur la période du TURPE 6 HTB.....	71
3.8.3	Analyse préliminaire de la CRE	73
3.9	PRISE EN COMPTE DE L'ABATTEMENT A DESTINATION DES CONSOMMATEURS ELECTRO-INTENSIFS .	74
3.10	EVOLUTION TARIFAIRE	74
3.10.1	Demande de RTE.....	74
3.10.2	Analyse préliminaire de la CRE.....	74
4.	STRUCTURE TARIFAIRE	75
4.1	CONTEXTE ET ENJEUX.....	75
4.1.1	Un système électrique en transformation	75
4.1.2	Les enjeux de la tarification des réseaux	79
4.1.3	Une juste répartition puissance/énergie.....	80
4.1.4	Des évolutions de facture maîtrisées	81
4.2	TRANSPARENCE	81
4.3	STRUCTURE TARIFAIRE ACTUELLE	81
4.3.1	Typologie des coûts de réseau et les composantes tarifaires associées.....	81
4.3.2	Forme des grilles.....	82
4.4	EVOLUTIONS DE STRUCTURE ENVISAGEES POUR LE TURPE 6 HTB.....	83
4.4.1	Scénario illustratif.....	84
4.4.2	Composante de gestion.....	84
4.4.3	Composante de comptage	84
4.4.4	Composante de soutirage	85
4.4.5	Composante mensuelle des dépassements de puissance souscrite.....	89
4.4.6	Tarification de l'énergie réactive.....	90
4.4.7	Tarification de l'injection en HTB 3 et HTB 2	93
4.5	EVOLUTIONS DE FACTURES CONSECUTIVES A LA VARIATION DE STRUCTURE.....	93
5.	LISTE DES QUESTIONS	97
	ANNEXE 1 – QUALITE DE SERVICE ET D'ALIMENTATION	99
	ANNEXE 2 – METHODE ENVISAGEE POUR DETERMINER LA COMPOSANTE DE SOUTIRAGE DU TURPE 6	101
1.	PRINCIPE GENERAL D'ALLOCATION DES COUTS	101
2.	ETAPE 1 : ETUDE ECONOMETRIQUE DES COUTS D'INFRASTRUCTURE.....	102
2.1	UTILISATION DE DONNEES DE RESEAU PLUS FINES : LES POCHEES DE RESEAU	102
2.2	VARIABLES EXPLIQUANT LES COUTS D'INFRASTRUCTURE	103
2.3	FONCTION DE COUT	104
3.	ETAPES 2 ET 2 BIS : REPERCUSSION DES COUTS A CHAQUE UTILISATEUR	105
3.1	CALCUL DES COUTS MARGINAUX A LA PUISSANCE FOISONNEE ET AU NOMBRE D'UTILISATEURS	105
3.2	ETAPE 2 : REPERCUSSION DU COUT MARGINAL D'UN UTILISATEUR SUPPLEMENTAIRE.....	106
3.3	ETAPE 2 BIS : REPERCUSSION DU COUT MARGINAL A LA PUISSANCE FOISONNEE.....	106
4.	ETAPE 3 : PRISE EN COMPTE DES COUTS ANNEXES.....	108
4.1	COUT DES RESERVES	108

4.2	COUT DES PERTES	109
ANNEXE 3	- GRILLE TARIFAIRE HORS EVOLUTION EN NIVEAU.....	110

1. CONTEXTE ET OBJECTIFS DE LA CONSULTATION PUBLIQUE

1.1 Compétences de la CRE

Les articles L. 341-2, L. 341-3 et L. 341-4 du code de l'énergie encadrent les compétences de la CRE en matière de tarification de l'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité. A ce titre, l'article L. 341-3 dispose que « [l]es méthodes utilisées pour établir les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité sont fixées par la Commission de régulation de l'énergie ».

En outre, l'article L. 341-2 du code de l'énergie prévoit que « les tarifs d'utilisation du réseau public de transport et des réseaux publics de distribution sont calculés de manière transparente et non discriminatoire, afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires de ces réseaux dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace ».

Par ailleurs, l'article L. 341-3 du même code dispose que la CRE « peut prévoir un encadrement pluriannuel d'évolution des tarifs et des mesures incitatives appropriées, tant à court terme qu'à long terme, pour encourager les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution à améliorer leurs performances, notamment en ce qui concerne la qualité de l'électricité, à favoriser l'intégration du marché intérieur de l'électricité et la sécurité de l'approvisionnement et à rechercher des efforts de productivité ». En outre, cet article dispose également que la CRE « prend en compte les orientations de politique énergétique indiquées par l'autorité administrative ».

Enfin, l'article L. 341-4 du même code dispose que « [l]a structure et le niveau des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution d'électricité sont fixés afin d'inciter les clients à limiter leur consommation aux périodes où la consommation de l'ensemble des consommateurs est la plus élevée au niveau national. Ils peuvent également inciter les clients à limiter leur consommation aux périodes de pointe au niveau local. A cet effet, la structure et le niveau des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution peuvent, sous réserve d'assurer la couverture de l'ensemble des coûts prévue à l'article L. 341-2 et de manière proportionnée à l'objectif de maîtrise des pointes électriques, s'écarter pour un consommateur de la stricte couverture des coûts de réseau qu'il engendre ».

1.2 Objet de la consultation

La CRE souhaite recueillir l'avis des acteurs de marché sur les orientations qu'elle envisage pour le TURPE 6 HTB de RTE, applicable à compter du 1^{er} août 2021, en ce qui concerne le cadre de régulation, le niveau des charges à couvrir et la structure du tarif.

La présente consultation publique est la dernière avant le projet de décision tarifaire TURPE 6 HTB que la CRE envisage de prendre fin 2020 pour transmission au Conseil Supérieur de l'Énergie (CSE). Elle présente :

- les premières orientations de la CRE sur le niveau du tarif ainsi que sur la demande de RTE ;
- les conclusions préliminaires de la CRE concernant la structure et la forme des grilles tarifaires, le cadre de régulation tarifaire et la qualité de service et d'alimentation, à la suite des précédentes consultations sur ces sujets.

1.3 Orientations de politique énergétique

Dans la présente consultation publique, la CRE prend en compte les orientations de politique énergétique qui lui ont été transmises par la ministre de la Transition écologique et solidaire par courrier reçu en date du 19 juin 2020 et publié sur le site de la CRE. Ces orientations portent notamment sur :

- l'importance d'inscrire les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les ambitions générales du Gouvernement en termes de protection du climat et de la biodiversité ;
- la nécessité d'inciter l'opérateur à la maîtrise de ses coûts afin de limiter l'impact des tarifs sur la facture des consommateurs ;
- le maintien d'un haut niveau de qualité de l'électricité acheminée, se traduisant par un renouvellement suffisant des infrastructures existantes et une attention particulière à la résilience des réseaux devant les aléas météorologiques et climatiques ;
- l'incitation qui doit être donnée à réaliser les investissements nécessaires à la transition énergétique, notamment le raccordement des énergies renouvelables, à des coûts maîtrisés et dans des délais compatibles avec les besoins de la politique énergétique ;

- le besoin d'encourager le gestionnaire de réseau à mettre en œuvre des solutions permettant d'apporter de la flexibilité au système électrique sans pour autant empêcher la réalisation des investissements nécessaires à la transition énergétique ;
- la contribution des tarifs à la réduction de la consommation en période de pointe ;
- le nécessaire équilibre entre les parts fixe et variable des tarifs compte tenu des effets de la structure des tarifs sur les politiques de maîtrise de la consommation et de lutte contre la précarité énergétique.

1.4 Enjeux pour la période du TURPE 6 HTB

1.4.1 Principaux enjeux identifiés par RTE dans sa demande tarifaire

RTE identifie plusieurs enjeux justifiant le contenu de sa demande tarifaire :

- l'accélération de la transition énergétique au travers notamment d'une augmentation des capacités de production éoliennes et photovoltaïques en distribution, mais aussi le raccordement des énergies marines, et en particulier de la filière éolienne en mer, qui se fait sur le réseau de transport ;
- la stabilisation de la consommation d'électricité. Combinés avec la hausse de la production décentralisée, ces deux phénomènes conduisent à ce que la quantité d'énergie soutirée sur le réseau de transport diminue de près de 1 % par an, une part croissante de l'électricité étant désormais produite et consommée sur les réseaux de distribution sans transiter par le réseau de transport ;
- le vieillissement du réseau de transport, un volume important de lignes dépassera les 75 ans au cours de la période du TURPE 6, rendant nécessaire d'initier le premier renouvellement massif de son réseau afin d'être en situation, d'ici 2030, d'augmenter significativement l'effort d'investissement pour maintenir la qualité de service à son niveau actuel ;
- le contexte social marqué par le développement de phénomènes d'opposition systématique aux projets de nouvelles infrastructures de réseau ;
- la nécessité, dans un contexte marqué par une forte hausse des besoins d'investissements :
 - d'adapter le réseau au nouveau mix énergétique au travers notamment de la généralisation de l'utilisation des flexibilités (écrêtements de production par exemple) et du développement des systèmes d'information et de télécommunication ;
 - de donner la priorité au réseau dit « du quotidien » et au déploiement de sa nouvelle stratégie de gestion des actifs visant à prolonger la durée de vie des actifs au travers d'une augmentation ciblée et progressive des dépenses de maintenance afin de limiter le coût de leur renouvellement pour les utilisateurs du réseau ;
- le rôle accru du niveau européen : les mécanismes et règles de marché sur lesquels se fonde l'exploitation du système électrique deviennent supranationaux, notamment européens, et considère que cela est, au moins à court terme, sources de coûts difficilement prévisibles.

1.4.2 Principaux enjeux identifiés par la CRE

La CRE a identifié quatre enjeux principaux pour la période tarifaire du TURPE 6 HTB :

La transition énergétique

La prochaine période tarifaire (2021-2024) s'inscrit dans un contexte d'accélération de la transition énergétique, avec une augmentation massive de la production d'électricité renouvelable (ENR), notamment des projets de grande taille directement raccordés au réseau de transport. Ainsi, RTE sera directement concerné par le raccordement des parcs éoliens en mer et des autres centrales ENR de grande taille. En tant que gestionnaire du système électrique, RTE sera confronté aussi à l'arrêt des centrales au charbon et à la forte croissance de la production décentralisée et de la mobilité électrique, qui modifieront profondément les flux sur le réseau de transport d'électricité.

La maîtrise des investissements

Dans son Schéma Décennal de Développement du Réseau (SDDR), récemment soumis à l'examen par la CRE⁹, RTE prévoit une forte hausse de ses investissements : 33 Md€ sur 15 ans auxquels s'ajoutent 3 Md€ pour l'immobilier, les systèmes d'information, la logistique et les véhicules. Ces investissements sont évidemment liés à la transition énergétique mais aussi au vieillissement progressif du réseau qui nécessite un effort accru pour le renouvellement des infrastructures afin de garantir un niveau de qualité et de sécurité d'alimentation élevé.

L'enjeu pour RTE sera aussi de réaliser les investissements nécessaires tout en maîtrisant leur coût. La CRE s'assurera de la soutenabilité à long terme de la trajectoire d'investissements et donc de la maîtrise du niveau du TURPE, garante de l'acceptation de la transition énergétique.

La qualité d'alimentation et la sécurité des approvisionnements

La qualité d'alimentation et la sécurité des approvisionnements sont des missions essentielles du gestionnaire de réseau de transport et sont un facteur d'attractivité économique de notre pays. Elles sont aujourd'hui estimées par ses utilisateurs à un niveau satisfaisant sur le réseau de RTE. Des améliorations doivent toujours être recherchées, mais fixer des objectifs trop ambitieux conduirait à des hausses excessives des coûts.

Toutefois, le renouvellement du réseau est nécessaire pour faire face à son vieillissement. La CRE a partagé la nécessité identifiée par RTE d'accélérer et d'optimiser la gestion des actifs et le renouvellement du réseau dans le cadre de l'examen du SDDR. Cette politique de gestion des actifs, ambitieuse, vise à prolonger la durée de vie des actifs et à limiter la hausse des dépenses d'investissements tout en maintenant le niveau de qualité d'alimentation actuel.

Cette politique implique, selon RTE, une augmentation forte des opérations de maintenance sur le réseau et, donc, des charges d'exploitation associées. Une telle augmentation des charges ne saurait être acceptable que sous réserve de la réalisation effective des économies en termes d'investissements qu'elle vise à permettre et des opérations de maintenance financées par le TURPE dans cette optique.

Pour le présent TURPE, l'enjeu principal sera de mettre en place de façon efficace cette politique de gestion des actifs et de conserver les performances actuelles, malgré les transformations importantes du mix électrique en France et chez nos voisins européens.

L'ère de la flexibilité

Outre la transition énergétique et écologique, le système électrique connaît également une transformation numérique forte. Les évolutions technologiques (comptage évolué, stockage, numérique, mobilité électrique, etc.) créent un potentiel important de nouvelles sources de flexibilité, au moment où la transition énergétique va générer des besoins supplémentaires de flexibilité et où notre pays supporte de moins en moins une aggravation de notre empreinte environnementale.

De par son rôle central, RTE a un rôle clé pour faciliter la transition énergétique et numérique et l'innovation des acteurs du système électrique. Pour ce faire, RTE doit faciliter l'émergence de solutions innovantes et de flexibilités, et doit disposer des outils nécessaires à un pilotage optimisé de son réseau.

L'enjeu pour RTE sera de mobiliser les sources de flexibilité nouvelles (écrêtement de la production, stockage, effacement, agrégation de flexibilités décentralisées) pour maintenir la qualité d'alimentation et la sécurité des approvisionnements, tout en limitant au strict nécessaire les renforcements de réseau.

Transformation et modernisation

RTE doit se transformer, se moderniser et innover pour demeurer un opérateur de référence parmi les gestionnaires de réseau de transport d'électricité en Europe et dans le monde, alors que le secteur énergétique se transforme à grande vitesse.

Le tarif accompagne l'opérateur dans cette transformation, en tenant compte pour la fixation des trajectoires de charges d'exploitation et d'investissements. Cet effort de modernisation doit se traduire concrètement par des résultats, qu'il s'agisse du recours effectif à des solutions innovantes et aux flexibilités, de la mise à disposition des données pertinentes pour les acteurs du système électrique, de la mise en œuvre d'actions prioritaires dans les délais pour favoriser l'innovation de l'ensemble du secteur ou du maintien de la qualité de service. La régulation incitative de RTE sera renforcée à cette fin.

⁹ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 23 juillet 2020 portant examen du Schéma Décennal de Développement du Réseau de transport de RTE élaboré en 2019 (<https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/examen-du-schema-decennal-de-developpement-du-reseau-de-transport-de-rte-elabore-en-2019>)

Le niveau et la structure du tarif

RTE demande à bénéficier d'un tarif en forte hausse, pour couvrir notamment la hausse des dépenses d'investissements et de la politique de gestion des actifs dans un contexte de vieillissement progressif des ouvrages.

Dans un contexte de crise sanitaire et possiblement de crise économique à venir, la CRE attache la plus haute importance à ce que toute hausse tarifaire soit justifiée par des hausses de coûts non évitables et limitée au strict nécessaire. Le taux de rémunération des actifs doit en outre refléter la baisse des taux sur les marchés et l'évolution de l'impôt sur les sociétés.

En outre, la structure tarifaire adresse aux utilisateurs des réseaux des signaux économiques pour optimiser à moyen terme le coût global du système électrique. Ainsi, la tarification selon les saisons et les heures de la journée contribue à la maîtrise de la pointe de la demande électrique hivernale. A ce titre, l'évolution de la structure envisagée par la CRE, fondée sur les coûts marginaux de long terme des réseaux, améliore ces signaux.

Question 1 : Avez-vous des remarques concernant les principaux enjeux respectivement identifiés par RTE et la CRE pour la période du TURPE 6 HTB ?

2. CADRE DE REGULATION TARIFAIRE

Dans sa consultation publique du 14 février 2019, la CRE a présenté le bilan du cadre de régulation des 10 dernières années, et a consulté les acteurs de marché sur les principes de régulation applicables aux infrastructures régulées qu'elle envisageait pour la prochaine génération des tarifs de réseau.

Dans leurs réponses, les acteurs de marché ont partagé le bilan positif des mécanismes de régulation mis en œuvre par la CRE, concourant, d'une part, à la maîtrise des dépenses des opérateurs et, d'autre part, à la qualité du service rendu à leurs utilisateurs. A ce titre, ils sont favorables à la proposition de la CRE de reconduire les grands principes de la régulation incitative pour les prochains tarifs d'infrastructures.

Les acteurs se sont également prononcés sur les différentes mesures envisagées par la CRE pour compléter le cadre de régulation pour la prochaine période tarifaire. Les paragraphes suivants présentent les principales réactions des acteurs aux mécanismes envisagés, ainsi que les orientations envisagées par la CRE pour le TURPE 6 HTB.

Le cadre de régulation du TURPE 6 HTB serait ainsi fondé sur les principes suivants :

- un tarif pluriannuel conçu pour s'appliquer pour une durée d'environ quatre ans à compter du 1^{er} août 2021, avec une évolution au 1^{er} août de chaque année de la grille tarifaire 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 portant sur les grands projets d'investissement, la mise en place d'une trajectoire globale d'investissement partiellement incitée sur l'ensemble de la période et une régulation incitative des charges de capital « hors réseaux » ;
- des incitations à l'amélioration de la qualité de service, notamment en matière de raccordement, de relation client et de traitement des réclamations, et une stabilisation des objectifs de continuité d'alimentation ;
- un renforcement des incitations de RTE à l'innovation, en interne comme en faveur de l'ensemble des acteurs du marché de l'énergie ;
- un compte de régularisation des charges et des produits (CRCP), permettant de corriger, pour certains postes préalablement identifiés, tout ou partie des écarts entre les charges et produits prévisionnels pris en compte pour établir le TURPE 6 HTB et les charges et produits réels.

Ce cadre de régulation a pour objectif de donner à l'ensemble des acteurs du marché une bonne visibilité sur l'évolution du tarif de RTE entre 2021 et 2024. Il incite RTE à améliorer son efficacité tout en le protégeant des principaux risques exogènes, liés notamment à l'inflation et aux quantités d'électricité transportée influencées par les conditions climatiques et l'activité économique.

2.1 Grands principes tarifaires

2.1.1 Détermination du revenu autorisé

Dans sa délibération qui portera décision sur le TURPE 6 HTB, prévue début 2021, la CRE fixera le revenu autorisé prévisionnel de RTE sur la période 2021-2024, sur la base du dossier tarifaire transmis par RTE et de ses propres analyses. Selon la loi, le revenu autorisé doit couvrir les coûts d'un opérateur dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un opérateur efficace.

Ce revenu autorisé prévisionnel se compose des charges nettes d'exploitation (CNE), des charges de capital normatives (CCN), des recettes d'interconnexions (RI) et de l'apurement du solde du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) :

$$RA = CNE + CCN - RI + CRCP$$

Avec :

- RA : revenu autorisé prévisionnel sur la période ;
- CNE : charges nettes d'exploitation prévisionnelles sur la période ;
- CCN : charges de capital normatives prévisionnelles sur la période ;
- RI : recettes d'interconnexion prévisionnelles sur la période ;
- CRCP : apurement du solde du CRCP.

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

2.1.1.1 Charges nettes d'exploitation

Les charges nettes d'exploitation (CNE) se définissent comme les charges brutes d'exploitation (qui se composent principalement des charges liées à l'exploitation du système électrique, des dépenses de personnel, des impôts et taxes et des achats autres que ceux liés à l'exploitation du système électrique) desquelles sont déduits les produits d'exploitation (la production immobilisée et recettes de prestations annexes notamment).

Le niveau des charges nettes d'exploitation retenu est déterminé à partir de l'ensemble des coûts nécessaires à l'activité de RTE dans la mesure où, en application de l'article L. 341-2 du code de l'énergie, ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace.

2.1.1.2 Charges de capital normatives

Les charges de capital normatives (CCN) comprennent la rémunération et l'amortissement 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 (IEC, c'est-à-dire les dépenses d'investissements engagées qui n'ont pas encore donné lieu à la mise en service d'actifs). La BAR est déterminée sur la base d'une valeur nette des actifs immobilisés, déduction faite des subventions et participations reçues de tiers.

Les CCN correspondent à la somme de l'amortissement des actifs constitutifs de la BAR et de la rémunération du capital immobilisé. Cette dernière correspond au produit de la valeur de la BAR par le coût moyen pondéré du capital (CMPC) et au produit de la valeur des IEC par le coût de la dette.

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

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

La CRE n'envisage pas de modifier les principes de calcul de la BAR et envisage de reconduire les modalités en vigueur actuellement pour déterminer le CMPC.

Question 2 : Êtes-vous favorable aux grands principes tarifaires envisagés par la CRE pour la période du TURPE 6 HTB ?

2.1.2 Rémunération des actifs et couverture des investissements

2.1.2.1 Modalités de rémunération des immobilisations en cours (IEC)

Dans le TURPE 5 HTB, les immobilisations en cours (c'est-à-dire les dépenses d'investissements engagées mais n'ayant pas encore donné lieu à mise en service d'actifs) sont rémunérées, de façon normative, au coût nominal de la dette applicable pendant la période tarifaire.

Dans sa consultation publique du 14 février 2019, la CRE a indiqué envisager de maintenir une rémunération des IEC au coût de la dette pour les investissements à cycle long (supérieur à un an).

Les fournisseurs et industriels sont majoritairement favorables au principe d'une rémunération des IEC au seul coût nominal de la dette afin d'inciter à la mise en œuvre des investissements dans les délais. Les gestionnaires d'infrastructures, dont RTE, sont pour leur part majoritairement opposés à une rémunération au coût de la dette, et demandent une rémunération au même taux que pour les actifs entrés en service.

Etant donné la faible proportion des investissements de RTE à cycle court, la CRE envisage de rémunérer l'ensemble des IEC. Pour la période tarifaire du TURPE 6 HTB, la CRE envisage de maintenir la rémunération des IEC au coût de la dette, qui constitue une incitation efficace à la mise en service rapide des projets d'investissements des opérateurs.

Question 3 : Êtes-vous favorable au maintien de la rémunération des immobilisations en cours au coût de la dette, et non pas au CMPC ?

2.1.2.2 Traitement des actifs sortis de l'inventaire

2.1.2.2.1 Traitement des coûts échoués

La qualification et le traitement tarifaire des coûts échoués en vigueur en transport d'électricité sont les suivants :

- la valeur nette comptable (VNC) des immobilisations démolies est couverte à hauteur de 100 % par le tarif via le CRCP ;
- les frais d'études et travaux sans suite font l'objet d'une incitation financière sur la base d'une trajectoire prévisionnelle ;
- enfin, un dispositif spécifique prévoit la couverture à 100 % par le tarif, via le CRCP, des frais d'études sans suite liées à l'abandon de grands projets d'investissements lorsque ces études ont été approuvées par la CRE.

La CRE a proposé, dans sa consultation publique du 14 février 2019, l'extension à l'ensemble des tarifs d'infrastructures régulées des principes de couverture des coûts échoués en vigueur dans le tarif ATRT. Celle-ci est notamment fondée sur une incitation des coûts échoués récurrents ou prévisibles au travers d'une trajectoire tarifaire sur la base d'une enveloppe annuelle et d'un examen au cas par cas des autres types de coûts échoués.

La majorité des fournisseurs et industriels se sont prononcés en faveur des principes de couvertures des coûts échoués envisagés. Plusieurs gestionnaires d'infrastructures et leurs actionnaires sont toutefois défavorables à la mise en place d'une trajectoire incitée pour les sorties d'actifs avant la fin de leur durée de vie comptable. Ils demandent le maintien d'une couverture via le CRCP, en raison du caractère non maîtrisable de certains de ces coûts dès lors qu'ils correspondent le plus souvent à des modifications d'ouvrages à la demande de tiers, ou à la destruction d'ouvrages en particulier à la suite d'aléas climatiques. La CRE estime toutefois que ces charges sont pour partie prévisibles (volume moyen d'ouvrages détruits à la suite d'aléas dont la durée de retour est faible et volume moyen de demandes de tiers de modifications d'ouvrages) et pour partie maîtrisables. Les choix d'investissements et de maintenance de RTE, notamment sa politique d'enfouissement du réseau menant à une part de plus en plus importante d'ouvrages insensibles aux aléas climatiques, lui permettent de limiter le volume d'immobilisations démolies en cas d'aléa climatique.

En cohérence avec le dispositif retenu par la CRE dans les tarifs ATRT7¹⁰ et ATRD6¹¹, la CRE envisage, pour la période du TURPE 6 HTB, de traiter les coûts échoués de la manière suivante :

- les coûts échoués (« *frais d'étude et travaux sans suite* » et « *VNC des immobilisations démolies* ») récurrents ou prévisibles font l'objet d'une trajectoire tarifaire sur la base d'une enveloppe annuelle ;
- les frais d'études sans suite pour des grands projets ayant fait l'objet d'une approbation préalable et explicite de la CRE sont couverts par le tarif via le CRCP ;
- la couverture des autres coûts échoués sera examinée par la CRE au cas par cas, sur la base de dossiers argumentés présentés par RTE.

Les coûts à couvrir, le cas échéant, par le tarif, sont pris en compte à hauteur de leur valeur nette comptable déduction faite des éventuels produits de cession.

Question 4 : Êtes-vous favorable au traitement ainsi envisagé des coûts échoués ?

2.1.2.2.2 Traitement des actifs cédés

Lorsqu'un actif est cédé par un gestionnaire de réseau, il quitte son patrimoine, sort de la BAR et cesse, de fait, de générer des charges de capital (amortissement et rémunération). Cette cession peut générer une plus-value pour l'opérateur (différence entre le prix de cession et la valeur nette comptable).

En particulier, les actifs immobiliers, qui sont intégrés à la BAR, amortis et rémunérés pendant toute la durée de leur présence dans le patrimoine des opérateurs, sont susceptibles, le jour de leur revente, de générer une plus-value, parfois importante.

¹⁰ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 23 janvier 2020 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga (<https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/tarif-d-utilisation-des-reseaux-de-transport-de-gaz-naturel-de-grtgaz-et-terega>)

¹¹ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 23 janvier 2020 portant décision sur le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF (<https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/tarif-pereque-d-utilisation-des-reseaux-publics-de-distribution-de-gaz-naturel-de-grdf>)

En cohérence avec le dispositif retenu par la CRE dans les tarifs ATRT7 et ATRD6, la CRE envisage, pour la période du TURPE 6 HTB, de faire bénéficier les consommateurs, au moins en partie, des gains tirés de la revente de ces actifs, dans la mesure où ils en ont supporté les coûts (le revenu autorisé des opérateurs couvrant l'amortissement annuel et la rémunération au CMPC des actifs de la BAR).

Plus spécifiquement, la CRE envisage, comme pour les tarifs gaziers, de traiter le cas d'une cession d'actifs immobiliers ou de terrains de la façon suivante :

- si la cession donne lieu à une plus-value comptable, le produit de cession net de la valeur nette comptable de l'actif cédé est intégré à 80 % au CRCP de façon à faire bénéficier les utilisateurs de réseau de la majeure partie des gains tirés de la revente de ces actifs, tout en préservant une incitation pour RTE à maximiser ce gain. RTE conserve, ainsi, 20 % de la plus-value comptable ;
- une cession donnant lieu à une moins-value comptable fera l'objet d'un examen de la CRE, sur la base d'un dossier argumenté présenté par RTE.

Question 5 : Êtes-vous favorable au traitement ainsi envisagé pour les plus-values et les moins-values des actifs cédés ?

2.2 Calendrier tarifaire

2.2.1 Durée de la période tarifaire

La durée des périodes tarifaires applicables aux infrastructures régulées est harmonisée à quatre ans environ. Dans sa consultation du 14 février 2019 relative au cadre de régulation tarifaire, la CRE a indiqué envisager de maintenir cette durée pour la prochaine génération de tarifs d'utilisation des infrastructures régulées. La CRE considère notamment que cette durée offre au marché de la visibilité sur l'évolution des tarifs d'infrastructures et qu'elle donne aux opérateurs le temps nécessaire pour engager des efforts de productivité.

Une large majorité des contributeurs à la consultation publique s'était prononcée en faveur de cette proposition, partageant les arguments mis en avant par la CRE. En outre, la CRE a décidé, dans ce contexte, de maintenir la durée des périodes tarifaires pour les tarifs ATRT7 et ATRD6 à quatre ans environ.

La CRE envisage donc de maintenir son orientation concernant la durée de la période tarifaire pour le TURPE 6 HTB.

Plusieurs acteurs ont, par ailleurs, souligné la nécessité de mécanismes dans le cadre de régulation permettant de prendre en compte les conséquences de changements significatifs intervenant en cours de période tarifaire.

La CRE envisage de reconduire la clause de rendez-vous en vigueur dans le TURPE 5 HTB. Ainsi, les conséquences éventuelles de nouvelles dispositions législatives ou réglementaires ou d'une décision juridictionnelle ou quasi-juridictionnelle pourraient être examinées si le niveau des charges nettes d'exploitation retenues pour l'élaboration du TURPE 6 HTB se trouvait modifié d'au moins 1 %. Il pourrait en résulter une modification de la trajectoire tarifaire pour les deux dernières années de la période tarifaire.

2.2.2 Evolution annuelle des termes tarifaires

2.2.2.1 Fonctionnement du CRCP

Le niveau du TURPE 6 HTB est fixé par la CRE à partir d'hypothèses sur le niveau prévisionnel des charges et des recettes de RTE. Un mécanisme de régularisation *a posteriori*, le compte de régularisation des charges et produits (CRCP), permet de prendre en compte tout ou partie des écarts entre les charges et les produits réellement constatés, et les charges et les produits prévisionnels sur des postes prédéfinis (cf. paragraphe 2.3.1.2). Le CRCP est également utilisé pour le versement des incitations financières résultant de l'application des mécanismes de régulation incitative.

Le solde du CRCP est calculé au 31 décembre de chaque année. Il est apuré sur une durée de 1 an dans la limite d'une évolution tarifaire annuelle associée à cet apurement de +/- 2 %. En cas d'atteinte de ce plafond, le solde du CRCP non apuré au cours de l'année considérée est reporté à l'année suivante. Afin d'assurer la neutralité financière de ce dispositif, un taux d'intérêt égal au taux sans risque retenu pour la période tarifaire concernée s'applique au solde du CRCP. En outre, le solde du CRCP en fin de période tarifaire est pris en compte lors de l'établissement du revenu autorisé de la période suivante. Le solde du CRCP est ainsi remis à zéro en début de chaque période tarifaire.

La CRE envisage de ne pas modifier le fonctionnement du CRCP.

2.2.2.2 Formule d'évolution des grilles tarifaires

La CRE envisage de maintenir une évolution annuelle du tarif, le 1^{er} août de chaque année, selon les principes suivants :

- a) les termes tarifaires de RTE s'ajustent automatiquement le 1^{er} août de chaque année N par l'application à l'ensemble des termes tarifaires en vigueur au 31 juillet de l'année N du pourcentage de variation suivant :

$$Z = IPC + X + k$$

Où :

- o IPC est, pour un ajustement de la grille tarifaire au 1^{er} août de l'année N , le taux d'inflation prévisionnel pour l'année N pris en compte dans le projet de loi de finances de l'année N ;
 - o X est le facteur d'évolution annuel sur la grille tarifaire fixée par la CRE dans sa délibération tarifaire. Il intègre l'objectif annuel d'efficience qu'elle aura fixé à l'opérateur ;
 - o k est le facteur d'évolution de la grille tarifaire résultant de l'apurement du solde du CRCP ; il est compris entre + 2 % et - 2 % ;
- b) la référence prévisionnelle utilisée pour le calcul du CRCP pour l'année suivante serait remise à jour chaque année s'agissant des coûts de constitution des réserves d'équilibrage ;
- c) en outre, la CRE pourra, lors des évolutions annuelles du TURPE 6 HTB, décider après consultation publique de faire évoluer la régulation incitative de la qualité de service et de la continuité d'alimentation de RTE.

Question 6 : Êtes-vous favorable aux principes de fonctionnement du CRCP et d'évolution annuelle du TURPE 6 HTB (maintien du fonctionnement actuel) ?

2.3 Régulation incitative à la maîtrise des coûts

2.3.1 Régulation incitative des charges d'exploitation

2.3.1.1 Absence de couverture au CRCP pour la majorité des charges d'exploitation

Le TURPE 5 HTB prévoit que les charges nettes d'exploitation, à l'exception de certains postes prédéfinis, font l'objet d'une incitation à 100 % : la CRE fixe une trajectoire pour la période tarifaire, et tout écart par rapport à cette trajectoire reste à la charge ou au bénéfice de RTE.

Dans sa consultation publique du 14 février 2019, la CRE a proposé de reconduire la régulation incitative des charges nettes d'exploitation actuellement en vigueur tout en considérant qu'il est indispensable de repartir, pour la prochaine période tarifaire, du niveau de productivité atteint par les opérateurs pendant la période tarifaire précédente.

La majorité des acteurs ayant répondu à la consultation publique est favorable ou favorable avec réserves à la proposition de la CRE. Ces acteurs considèrent que le mécanisme actuellement en vigueur permet d'inciter efficacement les gestionnaires de réseaux à maîtriser leurs charges d'exploitation. Certains acteurs considèrent que l'effort de productivité doit cependant rester raisonnable. Seul un acteur est défavorable à la reconduction de la régulation incitative des charges nettes d'exploitation. Les incitations sont, selon lui, toujours faites sur des critères financiers au détriment du critère social et des effectifs.

La CRE envisage de reconduire le principe de régulation incitative des charges nettes d'exploitation au vu du bilan positif sur les dix dernières années et de l'appréciation favorable des acteurs. La CRE tiendra compte du niveau de productivité atteint par RTE pendant la période TURPE 5 HTB pour définir les trajectoires tarifaires pour le TURPE 6 HTB.

2.3.1.2 Couverture au CRCP de certains postes

Les tarifs de réseau sont calculés à partir d'hypothèses sur les charges et les recettes qui permettent de définir des trajectoires d'évolution pour les différents postes.

Comme indiqué au 2.2.2.1 de la présente consultation, un mécanisme de régularisation *a posteriori*, le CRCP, permet de prendre en compte les écarts entre les charges et les produits réellement constatés, d'une part, et les charges et les produits prévisionnels sur certains postes préalablement identifiés, d'autre part.

Dans la consultation publique du 14 février 2019, la CRE a présenté les principes qu'elle envisage de retenir pour les prochains tarifs d'infrastructures régulées concernant l'incitation des différents postes de charges et de produits. Ainsi, la CRE considère que l'intégration d'un poste au CRCP devrait notamment être appréhendée à l'aune des deux axes suivants :

- la prévisibilité : un poste prévisible est un poste pour lequel il est possible, pour l'opérateur et pour la CRE, de prévoir, avec une confiance raisonnable, le niveau des coûts supportés et des recettes perçues par l'opérateur sur une période tarifaire ;
- la maîtrise : un poste maîtrisable est un poste pour lequel l'opérateur est en mesure de contrôler le niveau de dépenses/recettes au cours d'une année, ou bien dispose d'un pouvoir de négociation ou d'influence quant à son niveau, si celui-ci découle d'une tierce partie.

Ces principes ont été largement partagés par les contributeurs à la consultation publique.

Par ailleurs, la CRE considère que le traitement tarifaire ne peut se résumer à une alternative unique s'agissant de la couverture du poste, entre 100 % et 0 % au CRCP. Ainsi, pour certains postes faiblement maîtrisables et/ou prévisibles, la CRE considère qu'il est pertinent d'inciter partiellement les opérateurs.

Dans le TURPE 5 HTB, la quasi-totalité des recettes (en violet ci-dessous, environ 98 %) et la moitié des charges¹² (en bleu, ci-dessous environ 52 %) sont couvertes au CRCP. En effet, les recettes évoluent en fonction de facteurs, et notamment des conditions climatiques, non maîtrisables par l'opérateur.

L'ensemble des charges de capital sont couvertes au niveau du réalisé, via le CRCP, à l'exception des charges de capital « hors réseaux » pour lesquelles seul l'écart d'inflation est pris en compte au CRCP.

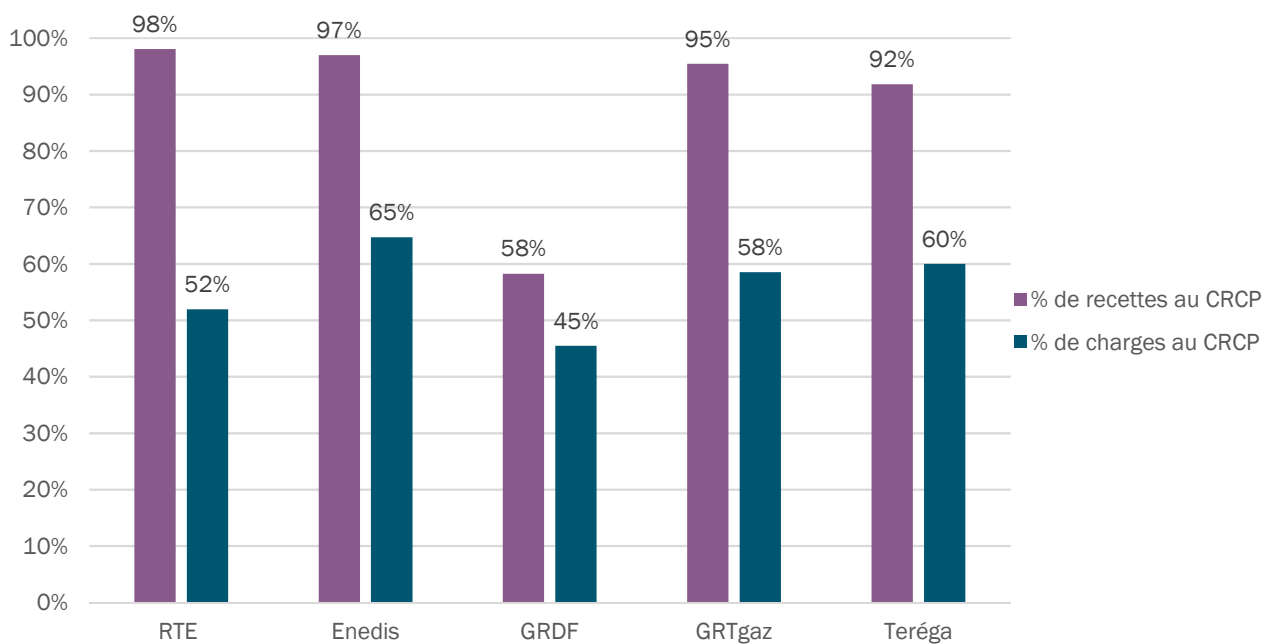


Figure 1 : Comparaison intra-opérateurs de la part des charges et des recettes inscrites au périmètre du CRCP

La CRE envisage pour la période du TURPE 6 HTB de maintenir les modalités de couverture au CRCP en vigueur :

- pour les postes de charges et assimilés suivants :
 - les charges de capital supportées par RTE, à l'exception de celles qui font l'objet du mécanisme de régulation incitative des charges de capital « hors réseaux » et pour lesquelles seul l'écart d'inflation est pris en compte, prises en compte à 100 % (cf. paragraphe 2.3.2.5) ;
 - les charges liées à la compensation des pertes, prises en compte à 100 % et faisant, par ailleurs, l'objet d'un mécanisme de régulation *ad hoc* (cf. paragraphe 2.3.1.4) ;
 - les charges liées à la mise en œuvre du dispositif d'interruptibilité, prises en compte à 100 % ;

¹² Ces ratios tiennent compte des taux de couverture au CRCP partiels pour certains postes de charges ou recettes incités.

- les charges d'exploitation de R&D, selon des modalités spécifiques (cf. paragraphe 2.5.1) ;
- les montants retenus au titre du mécanisme de prise en compte des projets de déploiement industriel des réseaux électriques intelligents (guichet « *Smart grids* », cf. paragraphe 2.5.2), pris en compte à 100 % ;
- les frais d'études sans suite pour des grands projets ayant fait l'objet d'une approbation préalable et explicite de la CRE (cf. paragraphe 2.1.2.2.1), pris en compte à 100 % ;
- les soldes éventuels, positifs ou négatifs, du fonds pour le règlement du rééquilibrage en capacité des fournisseurs du fonds pour le règlement des écarts des responsables de périmètre de certification, pris en compte à 100 % en application des dispositions des articles R. 335-15 et R. 335-33 du code de l'énergie ;
- pour les postes de recettes et assimilés suivants :
 - les recettes perçues par RTE au titre de l'ensemble des composantes tarifaires, prises en compte à 100 % ;
 - les recettes tirées de l'allocation de capacité d'interconnexion et les recettes tirées des mécanismes de capacité (désigné, dans la suite du document sous le terme « recettes d'interconnexion »), nettes des indemnités versées par RTE en cas de réduction des capacités aux interconnexions, prises en compte à 100 % ;
 - les recettes liées aux contrats entre gestionnaires de réseau de transport, prises en compte à 100 % ;
- pour les incitations financières générées par les mécanismes de régulation incitative suivants :
 - l'incitation relative aux pertes sur le réseau de transport (cf. paragraphe 2.3.1.4) ;
 - l'incitation à la maîtrise des coûts des grands projets de réseaux (cf. paragraphe 2.3.2.2) ;
 - l'incitation pour les projets de création de nouvelles capacités d'interconnexion (cf. paragraphe 2.3.2.4) ;
 - l'incitation relative à la qualité de service et à la continuité d'alimentation (cf. paragraphe 2.4).

La CRE propose, par ailleurs, d'étendre le mécanisme du CRCP aux postes suivants :

- les coûts de rééquilibrage et pénalités éventuelles associées aux mécanismes de capacité, prises en compte à 100 % ;
- les plus-values de cession d'actifs immobiliers et de terrains (cf. paragraphe 2.1.2.2.2), prises en compte à 80 %, c'est-à-dire que RTE aurait une incitation sur ce poste à hauteur de 20 % ;
- les coûts de contractualisation des flexibilités retenues à des fins de gestion des congestions dans le cadre des appels d'offres expérimentaux qui devront être menés par RTE en application de la feuille de route validée par la CRE à l'occasion de l'examen du SDDR, pris en compte à 100 % ;
- les indemnités versées aux producteurs éoliens en mer en cas de dépassement du délai de raccordement ou en cas d'avaries ou de dysfonctionnement des ouvrages de raccordement entraînant une limitation partielle ou totale de la production. Conformément aux dispositions de l'arrêté du 10 novembre 2017¹³, la CRE déterminera le montant des indemnités restant à la charge de RTE dans la limite de 40 % des indemnités versées, et dans la limite d'un plafond de 70 M€ par année civile ;
- les abattements, pénalités et indemnités liés au dispositif d'interruptibilité et aux services système tension, pris en compte à 100 %.

De plus, la CRE propose de modifier les modalités de couverture des postes suivants :

- les charges associées aux congestions internationales et nationales, respectivement prises en compte à 100 % et 0 % dans le TURPE 5 HTB, seraient prises en compte à 80 % dans le TURPE 6 HTB (cf. paragraphe 2.3.1.6), c'est-à-dire que RTE aurait une incitation sur ce poste à hauteur de 20 % ;

¹³ Arrêté du 10 novembre 2017 fixant le barème et le plafond du montant des indemnités visées au 4° de l'article L. 341-2 du code de l'énergie, restant à la charge du gestionnaire de réseau (<https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000036068912/>).

- les charges de constitution des réserves d'équilibrage¹⁴, prises en compte à 100 % dans le TURPE 5 HTB, seraient prises en compte à 80 % dans le TURPE 6 HTB (cf. paragraphe 2.3.1.5), c'est-à-dire que RTE aurait une incitation sur ce poste à hauteur de 20 % ;
- les abattements, pénalités et indemnités liés aux services système et aux réserves rapide et complémentaire, prises en compte à 100 % dans le TURPE 5 HTB, seraient prises en compte à 80 % dans le TURPE 6 HTB, en cohérence avec le traitement régulateur envisagé sur les charges de constitution et de reconstitution des réserves d'équilibrage ;
- la valeur nette comptable des immobilisations démolies, prise en compte à 100 % dans le TURPE 5 HTB, serait exclue du périmètre du CRCP dans le TURPE 6 HTB, en cohérence avec les modalités de couverture tarifaire retenues dans les tarifs ATRT7 et ATRD6, (cf. paragraphe 2.1.2.2.1) ;
- les indemnités versées par RTE aux GRD au titre des coupures longues, prises en compte à 100 % au-delà de 15 M€ dans le TURPE 5 HTB, seraient prises en compte à 100 % au-delà de 9 M€ dans le TURPE 6 HTB (cf. paragraphe 2.4.2.4) ;
- les dépenses et recettes à l'interface entre RTE et les nouvelles interconnexions exemptées étaient prises en compte à 100 % dans le TURPE 5 HTB. Ce poste incluait alors les coûts de congestions induits par les transits circulant sur ce type de liaison, les indemnités versées par RTE en cas de réduction des capacités d'échange sur ce type de liaison ainsi que les recettes issues d'éventuels versements des gestionnaires de ce type de liaison à RTE lorsqu'un mécanisme de partage des profits a été mis en place. Pour la période du TURPE 6 HTB, les coûts de congestions induits par les transits circulant sur ce type de liaison figureraient au poste relatif aux coûts de congestions nationales et internationales et seraient donc pris en compte à 80 %, en cohérence avec le traitement régulateur envisagé pour ce poste. Les indemnités versées par RTE en cas de réduction des capacités d'échange sur ce type de liaison seraient exclues du périmètre du CRCP, à l'instar du traitement régulateur existant s'agissant des indemnités versées par RTE à ses autres clients en cas de dépassement de ses engagements contractuels en lien avec les interruptions programmées. Enfin, les recettes issues d'éventuels versements des gestionnaires de ce type de liaison à RTE lorsqu'un mécanisme de partage des profits a été mis en place demeureraient prises en compte à 100 % au CRCP.

En outre, en cohérence avec l'introduction des nouveaux mécanismes incitatifs, la CRE propose d'inclure au CRCP les primes et pénalités liées à :

- l'incitation portant sur la gestion des actifs (cf. paragraphe 2.3.1.3) ;
- l'incitation à la maîtrise et à la priorisation des dépenses d'investissements (cf. paragraphe 2.3.2.1) ;
- l'incitation à la maîtrise des coûts des projets de réseaux en dehors des grands projets (cf. paragraphe 2.3.2.3) ;
- les éventuelles pénalités générées par les mécanismes de régulation incitative sur la qualité de transmission des données et l'innovation à l'externe (cf. paragraphes 2.5.3 et 2.5.4).

Enfin, la CRE n'envisage pas de retenir les demandes suivantes formulées par RTE :

- RTE demande que les charges associées au dispositif ITC (Inter-TSO compensation – mécanisme de compensation inter-gestionnaires de réseau de transport) soient prises en compte à 100 % au CRCP. La CRE considère qu'il est pertinent de maintenir une incitation pour RTE à maîtriser ces charges et envisage donc, à ce stade, de maintenir le traitement tarifaire en vigueur, soit une exclusion de ces charges du périmètre du CRCP ;
- RTE demande la prise en compte du solde du compte ajustements-écarts à 100 % au CRCP. Il s'agit d'un compte extracomptable, prévu par le mécanisme d'ajustement et de responsable d'équilibre. RTE en demande la prise en compte à 100 % au CRCP en anticipation d'éventuelles évolutions du mécanisme qui ne garantirait plus, selon son analyse, une neutralité pour les comptes de RTE. La CRE considère, à ce stade, que les évolutions envisagées, en particulier la suppression du rejeu *ex post* du facteur k, ne remettent pas en question l'objectif d'équilibre, sur le moyen terme, de ce compte et n'envisage donc pas, à ce stade, d'inclure ce poste au périmètre du CRCP ;
- RTE prévoit une évolution importante des règles relatives aux services système tension au cours de la période du TURPE 6 HTB. Le contour de ces nouvelles règles dépendra de travaux en cours et d'une concertation avec les utilisateurs de réseau, dont les conséquences sur la trajectoire tarifaire sont encore très incertaines. En conséquence, RTE demande que ce poste de charges soit pris en compte au CRCP à 100 % pendant plusieurs années lors du changement de règles. La CRE considère, à ce stade, qu'il n'est pas

¹⁴ Ces charges incluent les coûts de contractualisation des services système fréquence, des réserves rapide et complémentaire ainsi que les coûts de reconstitution des services système et des marges.

pertinent de prévoir une inclusion automatique de ce poste au périmètre du CRCP. Elle envisage néanmoins de permettre un réajustement de la trajectoire, en cours de période tarifaire, en cas d'évolution des règles ayant des conséquences importantes sur la trajectoire tarifaire.

Question 7 : Êtes-vous favorable au périmètre des charges et produits couverts par le CRCP envisagé par la CRE selon les principes exposés ci-dessus pour le TURPE 6 HTB ?

2.3.1.3 Régulation incitative relative à la gestion des actifs

La moyenne d'âge du réseau de transport d'électricité s'approche des 50 ans. La question du vieillissement naturel des actifs du réseau et de leur renouvellement devient donc un enjeu de plus en plus important pour le système électrique français.

En sus du vieillissement mécanique du patrimoine, RTE explique avoir constaté un état de vétusté plus avancé que prévu de certains actifs et prévoit ainsi une accélération du renouvellement et de la maintenance des actifs concernés. C'est notamment le cas d'ouvrages prématurément corrodés dans certaines régions (plan « *corrosion* ») et des postes sous enveloppe métallique (PSEM) dont le système d'étanchéité se dégrade plus vite que prévu, ce qui génère des émissions importantes de gaz SF₆ (plan « *PSEM* »). La stratégie de renouvellement du réseau envisagée par RTE repose en priorité sur une gestion plus ciblée des ouvrages du réseau. La gestion des actifs serait individualisée en fonction de leur état, ce qui reviendrait à étendre la durée de vie de certains composants encore performants et à diminuer celle des actifs moins performants. Cette recherche de solutions optimales sur le cycle de vie des actifs pourrait modifier le rapport entre les charges d'exploitation (OPEX) et les charges de capital (CAPEX).

L'effort consacré au renouvellement du réseau va progressivement augmenter, à la fois via des besoins d'investissements en hausse et une politique d'entretien et de maintenance renforcée, ce qui semble pertinent car une mauvaise gestion des actifs risquerait de se traduire par des investissements en forte hausse dans le futur pour compenser un entretien insuffisant.

Ainsi, selon RTE, les dépenses d'investissements consacrées au renouvellement du réseau s'établiraient à environ 500 M€/an en moyenne sur les 15 prochaines années, contre environ 350 M€/an sur la période 2016-2020. En outre, l'effort accru d'entretien, de maintenance et de réhabilitation des ouvrages visant à prolonger leur durée d'exploitation a pour conséquence une augmentation des charges opérationnelles qui pourrait s'observer dès la prochaine période tarifaire. RTE prévoit des dépenses d'exploitation liées à la gestion des actifs variant entre 320 M€/an et 360 M€/an pour la période 2021-2024, soit une hausse d'environ 30 % par rapport à 2019.

Dans le cadre de l'examen du SDDR, la CRE a accueilli favorablement les principes de la politique de gestion des actifs dans la mesure où elle permet un maintien de la qualité d'alimentation et une optimisation des dépenses d'investissements et d'exploitation et, au global, un moindre coût pour les consommateurs. Conformément à ces principes, la CRE considère qu'il est pertinent de prendre en compte la hausse des volumes de travaux et d'activités nécessaires pour répondre à ces besoins. Elle est donc prête à accepter, sur ces postes, des trajectoires d'OPEX en forte hausse sur la période du TURPE 6 HTB par rapport aux niveaux observés pendant le TURPE 5 HTB.

Toutefois, dans la mesure où les OPEX font l'objet d'une trajectoire incitée, la non-réalisation des volumes initialement prévus pourrait donner lieu à des bénéfices non légitimes pour RTE. La CRE considère donc que la hausse des OPEX accordée doit nécessairement s'accompagner d'un cadre de régulation protégeant les consommateurs en cas de non-réalisation des travaux et activités envisagés par RTE.

En conséquence, la CRE envisage de mettre en place des indicateurs de suivi de réalisation portant sur la politique de gestion des actifs de RTE, associés à un dispositif incitatif portant sur les volumes de travaux et d'activités ayant servi à la construction des trajectoires du TURPE 6.

Le suivi associé au dispositif incitatif envisagé par la CRE s'appuierait sur les principes suivants :

- RTE transmettrait chaque année à la CRE un rapport de suivi des dépenses d'exploitation de toutes les dépenses de gestion des actifs (bilan technique et financier), ainsi qu'un rapport de suivi des investissements associés aux plans et programmes concernés ;
- en complément, certains postes de dépenses feront l'objet d'une incitation fondée sur les volumes d'opérations à réaliser retenus pour la construction de la trajectoire tarifaire. Si, à la fin de la période TURPE 6, RTE n'a pas réalisé la totalité des opérations prévues sur cette période dans le cadre de la gestion des actifs, les opérations non réalisées feront l'objet d'une reprise à hauteur des coûts unitaires ayant servi à la construction de la trajectoire tarifaire. La prise en compte de l'ensemble de la période tarifaire permet à RTE de gérer cette enveloppe d'activités sur 4 années et de faire monter en puissance les équipes, au vu de la hausse importante des volumes à traiter.

En termes de périmètre, le suivi couvrirait environ 50 % des OPEX de gestion des actifs et 3/4 de leur hausse par rapport au TURPE 5 HTB. Il pourrait notamment concerner les postes de coûts en forte croissance tels que la politique de gestion de la végétation, ainsi que les plans dits d'actions urgentes à savoir les plans « PSEM », « zéro-phyto » et « corrosion ».

Question 8 : Partagez-vous la position de la CRE selon laquelle la hausse des trajectoires financières relatives à la gestion des actifs est pertinente mais doit être conditionnée à la réalisation des objectifs opérationnels sous-jacents ?

2.3.1.4 Régulation incitative relative aux pertes sur le réseau de transport

Les pertes du réseau de transport d'électricité correspondent à la différence entre les injections totales (incluant les imports) et les soutirages totaux (incluant les exports) sur le réseau de transport de RTE. Le transport d'électricité induit des pertes d'énergie sur les ouvrages du réseau (à environ 80 % par effet Joule sur les lignes, mais également dans les postes et liées à la conductivité de l'air) dont RTE supporte le coût de compensation.

Les pertes électriques de RTE sur le réseau de transport d'électricité ont représenté, pour la période du TURPE 5 HTB, environ 11 TWh par an pour un coût moyen de 470 M€/an, c'est-à-dire environ 11 % du revenu annuel autorisé. La couverture des pertes par RTE constitue donc un enjeu financier important du fait de son poids significatif dans les charges de l'opérateur.

2.3.1.4.1 Rappel du dispositif de régulation incitative des pertes en vigueur

Dans le TURPE 5 HTB, la CRE a introduit un mécanisme visant à inciter RTE à maîtriser le coût d'achat de ses pertes portant, d'une part, sur les volumes de pertes et, d'autre part, sur le coût moyen d'achat des pertes. En effet, bien que certains facteurs, sur lesquels RTE a peu d'influence, aient un impact sur les pertes électriques et leurs coûts (les conditions climatiques, les plans de production, ou les échanges aux interconnexions par exemple), la CRE considère que RTE dispose de leviers à la fois sur les volumes (mesures topologiques, coordination des plannings de maintenance, etc.) et sur les prix d'achat (*via* une politique d'achat efficace) des pertes.

La régulation incitative s'appliquant au volume des pertes de RTE consiste à comparer, annuellement et *ex post*, le volume des pertes constaté par l'opérateur sur le réseau de transport, à un volume de référence. Le volume de référence pour le TURPE 5 HTB a été défini par la CRE en appliquant un taux de pertes de référence de 2,10 % aux injections totales constatées sur le réseau de transport. Ce taux de pertes correspond aux taux de pertes moyens observés entre 2012 et 2015. L'incitation sur le volume de pertes est partielle : RTE conserve ou supporte seulement 10 % de l'écart entre ces deux volumes, valorisé au prix moyen réel d'achat des pertes de l'opérateur.

La régulation incitative s'appliquant au prix moyen d'achat des pertes consiste, quant à elle, à comparer, annuellement et *ex post*, le prix constaté d'achat des pertes de l'opérateur à un prix de référence, obtenu *via* une stratégie de référence. Ce prix 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 spot, base et pointe. Il prend également en compte la possibilité qu'a RTE d'arbitrer entre achats sur le marché à terme (additionné du coût de la capacité) et achats de produits ARENH (lesquels incluent des produits capacitaires). La méthodologie de calcul du prix d'achat de référence fait l'objet d'une annexe confidentielle à la délibération tarifaire. Cette approche permet de couvrir l'opérateur contre le risque d'évolution des prix de marché et de ne l'inciter que sur la performance de sa stratégie d'achat. L'incitation sur le prix d'achat des pertes est également partielle : RTE conserve ou supporte ainsi 20 % de l'écart entre le coût de référence, lequel prend en compte le prix de référence et le volume constaté, et le coût réel.

Enfin, le montant global de l'incitation (sur le prix et les volumes) est plafonné à +/- 10 M€ par an afin de limiter le risque porté par RTE, notamment dans un contexte de mise en place de l'incitation.

En parallèle de ce mécanisme incitatif, un dispositif de suivi, sans incitation financière, du volume de pertes a 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 constaté sur le réseau de transport d'électricité.

2.3.1.4.2 Bilan du dispositif sur la période du TURPE 5 HTB

Incitation sur le volume des pertes

Sur la période 2017-2019, le taux de pertes constaté par RTE s'est élevé en moyenne à 2,20 %. Il a ainsi été systématiquement supérieur au taux de référence défini dans la délibération TURPE 5 HTB (2,10 %). RTE a ainsi supporté une pénalité cumulée de 6,5 M€ sur cette période, soit 0,7 % du coût total des pertes sur la période.

Tableau 1 : Historique du taux de pertes de RTE observé sur la période 2012-2019

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Taux de pertes ¹⁵ (%)	2,03	2,15	2,06	2,10	2,21	2,22	2,15	2,23

On observe en effet une augmentation notable du taux de pertes entre la période antérieure à la construction du TURPE 5 (2012-2015) et la période du TURPE 5 HTB. RTE explique cet écart, notamment, par la mise en service de l'interconnexion France-Espagne en octobre 2015.

Incitation sur le prix moyen d'achat des pertes

Le prix moyen d'achat de référence défini par le TURPE 5 HTB vise à refléter le prix 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 de pertes annuel.

Pour l'année 2017, la régulation sur les prix d'achat des pertes n'a pas été appliquée, afin de prendre en compte le fait que la majorité des achats d'énergie avaient déjà été réalisés avant la publication de la délibération TURPE 5. Le prix unitaire de référence pris en compte correspond ainsi au coût unitaire moyen réellement supporté par RTE. Pour les années 2018 et 2019, RTE a acheté ses pertes à un prix moyen globalement en ligne avec le prix d'achat de référence. RTE a ainsi bénéficié d'une prime cumulée de 0,7 M€ sur cette période, soit 0,1 % du coût total des pertes cumulé sur ces trois années.

Dans le cadre du retour d'expérience de ce dispositif mené avec RTE, quelques limites ont été identifiées sur le modèle d'achat défini dans le TURPE 5 HTB, concernant principalement la stratégie d'achat de la capacité.

La CRE envisage ainsi de faire évoluer le modèle afin de tenir compte des limites identifiées (cf. paragraphe 2.3.1.4.3).

Bilan des primes/pénalités perçues par RTE au titre des deux mécanismes incitatifs**Tableau 2 : Montant des incitations associées à la mise en œuvre du mécanisme incitatif portant sur les pertes électriques sur la période 2017-2019**

	2017	2018	2019
Volume de pertes de référence (TWh)	10,60	10,72	10,45
Volume de pertes réelles RTE (TWh)	11,26	10,99	11,07
Taux de pertes réalisées (%)	2,22 %	2,15 %	2,23 %
Prix unitaire de référence (€/MWh)	45,34 ¹⁶	41,54 ¹⁷	40,63
Prix réel RTE des pertes (€/MWh)	45,34	43,47	38,19
Incitation – Effet Volume (M€)	-2,99	-1,18	-2,36
Incitation – Effet Prix (M€)	-	-4,72	5,40
Montant global de l'incitation (M€)	-2,99	-5,90	3,05

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

¹⁶ Il a été convenu que pour 2017, année de mise en place de la régulation incitative, le prix d'achat de pertes de référence serait égal au prix d'achat moyen constaté de l'opérateur.

¹⁷ Les écarts notables observés en 2018 et 2019 entre le prix unitaire de référence des pertes et le prix observé s'annulent partiellement car ils étaient dus à un effet de bord comptable.

2.3.1.4.3 Evolutions envisagées pour la période du TURPE 6 HTB

La CRE considère que ce dispositif permet effectivement d'inciter RTE à la maîtrise des volumes de pertes et à l'optimisation de sa stratégie d'achat. En conséquence, la CRE envisage de maintenir le dispositif dans le TURPE 6 HTB tout en le faisant évoluer à la marge, selon les modalités présentées ci-après.

Régulation incitative sur le volume des pertes

Dans sa consultation publique du 27 juillet 2016 sur le TURPE 5 HTB, la CRE envisageait une incitation sur les coûts de compensation des pertes de RTE à hauteur de 20 %, pouvant être décomposée en une incitation portant sur le prix et une incitation portant sur les volumes, toutes deux à hauteur de 20 %.

La majorité des contributeurs à cette consultation publique était favorable au mécanisme proposé par la CRE, mais RTE était opposé à la mise en œuvre d'incitations financières sur les volumes, estimant ne pas disposer de leviers d'action à la hauteur des autres facteurs dimensionnants, et soulignant que l'objectif de minimisation des volumes des pertes pouvait entrer en contradiction avec d'autres objectifs d'exploitation du système électrique.

Compte tenu de ces éléments, la CRE avait décidé, dans sa délibération du 17 novembre 2016 portant décision sur le TURPE 5 HTB, de retenir un taux d'incitation limité à 10 % pour la partie relative au volume de pertes, compte tenu des marges de manœuvre partielles dont disposait RTE et surtout de la nouveauté du dispositif.

La CRE envisage pour le TURPE 6 HTB de rehausser le taux d'incitation sur le volume de pertes à 20 % et de valoriser les écarts en volume au prix d'achat des pertes de référence (au lieu du prix d'achat réel de l'opérateur), ce qui équivaut à inciter RTE à 20 % sur le coût d'achat de ses pertes, dans un souci de lisibilité du mécanisme et en cohérence avec le dispositif s'appliquant aux opérateurs gaziers et, surtout, au gestionnaire du réseau de distribution d'électricité, Enedis.

En effet, la CRE a réalisé une analyse de la volatilité des taux de pertes pour RTE et Enedis sur la période 2012-2019 qui ne met pas en évidence de différences majeures. Le taux de pertes de RTE est ainsi très légèrement plus volatil¹⁸, ce qui peut s'expliquer par le fait que les pertes de RTE dépendent non seulement du niveau des injections et soutirages mais aussi du plan de production et de l'utilisation des interconnexions, introduisant un facteur supplémentaire de variabilité. La CRE considère que cette faible différence de volatilité n'est cependant pas suffisante pour justifier une différence de niveau d'incitation entre les deux opérateurs. Il est à noter que, même si la maîtrise de RTE sur ce poste est partielle, cette incitation serait également partielle, à hauteur de 20 %, et tient donc compte des marges de manœuvre limitées dont RTE dispose pour réduire les volumes de pertes. Les utilisateurs de réseaux supporteraient quant à eux 80 % du risque.

Par ailleurs, cet ajustement de l'incitation à la hausse sur les volumes 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 »¹⁹.

La CRE envisage, en outre, de réviser à la hausse le taux de pertes de référence, intervenant dans le calcul du volume de référence, afin de prendre en compte les résultats obtenus par RTE pendant la période du TURPE 5 HTB.

Dans son dossier tarifaire, RTE propose de fixer le taux de pertes de référence à 2,25 %, correspondant à la moyenne de ses taux de pertes prévisionnels sur la période 2021-2024. Toutefois, les prévisions de volumes de pertes de RTE incluent une estimation des impacts de projets de réseaux (renforcement d'interconnexions, augmentation de certaines capacités de production, etc.) que la CRE n'est pas en mesure d'auditer.

La CRE envisage plutôt de se fonder sur un historique récent, permettant de capter les changements récents intervenus sur le réseau d'électricité sans faire d'hypothèse quant à leur évolution. Elle propose ainsi de retenir le taux de pertes moyen observé sur la période 2016-2019 soit 2,20 %, en hausse par rapport à celui fixé dans le TURPE 5 HTB de 2,10 % (correspondant à la moyenne observée sur 2013-2015).

¹⁸ L'analyse de volatilité des taux de pertes consiste à comparer entre les deux opérateurs l'écart-type des logarithmes du taux de croissance des pertes sur les années 2013 à 2019. On obtient un écart-type de 0,034 pour RTE, et 0,021 (resp. 0,029) pour les pertes techniques (resp. non techniques) d'Enedis. La volatilité est donc légèrement supérieure pour les pertes de RTE (l'écart-type renseigne sur la dispersion des valeurs des taux de pertes)

¹⁹ 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.

Régulation incitative sur le prix d'achat des pertes

Le principe du dispositif envisagé par la CRE, à ce stade, restera identique à celui établi pour la période du TURPE 5 HTB (et HTA-BT), à savoir une stratégie de couverture progressive du risque prix, en achetant régulièrement des quantités dont le cumul permet de couvrir le volume total annuel de pertes, en énergie et en capacité.

Toutefois, la CRE envisage de faire évoluer les modalités d'achat des garanties de capacité dans la stratégie de référence afin de tenir compte des enchères réelles, en prix et en fréquence, et non plus de leur modélisation.

Par ailleurs, les risques inhérents à l'activité de couverture des pertes par les gestionnaires de réseau (par exemple, frais de transaction, effets d'une liquidité imparfaite du marché) sont intégrés dans le modèle du TURPE 5 HTB au travers d'une majoration s'appliquant au prix de référence calculé par le modèle. La CRE envisage de réévaluer cette majoration pour la période du TURPE 6 HTB afin de tenir compte de l'évolution de ces risques.

La méthodologie de calcul du prix de référence fera l'objet d'une annexe confidentielle à la délibération tarifaire, conformément à ce qui a été fait pour le TURPE 5 HTB.

Plafonnement de l'incitation

Enfin, la CRE envisage de relever le plafond de l'incitation globale à 15 M€, soit 0,3 % du revenu autorisé moyen de RTE dans le TURPE 5 HTB, afin notamment de s'aligner sur le niveau relatif du plafond appliqué à Enedis.

Question 9 : Êtes-vous favorable aux propositions d'évolutions de la CRE pour l'incitation sur le volume et le prix d'achat des pertes supportées par RTE ?

2.3.1.5 Régulation incitative relative aux réserves d'équilibrage

2.3.1.5.1 Rappel du dispositif de régulation incitative en vigueur

La CRE a mis en place, depuis le TURPE 5 HTB, une régulation incitative portant sur les volumes de l'ensemble des réserves d'équilibrage afin d'inciter RTE à maîtriser ses charges d'équilibrage tout en le couvrant à 100 % de l'« effet prix ». Ainsi, les coûts de constitution des réserves étaient inclus intégralement au périmètre du CRCP dans le TURPE 5 HTB, mais un dispositif de bonus/malus portant sur les volumes venait s'ajouter à la couverture de ces coûts.

Les réserves inscrites dans le périmètre de cette régulation incitative sont la réserve primaire, la réserve secondaire, la réserve tertiaire contractualisée, la reconstitution des marges et la reconstitution des services système (SSY) pour motif « réévaluation du besoin RTE »²⁰.

Un montant annuel de référence est calculé en fonction du volume de référence défini dans la délibération TURPE 5 HTB pour chaque type de réserve et du prix annuel constaté pour chacune de ces réserves. L'incitation, asymétrique, est ensuite calculée de la façon suivante :

- lorsque les coûts de constitution des réserves sont inférieurs au montant annuel de référence ainsi calculé, RTE perçoit un bonus à hauteur de 50 % de l'écart entre les coûts réels de constitution et le montant annuel de référence ;
- à l'inverse, si ces coûts sont supérieurs au montant annuel de référence, RTE perçoit un malus à hauteur de l'écart entre le montant de référence et le montant réel. Le cas échéant, le montant de référence est recalculé en prenant en compte le volume réel validé par la CRE, en distinguant (i) les volumes réellement constitués par contractualisation ou prescription pour lesquels l'augmentation a été validée par la CRE en amont de la période de constitution (ii) des volumes reconstitués sur le mécanisme d'ajustement.

2.3.1.5.2 Bilan du dispositif sur la période du TURPE 5 HTB

La mise en place d'une régulation incitative portant sur les volumes des réserves d'équilibrage couplée à un processus de validation *ex ante* des révisions à la hausse des volumes contractualisés a permis de modérer les niveaux des volumes de réserves contractualisés par RTE par rapport aux niveaux qu'il envisageait dans le cadre de son dossier tarifaire, tout en assurant la sécurité du système électrique. En particulier, la CRE note que, sur la période

²⁰ La qualification de cette dernière réserve a été introduite sous TURPE 5 HTB, afin de différencier l'activation par RTE d'une offre sur le mécanisme d'ajustement pour cause de défaillance d'un responsable de réserve, et pour laquelle RTE ne dispose d'aucun levier, de celle au motif que le besoin en réserve secondaire a évolué entre le moment de la constitution des réserves et le temps réel (motif « réévaluation du besoin RTE »).

2017-2019, RTE a bien maîtrisé les évolutions de ses besoins de réserves par rapport à ses anticipations et a eu recours à peu d'appels pour marges et reconstitution des SSY (cf. tableau ci-après).

L'analyse des primes et pénalités obtenues par cette régulation incitative sur les volumes, sur la période 2017-2019, montre que RTE a perçu des bonus importants, principalement sur la reconstitution des marges, et dans une moindre mesure sur la reconstitution des SSY :

- en reconstituant des volumes très inférieurs aux valeurs prévisionnelles sur ces deux réserves ;
- et/ou en bénéficiant d'un « effet prix » important, lorsque les prix réels constatés ont été élevés, ce qui a été observé en particulier pour les marges reconstituées en 2018 et 2019.

L'analyse des performances de RTE est détaillée dans le tableau ci-dessous :

Tableau 3 : Montant des incitations associées à la mise en œuvre du mécanisme incitatif portant sur les réserves d'équilibrage sur la période 2017-2019

	Volume de référence (MW ou GWh)	2017		2018		2019	
		Volume réel (MW ou GWh)	Prix réel (€/MWh)	Volume réel (MW ou GWh)	Prix réel (€/MWh)	Volume réel (MW ou GWh)	Prix réel (€/MWh)
Réserve primaire	573	561	15,01	536	13,42	527	10,37
Réserve secondaire	662	639	18,60	646,1	18,77	644,9	19,43
Réserves rapide et complémentaire	1500	1044	N/A	1505	N/A	1504	N/A
Reconstitution des SSY motif besoin RTE	130	94,17	36,45	99,5	34,00	151,1	29,63
Reconstitution des marges	182	71,51	50,26	28	137,97	5,3	285,48
Prime/pénalités (M€)		6,09		14,62		13,29	

2.3.1.5.3 Evolutions envisagées pour la période du TURPE 6 HTB

Les modalités de contractualisation des réserves d'équilibrage ont évolué au cours de la période du TURPE 5 HTB, et de nouvelles évolutions sont à prévoir pour la période du TURPE 6 HTB. Les évolutions attendues peuvent être d'ordre réglementaire (mise en œuvre de codes de réseaux et apparition de plateformes d'activation au niveau européen qui vont également impacter la constitution des réserves) ou résulter de demandes de la CRE afin notamment d'améliorer l'efficacité technico-économique de l'équilibrage (introduction de nouveaux produits à contractualiser, passage en appel d'offres pour la constitution de réserve secondaire, évolution des produits de réserves primaire et secondaire). Le coût de ces réserves d'équilibrage est donc soumis à des incertitudes.

Si RTE ne dispose pas d'une maîtrise et d'une prévisibilité parfaites de ces coûts, RTE dispose de nombreux leviers pour maîtriser leur évolution, qu'il s'agisse des optimisations possibles en termes de dimensionnement des différentes réserves, d'innovations en matière de nouveaux produits susceptibles d'améliorer l'équilibrage à moindre coût, d'améliorations des règles de marché, de façon à promouvoir l'arrivée de nouveaux acteurs pour la fourniture de ces réserves ou encore en tirant profit de l'intégration européenne du marché de l'équilibrage.

Dans ce contexte, et au vu du bilan du dispositif incitatif au cours de la période du TURPE 5 HTB présenté précédemment, la CRE envisage de faire évoluer le mécanisme actuel vers une régulation incitative portant sur l'ensemble des coûts de contractualisation des réserves.

Plus précisément, la CRE envisage d'inciter RTE à maîtriser le coût global des réserves en fixant une trajectoire de charges, ajustée annuellement, avec un taux d'incitation à 20 %. Le montant à la charge de l'opérateur si les

charges réalisées sont inférieures à la trajectoire de référence ou, au contraire, le montant gardé par l'opérateur en cas de performance tarifaire sur ce poste serait en outre plafonné à 15 M€ par an (0,3 % du revenu autorisé moyen de RTE).

Tout d'abord, la CRE envisage de faire évoluer le périmètre des réserves couvertes par la régulation incitative : alors que sous TURPE 5, seuls les ajustements SSY pour motif « *réévaluation du besoin RTE* » étaient incités, la CRE envisage, par simplicité et pour éviter la distinction extracomptable rendue nécessaire par cette différence de traitement, d'intégrer au périmètre des réserves incitées pour le TURPE 6 HTB l'ensemble des motifs d'ajustements SSY (ajustements survenant à la suite de la défaillance d'un acteur d'ajustement, et ceux survenant pour cause d'équilibrage générant la perte des SSY chez l'acteur activé).

La CRE propose ensuite de fixer la trajectoire de référence des réserves en se fondant :

- sur les volumes historiques et les évolutions en termes de dimensionnement ayant déjà fait l'objet d'une concertation, et ayant été retenues par la CRE ;
- sur les prix historiques ou, s'agissant des nouveaux produits et des réserves pour lesquelles les évolutions de marché pourraient avoir un effet notable sur les prix, sur des prévisions de prix.

La trajectoire relative aux coûts des réserves est présentée au paragraphe 3.3.2.2. Du fait des incertitudes liées à l'évolution de ces charges, la CRE propose de fixer la trajectoire de référence chaque année pour l'année suivante. L'ajustement annuel de cette trajectoire de référence permettra de tenir compte des évolutions des prix de marché et des modalités de contractualisation, ainsi que des évolutions du dimensionnement des réserves et des types de produits, retenues par la CRE. La CRE envisage de procéder à cet ajustement pour l'année *N+1* au 4^e trimestre de l'année *N* afin d'avoir la meilleure vision à date du marché de l'équilibrage.

Un taux d'incitation limité à 20 % portant sur le coût de l'ensemble des réserves permet de limiter le risque porté par l'opérateur, puisque les écarts de coûts de constitution des réserves seront compensés à 80 %, au travers du CRCP, pour tenir compte des risques associés à la volatilité des volumes de marges et SSY reconstitués ainsi qu'à celle des prix des réserves contractualisées (prévisibilité partielle).

Enfin, le plafonnement du montant à la charge ou au bénéfice de RTE permettra également de limiter le risque porté par celui-ci. Le plafond de 15 M€ envisagé équivaut à environ 0,3 % du revenu autorisé de RTE. Au regard de l'enveloppe globale des coûts des réserves d'équilibrage (environ 200 M€/an), ce plafond permettrait de couvrir par le tarif les écarts supérieurs à 37,5 % de la trajectoire prévisionnelle.

Question 10 : Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE de mettre en œuvre une régulation incitative portant sur les coûts de constitution de l'ensemble des réserves d'équilibrage, et à son paramétrage ?

2.3.1.6 Régulation incitative relative aux coûts de congestions

2.3.1.6.1 Rappel du dispositif de régulation incitative en vigueur

Une congestion correspond à une situation de contraintes physiques sur le réseau. La plupart du temps, la contrainte correspond au risque de dépassement durable de la limite physique d'une ligne électrique en cas de perte d'un autre élément de réseau (dimensionnement en N-1). Deux types de congestions peuvent survenir sur le réseau public de transport :

- les congestions nationales, qui sont des contraintes sur le réseau de RTE qu'il gère seul ;
- les congestions internationales, qui sont des contraintes sur les réseaux de RTE ou de ses voisins GRT pour la gestion desquelles RTE et ses voisins ont vocation à se coordonner.

La résorption des congestions par RTE, au travers d'actions de *redispatching* et *countertrading*, peut engendrer des coûts importants pour RTE.

Sous TURPE 5, les coûts de congestions nationales sont incités à 100 % dans la mesure où ces congestions sont relativement prévisibles et maîtrisables par RTE, tandis que les coûts de congestions internationales sont au contraire compensés à 100 % afin d'inciter RTE à maximiser la capacité disponible aux interconnexions.

2.3.1.6.2 Bilan du dispositif sur la période du TURPE 5 HTB

Le bilan des coûts de congestion supportés par RTE au cours de la période 2017-2019 est le suivant :

Tableau 4 : Bilan des coûts de congestion supportés par RTE sur la période 2017-2019

En M€ _{courants}	2017	2018	2019	Total 2017-2019
Congestions nationales				
Prévisionnel TURPE 5	15	15	15	45
Réalisé	6,4	5,8	11,0	23,1
Congestions internationales				
Prévisionnel TURPE 5	2	2	2	6
Réalisé	2,2	11,2	-1,1	12,3
Total prévisionnel TURPE 5	17	17	17	51
Total réalisé	8,6	16,9	9,9	35,4

RTE a battu chaque année sa trajectoire sur les congestions nationales lui permettant ainsi de conserver 22 M€ sur cette période, soit environ 60 % des coûts de congestions totaux de RTE sur la même période. A l'inverse, les coûts de congestions internationales ont été plus élevés que prévu, avec la mise en place et le recours plus fréquent à des accords de *redispatching* et de *countertrading* coordonnés. Ces surcoûts ont été couverts *via* le CRCP.

2.3.1.6.3 Evolutions envisagées pour la période du TURPE 6 HTB

Plusieurs évolutions à fort enjeu sont attendues pour la période du TURPE 6 HTB :

- l'intégration croissante des énergies renouvelables (EnR) sur les réseaux publics de transport et de distribution d'électricité rend nécessaires des adaptations du réseau : dans ce cadre, le recours au dimensionnement optimal tel que proposé par RTE dans le cadre de son schéma décennal de développement du réseau (SDDR) s'accompagnera progressivement de la mise en œuvre ponctuelle de limitations de production et conduira donc à une hausse de ses coûts de congestions nationales ;
- la mise en place de méthodologie de partage des coûts des congestions internationales (*redispatching* et *countertrading*) au niveau européen, en négociation actuellement, combinée à l'augmentation des capacités transfrontalières mises à la disposition du marché et l'application à terme du seuil de 70 % pour les échanges transfrontaliers, pourrait se traduire par une augmentation de ces coûts, notamment du fait d'un risque de transfert partiel des coûts de congestions des pays voisins vers la France.

RTE anticipe ainsi une hausse significative de ses coûts de congestions sur la période du TURPE 6 HTB, à hauteur de 44 M€/an en moyenne contre 12 M€/an en moyenne sur la période du TURPE 5 HTB.

Dans ce contexte, la CRE souhaite revoir le mécanisme actuel qu'elle juge inadapté aux enjeux identifiés pour la période du TURPE 6 HTB. Elle envisage ainsi d'inciter de la même façon les congestions nationales et internationales, en incitant à 20 % l'ensemble de ces coûts de congestions.

En effet, le maintien d'une incitation à 100 % sur les coûts de congestions nationales serait contre-incitatif au développement des flexibilités. De plus, s'agissant des congestions internationales, il est fondamental que RTE soit incité, même partiellement, à réduire les coûts transférés par les pays voisins, à la fois lors des négociations sur la méthodologie de partage des coûts des congestions internationales pendant la période du TURPE 6 HTB et dans leur exécution par la suite. Enfin, une homogénéité de traitement entre les deux types de congestions est souhaitable dans la mesure où l'affectation des coûts entre ces deux types de congestions est complexe à définir et résultera d'une modélisation théorique dont les modalités pourraient être amenées à évoluer et conduire à faire varier cette affectation.

Par ailleurs, la CRE a analysé l'évolution des charges associées à ce poste de façon à fixer la trajectoire sur la période TURPE 6 HTB. La trajectoire envisagée est présentée au paragraphe 3.2.2.2.

Question 11 : Etes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE concernant le cadre de régulation des coûts de congestions nationales et internationales ?

2.3.2 Régulation incitative des investissements

Au cours des dix dernières années, les dépenses d'investissements de RTE ont connu une forte augmentation, et une accélération de cette croissance est envisagée pour la période du TURPE 6 HTB. RTE explique, notamment, ces importants besoins d'investissements par la nécessité de renouveler les réseaux ainsi que de les adapter aux besoins de la transition énergétique.

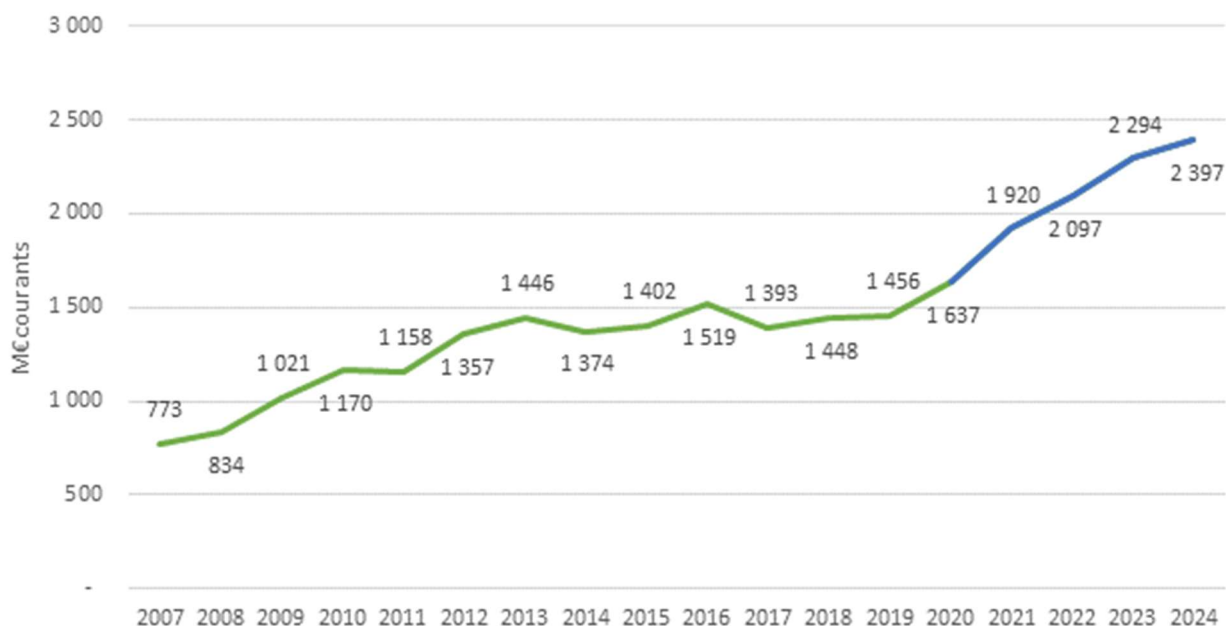


Figure 2 : Dépenses d'investissements bruts de RTE réalisées (en vert) et prévisionnelles (en bleu) entre 2007 et 2024

En outre, la stagnation de la consommation d'électricité devrait se poursuivre, ce qui conduit la CRE à être particulièrement vigilante dans l'examen de tout nouveau projet d'investissement qui sera soumis par le GRT.

Le cadre de régulation, dont le rôle est d'aligner le plus possible l'intérêt des opérateurs avec celui de la collectivité, doit donc encourager RTE à prioriser et à mener à bien les investissements les plus utiles à la collectivité dans les meilleures conditions de coûts. A cet égard, la CRE rappelle que chaque projet d'investissement devra faire l'objet d'analyses coût-bénéfice robustes afin d'éviter de faire porter au consommateur final des coûts inutiles. Afin d'assurer la soutenabilité des dépenses d'investissements, la CRE envisage de faire évoluer certains aspects de la régulation incitative des investissements de RTE dans le cadre du TURPE 6 HTB.

2.3.2.1 Incitation à la maîtrise et à la priorisation des dépenses d'investissements

Dans son examen du SDDR de RTE, la CRE a considéré que les transformations induites par la transition énergétique et le raccordement des énergies renouvelables, y compris marines, et le nécessaire renouvellement du réseau nécessitent des investissements significatifs pour que les réseaux soient au rendez-vous de la transition énergétique et conservent leur niveau de performance. Pour autant, la CRE a également indiqué que, au vu de l'ampleur des investissements, il était fondamental que RTE mette en œuvre l'ensemble des leviers à sa disposition pour réduire les dépenses associées, priorise les investissements les plus utiles à la collectivité et les réalise dans les meilleures conditions de coûts.

Afin de satisfaire ces exigences, la CRE souhaite inciter RTE à maîtriser et à prioriser ses dépenses d'investissements de réseau – au-delà de l'incitation spécifique à la maîtrise des coûts ne portant que sur les grands projets qui n'a pas vocation à inciter RTE à ne réaliser que les investissements les plus utiles à la collectivité. En conséquence, la CRE envisage de mettre en place une régulation incitative pour la période du TURPE 6 HTB consistant à

définir une enveloppe plafond au-delà de laquelle les coûts d'investissements engagés pourraient donner lieu à une pénalité. Ce dispositif s'appuierait sur les principes suivants :

- de la même façon qu'aujourd'hui, tous les investissements de réseau entreraient dans les IEC puis dans la BAR dès leurs mises en service et les charges de capital associées seraient couvertes via le CRCP ;
- la CRE fixerait une enveloppe constituant un plafond d'investissements. RTE serait incité à ne pas dépasser cette enveloppe et, donc, à maîtriser ses dépenses et à prioriser ses projets :
 - si la somme des dépenses d'investissements sur la période tarifaire est inférieure à cette enveloppe, aucun malus ni bonus n'est appliqué à RTE ;
 - en revanche, si la somme des dépenses d'investissements sur la période tarifaire dépasse l'enveloppe, alors un malus, à hauteur de 20 % du dépassement, serait appliqué à RTE *via* le CRCP²¹. Ainsi, le cas échéant, les dépenses au-delà du plafond seraient en pratique couvertes à hauteur de 80 % ;
- l'enveloppe d'investissements porterait sur l'ensemble de la période tarifaire. L'écart entre les dépenses d'investissements et l'enveloppe fixée par la CRE serait apprécié sur l'ensemble de la période, soit 4 ans. Une enveloppe pluriannuelle donne en effet de la flexibilité à RTE pour gérer les retards de projet ou les surcoûts ponctuels et pour mener à bien des stratégies d'optimisation pluriannuelles nécessaires à la maîtrise des dépenses d'investissements ;
- les subventions, publiques ou privées, associées aux investissements couverts par le dispositif que RTE prévoit de recevoir seront déduites des dépenses d'investissements prévisionnelles pour fixer le montant de l'enveloppe ; de la même façon, les subventions perçues par RTE seront déduites des dépenses d'investissements réalisées pendant la période du TURPE 6 HTB ;
- en termes de périmètre, l'enveloppe couvrirait l'ensemble des investissements à l'exception des dépenses d'investissements « hors réseaux », des dépenses d'investissements dédiées aux raccordements des parcs éoliens en mer et des projets d'interconnexion en courant continu haute tension. En effet, un cadre de régulation spécifique est appliqué aux dépenses d'investissements « hors réseaux ». Par ailleurs, les projets de raccordements en mer ou de nouvelles interconnexions sont des projets de très grande taille, dont le calendrier peut varier de façon importante et indépendamment du contrôle de RTE, avec un impact très substantiel sur les dépenses d'investissements ;
- RTE transmettrait chaque année à la CRE un bilan d'exécution au titre de l'année *N-1*, qui détaillerait les éventuels écarts entre la trajectoire réalisée et la trajectoire plafond et expliquerait les choix réalisés en matière de priorisation des investissements et les mesures prises par RTE afin de respecter la trajectoire fixée en début de période tarifaire.

La CRE note que RTE, dans son dossier tarifaire, a proposé que la CRE définisse une enveloppe quadriennale similaire à cette proposition. Toutefois, RTE ne souhaite pas d'incitation financière avant la période du TURPE 7 HTB. La CRE n'y est pas favorable car cela diminuerait la pertinence même de la définition d'une trajectoire prévisionnelle de dépenses d'investissements. Elle considère, en outre, que les dépenses d'investissements incluses dans l'enveloppe, notamment dans la mesure où elles excluraient les raccordements éoliens en mer et les grands projets d'interconnexion, seraient maîtrisables par RTE et que l'incitation proposée resterait modérée pour une première mise en œuvre.

De plus, la CRE envisage, à ce stade, d'introduire en parallèle de ce dispositif une clause de rendez-vous à mi-période tarifaire sur le niveau de l'enveloppe plafond, visant à examiner les conséquences éventuelles des évolutions législatives, réglementaires ou des décisions juridictionnelles ou quasi-juridictionnelles pouvant avoir des effets significatifs sur les dépenses d'investissements de l'opérateur sur les années 2023 et 2024.

Dans le paragraphe 3.5.3.1, la CRE détaille la méthodologie envisagée pour déterminer cette enveloppe pour la période du TURPE 6 HTB.

Question 12 : Dans le contexte actuel de forte hausse des investissements, êtes-vous favorable à la mise en place de l'incitation envisagée par la CRE à la maîtrise et à la priorisation des dépenses d'investissements pour le TURPE 6 HTB ?

²¹ 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 d'investissements prévisionnelle et réalisée.

2.3.2.2 Incitation à la maîtrise des coûts des grands projets

Le TURPE 5 HTB prévoit une incitation à la maîtrise des coûts pour les projets de développement du réseau d'un budget supérieur à 30 M€ : chacun de ces derniers fait l'objet d'un audit permettant de fixer un budget-cible, et un bonus ou malus est attribué à l'opérateur en fonction de l'écart entre le budget-cible et les dépenses réellement constatées, avec une bande de neutralité de +/- 10 % autour du budget-cible. Le bonus est égal à 20 % de l'écart entre 90 % du budget cible et les dépenses d'investissement réalisées, et le malus correspond à 20 % de l'écart entre les dépenses d'investissement réalisées et 110 % du budget cible. La CRE a par ailleurs étendu le mécanisme de régulation incitative des investissements de RTE aux projets de raccordement des parcs éoliens en mer par délibération du 24 janvier 2019²².

Dans sa consultation publique du 14 février 2019 relative au cadre de régulation tarifaire applicable aux opérateurs d'infrastructures régulées en France, la CRE a indiqué souhaiter maintenir, pour la période du TURPE 6 HTB, le mécanisme incitatif défini sur la période du TURPE 5 HTB tout en réduisant la bande de neutralité à hauteur de +/- 5 % autour du budget cible. La majorité des contributeurs s'est exprimée en faveur de cette proposition. En conséquence, la CRE maintient son orientation pour le TURPE 6 HTB en proposant une bande de neutralité limitée à +/- 5 %, à l'exception des projets d'interconnexion faisant l'objet d'une décision de répartition transfrontalière des coûts (cf. paragraphe 2.3.2.4.3).

Par ailleurs, dans sa consultation publique du 14 février 2019 précitée, la CRE a précisé sa volonté d'harmoniser les périmètres d'application de la régulation incitative s'appliquant aux grands projets d'investissements de transport en gaz et en électricité. A l'heure actuelle, le principe de fixation d'un budget cible s'applique aux projets d'investissements de transport en gaz dont le budget est supérieur à 20 M€, tandis que le seuil est de 30 M€ en électricité. Par ailleurs, en gaz, l'ensemble des projets de réseaux, c'est-à-dire de développement, de renouvellement et de raccordement, est soumis à la régulation incitative, alors qu'en électricité seuls les projets de développement du réseau sont concernés.

La majorité des contributeurs à la consultation publique s'est exprimée en faveur de ces évolutions. Toutefois, au vu de la volumétrie des projets de RTE, la CRE propose d'étendre le dispositif à l'ensemble des projets de développement, de renouvellement et de raccordement mais de maintenir le seuil à 30 M€.

En outre, RTE demande que cinq projets relatifs à la numérisation²³ soient exclus du périmètre de la régulation des investissements « hors réseaux ». Comme expliqué au paragraphe 2.3.2.5, le cas échéant, les projets de numérisation dont le budget dépasse 30 M€ seraient également inclus dans le périmètre de la régulation incitative à la maîtrise des coûts des grands projets.

Question 13 : Etes-vous favorable aux évolutions de la régulation incitative à la maîtrise des coûts des grands projets d'investissements proposées par la CRE pour le TURPE 6 HTB ?

2.3.2.3 Incitation à la maîtrise des coûts des projets de réseaux en dehors des grands projets

Le dispositif incitatif actuel de maîtrise des coûts des projets d'un montant supérieur ou égal à 30 M€ précédemment évoqué concerne un nombre limité de projets. Dans sa consultation publique du 14 février 2019, la CRE s'interrogeait sur la pertinence d'auditer de manière aléatoire des projets ou catégories de projets d'investissements dont le budget est en-deçà du seuil qui sera fixé pour définir les grands projets. La majorité des contributeurs s'est exprimée en faveur de l'extension de la régulation incitative aux projets de taille plus réduite.

La CRE envisage à ce stade d'introduire un mécanisme incitatif fondé sur la sélection aléatoire de quelques projets ou catégories de projets dont le budget est en-deçà du seuil de 30 M€, afin de les auditer et d'appliquer une régulation incitative identique à celle applicable aux projets d'investissements dont le budget est supérieur à 30 M€.

Question 14 : Etes-vous favorable, pour le TURPE 6 HTB, à l'extension de la régulation incitative à la maîtrise des coûts des grands projets d'investissements à des projets plus petits sélectionnés aléatoirement par la CRE ?

²² <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/Extension-du-mecanisme-de-regulation-incitative-des-investissements-de-RTE-aux-travaux-de-raccordement-des-parcs-eoliens-en-mer2>

²³ RTE souhaite inclure dans le périmètre « réseau » les cinq projets suivants de télécommunication : Infrastructure Télécom Privée, HERMES, Complément INUIT, RETIN, et LAN de poste.

2.3.2.4 Incitation pour les projets de création de nouvelles capacités aux interconnexions

2.3.2.4.1 Rappel du dispositif de régulation incitative en vigueur

Le TURPE 5 HTB prévoit un mécanisme de régulation incitative applicable aux projets d'interconnexions électriques, visant à encourager RTE à réaliser les projets d'interconnexions économiquement pertinents pour la collectivité aux meilleures conditions de coûts.

Pour rappel, le mécanisme repose sur trois incitations distinctes : l'incitation à la réalisation des investissements dans les meilleurs délais, l'incitation à la réalisation des investissements dans les meilleures conditions de coûts et l'incitation à la bonne exploitation de l'interconnexion électrique :

- 1) l'incitation financière à la réalisation des investissements d'interconnexion dans les meilleurs délais se matérialise par l'attribution d'une prime fixe exprimée en euros et dont le montant est défini par la CRE en amont de la décision d'engagement de dépenses du GRT. Cette prime fixe est calculée en fonction du bénéfice pour la collectivité estimée par la CRE sur la base d'une analyse coûts/bénéfices du projet. Elle est versée à la mise en service du projet, ce qui constitue une incitation à la réalisation des investissements dans les meilleurs délais ;
- 2) l'incitation à la minimisation des coûts de réalisation du projet prend la forme d'une prime ou d'une pénalité, fixée en fonction du différentiel entre le budget-cible du projet et les dépenses d'investissement réalisées :
 - si les dépenses d'investissement réalisées par le GRT pour ce projet se situent entre 90 % et 110 % du budget-cible, aucune prime ni pénalité n'est attribuée ;
 - si les dépenses d'investissement réalisées sont inférieures à 90 % du budget-cible, le GRT bénéficie d'une prime égale à 20 % de l'écart entre 90 % du budget-cible et les dépenses d'investissement réalisées ;
 - si les dépenses d'investissement réalisées sont supérieures à 110 % du budget-cible, le GRT supporte une pénalité égale à 20 % de l'écart entre les dépenses d'investissement réalisées et 110 % du budget-cible.

Dans le cas où le coût réalisé dépasserait le budget-cible, le montant de cette pénalité sur la rémunération globale des gestionnaires de réseaux de transport pour les projets d'interconnexion est limité de façon à ce que l'ensemble des incitations cumulées ne puissent conduire à une rémunération des capitaux engagés pour le projet inférieur au CMPC - 1 % ;

- 3) l'incitation sur l'utilisation de l'ouvrage prend la forme d'une prime ou d'une pénalité, calculée chaque année à compter de la mise en service de l'ouvrage, dont le niveau dépend des flux réalisés par rapport aux flux initialement prévus par la CRE. Dans l'hypothèse où les flux réalisés sont inférieurs aux flux initialement prévus, la pénalité ne peut pas excéder l'équivalent de l'annuité de la prime fixe définie par la CRE en amont de la décision d'engagement de dépenses. La prime ou la pénalité est appliquée pendant les dix premières années d'exploitation de l'infrastructure.

2.3.2.4.2 Bilan du dispositif sur la période du TURPE 5 HTB

Ce mécanisme incitatif est actuellement appliqué aux projets Celtic Interconnector, Golfe de Gascogne et Avelin-Avelgem. Les décisions concernant chacune des incitations ont été assez similaires :

- la prime fixe a été fixée à un niveau nul pour les trois projets. Pour Avelin-Avelgem, la nature des travaux et leur coût relativement faible au regard d'autres projets d'interconnexions amenaient RTE à ne pas demander de prime fixe. Pour Golfe de Gascogne et Celtic Interconnector, les résultats des différentes analyses de sensibilités sur les bénéfices étaient très contrastés et ne justifiaient pas l'attribution d'une prime fixe positive ;
- en ce qui concerne l'incitation sur les coûts des projets, Celtic Interconnector et Golfe de Gascogne ont la particularité d'avoir fait l'objet d'une décision de CBCA (*Cross-Border Cost Allocation*) répartissant les coûts entre RTE et son homologue irlandais ou espagnol. Dans les deux cas, afin d'assurer la cohérence entre les analyses coût-bénéfice utilisées dans le cadre de la décision de CBCA et la régulation incitative appliquée à RTE, la fixation du budget-cible a eu lieu dans la foulée de la décision de CBCA et a repris les budgets prévisionnels fournis par les gestionnaires de réseaux et qui ont fondé la décision des régulateurs. Le budget-cible d'Avelin-Avelgem a été fixé relativement tardivement par rapport à la décision de réalisation du projet afin de permettre à un cabinet externe de réaliser un audit du coût prévisionnel du projet ;

- l'incitation sur l'utilisation des ouvrages a été fixée à un niveau nul pour Avelin-Avelgem et Celtic Interconnector, tandis que le taux d'incitation a été fixé à 5% pour Golfe de Gascogne. En ce qui concerne Avelin-Avelgem, RTE avait demandé une prime nulle car les modalités d'exploitation des interconnexions avec la Belgique, selon la méthodologie « flow based », complexifieraient fortement la prévision des flux sur l'ouvrage. En ce qui concerne Celtic Interconnector et Golfe de Gascogne, le fait d'avoir fixé la prime fixe à un niveau nul induisait *de facto* une incitation asymétrique où RTE aurait un bonus en cas de bonne utilisation de l'ouvrage sans risque de supporter de malus en cas de mauvaise utilisation de l'ouvrage. La CRE a ainsi considéré que cette incitation devrait rester limitée pour les deux projets. Elle a même été fixée à un niveau nul pour Celtic Interconnector, sur suggestion de RTE, au regard des coûts de mise en œuvre et de suivi associés à cette disposition.

Par ailleurs, pour le projet IFA2, la CRE a retenu un cadre de régulation incitative spécifique, assurant un partage des risques et des bénéfices plus équilibré entre RTE et les utilisateurs du réseau. Le contexte de forte incertitude engendrée par le Brexit a en effet conduit la CRE à définir un cadre *ad hoc*. Ainsi, RTE conservera ou devra prendre à sa charge 30 % des écarts constatés, d'une part, entre un budget-cible et les dépenses d'investissement réalisées et, d'autre part, entre un taux-cible d'utilisation de l'ouvrage et son taux effectif d'utilisation. Cette incitation s'applique, en outre, sur un domaine plus large (absence d'une bande de neutralité, plancher unique de rémunération au taux de rémunération des immobilisations en cours).

2.3.2.4.3 Evolutions envisagées pour la période du TURPE 6 HTB

La CRE considère que l'incitation sur les coûts des projets permet, de manière similaire à la régulation incitative à la maîtrise des coûts des grands projets d'investissements, d'encourager RTE à mener à bien la construction des différents projets dans les meilleures conditions de coûts pour les utilisateurs de réseau.

En particulier, la CRE considère que le budget-cible doit être fixé au moment de la décision de réalisation du projet, c'est-à-dire, par exemple, lors de la décision de CBCA lorsque le projet en fait l'objet. Ceci permet d'aligner au mieux l'objectif de coût avec le montant permettant la prise de décision dans le projet. Pour éviter de faire peser sur l'opérateur un risque important lié à une fixation du budget-cible très en amont, la CRE propose d'appliquer, dans ce cas, une bande de neutralité de +/- 10 % autour du budget-cible.

La CRE envisage, à ce stade, de modifier le cadre de régulation actuel afin de le rendre plus symétrique. En effet, il a été constaté pour Celtic Interconnector et Golfe de Gascogne que le plancher portant sur la somme de la prime fixe et de l'incitation sur l'utilisation de l'ouvrage ne permet pas de fixer l'incitation à l'utilisation de manière appropriée, dès lors que la prime fixe est fixée à un niveau nul. Or, cette incitation est importante dans la mesure où elle permet d'inciter RTE (i) à la réalisation de projets dont les bénéfices pour la collectivité sont importants et (ii) à maximiser la disponibilité de l'ouvrage, ce qui est de nature à augmenter les bénéfices pour la collectivité.

Par conséquent, la CRE envisage, à ce stade, qu'une éventuelle pénalité liée à une sous-utilisation de l'ouvrage puisse excéder l'annuité de la prime fixe, comme dans le cas d'IFA2. Un plancher de rémunération unique serait appliqué à la somme des trois incitations versées de sorte que la rémunération des capitaux engagés pour le projet ne puisse être inférieure au CMPC - 1 %. Cela permettrait de mieux partager les risques entre RTE et les utilisateurs de réseau lorsque les bénéfices estimés des projets sont proches des coûts ou sont incertains.

Question 15 : Etes-vous favorable à la mise en œuvre d'un unique plancher de rémunération appliqué à la somme des trois incitations ?

2.3.2.5 Incitation à la maîtrise des coûts pour les investissements « hors réseaux »

2.3.2.5.1 Rappel du dispositif et des objectifs du mécanisme

Le TURPE 5 HTB a introduit un mécanisme incitant 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 légers et les systèmes d'information (SI).

Ce mécanisme incite RTE à optimiser globalement l'ensemble de ses charges sur ces trois postes de coûts. Il consiste à définir, pour la période tarifaire, la trajectoire d'évolution de ces charges de capital qui seront alors exclues du périmètre du CRCP. Les gains ou les pertes réalisés sont donc conservés à 100 % par RTE pendant la période tarifaire. En fin de période tarifaire, la valeur effective des immobilisations en cours (IEC) et des actifs mis en service pendant cette période sera prise en compte dans les IEC et dans la BAR, et donc pour le calcul des CCN à couvrir, ce qui permet, pour les périodes tarifaires suivantes, un partage des gains ou des surcoûts avec les utilisateurs.

L'objectif est que, pour ces trois postes pour lesquels les arbitrages comptables entre dépenses d'investissements et d'exploitation sont possibles, l'incitation portant sur les OPEX et les CAPEX pour RTE soit la même.

2.3.2.5.2 Bilan du dispositif sur la période du TURPE 5 HTB

Sur la période 2017-2019, pour lesquelles la CRE dispose de données réalisées, la CRE constate que les charges de RTE ont été :

- supérieures aux trajectoires prévisionnelles d'OPEX et de CCN, pour la catégorie immobilier (+27,8 M€ à sa charge) ;
- inférieures aux trajectoires prévisionnelles d'OPEX et de CCN pour les catégories SI et véhicules légers (-16,1 M€ et -0,7 M€).

Le coût restant à la charge de RTE sur cette période est ainsi estimé à 11,1 M€ :

- sur le poste « Systèmes d'Information », les charges de RTE ont été inférieures à la trajectoire prévisionnelle, à la fois en termes d'OPEX et de CCN, malgré les enjeux, soulignés par RTE lui-même, associés à ce poste. RTE a battu sa trajectoire de CCN, du fait de retards dans les mises en service des SI en développement, alors même que les charges d'investissements associées à ces projets ont été supérieures aux prévisions. La situation est donc paradoxale dans la mesure où RTE perçoit un bénéfice sur la période 2017-2019, alors que les SI pourraient coûter plus cher aux utilisateurs de réseaux sur les périodes tarifaires à venir du fait de ces retards et surcoûts²⁴ ;
- sur le poste « Immobilier », l'écart sur les CCN s'explique par un volume de mises en service plus important que prévu en 2016 et 2017. Quant à l'écart significatif sur les OPEX, il est porté par un écart sur la franchise (baisse des loyers) obtenue par RTE au titre de son immeuble Window. Le TURPE 5 HTB faisait l'hypothèse que cette franchise (23,8 M€) serait reçue par RTE entre 2017 et 2020 alors qu'elle fait l'objet d'un étalement sur la période 2018- 2030 ;
- sur le poste « Véhicules légers », le réalisé est conforme à la trajectoire prévisionnelle.

²⁴ Le bilan définitif de ce dispositif dépendra toutefois des charges constatées en 2020.

Tableau 5 : Bilan des primes/pénalités liées au mécanisme relatif aux investissements « hors réseaux » de RTE sur la période 2017-2019

En M€ _{courants}	2017	2018	2019	Total	Ecart (réal. - prév.)
Systèmes d'information					
CCN prévisionnelles	78,2	89,5	106,5	274,2	
CNE prévisionnelles (corrigées de l'inflation constatée)	115,2	118,5	123,3	357,0	
TOTAL prévisionnel	193,4	208,0	229,8	631,2	
CCN réalisées	71	85	104	259,8	-14,4
CNE réalisées	116,0	116,1	123,2	355,3	-1,7
TOTAL réalisé	186,6	201,4	227,1	615,1	-16,1
Immobilier					
CCN prévisionnelles	26,5	30,4	35,5	92,4	
CNE prévisionnelles (corrigées de l'inflation constatée)	85,3	87,0	64,8	237,1	
TOTAL prévisionnel	111,8	117,4	100,3	329,5	
CCN réalisées	27	32	37	95,8	3,4
CNE réalisées	81,2	94,8	85,5	261,5	24,4
TOTAL réalisé	108,4	126,7	122,2	357,3	27,8
Véhicules légers					
CCN prévisionnelles	6,4	6,6	6,6	19,6	
CNE prévisionnelles ²⁵ (corrigées de l'inflation constatée)	8,7	9,1	9,0	26,8	
TOTAL prévisionnel	15,1	15,7	15,6	46,4	
CCN réalisées	6	7	7	19,7	0,1
CNE réalisées	8,1	8,7	9,2	26,0	-0,8
TOTAL réalisé	14,5	15,5	15,7	45,7	-0,7
TOTAL					
Ecart global sur les CCN					-10,9
Ecart global sur les CNE					+21,9
Ecart global					+11,1

Ce dispositif a rempli son rôle puisque RTE a été incité sur les OPEX et les CAPEX. Toutefois, malgré la possibilité offerte par ce mécanisme incitatif pour réaliser ces arbitrages, RTE indique piloter ces postes de charges avec deux enveloppes distinctes, ce qui limite *de facto* les possibilités d'optimisation. Si tel est vraiment le cas, la CRE demande à RTE de se saisir, à l'avenir, des possibilités qui lui sont offertes par ce dispositif.

2.3.2.5.3 Evolutions envisagées pour la période du TURPE 6 HTB

La CRE, dans sa consultation publique du 14 février 2019, envisageait de reconduire les grands principes de ce mécanisme. En effet, au regard de sa récente introduction dans les tarifs d'infrastructures régulées, le retour d'expérience sur l'efficacité de ce mécanisme est difficile à mener, en particulier s'agissant de l'optimisation OPEX/CAPEX. La majorité des contributeurs s'est exprimée en faveur de cette proposition.

En outre, dans le cadre du tarif ATRT7, la CRE a introduit, à la demande de Teréga et à titre expérimental, un mécanisme incitatif allant au-delà de celui existant à ce stade et fondé, pour le seul poste relatif aux SI, sur un

²⁵ Trajectoire reconstituée à partir de la demande de RTE et de la part des véhicules légers dans l'ensemble des véhicules.

mécanisme dit de TOTEX (trajectoire commune OPEX et CAPEX mise en service, incitée à 50 %). Des travaux sont aujourd'hui en cours avec RTE afin d'envisager, le cas échéant, l'introduction du même type de régulation en TOTEX pour ses dépenses relatives au SI.

S'agissant du périmètre des projets couverts par ce mécanisme, RTE souhaite exclure les projets relatifs aux réseaux de télécommunication²⁶ dans la mesure où il considère que ces projets présentent davantage de potentiel d'arbitrage avec des projets d'investissements de réseau. Le cas échéant, ces projets seraient soumis à la régulation incitative à la maîtrise des coûts des grands projets si leur montant dépasse 30 M€ (cf. paragraphe 2.3.2.2.).

Question 16 : Êtes-vous favorable au mécanisme de régulation incitative des investissements « hors réseaux » proposé par la CRE pour le TURPE 6 HTB ?

2.3.2.6 Cadre de régulation *ad hoc* pour les projets immobiliers de Lille et Marseille

Les dépenses d'investissements liées au parc immobilier de RTE se sont en moyenne élevées à près de 60 M€ par an sur la période 2017-2019 et se répartissent entre (i) les logements résidentiels destinés aux salariés, (ii) les projets courants correspondant aux gros entretiens, réaménagements, et rénovations légères, et (iii) les projets exceptionnels. Ces derniers concernent les projets de réhabilitation et de construction et ont représenté environ 80 % des dépenses d'investissements de RTE liées à l'immobilier sur la période du TURPE 5 HTB. Sur la période du TURPE 6 HTB, RTE envisage de dépenser en moyenne 76 M€ par an en investissements pour l'immobilier. Selon RTE, la part des projets exceptionnels parmi les dépenses d'investissements liées à l'immobilier devrait rester inchangée à hauteur de 80 %.

Au sein de ces projets dits exceptionnels, RTE prévoit notamment la construction des sièges régionaux de Lille et Marseille afin de regrouper sur un site régional unique des salariés actuellement répartis sur plusieurs implantations. Les dépenses d'investissements pour ces projets devraient s'élever à 143 M€ auxquelles s'ajoutent des charges d'exploitation liées à des contrats de prestations de services à l'immeuble et aux occupants. Les travaux de construction de ces deux projets immobiliers sont prévus pour la période 2021-2024 et RTE envisage la vente des sites existants qu'il occupe actuellement en 2025.

La CRE constate que, à Lille comme à Marseille, la pertinence économique de ces projets de déménagement réside principalement, au vu des analyses de RTE, dans la valorisation à terme (lors de leur revente) des deux nouveaux bâtiments que RTE aurait acquis, ainsi que dans les investissements évités dans les sites existants, investissements qui ne sauraient être valorisés à la revente de ces sites selon RTE.

Dans ce contexte, elle considère, d'une part, que ces projets ne doivent pas faire peser un risque injustifié sur les utilisateurs de réseaux et, d'autre part, que ces deux projets ne devraient pas aboutir à une augmentation à court terme des charges à couvrir par le tarif de transport. En conséquence, elle envisage de mettre en place un cadre de régulation *ad hoc* pour ces deux projets immobiliers (qui ne seraient dès lors plus soumis au cadre tarifaire relatif au traitement des plus-values de cession d'actifs immobiliers).

Au regard des montants importants relatifs à la construction des sièges régionaux de Lille et Marseille, la CRE ne souhaite pas faire supporter aux utilisateurs de réseaux un surcoût d'investissements important à court terme alors que la valorisation des nouveaux sièges régionaux de Lille et de Marseille reste incertaine à long terme. La CRE envisage pour cela de mettre en œuvre un lissage des charges à couvrir et des produits de cession estimés sur la base des éléments fournis par RTE dans son analyse économique. Ainsi, 80 % des plus-values comptables prévisionnelles générées par les reventes à terme des deux futurs sièges régionaux de Lille et de Marseille seraient intégrées de façon anticipée au tarif (et viendraient en déduction des charges à couvrir, de façon lissée, entre 2021 et 2028). En contrepartie, RTE conserverait à terme 100 % (et non 20 % comme envisagé dans le TURPE 6 HTB, cf. paragraphe 2.1.2.2.2) de la plus-value de cession associée à la revente de ces sites. La CRE considère que ce traitement tarifaire permet, d'une part, d'éviter une hausse à court terme des tarifs de réseaux et, d'autre part, de ne pas faire porter au consommateur final le risque associé aux prix de revente à terme de ces sites.

Question 17 : Êtes-vous favorable à la mise en œuvre du cadre de régulation *ad hoc* proposé par la CRE s'agissant des projets immobiliers des sièges régionaux de Lille et de Marseille ?

²⁶ Les projets concernés par le changement de périmètre (du « hors réseau » vers le « réseau ») sont les suivants : RETIN, Complément INUIT, HERMES, LAN de postes et Infrastructure Télécoms privée

2.3.2.7 Indicateurs d'utilisation du réseau

Alors que RTE prévoit une forte hausse de ses investissements dans les années à venir, il est impératif de s'assurer que les dépenses d'investissements et d'exploitation des opérateurs sont justifiées et utiles pour la collectivité. Pour ce faire, il est utile d'avoir une idée de l'utilisation du réseau et de son évolution. C'est en ce sens que, dans sa consultation publique du 14 février 2019, la CRE avait demandé aux gestionnaires de réseaux de travailler à la définition d'indicateurs de suivi de l'utilisation des ouvrages qui lui seraient ensuite transmis régulièrement. De tels indicateurs doivent permettre une meilleure compréhension de l'évolution dans le temps de la structure des réseaux et de leur utilisation.

Dans cette optique, les services de la CRE et de RTE ont travaillé ensemble à la définition d'indicateurs de suivi de l'utilisation du réseau public de transport (RPT) afin d'avoir une vision des flux sur le réseau.

L'ensemble des liaisons est exploité selon le référentiel des intensités de secours temporaire (IST) qui permet de définir des capacités de transit en adéquation avec des conditions météorologiques locales et saisonnières moyennées. Le calcul des IST intégrant également des hypothèses de monotonies de charge, et le réseau étant dimensionné pour un fonctionnement à réseau complet (en N) et en cas d'aléa (N-1), il est naturel d'avoir des valeurs de transit par liaison notablement inférieures à l'IST de la liaison, en moyenne annuelle. Pour autant, afin d'éclairer l'enjeu de monitoring de l'utilisation du réseau, une approche sur la base de ratios entre l'intensité effective et l'intensité de secours temporaire est envisagée.

La CRE propose de mettre en œuvre quatre indicateurs basés sur les flux réels observés sur le RPT.

- le taux de transit moyen des lignes électriques du réseau ;
- le pourcentage de lignes n'atteignant jamais 10 % de l'IST pendant l'année ;
- le pourcentage de lignes atteignant au moins une fois 50 % de l'IST pendant l'année ;
- le pourcentage moyen d'heures d'atteinte de 50 % de l'IST.

Chaque année, RTE fournira à la CRE les résultats de ces quatre indicateurs ainsi que pour chaque ligne du RPT au pas de temps horaire, les données relatives à la valeur de l'intensité constatée et à la valeur de l'intensité de secours temporaire²⁷.

La CRE note que RTE, dans son dossier tarifaire, rappelle que le RPT doit respecter les critères techniques d'utilisation de ses ouvrages à tout instant (« en N ») ainsi que les critères techniques à la suite de tout aléa qui pourrait survenir sur le réseau (« en N-k »). Toutefois, RTE n'est pas en mesure, à ce stade, de proposer un indicateur fondé sur les simulations en N-k du fait de l'ampleur des bases de données à manipuler.

Enfin, la CRE envisage de poursuivre les travaux relatifs à l'utilisation des postes et des transformateurs.

Question 18 : Avez-vous des observations à formuler sur les indicateurs de suivi envisagés par la CRE pour la période du TURPE 6 HTB ?

2.4 Régulation incitative de la qualité de service et de la continuité d'alimentation

La régulation incitative de la qualité de service et de la continuité d'alimentation de RTE a pour objectif d'améliorer la qualité du service rendu aux utilisateurs du réseau de transport d'électricité dans les domaines jugés particulièrement importants pour le bon fonctionnement du marché et des réseaux d'électricité.

Dans sa consultation publique du 14 février 2019, la CRE a présenté un bilan du dispositif de régulation incitative de la qualité de service depuis 2009, date de son entrée en vigueur dans les tarifs de transport d'électricité. La CRE y relevait que la qualité de service de RTE s'est améliorée dans les domaines les plus importants pour les utilisateurs des réseaux.

Dans leurs réponses, les acteurs de marché indiquent partager ce bilan positif et considèrent qu'il s'agit d'un pilier du cadre de régulation tarifaire, qui permet de s'assurer que l'efficacité économique ne se fait pas au détriment des services rendus par les réseaux. Ils considèrent en outre, comme la CRE, qu'il s'agit d'un enjeu important pour les prochains tarifs et approuvent la démarche de la CRE concernant la poursuite d'objectifs ambitieux en matière de qualité de service.

²⁷ Il s'agit de la valeur d'intensité qui ne peut être dépassée pour une durée supérieure à quelques secondes ou quelques minutes consécutives, selon différents types d'ouvrages. RTE définit le profil saisonnier d'IST de chaque ligne du réseau à partir de paramètres météorologiques et techniques, tels que les caractéristiques propres aux conducteurs, et en intégrant une monotone de charge « type ».

2.4.1 Régulation incitative de la qualité de service

2.4.1.1 Rappel du dispositif de régulation incitative de la qualité de service en vigueur

Sur la période du TURPE 5 HTB, en dehors de la régulation incitative sur la continuité d'alimentation (cf. paragraphe 2.4.2) et sur les données (cf. paragraphe 2.5.3), la qualité de service de RTE est suivie au moyen de 5 indicateurs.

Ces indicateurs ont été fixés par la CRE après une large consultation des acteurs de marché, dans l'objectif d'améliorer la qualité de service et de favoriser le bon fonctionnement du marché au vu des enjeux de la période.

Les cinq indicateurs actuellement suivis par RTE portent sur :

- les réclamations clients (taux de réponse dans les délais, sous 10 jours et sous 30 jours) ;
- les seuils d'engagement relatifs à la qualité de l'électricité portant sur le respect des engagements contractuels ;
- les délais de réalisation d'une intervention de dépannage sur un compteur ;
- les raccordements (délais de mise en service et de transmission des propositions techniques et financières).

Par ailleurs, le TURPE 5 HTB prévoit que RTE publie, une fois par an, les résultats de l'enquête de satisfaction qu'il réalise auprès de ses clients.

Enfin, RTE doit, au moins une fois par an, dans le cadre du Comité des Utilisateurs de Réseau de Transport d'Electricité (CURTE), discuter des résultats de ces indicateurs de qualité afin d'identifier les enjeux principaux associés au suivi de la qualité de service.

2.4.1.2 Bilan du dispositif sur la période du TURPE 5 HTB

Comme rappelé précédemment, et conformément à la délibération TURPE 5 HTB, RTE effectue une enquête de satisfaction au moins tous les deux ans. Dans son bilan annuel de la qualité de service datant du 26 mars 2019, RTE a présenté les résultats de son enquête de satisfaction et les a comparés à ceux des années précédentes. Il en ressort que les utilisateurs du RPT sont globalement satisfaits de la qualité de service proposée par RTE, avec un niveau de satisfaction global à 87 % fin 2019, en hausse depuis 2015. Ce constat positif est toutefois à nuancer, les acteurs de marché et les distributeurs étant moins satisfaits par la qualité de service proposée par RTE, avec un niveau de satisfaction respectivement de 71 % et 75 %.

Par ailleurs, la CRE a lancé le 17 octobre 2019 une consultation publique relative à la qualité de service pour les réseaux électriques, afin de recueillir le bilan des acteurs sur ce sujet et de les interroger sur les thématiques prioritaires sur lesquelles les opérateurs devraient, selon eux, être incités pour la prochaine période tarifaire. Certains utilisateurs considèrent qu'il serait utile d'améliorer tout particulièrement, pour la période du TURPE 6 HTB :

- le suivi des délais et coûts de raccordements, certains acteurs considérant que les délais et les coûts sont en augmentation et ne sont pas toujours conformes aux engagements ;
- le suivi des délais d'installation/changement de compteurs, les délais actuels faisant l'objet de plaintes des acteurs car pouvant selon eux, nuire à leur activité ;
- la qualité et la transparence des données de marché fournies par RTE (ce point est discuté dans le paragraphe 2.5.3 de la présente consultation, sur l'innovation et la mise à disposition des données).

2.4.1.3 Evolutions envisagées pour la période du TURPE 6 HTB

La consultation publique du 17 octobre 2019 a ainsi permis de mettre en avant les enjeux prioritaires pour les acteurs pour la prochaine période tarifaire, enjeux qui s'inscrivent dans un contexte qui évolue très rapidement avec le développement de nouveaux usages, le déploiement des compteurs évolués ou encore la numérisation croissante des systèmes énergétiques.

Ainsi, afin d'améliorer le suivi de la qualité de service et de répondre aux attentes et besoins des utilisateurs du RPT, la CRE a proposé dans sa consultation publique du 17 octobre 2019, d'introduire 7 nouveaux indicateurs de suivi pour la période du TURPE 6 HTB :

- quatre indicateurs portant sur le suivi des coûts et des délais de raccordement, dont un sur les coûts unitaires ;
- un indicateur portant sur le suivi des délais de changement/installation de compteurs ;

- un indicateur permettant d'évaluer la qualité de l'onde de tension sur le RPT, et correspondant à un indicateur interne déjà suivi par RTE ;
- un indicateur lié à la continuité d'alimentation, afin de suivre les durées des travaux planifiés par RTE.

La CRE a également envisagé d'inciter financièrement le respect des délais d'intervention prioritaire de dépannage compteurs, indicateur suivi sur la période du TURPE 5 HTB, car des retards réguliers ont été constatés sur ces interventions et pénalisent les clients.

Dans leurs réponses, les acteurs ont en grande majorité accueilli favorablement les propositions formulées par la CRE. Certains acteurs ont également suggéré d'introduire des indicateurs supplémentaires pour renforcer le suivi sur des enjeux qui leur semblaient particulièrement importants. Ainsi, ils ont notamment demandé :

- de suivre la durée moyenne globale de traitement d'une réclamation ;
- sur la qualité de l'onde de tension, de réfléchir à un indicateur pertinent lié au chemin parcouru, et à un indicateur mesurant la durée de dépassement de la tension au-delà d'une certaine valeur (différent de l'indicateur actuellement suivi par RTE) afin d'évaluer plus finement la qualité de l'onde sur le RPT ;
- de suivre l'énergie non évacuée (ENE) par les producteurs pour cause de contraintes réseau, dans le contexte de mise en œuvre de la stratégie de dimensionnement optimal définie par RTE dans son SDDR.

Concernant l'incitation envisagée par la CRE sur le respect des délais d'intervention prioritaire de dépannage des compteurs, RTE travaille à la construction d'un indicateur pertinent.

Au vu des retours des acteurs et de la nécessité de mieux suivre certains aspects de la qualité de service de RTE, la CRE envisage d'introduire, pour le TURPE 6 HTB, l'ensemble des indicateurs qu'elle avait proposés dans sa précédente consultation publique²⁸ ainsi que les indicateurs demandés par les acteurs s'agissant de la durée moyenne de traitement des réclamations et du suivi du volume d'ENE. Concernant la qualité de l'onde de tension, la CRE demande à RTE d'engager des réflexions dans le cadre des prochains groupes de travail dédiés aux services systèmes tension, afin d'affiner la problématique et de définir les indicateurs les plus pertinents.

L'ensemble des propositions de la CRE pour le suivi de la qualité de service pour le TURPE 6 HTB est synthétisé en annexe (cf. annexe 1).

Question 19 : Etes-vous favorable aux évolutions du dispositif de régulation incitative de la qualité de service envisagées par la CRE pour le TURPE 6 HTB ?

2.4.2 Régulation incitative de la continuité d'alimentation

2.4.2.1 Rappel du dispositif de régulation incitative de la qualité d'alimentation en vigueur

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, et, plus spécifiquement, sur la durée moyenne de coupure. Ce dispositif a été reconduit et renforcé en 2013 dans le cadre du TURPE 4 HTB, en étendant le périmètre des incitations à la fréquence moyenne de coupure. Depuis le TURPE 5 HTB, il est fondé sur un schéma incitatif progressif de forme linéaire.

L'incitation d'une année N (en M€) est déterminée par la formule :

$$I_N = 17 \times (TCE_{réf} - TCE_N) + 109 \times (FMC_{réf} - FMC_N)$$

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 événement exceptionnel²⁹) et la puissance moyenne acheminée, exprimée en MW ;

²⁸ En dehors de l'indicateur sur les coûts unitaires de raccordement, dont la représentativité est particulièrement incertaine,

²⁹ Les événements exceptionnels sont précisément décrits dans la délibération TURPE 5 HTB. Ce sont notamment les phénomènes atmosphériques d'une ampleur exceptionnelle, au regard de leur impact sur les réseaux, caractérisés par une probabilité d'occurrence annuelle inférieure à 5 % pour la zone géographique considérée dès que, lors d'une même journée et pour la même cause, au moins 100 000 consommateurs finals alimentés par le réseau public de transport et/ou par les réseaux publics de distribution sont privés d'électricité.

- FMC_N est la fréquence moyenne de coupure (longue et brève³⁰ de l'année) d'une année N et correspond au rapport entre le nombre de coupures brèves et longues et le nombre d'installations raccordées au réseau de transport ;
- le temps de coupure équivalent de référence $TCE_{réf}$ est égal à 2,8 minutes/an (contre 2,4 minutes/an dans le TURPE 4 HTB, cible qui était rarement atteinte par RTE) ;
- la fréquence moyenne de coupure de référence $FMC_{réf}$ est égale à 0,46 coupure/an (contre 0,6 coupure/an dans le TURPE 4 HTB, cible qui était largement battue par RTE sur cette période).

Les paramètres des incitations sur le temps de coupure équivalent et sur la fréquence moyenne de coupure correspondent à 75 % de la valeur de l'énergie non distribuée (END) utilisée en planification de réseau. Cette valeur de l'END conduit à une incitation annuelle sur le temps de coupure équivalent de 17,1 M€/minute et une incitation sur la fréquence moyenne de coupure de 109,5 M€/coupure.

Le montant de l'incitation pour une année N est plafonné à 45 M€ (contre 30 M€ dans le TURPE 4 HTB).

2.4.2.2 Bilan du dispositif sur la période du TURPE 5 HTB

Sur l'ensemble de la période 2017-2019, RTE a bénéficié d'une prime cumulée de 34,9 M€ : 9,4 M€ au titre du mécanisme de régulation incitative assis sur le temps de coupure équivalent et 25,5 M€ au titre du mécanisme de régulation incitative assis sur la fréquence moyenne de coupures. En particulier, on constate que les indicateurs de qualité d'alimentation ont été très bons en 2017 et que RTE a battu la cible sur la fréquence de coupure sur chacune des trois premières années du TURPE 5 HTB.

Tableau 6 : Montant des incitations associées à la mise en œuvre du mécanisme de régulation incitative de la continuité d'alimentation sur la période 2017– 2019

	2017	2018	2019	Moyenne 2017-2019	Cumulé 2017-2019
Temps de coupure équivalent (min) Cible TURPE 5 : 2,8 minutes/an	1,45	2,98	3,42	2,62	
Incitations (M€)	23,0	-3,1	-10,5	3,1	9,4
Fréquence moyenne de coupure (nb de coupure) Cible TURPE 5 : 0,46 coupure/an	0,36	0,42	0,37	0,38	
Incitations (M€)	11,4	4,3	9,8	8,5	25,5
Total incitations (M€)	34,4	1,2	-0,7	11,6	34,9

2.4.2.3 Evolutions envisagées de l'incitation portant sur la continuité d'alimentation pour la période du TURPE 6 HTB

La qualité d'alimentation sur le réseau de transport d'électricité s'est fortement améliorée au cours des dernières décennies. Par exemple, le temps de coupure équivalent est passé de 3,93 min en moyenne par an durant la période du TURPE 4 HTB à 2,62 min sur les 3 premières années du TURPE 5 HTB ; la fréquence moyenne de coupure, quant à elle, est passée de 0,44 à 0,38. Les enquêtes clients de RTE montrent que les utilisateurs de réseaux en sont globalement satisfaits.

Partant du constat que la qualité d'alimentation atteint un niveau satisfaisant et cohérent avec le dimensionnement des réseaux faits par RTE dans son SDDR, qui est fondé sur une stabilisation de la qualité d'alimentation, la CRE a indiqué, dans sa consultation publique d'octobre 2019, envisager de stabiliser les objectifs de qualité d'alimentation fixés à RTE au niveau des objectifs définis dans le TURPE 5 HTB. Cette stabilisation serait accompagnée de la mise en œuvre d'une régulation incitative asymétrique sur les deux indicateurs concernés.

³⁰ Les coupures brèves sont comprises entre 1 seconde et 3 minutes.

La majorité des acteurs soutiennent cette proposition, dressant un bilan positif sur le niveau de qualité d'alimentation atteint. Ils estiment en outre qu'une régulation asymétrique permettra d'inciter RTE à maintenir le niveau actuel de qualité d'alimentation tout en évitant de potentiels surinvestissements dans le réseau. Si RTE partage l'orientation de la CRE consistant à stabiliser les objectifs, RTE n'est pas favorable à l'introduction d'une régulation asymétrique.

La CRE envisage, à ce stade, de confirmer les orientations prises dans le cadre de la consultation publique d'octobre 2019. En effet, les retours des acteurs confirment que le niveau de qualité d'alimentation actuel est adapté à leurs besoins. En outre, la stabilisation des indicateurs rend nécessaire une évolution du cadre de régulation : le maintien de bonus sans adaptation des objectifs conduirait à un risque significatif d'effet d'aubaine pour RTE, le niveau réalisé ces dernières années, notamment sur la fréquence de coupure, étant inférieur à l'objectif fixé. En revanche, la CRE considère qu'il n'est pas envisageable de supprimer toute incitation sur la qualité d'alimentation. C'est pourquoi elle envisage de mettre en place une régulation asymétrique qui vise à inciter RTE à ne pas dégrader la qualité d'alimentation, en conservant les objectifs actuels.

La CRE considère que le dispositif qu'elle envisage, qui reposerait sur une force de l'incitation identique à celle du TURPE 5 HTB, remplit cet objectif d'incitation à ne pas dégrader la qualité d'alimentation tout en étant proportionné (le risque que RTE supporte des pénalités reste limité). En outre, le maintien du plafond sur le montant des incitations, fixé à 45 M€/an, vient encore réduire ce risque.

Ainsi, l'incitation d'une année N (en M€) serait déterminée par la formule :

$$I_N = \text{Min}(17 \times (TCE_{\text{réf}} - TCE_N) + 109 \times (FMC_{\text{réf}} - FMC_N); 0)$$

Où :

- TCE_N est le temps de coupure équivalent exprimé en MW ;
- FMC_N est la fréquence moyenne de coupure ;
- le temps de coupure équivalent de référence $TCE_{\text{réf}}$ est égal à 2,8 minutes/an ;
- la fréquence moyenne de coupure de référence $FMC_{\text{réf}}$ est égale à 0,46 coupure/an.

Question 20 : Etes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE concernant le cadre de régulation de la qualité d'alimentation?

2.4.2.4 Evolutions envisagées du dispositif portant sur les coupures longues pour la période du TURPE 6 HTB

La CRE a introduit, pour la période du TURPE 5 HTB, une disposition consistant à faire porter par RTE le coût des conséquences des coupures longues sur le réseau public de distribution (RPD) issues du RPT, *via* un remboursement aux gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) des indemnités alors versées à leurs clients. Pour la période du TURPE 5 HTB, ce dispositif prévoyait une couverture du remboursement de ces indemnités sur la base d'une trajectoire de 7,5 M€/an, correspondant au 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, fixé à 15 M€/an pour le TURPE 5 HTB, sont compensées au travers du CRCP.

RTE a indiqué être favorable au maintien du dispositif dans la mesure où il responsabilise l'opérateur sur l'ensemble des conséquences des coupures sur le réseau qu'il gère. Toutefois, RTE propose :

- d'une part, de revoir à la baisse le niveau du montant annuel d'indemnités à verser, en cohérence avec les montants observés et estimés par RTE sur la période du TURPE 5 HTB (2,5 M€/an en moyenne sur 2017-2020) ;
- et d'autre part, de revoir le plafond de 15 M€ à 5 M€/an afin d'être davantage couvert contre les événements climatiques qui, selon lui, sont responsables de l'essentiel des charges supportées sur la période du TURPE 5 HTB et pour lesquels il ne dispose d'aucun levier.

Considérant que RTE n'a qu'une maîtrise partielle de ces coûts en cas d'événements climatiques d'ampleur, la CRE est favorable à adapter le plafond à la nouvelle trajectoire de dépenses, en l'abaissant, afin de maintenir le niveau de risque pour RTE au même niveau que celui supporté sur la période TURPE 5 HTB. Elle envisage donc les évolutions suivantes pour la période du TURPE 6 HTB :

- une couverture par le tarif du remboursement des indemnités sur la base de la moyenne des montants réels versés entre le 1^{er} janvier 2017 et le 31 décembre 2019, soit 1,6 M€/an ; et
- une inclusion au CRCP des sommes supérieures à 9 M€, afin de maintenir une incitation équivalente à celle qui existait sur la période du TURPE 5 HTB.

Les propositions de la CRE pour le suivi de la qualité d'alimentation TURPE 6 HTB sont synthétisées en annexe (cf. annexe 1).

Question 21 : Etes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE concernant les coupures longues sur le RPD issues du RPT ?

2.5 Régulation incitative de l'innovation

Dans un contexte d'évolution rapide du secteur de l'énergie et, particulièrement, de l'électricité, la CRE attache une importance particulière à l'innovation, au développement des réseaux intelligents et à l'adaptation des réseaux à la transition énergétique. Les gestionnaires de réseaux disposent des ressources nécessaires pour mener à bien leurs projets de recherche et développement (R&D) et d'innovation, qui peuvent notamment nécessiter d'importants budgets SI, essentiels pour fournir un service efficace et de qualité aux utilisateurs de réseaux et pour faire évoluer les outils d'exploitation de leurs réseaux. Les gestionnaires de réseaux se doivent, en contrepartie, d'utiliser efficacement et de manière transparente ces ressources. Ils doivent plus généralement donner aux acteurs des informations de qualité sur l'état du réseau et du système électrique, ainsi que sur les marchés connexes qu'ils gèrent. Enfin, ils doivent faire évoluer leurs pratiques et les conditions d'accès au réseau et au marché autant que nécessaire pour favoriser l'innovation de l'ensemble des acteurs du système électrique.

2.5.1 Régulation de la R&D

Afin de satisfaire ces exigences, la régulation incitative de la R&D s'appuie actuellement, pour l'ensemble des opérateurs, sur :

- une trajectoire de coûts de R&D incitée de manière asymétrique : en fin de période tarifaire, les montants non dépensés sur la période sont rendus aux consommateurs tandis que les dépassements de trajectoires restent à la charge des opérateurs ;
- l'élaboration d'un rapport annuel détaillé à destination de la CRE faisant le bilan des actions engagées en matière de R&D, complété par un rapport public bisannuel.

2.5.1.1 Bilan des dépenses de R&D de RTE sur la période du TURPE 5 HTB

Le bilan des dépenses de R&D de RTE sur la période 2017-2019, par thématique de recherche, est le suivant :

Tableau 7 : Bilan des dépenses d'exploitation R&D de RTE sur la période 2017-2019

En M€ _{courants}	2017	2018	2019	Total	Total (%)
Evolution de l'infrastructure du réseau	6,8	7,2	5,2	19,2	19 %
Gestion des actifs	12,2	9,4	8,7	30,3	29 %
Fonctionnement & Exploitation	9,2	9,9	9,1	28,2	27 %
Prospective, Marché et Transition Energétique	5,2	7,4	7,5	20,1	19 %
Environnement et société	1,2	2,1	2,3	5,6	5 %
Subventions obtenues	1,5	0,9	0,8	3,2	
Total budget R&D réalisé	34,6	36,00	32,8	103,4	
Dépenses réalisées nettes des subventions	33,1	35,1	32,0	100,2	
Subventions prévisionnelles TURPE 5	1,5	1,5	1,5	4,5	
Total prévisionnel TURPE 5 HTB	33,9	34,4	35,5	103,8	
Dépenses prévisionnelles nettes des subventions	32,4	32,9	34,0	99,3	
Ecart au prévisionnel net des subventions	- 0,7	- 2,2	2,0	- 0,9	

Le programme Gestion des actifs, dont l'objectif est notamment d'anticiper les besoins de renouvellement des ouvrages et d'améliorer la performance de l'exploitation et de la maintenance du réseau, a concentré près d'un tiers des dépenses de R&D de RTE sur la période 2017-2019.

Au global, RTE a dépensé légèrement plus que la trajectoire prévisionnelle sur les trois premières années du TURPE 5 HTB.

2.5.1.2 Evolutions envisagées pour la période du TURPE 6 HTB

Dans sa consultation publique du 14 février 2019, la CRE proposait :

- le maintien des modalités existantes de couverture des charges liées à la R&D des opérateurs ;
- la possibilité de réviser ces montants en milieu de période tarifaire ;
- l'amélioration de la transparence des opérateurs sur leurs projets de R&D, à travers :
 - l'harmonisation et l'enrichissement, notamment par des indicateurs standardisés d'avancement, des rapports publics de R&D, afin de donner plus de visibilité au marché. Ces rapports pourraient par exemple contenir un retour d'expérience systématique des démonstrateurs financés par les tarifs ;
 - le remplacement du rapport à destination de la CRE par la transmission annuelle des informations techniques et financières pour l'ensemble des projets en cours et terminés.

La majorité des acteurs ayant répondu à la consultation publique est favorable ou favorable avec réserves aux propositions de la CRE. Dans l'ensemble, les contributeurs se félicitent du fonctionnement du mécanisme actuel,

qui permet de sanctuariser les dépenses de R&D tout en offrant une certaine souplesse aux opérateurs, et souhaitent le voir reconduit dans les prochains tarifs. Les acteurs de marché se montrent par ailleurs favorables à une plus grande transparence sur les programmes de R&D des gestionnaires de réseaux. Les réserves émises par certains acteurs portent principalement sur le caractère confidentiel de certaines innovations rendant l'exercice de transparence difficile.

La CRE envisage de maintenir ses orientations. En premier lieu, la CRE propose que les modalités de couverture des coûts de R&D restent inchangées. Elles permettent de ne pas inciter les opérateurs à arbitrer entre des économies sur leurs dépenses de R&D et la préparation de l'avenir.

Afin d'offrir plus de souplesse aux opérateurs de réseaux dans l'adaptation de leur programme de R&D, la CRE envisage par ailleurs d'introduire la possibilité d'une révision de cette trajectoire à mi-période tarifaire.

Par ailleurs, la CRE propose d'assurer la transparence et le contrôle de l'efficacité des dépenses relatives à la R&D des opérateurs à travers les deux exercices évoqués dans la consultation publique de février 2019, de transmission annuelle à la CRE de données techniques et financières, d'une part, et de maintien de la publication tous les deux ans d'un rapport R&D à destination du public, d'autre part.

Enfin, pour répondre à la demande des acteurs de marché, soucieux du maintien d'un périmètre de régulation limité aux seules missions des gestionnaires de réseaux, la CRE prévoit de demander aux opérateurs de consulter le marché, en début de période tarifaire, sur les grands thèmes de recherche qu'ils prévoient de développer.

Question 22 : Avez-vous des remarques concernant le cadre de régulation incitative de la R&D envisagé par la CRE pour le TURPE 6 HTB ?

2.5.2 Projets de réseaux électriques intelligents

2.5.2.1 Bilan du dispositif sur la période du TURPE 5 HTB

Un guichet « *Smart grids* » a été mis en place pour les gestionnaires de réseaux d'électricité depuis le TURPE 5, leur permettant d'obtenir, en cours de période tarifaire, des financements supplémentaires. Ainsi, RTE est autorisé à demander, une fois par an, la couverture de charges d'exploitation relatives au déploiement de technologies dites « *Smart grids* », non prévues dans la décision tarifaire, pour des projets représentant au moins 3 M€, sous réserve que RTE démontre que le coût de ces projets est plus que compensé par les économies qu'ils induisent pour les utilisateurs de réseaux sur le long terme. Ce dispositif répond à un besoin de souplesse pour le déploiement rapide de solutions innovantes porteuses de valeur sur le long terme pour la collectivité, comme alternative à des investissements d'infrastructure ou pour les repousser dans le temps.

Le dispositif « *Smart grids* » n'a pas été sollicité par RTE sur la période 2017-2019. RTE l'explique par deux raisons : d'une part, la majorité des projets « *Smart grids* » de RTE correspondent à des « investissements légers » (dépenses de type « CAPEX ») et non à un surcroît de charges d'exploitation de court terme permettant une baisse des investissements à long terme ; d'autre part, les projets « *Smart grids* » potentiellement éligibles ne permettent pas d'atteindre le seuil de 3 M€ du guichet actuel. Pour ces mêmes raisons, RTE souhaiterait :

- que le seuil du guichet « *Smart grids* » soit revu à la baisse pour le TURPE 6 HTB ;
- que le périmètre de la disposition « *Smart grids* » soit élargi à « *tout projet présentant un caractère innovant* » non inclus dans la trajectoire tarifaire, sous réserve d'une analyse coût-bénéfice favorable pour la collectivité sur le long terme. RTE prend comme exemple la gestion alternative de la végétation sous les ouvrages et l'adaptation de politiques techniques de gestion du réseau permises par des actions de monitoring et de simulations.

2.5.2.2 Evolutions envisagées pour la période du TURPE 6 HTB

Dans sa consultation publique du 14 février 2019, la CRE a proposé la réduction du niveau de déclenchement du mécanisme, à la suite des demandes des opérateurs.

La majorité des acteurs ayant répondu à la consultation publique est favorable à la proposition de la CRE. Les réserves émises par certains acteurs portent principalement sur le périmètre des dépenses et projets éligibles au dispositif « *Smart grids* » et à l'efficacité du mécanisme.

Dans la lignée des modalités fixées par les délibérations du 23 janvier 2020 portant décision sur les tarifs ATS³¹, ATRT7 et ATRD6, la CRE propose d'abaisser le seuil actuel du guichet « *Smart grids* » à 1 M€ pour RTE, correspondant au seuil fixé pour l'ensemble des opérateurs gaziers sur la prochaine période tarifaire, sans modifier le périmètre des dépenses et projets éligibles.

Question 23 : Êtes-vous favorable aux propositions d'évolution formulées par la CRE sur le dispositif du guichet « *Smart grids* » afin de lui donner plus de souplesse et d'efficacité ?

2.5.3 Publication des données

2.5.3.1 Contexte

Dans le cadre du TURPE 5 HTB, RTE suit et publie deux indicateurs concernant la publication de données :

- le taux de disponibilité mensuel de son site Portail Services sur lequel il publie de nombreuses données de marché. Les performances de RTE sur cet indicateur sont très satisfaisantes sur la période 2017-2019, demeurant au-dessus de 99 % ;
- le taux de fiabilité des données de tendance du mécanisme d'ajustement, dont les valeurs sont supérieures à 99 % sur la période 2017-2019.

Malgré ces bonnes performances, les acteurs avaient alerté la CRE, dans le cadre d'échanges préparatoires à la consultation publique du 17 octobre 2019, sur :

- la qualité des données fournies ;
- la performance de certains canaux de transmission.

La CRE considère que l'accès aux données est un sujet prioritaire, dans la mesure où ces données sont essentielles à l'amélioration des services rendus aux clients finals et à l'innovation. Ainsi, la CRE a souhaité, lors de la consultation publique susmentionnée, recueillir les demandes des acteurs en matière de publication des données, s'agissant à la fois de la disponibilité des données qui leur sont utiles, des délais de publication et de l'exactitude de ces données.

2.5.3.2 Evolutions envisagées pour la période du TURPE 6 HTB

Dans sa consultation d'octobre 2019, la CRE a proposé, outre le maintien du suivi de la disponibilité du Portail Service, de mettre en place, pour le TURPE 6 HTB, une régulation incitative permettant d'assurer un haut niveau de qualité de service s'agissant de la mise à disposition de ces données nécessaires à l'innovation des acteurs, en se focalisant sur le respect des délais de publication et sur le respect des délais de transmission de données essentielles aux acteurs.

Dans cette optique, la CRE a proposé de définir une liste de données de marché prioritaires publiées par RTE, dont le respect des délais de publication, via un indicateur, ferait l'objet d'un suivi ou d'une incitation. La CRE avait aussi instruit la question de la transmission par RTE de données prioritaires aux acteurs concernés dans les délais.

La CRE souhaitait également déterminer les besoins des acteurs sur d'éventuelles données non publiées par RTE et qui devraient l'être selon eux.

En réponse à cette consultation, les acteurs ont insisté sur la nécessité d'avoir une assurance sur la disponibilité d'accès de ces données (délais de publication) et leur fiabilité et se sont montrés favorables à la proposition de la CRE. Plusieurs répondants ont mis en avant certaines données prioritaires sur lesquelles un suivi, voire une incitation, relatif au délai de publication ou de transmission pourrait s'avérer pertinent, principalement concernant les mécanismes de capacité et d'ajustement. Plusieurs répondants ont demandé la publication de la carte des congestions sur le réseau de transport.

Sur la base de ces retours, la CRE n'identifie pas, à ce stade, de catégories nouvelles de données qui nécessiteraient de mettre en place une incitation à ce que RTE publie ces données, sauf s'agissant des congestions, sujet traité dans le paragraphe 2.5.4 « favoriser l'innovation à l'externe » de la présente consultation publique. Toutefois, si des besoins spécifiques sont remontés par les acteurs de marché ou identifiés par la CRE ultérieurement, la CRE se réserve la possibilité de faire évoluer la liste des données prioritaires et d'introduire une incitation à la publication

³¹ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 23 janvier 2020 portant décision sur le tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane (<https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/tarif-d-utilisation-des-infrastructures-de-stockage-souterrain-de-gaz-naturel-de-storengy-terega-et-geomethane>)

de telles données. Le cas échéant, cette incitation sera traitée en application du cadre proposé dans la partie 2.5.4 « favoriser l'innovation à l'externe » de la présente consultation publique.

En outre, la CRE envisage, à ce stade, d'introduire un suivi sur les délais suivants :

- d'une part, le délai de publication des données prioritaires suivantes, liées au mécanisme de capacité : paramètres de certification et d'obligation de capacité intervenant dans les règles ; déclaration d'évolution des paramètres informatifs de certification des producteurs ; niveaux de capacités certifiées évoluées publiés par RTE sur le registre, par filière et par groupe de production ;
- d'autre part, le délai de transmission aux acteurs concernés de la donnée suivante liée au mécanisme d'ajustement : contrôle du réalisé sur le mécanisme d'ajustement.

Question 24 : Dans le cadre du traitement prioritaire du sujet des données, êtes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE sur la mise en place d'un cadre de régulation pour la publication de données prioritaires ? D'autres données devraient-elles figurer dans cette liste de données prioritaires pour lesquelles la CRE propose de suivre le délai de publication ?

2.5.4 Favoriser l'innovation à l'externe

2.5.4.1 Contexte

Dans le contexte de la transition énergétique, le champ des obligations législatives et réglementaires incombant aux gestionnaires de réseaux évolue. Dans ce cadre, lors de ses différentes délibérations ou rapports thématiques, la CRE a formulé un certain nombre de demandes aux gestionnaires de réseaux quant à la mise en place d'évolutions pour faciliter les usages innovants sur leurs réseaux. Or, les délais de mise en œuvre, par les gestionnaires de réseaux, de certaines des nouvelles actions requises par les textes ou demandées par la CRE ne sont pas toujours satisfaisants et parfois incompatibles avec le rythme de progression des innovations. La CRE considère que la mise en œuvre de ces actions dans les délais impartis est essentielle dans un contexte marqué par des transformations rapides du système électrique et de ses usages.

2.5.4.2 Evolutions envisagées pour la période du TURPE 6 HTB

Dans sa consultation publique d'octobre 2019, la CRE a interrogé les acteurs sur la mise en place d'un mécanisme de régulation incitative sur le respect des délais d'exécution par RTE de certaines actions jugées prioritaires pour favoriser l'innovation des acteurs de marché.

Les acteurs ayant répondu favorablement à cette proposition, la CRE envisage donc de mettre en place un dispositif qui lui permette de pénaliser RTE en cas de non-respect du délai d'exécution d'une action identifiée comme prioritaire. Le mécanisme envisagé repose sur :

- une liste réduite d'actions prioritaires ayant vocation à intégrer le dispositif : afin de disposer de la réactivité nécessaire à l'innovation, cette liste d'actions prioritaires ne serait pas figée en début de période tarifaire. Elle pourra être alimentée pendant toute la période du TURPE 6 HTB en cohérence avec les évolutions réglementaires et les chantiers prioritaires identifiés par la CRE et après consultation des acteurs de marché. Les actions prioritaires pourraient porter, notamment, sur l'intégration des flexibilités et sur les mécanismes d'équilibrage et permettraient, par exemple, de répondre aux problématiques suivantes : mise en œuvre des plateformes européennes, participation des batteries et autres flexibilités aux mécanismes de marché, etc. ;
- pour chacune de ces actions, un délai d'exécution lui serait associé, en fonction des textes de nature législative et réglementaire lorsque l'action est requise par ces textes, ou établi en concertation avec les gestionnaires lorsqu'il s'agit d'actions en lien avec des chantiers jugés prioritaires par la CRE ;
- le non-respect des délais entraînerait le versement d'une pénalité : la CRE envisage une pénalité calculée de manière mensuelle, dont le montant serait progressif, afin de pénaliser plus fortement les retards importants. Les montants envisagés, à ce stade, sont les suivants :
 - pour un projet mis en œuvre dans les 6 mois suivant la date retenue par la CRE, une pénalité de 100 k€/mois de retard est appliquée ;
 - pour un projet mis en œuvre dans les 6 à 12 mois suivant la date retenue par la CRE, la pénalité est portée à 200 k€/mois de retard pour les mois au-delà du 6^{ème} mois ;

- pour un projet mis en œuvre au-delà de 12 mois suivant la date retenue par la CRE, la pénalité est portée 400 k€/mois de retard pour les mois au-delà du 12^{ème} mois ;
- le montant global de l'ensemble des pénalités versées par RTE serait plafonné à 10 M€ par an.

A ce stade, la CRE a identifié quatre actions prioritaires, indiquées ci-dessous, ainsi que leur délai de mise en œuvre associé :

- publication d'une carte des contraintes de l'ensemble des congestions au niveau France (1^{er} janvier 2023) ;
- mise en place de l'appel d'offres pour la réserve secondaire (1^{er} octobre 2021) ;
- cadre de contractualisation des flexibilités pour les congestions (1^{er} octobre 2024) ;
- correction des périmètres d'équilibre pour les flexibilités locales (1^{er} mars 2023).

Question 25 : Etes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE sur la mise en place d'une régulation incitative à la réalisation d'actions prioritaires ? Avez-vous des remarques sur la liste des actions prioritaires identifiées à ce stade ?

3. NIVEAU TARIFAIRE

3.1 Demande tarifaire de RTE

Face aux enjeux qu'il a identifiés sur la période du TURPE 6 HTB (cf. paragraphe 1.4.1.), RTE soutient la nécessité d'une forte augmentation des investissements sur la période du TURPE 6 HTB afin de permettre le raccordement de la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables, le renouvellement de ses actifs, le maintien d'un haut niveau de qualité d'alimentation et le développement et la modernisation de son système d'information : les investissements passeraient ainsi de 1,5 Md€ en moyenne par an sur la période du TURPE 5 HTB à 2,2 Md€/an en moyenne sur la période du TURPE 6 HTB.

Cette accélération des investissements conduirait à une hausse de 23 % de la BAR entre 2019 et 2024. Cette hausse est partiellement compensée par une baisse des coûts de financement de l'opérateur. En effet, RTE demande que son CMPC soit fixé à 5,35 % nominal avant impôt (au lieu de 6,125 % pendant le TURPE 5 HTB) et prévoit ainsi une baisse des charges de capital d'environ 0,5 % entre 2019 et 2021 puis une hausse moyenne annuelle de 4,7 % sur la période 2021-2024.

RTE demande en parallèle une hausse de ses charges nettes d'exploitation de près de 16 % entre 2019 et 2021 puis une hausse moyenne de 1,9 % par an entre 2021 et 2024.

RTE demande ainsi un total de charges à couvrir nettes des recettes d'interconnexion de 4 511 M€³² en 2021, soit 446 M€ (+ 11,0 %) de plus que les dépenses constatées en 2019, puis une hausse moyenne annuelle de + 3,7 %. Compte tenu de la baisse des soutirages anticipée par RTE sur ses réseaux, cette hausse se traduirait par une évolution tarifaire moyenne de + 6,25 % par an en moyenne sur l'ensemble de la période du TURPE 6 HTB.

Impacts tarifaires du COVID-19

RTE a communiqué une version mise à jour de sa demande tarifaire en juillet 2020 à la CRE. Cette mise à jour intègre notamment une révision de son bilan électrique, prenant en compte le réalisé de janvier à mai 2020 et une hypothèse de diminution des volumes acheminés sur le second semestre 2020, partiellement liée au COVID-19, ainsi qu'une évolution à la baisse plus mesurée sur le reste de la période TURPE 6 (non liée au COVID-19). Cette évolution affecte notamment les recettes prévisionnelles d'acheminement pour l'année 2020 et par conséquent le solde du CRCP au 31 décembre 2020.

Si le dossier mis à jour a permis d'intégrer certaines conséquences de la crise sanitaire (décalage de certaines dépenses d'investissement, hausse de certaines charges opérationnelles en particulier sur l'année 2021), RTE n'est pas en mesure d'identifier l'ensemble de ses conséquences sur ses trajectoires de dépenses et de recettes. A ce titre, RTE demande que le TURPE 6 HTB prévoie une clause de rendez-vous qui offrirait la possibilité de revoir la trajectoire de charges à couvrir en cours de période tarifaire, si les effets de la crise sanitaire conduisaient la trajectoire réalisée à s'écarter significativement de la trajectoire de référence.

La CRE souhaite analyser, de façon transverse à l'ensemble des opérateurs, les impacts de cette crise sanitaire sur l'ensemble de leur activité, à la fois en termes de charges d'exploitation, de trajectoire et de coûts d'investissements mais aussi de qualité de service. Elle mènera pour cela un exercice spécifique au premier trimestre 2021. Si des évolutions du cadre tarifaire devaient être envisagées dans ce cadre, elles feraient le cas échéant l'objet d'une consultation publique.

3.2 Charges nettes d'exploitation

Les charges d'exploitation de RTE sont constituées :

- d'une part, des achats liés à l'exploitation du système électrique, qui recouvrent notamment les coûts de compensation des pertes électriques, de constitution des réserves d'équilibrage ou de résolution des congestions. Elles se sont élevées, entre 2017 et 2019, à 888 M€ par an en moyenne, soit de plus de 20 % du revenu autorisé de RTE ;
- d'autre part, des charges nettes d'exploitation hors achats liés à l'exploitation du système, qui recouvrent notamment les achats de matériel et services, les charges de personnel et les impôts et taxes. Elles se sont élevées, entre 2017 et 2019, à 1 876 M€ par an en moyenne, soit plus de 45 % du revenu autorisé de RTE.

³² Hors apurement du CRCP

Pour ces deux postes, les paragraphes suivants présentent :

- un bilan de la période tarifaire du TURPE 5 HTB sur la base des réalisés des années 2017 à 2019, les charges réalisées de l'année 2020 n'étant à ce jour pas connues. C'est notamment sur la base de ce bilan que la CRE évalue les trajectoires des différents postes de charges demandées par RTE pour la période tarifaire du TURPE 6 HTB ;
- la demande de RTE ainsi que les analyses préliminaires de la CRE.

3.2.1 Bilan de la période du TURPE 5 HTB

Achats liés à l'exploitation du système électrique

Sur la période du TURPE 5 HTB, les achats liés à l'exploitation du système électrique supportées par RTE ont été globalement inférieurs aux charges prévisionnelles fixées par le tarif, de 93 M€/an en moyenne sur la période 2017-2019, soit environ 10 % en-deçà de la trajectoire prévisionnelle (corrigée de l'inflation réelle). Cet écart est expliqué principalement par deux facteurs de baisse :

- un coût sensiblement plus bas que prévu des réserves d'équilibrage (- 74 M€/an en moyenne sur la période 2017-2019 par rapport à la trajectoire de référence du TURPE 5 HTB). Ceci s'explique essentiellement par la forte baisse du coût de contractualisation de la réserve primaire, liée au passage, en 2017, d'une contractualisation nationale à prix régulé à une contractualisation par appel d'offres européen, avec des prix plus bas qu'anticipé et une forte baisse des prix observée en cours de période tarifaire ;
- un coût de contractualisation plus bas que prévu du dispositif d'interruptibilité (- 25 M€/an en moyenne sur la période 2017-2019 par rapport à la trajectoire de référence du TURPE 5 HTB). Le montant maximal de l'appel d'offres avait été retenu pour caler la trajectoire, alors que le résultat d'appel d'offres a, chaque année, été inférieur à la prévision. De plus, certains lauréats de l'appel d'offres n'ont pas pu respecter le niveau de consommation minimal annuel requis, entraînant des abattements de leur rémunération et donc une diminution du coût du dispositif pour RTE ;
- Ces facteurs de baisse ont été partiellement compensés par un coût des pertes électriques plus élevé qu'anticipé, d'environ 28 M€/an en moyenne sur la période 2017-2019. Cet écart résulte en grande partie d'un effet prix³³ (+22 M€/an) lié à la hausse des prix de marché intervenue dès le début de la période tarifaire, et dans une moindre mesure d'un effet volume³⁴ (+6 M€/an), concentré en début de période.

Tableau 8 : Trajectoire des achats liés à l'exploitation du système électrique sur la période 2017-2019

En M€ _{courants}		2017	2018	2019	Moyenne 2017-2019
Achats liés à l'exploitation du système électrique	Charges prévisionnelles (inflation réelle)	984	967	992	981
	Charges réalisées	943	873	848	888
	<i>Ecart</i>	<i>-41</i>	<i>-94</i>	<i>-145</i>	<i>-93</i>

Comme indiqué aux paragraphes 2.3.1.1 et 2.3.1.2, RTE est partiellement incité sur ces charges. Il en résulte que, en moyenne, 72 M€/an ont été rendus aux utilisateurs du réseau *via* le CRCP, et que RTE a conservé 21 M€/an.

Charges opérationnelles hors charges liées à l'exploitation du système électrique

Sur la période du TURPE 5 HTB, les charges nettes d'exploitation hors achats liés à l'exploitation du système électrique supportées par RTE, appelées également charges nettes de fonctionnement, ont été légèrement inférieures aux charges prévues dans la trajectoire fixée par le tarif de 3 M€/an en moyenne sur la période 2017-2019, soit 0,1 % en-deçà de la trajectoire prévisionnelle (corrigée de l'inflation réelle). RTE a dépensé moins que prévu sur les principales catégories de coûts, sauf sur les charges de personnel mais a également perçu moins de produits opérationnels qu'anticipé.

³³ Effet prix = (Prix réalisé - Prix prévisionnel) * Volume réalisé

³⁴ Effet volume = (Volume réalisé - Volume prévisionnel) * Prix prévisionnel

A noter que RTE a battu la trajectoire sur les postes incités³⁵ à hauteur d'environ 8 M€/an sur la période 2017-2019. Pour les postes non incités, la trajectoire réalisée a été supérieure à la trajectoire prévisionnelle d'environ 5 M€/an sur la période 2017-2019 ; ces charges ont été compensées par les utilisateurs de réseaux *via* le CRCP.

Au total, les écarts entre les dépenses réalisées et la trajectoire prévisionnelle du TURPE 5 HTB ont été faibles sur les charges nettes d'exploitation hors achats liés à l'exploitation du système électrique.

Tableau 9 : Trajectoire des CNE hors achats liés à l'exploitation du système électrique sur la période 2017-2019

En M€ _{courants}		2017	2018	2019	Moyenne 2017-2019
Charges nettes d'exploitation (hors achats liés à l'exploitation du système électrique)	Charges prévisionnelles (inflation réelle) ³⁶	1 893	1 858	1 886	1 879
	Charges réalisées	1 916	1 855	1 858	1 876
	<i>Ecarts</i>	23	-3	-28	-3

3.2.2 Demande de RTE et analyses préliminaires de la CRE

3.2.2.1 Démarche retenue par la CRE

La régulation incitative des charges nettes d'exploitation permet, en laissant aux opérateurs les écarts entre la trajectoire réalisée et la trajectoire tarifaire, de les inciter à améliorer leur efficacité sur la période tarifaire. Le niveau d'efficacité révélé lors de la période tarifaire du TURPE 5 HTB doit être pris en compte pour établir le TURPE 6 HTB, de façon à ce que les utilisateurs des réseaux bénéficient dans la durée des gains de productivité réalisés par l'opérateur.

Pour ces raisons, la CRE a demandé à RTE de présenter sa demande tarifaire au regard des derniers réalisés en justifiant tout écart significatif par rapport au réalisé 2019 et en décomposant chaque poste de la matrice tarifaire au premier euro.

La CRE a mandaté le cabinet Schwartz & Co pour effectuer un audit des charges nettes d'exploitation de RTE (hors achats liés à l'exploitation du système électrique), ainsi que de ses charges d'investissements dites « *hors réseaux* » au sens de la régulation incitative en vigueur (cf. paragraphe 2.3.2.5.), et qui couvrent l'immobilier, les systèmes d'information et les véhicules légers.

Les travaux de l'auditeur se sont déroulés entre mai et août 2020. Le rapport final de l'auditeur, fondé sur la demande révisée de RTE, est publié en même temps que le présent document de consultation publique.

Cet audit permet à la CRE de disposer d'une bonne compréhension des charges et produits d'exploitation de RTE ainsi que de ses charges d'investissements « *hors réseaux* » constatés lors de la période du TURPE 5 HTB. Il analyse également en détail les charges et produits d'exploitation ainsi que des investissements « *hors réseaux* » prévisionnels présentés par l'opérateur pour la période tarifaire à venir (période 2021-2024). Plus précisément, cet audit a pour objectifs :

- d'apporter une expertise sur la pertinence et la justification de la trajectoire des charges d'exploitation de l'opérateur et des investissements « *hors réseaux* » pour la prochaine période tarifaire ;
- de porter une appréciation sur le niveau des charges réelles (2019) et prévisionnelles (2021-2024) ;
- de formuler des recommandations sur le niveau efficace des charges d'exploitation à prendre en compte pour le TURPE 6 HTB.

A noter que, en cohérence avec l'examen du SDDR de RTE, notamment s'agissant de la pertinence globale de la politique de gestion des actifs visant à une meilleure optimisation OPEX/CAPEX, la CRE a demandé à l'auditeur d'analyser les hypothèses de prix de RTE mais de conserver les hypothèses de volumes d'activité présentées par RTE sur la gestion des actifs. Le mécanisme de régulation incitative décrit au paragraphe 2.3.1.3 de la présente consultation permet de protéger les consommateurs en cas de non-réalisation des volumes de travaux et activités envisagés par RTE.

³⁵ Les postes figurant au périmètre du CRCP au cours de la période du TURPE 5 HTB, parmi les charges nettes d'exploitation hors achats liés à l'exploitation du système électrique sont les « indemnités, pénalités et abattements services système » ainsi que la « VNC des immobilisations démolies ». Les autres sont incités à 100 %.

³⁶ A des fins de comparaison, la trajectoire de charges prévisionnelles a été corrigée afin de ne pas prendre en compte la restitution, aux utilisateurs de réseaux, du trop-perçu par RTE sur la période du TURPE 4 HTB au titre d'une convention conclue avec un utilisateur de réseaux.

Enfin, s'agissant des achats liés à l'exploitation du système électrique, la demande de RTE a été analysée directement par la CRE. La CRE s'est notamment assurée de la cohérence des prévisions de volume et de prix utilisées par RTE, ainsi que des hypothèses liées aux évolutions attendues sur les différents marchés (de capacité, d'équilibrage, etc.).

3.2.2.2 Achats liés à l'exploitation du système électrique

3.2.2.2.1 Demande de RTE

RTE a présenté une demande initiale de 1 045 M€/an en moyenne, qu'il a révisée en juillet 2020 à 1 037 M€/an en moyenne. Les prévisions de charges liées à l'exploitation du système électrique, présentées par RTE dans sa demande tarifaire pour la période du TURPE 6 HTB, sont présentées dans le tableau ci-après :

Tableau 10 : Demande révisée de RTE- Achats liés à l'exploitation du système électrique

En M€ _{courants}	2019 Réalisé	2021	2022	2023	2024	Moyenne 21-24
Achat des pertes	423	555	542	538	543	545
Achats liés aux services système et à l'équilibrage	304	346	344	343	347	345
Charges liées aux congestions	10	26	37	50	62	44
Solde RE/MA	11 ³⁷	0	0	0	0	0
Interruptibilité	79	83	83	83	83	83
Contrats d'échange entre GRT	-1	0	0	0	0	0
Charges liées à la compensation inter-GRT	22	21	21	21	21	21
Total	848	1 031	1 027	1 034	1 056	1037
<i>Evolution (%)</i>		<i>21,7 %</i>	<i>-0,4 %</i>	<i>0,7 %</i>	<i>2,1 %</i>	

La demande moyenne de RTE pour les achats liés à l'exploitation du système électrique sur la période 2021-2024 est en hausse de 22 % par rapport au réalisé 2019, correspondant à une hausse moyenne de 189 M€/an. Les principaux déterminants de la hausse demandée par RTE sont :

- une hausse significative du coût moyen d'achat des pertes de 122 M€ (+29 %), essentiellement portée par une hausse du prix de l'énergie et de la capacité, et dans une moindre mesure par un volume moyen prévisionnel de pertes plus élevé pour la période du TURPE 6 HTB que pour la période du TURPE 5 HTB induit, selon RTE, par plusieurs nouveaux projets sur le réseau ;
- une hausse du coût des achats liés aux services système et à l'équilibrage de 41 M€ en moyenne (+14 %). Cette hausse est notamment due à la mise en œuvre d'évolutions attendues sur les marchés de l'équilibrage dès 2021 (modes de contractualisation, mise en place de plateformes européennes, introduction de nouveaux produits tels que les produits « fréquence » et la réserve tertiaire à la baisse, etc.). En particulier, s'agissant de la réserve secondaire, RTE considère devoir faire évoluer son dimensionnement à la hausse concomitamment au passage à une contractualisation par appel d'offres et estime que le passage à une contractualisation par appels d'offres pourrait en renchérir le coût ;
- une hausse significative du coût des congestions de 34 M€ en moyenne (dont 15 M€ de hausse portée par les congestions nationales et 19 M€ portée par les congestions internationales). Le niveau moyen au cours du TURPE 6 HTB serait ainsi environ quatre fois plus élevé que le réalisé de 2019. RTE indique que cette hausse anticipée est liée à la mise en œuvre d'écarternements sur le réseau national et à l'évolution des méthodologies de partage des coûts de congestions internationales.

³⁷ Le rejeu *ex post* du facteur k permettra, à moyen terme, de rééquilibrer le solde du compte RE/MA.

3.2.2.2 Analyses et synthèse des ajustements envisagés par la CRE

Au terme de son analyse, la CRE envisage de retenir les trajectoires détaillées dans les sections suivantes, avec un ajustement à la baisse de -70 M€/an en moyenne, soit une baisse de 7 % par rapport à la demande de RTE. Cette trajectoire reste orientée à la hausse par rapport au TURPE 5 HTB (+9 % entre la moyenne des années 2017-2019 et la demande de RTE pour le TURPE 6 HTB ou + 15 % entre 2019 et 2021 suivi d'une hausse moyenne de 0,2 % par an entre 2021 et 2024) du fait de la hausse des prix de marché se répercutant sur le coût des pertes et de la hausse anticipée des congestions, conformément aux prévisions du SDDR.

Achat des pertes (poste au CRCP faisant l'objet d'une régulation incitative ad hoc – cf. paragraphe 2.3.1.4)

Sur ce poste, l'évolution des prix de marché justifie effectivement une augmentation du coût prévisionnel d'achat des pertes. Pour l'énergie, RTE s'est fondé sur les prix de marché publiés en mai 2020 pour les produits à terme « annuels base » portant sur les années de livraison considérées. Ils se sont élevés à 45,5 €/MWh en moyenne pour les cotations portant sur la période du TURPE 6 HTB, contre 36,7 €/MWh en moyenne pour les produits annuels base portant sur les années 2017-2019. Pour la capacité, les hypothèses de prix retenues par RTE s'appuient sur le résultat des enchères organisées en 2020 et portant sur les années de livraison 2021 et 2022. Lors de ces enchères, les prix de capacité étaient compris entre 19 k€/MW/an et 47 k€/MW/an, contre des prix de capacité compris entre 0 et 19 k€/MW/an pour 2019 et inférieurs à 10 k€/MW/an pour 2017 et 2018.

La CRE envisage d'ajuster les volumes prévisionnels de pertes et de retenir un taux de pertes de référence de 2,20 % appliqué aux volumes des injections totales prévisionnelles sur le réseau de transport (et non 2,25 % comme demandé par RTE). La CRE considère en effet (cf. paragraphe 2.3.1.4.3) que le taux de pertes doit être revu dans le TURPE 6 HTB pour prendre en compte les derniers réalisés mais ne saurait être fondé sur des projections, compte tenu du caractère incertain des évolutions prises en compte par RTE pour les établir (calendrier d'entrée en service de certaines interconnexions notamment).

L'impact de cet ajustement est de - 13 M€/an en moyenne et correspond à un ajustement à la baisse de 2 % par rapport à la demande de RTE.

Achats liés aux services système (SSY) et à l'équilibrage (poste partiellement au CRCP – cf. paragraphe 2.3.1.5)

La CRE envisage d'ajuster à la baisse la demande de RTE de 39 M€/an, représentant une baisse de 11 %.

Pour les achats liés aux SSY fréquence et à l'équilibrage, les ajustements envisagés à ce stade par la CRE représentent une baisse de 36 M€/an, et visent principalement à :

- tenir compte des surcoûts nets, pour l'année 2021, liés au décalage au 1^{er} janvier 2022 de la mise en œuvre des nouvelles modalités de certification de la réserve primaire (+13 M€ uniquement pour l'année 2021) ;
- ne pas tenir compte de l'augmentation des volumes de la réserve secondaire envisagée par RTE, dans la mesure où les travaux relatifs à l'évolution de la méthode de dimensionnement et la concertation associée sont encore en cours (-30 M€/an) ;
- tenir compte des résultats de l'appel d'offres sur les réserves rapide et complémentaire portant sur l'année 2021 (environ +4 M€ uniquement pour l'année 2021)
- tenir compte des coûts observés sur la période TURPE 5 HTB en lien avec la reconstitution des services système (-2 M€/an, hors surcoûts liés au décalage de la mise en œuvre des nouvelles modalités de certification de la réserve primaire) et des marges (-5 M€/an).

Pour les SSY tension, les ajustements envisagés par la CRE représentent une baisse de 3 M€/an, et intègrent :

- les dernières informations disponibles sur l'évolution prévue du parc de production pour le réglage de la tension ainsi que sur les valeurs des indices définis dans les règles et utilisés pour le calcul du prix ;
- la non prise en compte de la demande de certains producteurs sur la hausse du coût de compensation synchrone dans l'attente de justifications complémentaires. En effet, à ce stade des discussions, les éléments fournis par ces producteurs ne permettent pas de justifier la hausse demandée.

Charges liées aux congestions (poste partiellement au CRCP – cf. paragraphe 2.3.1.6.)

La CRE envisage d'ajuster la demande de RTE portant sur les congestions de - 12 M€/an en moyenne, représentant une baisse de 27 % par rapport à sa demande. Ainsi, la trajectoire envisagée par la CRE pour le TURPE 6 HTB sur

ce poste s'élèverait à près de 32 M€/an en moyenne, contre 44 M€/an dans la demande de RTE. Malgré l'ajustement envisagé par la CRE, les charges prévisionnelles liées aux congestions resteraient plus de trois fois supérieures aux coûts de congestions moyens supportés par RTE en 2019. L'ajustement envisagé par la CRE porte uniquement les congestions nationales.

RTE demande une augmentation significative des charges liées aux congestions nationales. En particulier, en application de sa politique de dimensionnement optimal, RTE anticipe une augmentation progressive des écrêtements, passant d'un volume estimé de 3,5 GWh en 2020 à un volume compris entre 140 et 350 GWh en 2025 en fonction des scénarios de développement des énergies renouvelables. Ces volumes sont cohérents avec les estimations réalisées dans le cadre du SDDR et doivent permettre des économies significatives en matière d'investissements. La CRE ne propose pas, à ce stade, de modifier les hypothèses de volumes d'écrêtement ; elle a toutefois interrogé RTE sur l'impact de la crise sanitaire sur les perspectives de croissance des écrêtements et est en attente d'éléments complémentaires à ce sujet. L'ajustement envisagé par la CRE résulte :

- pour les congestions liées aux écrêtements de production : d'une révision à la baisse des hypothèses de RTE sur les prix moyens de compensation, en tenant compte du fait que les parcs concernés seront majoritairement en complément de rémunération ;
- pour les congestions dites « historiques » (intervenant sur le réseau de grand transport) : d'une prise en compte du réalisé du TURPE 5 HTB et du coût d'appel à la hausse sur le mécanisme d'ajustement pour compenser les écrêtements.

Les charges liées aux congestions internationales sont également en forte hausse : RTE demande une couverture des charges prévisionnelles sur la période du TURPE 6 HTB à hauteur de 18 M€/an, contre 4 M€/an entre 2017 et 2019. La hausse s'explique :

- d'une part, par un effet comptable (+6 M€/an) : l'écart de réglage de l'interconnexion France-Angleterre (« erreur IFA ») est basculé du poste relatif aux pertes vers le poste relatif aux coûts de congestions ; il est par ailleurs en hausse du fait de la mise en service d'IFA 2 ;
- d'autre part, par une hausse des coûts de *redispatching* / *countertrading* à la charge de RTE (+8 M€/an) : cette hausse tient compte (i) d'un recours accru des actions coordonnées dans la région CORE, dans l'attente d'un accord pérenne sur le partage des coûts et (ii) d'une modification attendue de la méthode de répartition des coûts sur les frontières du nord de l'Italie et sur la frontière France-Espagne.

La trajectoire prévisionnelle demandée par RTE a fait l'objet d'échanges entre les services de la CRE et de RTE entre la réception du dossier initial et de la mise à jour, aboutissant à une trajectoire revue à la baisse de 8,5 M€/an en moyenne lors de la mise à jour du dossier. La CRE envisage de retenir la trajectoire de RTE s'agissant des congestions internationales.

Interruptibilité (poste à 100 % au CRCP)

La CRE envisage de retenir la trajectoire de RTE à 83 M€/an en moyenne, correspondant à la moyenne des appels d'offres³⁸ réalisés entre 2017 et 2020. Ce poste est à 100 % au CRCP.

Charges liées à la compensation inter-GRT (ITC) (poste hors CRCP incité à 100 %)

La CRE envisage d'ajuster la demande de RTE de -6 M€/an en moyenne sur la période du TURPE 6 HTB en se fondant sur la moyenne des coûts d'ITC observés sur 2017-2019. La trajectoire proposée par la CRE pour ce poste est ainsi de 15 M€/an en moyenne.

Dans son chiffrage pour le TURPE 6 HTB, RTE a retenu, comme hypothèse pour le calcul des charges prévisionnelles de compensation, la moyenne du solde exportateur observé sur 2012-2019 tout en excluant les années 2016 et 2017. En effet, RTE considère que pour ces deux années, le solde exportateur français a été exceptionnellement bas, du fait d'indisponibilités exceptionnelles du parc nucléaire, et donc que ces deux années ne sont pas représentatives de la tendance.

Synthèse

L'ensemble des trajectoires envisagées par la CRE pour les achats liés à l'exploitation du système électrique sur la période du TURPE 6 HTB sont présentées dans le tableau suivant :

³⁸ Par ce dispositif d'interruptibilité, RTE peut interrompre, en moins de 5 ou 30 secondes, un ou plusieurs consommateurs industriels raccordés au réseau public de transport d'électricité qui ont été sélectionnés sur appel d'offres et qui sont rémunérés par RTE pour ce service.

Tableau 11 : Proposition d'ajustements par la CRE - Achats liés à l'exploitation du système électrique

En M€ _{courants}	2021	2022	2023	2024	Moyenne 21-24
Achat des pertes	540	526	524	536	532
Ecart par rapport à la demande RTE	-15	-17	-14	-7	-13
Achat des services système et équilibrage	315	302	301	305	306
Ecart par rapport à la demande RTE	-31	-42	-42	-42	-39
Charges liées aux congestions	21	28	36	42	32
Ecart par rapport à la demande RTE	-5	-9	-14	-20	-12
Solde RE/MA	0	0	0	0	0
Ecart par rapport à la demande RTE	0	0	0	0	0
Interruptibilité	83	83	83	83	83
Ecart par rapport à la demande RTE	0	0	0	0	0
Contrats d'échange entre GRT	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2
Ecart par rapport à la demande RTE	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2
Charges liées à la compensation inter-GRT	15	15	15	15	15
Ecart par rapport à la demande RTE	-6	-6	-6	-6	-6
Total	975	953	959	981	967
Ecart par rapport à la demande RTE	-57	-74	-75	-76	-70

La CRE considère que le niveau des achats de RTE liés à l'exploitation du système électrique sera compris entre une « borne haute » correspondant à la demande révisée de RTE, et une « borne basse » correspondant à la trajectoire ajustée par la CRE. Les trajectoires possibles se présentent ainsi :

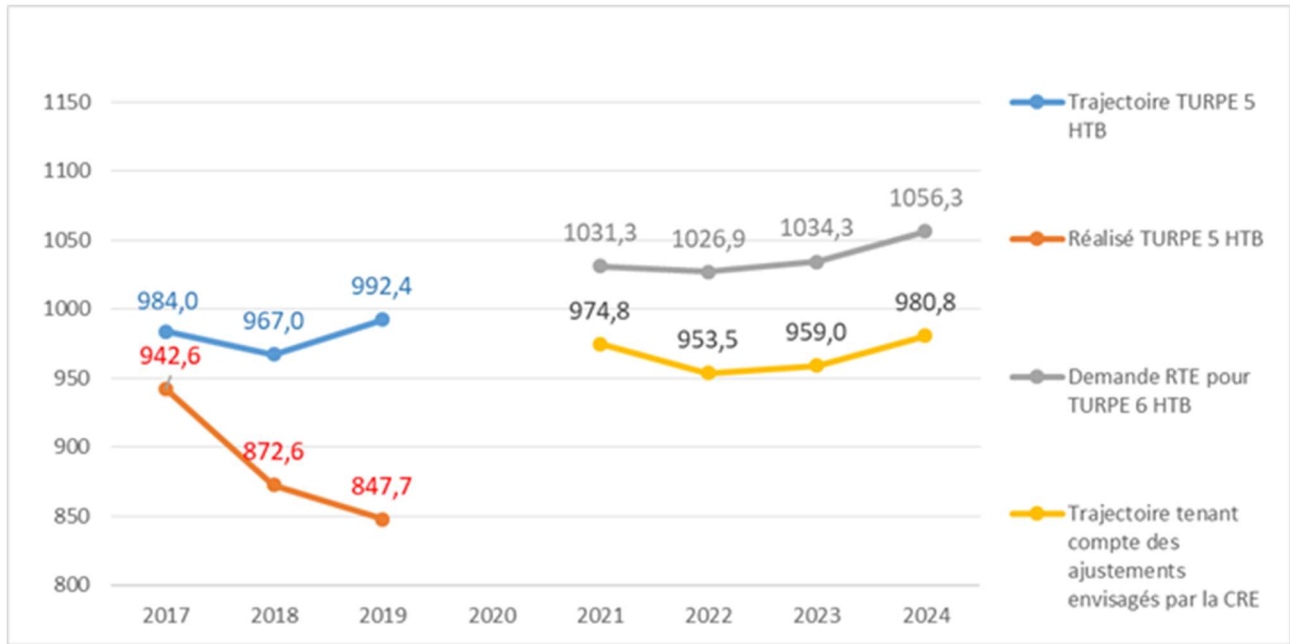


Figure 3 : Trajectoire des achats système RTE (en M€ courants)

Question 26 : Avez-vous des remarques concernant le niveau prévisionnel des charges liées à l'exploitation du système électrique de RTE ?

3.2.2.3 Charges nettes d'exploitation hors achats liés à l'exploitation du système électrique

3.2.2.3.1 Demande de RTE

RTE a présenté une demande initiale de 2 182 M€/an en moyenne, qu'il a révisée en juillet 2020 à 2 189 M€/an en moyenne pour prendre en compte certains effets de la crise sanitaire en cours, la mise à jour des cotations de marché avec les données les plus récentes et l'état d'avancement réel de ses projets. Au total, la demande de RTE représente une hausse de 331 M€ par an, soit une hausse de 18 % par rapport aux dépenses constatées en 2019.

Les prévisions de charges nettes d'exploitation hors achats liés à l'exploitation du système électrique de RTE pour la période du TURPE 6 HTB sont présentées dans le tableau ci-après :

Tableau 12 : Demande de RTE - CNE hors achats liés à l'exploitation du système électrique

En M€ courants	2019 Réalisé	2021	2022	2023	2024	Moyenne 21-24
CNE (hors achats liés à l'exploitation du système électrique) - Demande initiale	1 858	2 089	2 152	2 222	2 266	2 182
CNE (hors achats liés à l'exploitation du système électrique) - Demande révisée	1 858	2 106	2 163	2 223	2 266	2 189
Evolution (%)		13,4%	2,7%	2,8%	1,9%	
- dont Achats de matériel et services	635	801	820	838	857	829
- dont Charges de personnel	904	978	1 012	1 045	1 065	1 025
- dont Impôts et taxes	545	588	612	631	652	621
- dont Autres charges opérationnelles	92	98	99	100	100	99
- dont Autres produits opérationnels	-318	-359	-380	-391	-408	-385

Les principaux déterminants de la hausse demandée par RTE sont :

- « **Achats de matériel et services** » : hausse de 166 M€ entre 2019 et 2021, soit + 26,2 %, avec notamment une hausse de 57 M€ sur la gestion des actifs, et de 18 M€ sur les systèmes d'information. D'une part, la hausse des investissements s'accompagne, selon RTE, d'une augmentation des charges nettes d'exploitation, à la fois liées à la maintenance des nouveaux ouvrages et notamment des ouvrages particuliers comme les liaisons en mer ou à l'adaptation des besoins d'ingénierie, des fonctions *corporate* ou des locaux pour l'accueil de nouveaux personnels pour mener à bien ces investissements. D'autre part, la politique de gestion des actifs de RTE, qui vise à rechercher des solutions optimales sur le cycle de vie des actifs devant permettre d'optimiser les charges d'exploitation (OPEX) et les investissements (CAPEX), entraîne une accélération des dépenses d'entretien et de maintenance du réseau (en particulier pour les mises en peinture de pylônes, les remplacements de sectionneurs et d'isolateurs et les opérations de déposes de lignes aériennes). Cette accélération s'explique à la fois par l'effet volume des opérations à réaliser et par la hausse du coût unitaire de ces opérations. Sur les systèmes d'information, RTE anticipe une hausse des coûts des licences, une augmentation du nombre d'applications ainsi que des nouveaux besoins en matière de cyber sécurité ;
- « **Charges de personnel** » : hausse de 74 M€ entre 2019 et 2021, soit + 8,2 %, en lien avec les dépenses de rémunération qui augmentent en raison de la hausse des effectifs accompagnant notamment l'augmentation des travaux prévue par RTE, et de l'indexation sur le SNB (Salaire National de Base) et le solde GVT (Glissement Vieillesse et Technicité). Le sous poste « DAP et RAP – APE et ALT85³⁹ », relatif aux dotations pour avantages postérieurs à l'emploi et avantages long terme, connaît également une augmentation importante du fait de l'hypothèse de taux actuariels au niveau de 2019 sur la période tarifaire ;
- « **Impôts et taxes** » : hausse de 43 M€ entre 2019 et 2021, soit + 8 % qui s'explique principalement par la hausse du sous-poste « Taxe sur les pylônes » du fait de l'hypothèse d'augmentation de la taxe unitaire sur les pylônes ;
- « **Autres charges opérationnelles** » : hausse de 5 M€ entre 2019 et 2021, soit + 5,9 %, puis croissance stable autour de 1 % sur la période ;
- « **Autres produits opérationnels** » : hausse de 41 M€ entre 2019 et 2021, soit 12,9 %, en lien principalement avec la hausse anticipée de la production immobilisée elle-même liée à la hausse des investissements.

Il est à noter que l'impact de la crise COVID-19 est estimé par RTE à 19,7 M€ de dépenses sur l'ensemble de la période du TURPE 6 HTB quoique largement concentrées sur l'année 2021. Ces charges supplémentaires sont particulièrement présentes dans le sous-poste « politique de maintenance récurrente » du poste « gestion des actifs ». Cette hausse importante correspond, selon RTE, aux surcoûts associés aux mesures sanitaires prises par les fournisseurs qui sont répercutées dans les facturations de ses travaux.

³⁹ DAP : dotations nettes pour avantages au personnel ; RAP : reprises aux provisions ; APE : avantages postérieurs à l'emploi ; ALT : avantages long terme.

3.2.2.3.2 Synthèse des résultats de l'audit externe

L'analyse de l'auditeur a porté sur le dossier tarifaire mis à jour transmis par RTE le 15 juillet 2020. A l'issue de ses travaux, l'auditeur recommande un ajustement global à la baisse de la trajectoire des charges nettes d'exploitation (hors achats liés à l'exploitation du système électrique) de 143 M€/an en moyenne (soit - 6,5 %).

Tableau 13 : Proposition de l'auditeur - CNE hors achats liés à l'exploitation du système électrique

En M€ _{courants}	2021	2022	2023	2024	Moyenne 21-24
Trajectoire demandée par RTE (dossier tarifaire mis à jour)	2 106	2 163	2 223	2 266	2 189
Réalisé 2019 inflaté	1 903	1 933	1 966	1 999	1 950
Trajectoire auditeur (avant efficacité)	2 016	2 062	2 102	2 146	2 081
Trajectoire auditeur (après efficacité)	2 016	2 041	2 053	2 076	2 046
Impact sur la demande de RTE (après efficacité)	-90	-122	-170	-189	-143

Dans un premier temps, l'auditeur a conduit une analyse poste par poste au terme de laquelle il a proposé une première trajectoire, inférieure de 108 M€/an en moyenne par rapport la demande de RTE.

Les principaux ajustements préconisés par l'auditeur portent sur les postes « Gestion des actifs », « Système d'information », « Charges de personnel » et « Impôts et taxes ».

Gestion des actifs :

L'auditeur propose un ajustement à la baisse de 41 M€/an sur l'enveloppe dédiée à la gestion des actifs soit un écart de 12 % par rapport à la demande de RTE. Il propose, tout en conservant les hypothèses de volumes de RTE sur lesquelles il ne porte pas de jugement dans la mesure où la CRE les a jugées cohérentes avec la doctrine validée via le SDDR, d'ajuster la trajectoire de ce poste en révisant à la baisse les coûts unitaires, en particulier ceux des sous-postes « Maintenance courante », « Politiques de maintenance récurrente » et « Politiques de réhabilitation et de remplacement ». En effet, l'auditeur constate que les coûts unitaires retenus par RTE sont très largement supérieurs aux coûts unitaires observés en 2019 indexés sur l'inflation.

Système d'information :

L'auditeur propose un ajustement à la baisse de 6 M€/an en moyenne sur la trajectoire des charges d'exploitation associées aux systèmes d'information, soit un écart de 4,4 % par rapport à la demande de RTE. L'auditeur propose de répartir essentiellement du réalisé de 2019⁴⁰ indexé sur inflation ou sur les taux de croissance moyens observés sur les dernières années.

Charges de personnel :

L'auditeur propose un ajustement à la baisse de 24 M€/an en moyenne sur l'enveloppe dédiée aux charges de personnel, soit un écart de 2,4 % par rapport à la demande de RTE.

L'ajustement proposé par l'auditeur porte principalement sur le sous-poste « Agents statutaires » et résulte de :

- la révision à la baisse de la croissance des effectifs proposée par RTE. L'auditeur propose d'indexer le nombre d'effectifs sur l'augmentation de la BAR et aboutit à un nombre d'agents supplémentaires de 207 entre 2019 et 2024 ;
- l'ajustement à la baisse des indices SNB et GVT en se fondant sur les moyennes historiques observées, de façon cohérente avec ce qu'il recommande pour Enedis.

⁴⁰ Les dépenses d'exploitation associées aux systèmes d'information constatées au cours des années 2017, 2018, 2019 sont respectivement de 118 M€, 118 M€ et 125 M€.

Impôts et taxes :

L'auditeur propose un ajustement à la baisse de 7 M€/an en moyenne sur l'enveloppe aux impôts et taxes, soit un écart de 1,1 % par rapport à la demande de RTE. Cet ajustement concerne principalement la Contribution économique territoriale (CFE - CVAE⁴¹) pour laquelle l'auditeur procède à une analyse séparée de l'assiette et des taux prévisionnels de cotisation, en étudiant notamment l'historique des taux communaux et intercommunaux.

Objectif d'efficacité globale :

En complément de l'analyse poste à poste, l'auditeur a apprécié les charges et produits sur la base d'une analyse globale des CNE (hors achats liés à l'exploitation du système électrique), afin d'évaluer l'évolution de l'efficacité globale de RTE. L'auditeur a comparé le niveau d'efficacité réalisé sur la période 2017-2019 aux niveaux d'efficacité prévisionnels correspondant à la demande tarifaire de RTE ainsi qu'à la proposition de l'auditeur issue de l'analyse poste à poste. Cette analyse s'articule sur l'appréciation de l'évolution de deux ratios : « CNE à périmètre d'activité constant par kilomètre de lignes » et « CNE à périmètre d'activité constant par nombre de transformateurs ».

Afin d'obtenir les « CNE à périmètre d'activité constant », l'auditeur a déduit des CNE les charges et recettes résultant de contraintes exogènes ou trop imprévisibles ainsi que les postes faisant état d'une croissance du périmètre d'activité (par exemple, charges dues aux obligations légales de débroussaillage, charges au titre de la mise en peinture, indemnités, pénalités et abattements liés aux services système et à l'équilibrage, etc.).

Il ressort de l'analyse de l'auditeur que les deux indicateurs augmentent sur la période du TURPE 6 HTB conduisant globalement à une dégradation par rapport à 2019 à hauteur de 8,4 % en 2024 pour le ratio « CNE à périmètre d'activité constant par kilomètre de lignes » et à hauteur de 6,1 % pour le ratio « CNE à périmètre d'activité constant par nombre de transformateurs ».

L'auditeur recommande donc un ajustement supplémentaire par rapport à la trajectoire proposée à l'issue de l'analyse poste à poste visant à retrouver en 2024 le niveau d'efficacité mesuré en 2019 au travers des deux indicateurs considérés.

L'auditeur propose ainsi une baisse additionnelle de la trajectoire des charges nettes d'exploitation (hors achats liés à l'exploitation du système électrique) d'environ 35 M€/an.

Synthèse concernant les charges nettes d'exploitation (hors achats liés à l'exploitation du système électrique)

RTE demande une hausse significative des charges à couvrir, avec une augmentation moyenne de 18 % des charges nettes d'exploitation (hors achats liés à l'exploitation du système électrique) sur la période du TURPE 6 HTB par rapport au niveau constaté en 2019.

L'auditeur mandaté par la CRE a identifié des ajustements significatifs au travers d'une analyse poste à poste et d'une analyse de l'efficacité globale. Ils permettent à RTE de revenir à la fin de la période du TURPE 6 HTB (2024) au niveau d'efficacité atteint en 2019 mesuré au travers des deux ratios considérés (en excluant de son analyse les charges et recettes résultant de contraintes exogènes ou trop imprévisibles ainsi que les postes faisant état d'une croissance du périmètre d'activité).

Cette hausse s'explique notamment par la mise en œuvre d'une politique de gestion des actifs ambitieuse. Cette politique a été analysée par la CRE, dans le cadre de son examen du SDDR, qui en a validé le principe dans la mesure où elle permet d'optimiser les dépenses d'exploitation et les dépenses d'investissements et, ainsi, d'éviter des dépenses importantes d'investissements, tout en maintenant le niveau actuel de qualité d'alimentation.

En conséquence, la CRE considère qu'il est pertinent de prendre en compte la hausse des volumes de travaux et d'activités nécessaires pour répondre à ces besoins. Elle est donc prête à accepter, sur ces postes, des trajectoires d'OPEX en forte hausse sur la période du TURPE 6 HTB par rapport aux niveaux observés pendant le TURPE 5 HTB.

Toutefois, dans la mesure où les OPEX font l'objet d'une trajectoire incitée, la non-réalisation des volumes initialement prévus pourrait donner lieu à des gains non légitimes pour RTE. La CRE considère donc que la hausse des OPEX accordée doit nécessairement s'accompagner d'un cadre de régulation protégeant les consommateurs en cas de non-réalisation des travaux et activités envisagés par RTE, décrit au paragraphe 2.3.1.3 de la présente consultation.

La CRE envisage donc de retenir une trajectoire des charges nettes d'exploitation (hors achats liés à l'exploitation du système électrique) se situant dans une fourchette dont :

- la borne haute correspond à la demande (révisée) de RTE (2 189 M€/an en moyenne) ;

⁴¹ CFE : Contribution Foncière des Entreprises
CVAE : Contribution à la Valeur Ajoutée des Entreprises

- la borne basse (2 046 M€/an en moyenne) tient compte de l'ensemble des ajustements de l'auditeur, soit 6,5 % de moins que la demande de RTE.

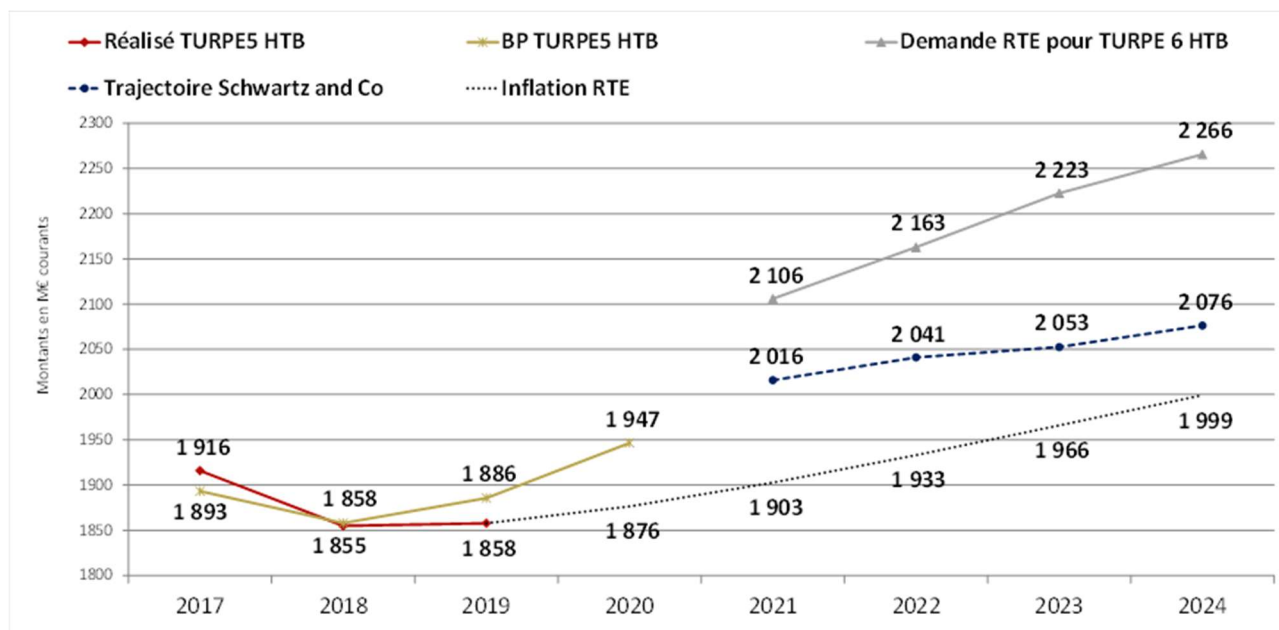


Figure 4 : Trajectoire des charges nettes d'exploitation (hors achats liés à l'exploitation du système électrique)

Question 27 : Avez-vous des remarques concernant le niveau prévisionnel des charges nettes d'exploitation (hors charges liées à l'exploitation du système électrique) de RTE ?

3.2.2.3.3 Ajustements complémentaires de la CRE

Conformément à la demande de la CRE, RTE a présenté une demande tarifaire retenant les hypothèses d'inflation présentée ci-après. Cette chronique est fondée sur les hypothèses présentées dans le projet de loi de finance pour l'année 2020 et sur les prévisions du Fonds monétaire international pour les années 2021-2024 réalisées antérieurement à la crise sanitaire :

Tableau 14 : Inflation prévisionnelle sur la période 2020-2024

En %	2020	2021	2022	2023	2024
Inflation prévisionnelle	1,0 %	1,4 %	1,6 %	1,7 %	1,7 %

Toutefois, le projet de loi de finances 2021 présenté par le Gouvernement le 28 septembre 2020 inclut une révision à la baisse des hypothèses d'inflation pour les années 2020 et 2021, à 0,2 % et 0,6 %.

Par ailleurs, le projet de loi de finances inclut également une baisse des impôts de production, dont la Cotisation sur la Valeur Ajoutée des Entreprises (CVAE).

En conséquence, dans le cadre de sa délibération sur le TURPE 6 HTB, la CRE corrigera la trajectoire du revenu autorisé de RTE afin de prendre en compte ces éléments.

3.2.2.4 Synthèse des charges nettes d'exploitation

Tableau 15 : Synthèse des bornes hautes et basse de la fourchette envisagée par la CRE sur les charges nettes d'exploitation

En M€ _{courants} (moyenne TURPE 6 HTB)	Borne haute : demande de RTE	Borne basse : ensemble des ajustements retenus
Achats de matériel et services	829	762
Charges de personnel	1 025	1 001
Impôts et taxes	621	614
Autres charges opérationnelles	99	98
Autres produits opérationnels	-385	-393
Objectif d'efficacité additionnel		-35
CHARGES NETTES D'EXPLOITATION (hors achats liés à l'exploitation du système électrique)	2 189	2 046
Achat des pertes	545	532
Achats liés aux services système et à l'équilibrage	345	306
Charges liées aux congestions	44	32
Solde RE/MA	0	0
Interruptibilité	83	83
Contrats d'échange entre GRT	0	-0,2
Charges liées à la compensation inter-GRT	21	15
ACHATS LIÉS À L'EXPLOITATION DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE	1 037	967
CHARGES NETTES D'EXPLOITATION TOTALES	3 227	3 014

3.3 Recettes tirées de l'allocation de capacité d'interconnexion et recettes tirées des mécanismes de capacité

En tant que propriétaire et gestionnaire d'interconnexion d'électricité entre la France et ses pays voisins, RTE perçoit des recettes tirées, d'une part, de l'allocation de capacités et, d'autre part, des mécanismes de capacités mis en place en France et dans les pays frontaliers, au titre de la contribution de ses capacités d'interconnexion à la sécurité d'approvisionnement.

Aux termes des dispositions de l'article 19 du règlement (UE) 2019/943⁴², les recettes tirées de l'allocation de capacités doivent être utilisées en priorité pour a) « garantir la disponibilité réelle des capacités allouées, y compris la compensation de fermeté » et b) « maintenir ou accroître les capacités d'échange entre zones ». Lorsque ces objectifs prioritaires ont été remplis, les recettes peuvent être prises en compte pour la fixation des tarifs d'accès au réseau. En ligne avec ces dispositions, les recettes d'interconnexion, de même que les coûts visant à garantir la fermeté des produits alloués, ainsi que les charges de capital des investissements permettant de maintenir ou d'accroître les capacités d'interconnexions, figurent au CRCP.

3.3.1 Bilan de la période du TURPE 5 HTB

3.3.1.1 Recettes tirées de l'allocation de capacités d'interconnexion

Sur la période 2017-2019, le montant des recettes tirées de l'allocation de capacités d'interconnexion était en moyenne de 380 M€/an, soit - 44 M€/an (- 10,3 %) par rapport à la trajectoire prévisionnelle du TURPE 5 HTB.

⁴² Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité

Tableau 16 : Recettes prévisionnelles et réalisées tirées de l'allocation de capacités sur la période 2017-2019

En M€ _{courants}	2017	2018	2019	Moyenne 2017-2019
Trajectoire TURPE 5 HTB	440	415	417	424
Réalisé TURPE 5 HTB	388	402	352	380

Le principal élément expliquant cet écart entre trajectoire réalisée et trajectoire prévisionnelle est un effet prix. En effet, les différentiels de prix entre pays observés sur la période 2017-2019 ont été globalement inférieurs aux prévisions.

Tableau 17 : Différentiels de prix prévisionnels et réalisés, par frontière, sur la période 2017-2019

En € _{courants} /MWh	2017		2018		2019	
	BP TURPE 5	Réalisé TURPE 5	BP TURPE 5	Réalisé TURPE 5	BP TURPE 5	Réalisé TURPE 5
Interconnexion France - Angleterre	17,0	6,8	17,0	14,7	17,0	9,5
Interconnexion France - Italie	9,5	9,5	8,0	10,5	8,0	11,8
Interconnexion France - Espagne	12,6	7,3	11,6	7,1	11,6	8,2
Interconnexion France - Belgique	1,6	-0,4	1,0	5,1	1,0	-0,1
Interconnexion France - Allemagne	5,2	-10,8	6,5	-5,7	7,0	-1,8

3.3.1.2 Recettes tirées des mécanismes de capacité

Sur la période 2017-2019, le montant des recettes tirées des mécanismes de capacité était en moyenne de 34 M€/an, alors que le TURPE 5 HTB anticipait uniquement 1 M€/an de recettes tirées du seul mécanisme de capacité britannique. En effet :

- s'agissant du mécanisme de capacité français, celui-ci a été ouvert à la participation explicite des capacités d'interconnexion par le décret n° 2018-997⁴³, soit après l'élaboration du TURPE 5 HTB⁴⁴. Les recettes tirées du mécanisme de capacité français n'avaient donc pas été intégrées dans la trajectoire prévisionnelle du TURPE 5 HTB ;
- s'agissant du mécanisme de capacité mis en place au Royaume-Uni, l'écart de recettes en 2017 et 2018 s'explique par la participation d'IFA 2000 à une enchère qui s'est déroulée au quatrième trimestre 2016 et qui n'avait pas été prévue lors de l'élaboration du TURPE 5 HTB. Cette enchère couvrait la période du quatrième trimestre 2017 au troisième trimestre 2018 et a représenté 4,5 M€ de recettes pour RTE. Les recettes 2019 sont en ligne avec les prévisions.

Tableau 18 : Recettes prévisionnelles et réalisées tirées des mécanismes de capacité sur la période 2017-2019

En M€ _{courants}	2017	2018	2019	Moyenne 2017-2019
Trajectoire TURPE 5 HTB	0,0	0,0	3,0	1,0
<i>Mécanisme de capacité France</i>	0,0	0,0	0,0	0,0
<i>Mécanisme de capacité Royaume-Uni</i>	0,0	0,0	3,0	1,0
Réalisé TURPE 5 HTB	1,1	3,4	98,5	34,3
<i>Mécanisme de capacité France</i>	0,0	0,0	95,4	31,8
<i>Mécanisme de capacité Royaume-Uni</i>	1,1	3,4	3,2	2,6

⁴³ Décret n° 2018-997 du 15 novembre 2018 relatif au mécanisme d'obligation de capacité dans le secteur de l'électricité (<https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000037617895/>)

⁴⁴ La participation explicite des capacités étrangères selon un modèle hybride, qui rémunère aussi bien les interconnexions que les capacités de production et d'effacement étrangère constituait un engagement de la France pour que le mécanisme de capacité français puisse être validé par la Commission européenne.

3.3.2 Demande de RTE et analyse préliminaire de la CRE

La CRE présente ici la demande de RTE en matière de recettes d'interconnexion. Pour des questions liées à la confidentialité des hypothèses de RTE en matière de recettes tirées des mécanismes de capacité, cette trajectoire intègre de façon agrégée à la fois la trajectoire des recettes tirées de l'allocation des capacités ainsi que la trajectoire des recettes tirées des mécanismes de capacité.

RTE a présenté une trajectoire de recettes d'interconnexion correspondant à environ 363 M€/an en moyenne sur la période du TURPE 6 HTB. Cette trajectoire tient compte des différentiels prévisionnels des prix observés sur les marchés et des prévisions de capacités d'échange disponibles par frontière issues du Bilan prévisionnel 2019, des nouvelles règles d'allocation des capacités par type d'enchère sur la frontière France-Italie soumises à l'approbation de la CRE en vue d'une implémentation en 2022, de la mise à jour des prévisions fondées sur des moyennes historiques sur les recettes de la frontière France-Suisse et le *Flow Based Market Coupling* ainsi que des hypothèses relatives à la mise en service des interconnexions Savoie-Piemont et IFA2.

Tableau 19 : Recettes d'interconnexion prévisionnelles sur la période du TURPE 6 HTB

En M€ _{courants}	2019 Réalisé	2021	2022	2023	2024	Moyenne TURPE 6 HTB
Recettes d'interconnexion	450	426	321	354	350	363

A ce stade, la CRE a conservé la trajectoire de recettes d'interconnexion proposée par RTE et l'intègre à la fois dans la borne haute et dans la borne basse de la fourchette de revenu autorisé présentée au paragraphe 3.7.2. Elle poursuivra ses analyses afin de tenir compte des dernières informations disponibles à la date d'adoption de sa délibération portant sur le TURPE 6 HTB.

Question 28 : Avez-vous des observations à formuler quant à la trajectoire de recettes d'interconnexion que la CRE envisage de retenir pour le TURPE 6 HTB ?

3.4 Coût moyen pondéré du capital

3.4.1 Demande de RTE

RTE demande un coût moyen pondéré du capital (CMPC) de 5,35 % (nominal, avant impôts sur les sociétés), en baisse par rapport à celui du tarif actuel TURPE 5 (6,125 %). RTE demande par ailleurs un taux de 2,55 % (nominal, avant impôts sur les sociétés) pour la rémunération des IEC.

Cette demande s'appuie sur les conclusions d'une étude commanditée par RTE auprès d'un consultant externe. Plus particulièrement, RTE demande une révision à la hausse du bêta de l'actif, à 0,45 contre 0,37 pour TURPE 5 HTB. RTE justifie cette hausse par (i) l'accroissement des besoins d'investissements et la plus grande complexité des projets, (ii) l'évolution de la gestion du système électrique dans un contexte de transition énergétique, (iii) la variation potentielle du risque auquel RTE est exposé du fait des modifications du cadre de régulation, (iv) du mode de rémunération des IEC et des actifs en service totalement amortis, qui sont en augmentation et (v) un benchmark des bêtas de l'actif de comparables européens régulés réalisés par son consultant⁴⁵.

3.4.2 Synthèse des résultats de l'audit externe de la CRE

Dans le cadre des travaux de préparation du TURPE 6 HTB, la CRE réexamine les hypothèses et les paramètres retenus pour le calcul du taux de rémunération de RTE. Dans cet objectif, elle a demandé à un consultant externe de réaliser un audit et une analyse de la demande de rémunération de RTE et des conclusions de son conseil.

Les travaux menés par le consultant se sont déroulés entre mai et juillet 2020. Le rapport du consultant est publié en même temps que le présent document de consultation publique. Après audit de la demande de RTE, le consultant conclut à une fourchette de CMPC, nominal avant impôts sur les sociétés, comprise entre 3,87 % et 5,06 %.

3.4.3 Fourchette de CMPC envisagée par la CRE

La CRE n'envisage pas de retenir, pour le TURPE 6 HTB, la demande de CMPC de RTE (5,35%, nominal avant impôts). La CRE considère notamment que la hausse du bêta de l'actif incluse dans cette demande n'est pas justifiée.

⁴⁵ Sur la base de son benchmark, le consultant mandaté par RTE présente une fourchette des bêtas de l'actif de comparables européens régulés de 0,33 à 0,41 en fonction de l'échantillon retenu et de la période de référence.

Pour le TURPE 6 HTB, la CRE s'oriente à ce stade vers une valeur de CMPC qui pourrait être comprise entre 4,2 % et 4,7 % (nominal, avant impôts sur les sociétés) pour rémunérer la base d'actifs régulés de RTE.

Dans un contexte de forte hausse des charges d'exploitation et des investissements de RTE, la modération du CMPC est un facteur essentiel pour préserver l'acceptabilité des évolutions tarifaires. La baisse envisagée par la CRE pour le TURPE 6 HTB résulte de l'application de la même méthode d'évaluation du CMPC que celle utilisée par la CRE depuis plusieurs périodes tarifaires pour les infrastructures d'électricité et de gaz. En particulier, elle prend en compte la baisse des coûts de financement de l'opérateur, notamment liée à :

- l'impact de la baisse significative et durable constatée des taux d'intérêt sur les marchés, par rapport aux niveaux considérés au moment de la fixation du TURPE 5 HTB ;
- la baisse prévue du taux d'imposition sur les sociétés, en application de la législation en vigueur.

Question 29 : Avez-vous des remarques concernant le niveau du CMPC pour la période du TURPE 6 HTB et notamment la prise en compte de la baisse des taux d'intérêts sur les marchés et la baisse du taux d'imposition sur les sociétés ?

3.5 Investissements et charges de capital normatives

3.5.1 Trajectoire des dépenses d'investissements

La trajectoire des dépenses d'investissements présentée par RTE pour la période du TURPE 6 HTB est marquée par une accélération des investissements, avec des dépenses moyennes de 2 177 M€ par an sur cette période, alors qu'elles ont été d'environ 1 432 M€ par an en moyenne sur la période 2017-2019.

RTE prévoit les dépenses d'investissements suivantes au cours de la prochaine période tarifaire :

Tableau 20 : Dépenses d'investissement prévisionnelles de RTE sur la période du TURPE 6 HTB

En M€ courants	Réalisé 2019	2021	2022	2023	2024	Moyenne TURPE 6 HTB	Moyenne 2017-2019
Grand Transport et Interconnexion – Développement	357	199	140	237	496	268	277
Grand Transport et Interconnexion – Renouvellement	68	41	41	51	50	46	63
Réseaux Régionaux – Développement	338	803	1 001	1 050	856	928	426
Reprises de Réseaux de Transport	1	1	0,2	0,2	0,2	0,3	2
Réseaux Régionaux – Renouvellement	450	590	598	665	718	642	427
Systèmes d'information	161	168	188	184	183	181	153
Immobilier et logistique	80,5	118	129	107	95	112	84
TOTAL des dépenses d'investissements	1 456	1 920	2 097	2 294	2 397	2 177	1 432

L'évolution des dépenses d'investissements est mise en évidence dans le graphe ci-dessous :

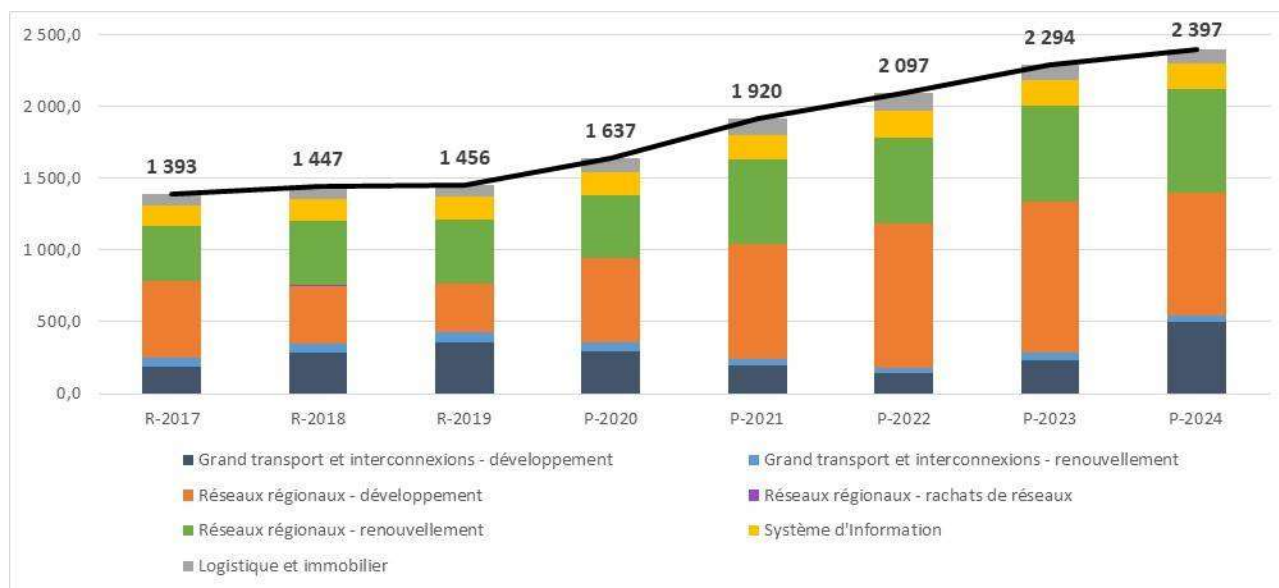


Figure 5 : Evolution des dépenses d'investissements de RTE (en M€ courants)

En particulier, RTE prévoit :

- une forte hausse des dépenses d'investissements liées au **développement des réseaux régionaux** (928 M€/an en moyenne sur la période du TURPE 6 HTB contre 466 M€/an sur la période du TURPE 5 HTB) : cette hausse est liée principalement à la hausse des dépenses liées aux raccordements des parcs éoliens en mer (464 M€/an sur la période du TURPE 6 HTB contre 70 M€/an sur la période du TURPE 5 HTB) ainsi qu'à l'inclusion au sein de la catégorie « Réseaux Régionaux – Développement » de projets de télécommunication pour un montant d'environ 42 M€/an sur la période tarifaire à venir ;
- une augmentation importante des dépenses d'investissements associées au **renouvellement des réseaux régionaux** (642 M€/an en moyenne sur la période du TURPE 6 HTB contre 429 M€/an sur la période du TURPE 5 HTB). La moyenne d'âge du réseau de transport approchant les 50 ans, les dépenses annuelles liées au renouvellement du réseau vont croître progressivement au fil de la période tarifaire, malgré la politique de gestion des actifs se traduisant par des hausses de charges d'exploitation qui doivent permettre de modérer les besoins de renouvellement ;
- une légère baisse des dépenses de **développement du grand transport et des interconnexions** sur la période du TURPE 6 HTB par rapport à la période du TURPE 5 HTB, évaluées à 268 M€/an contre 281 M€/an sur la période précédente. Ces dépenses sont notamment marquées par la finalisation du projet Savoie-Piémont et l'accélération des projets Celtic Interconnector et Golfe de Gascogne ;
- une hausse de 40 % sur **l'immobilier** par rapport au TURPE 5 HTB, avec une demande moyenne à 82 M€/an pour le TURPE 6 HTB contre 59 M€/an sur la période du TURPE 5 HTB. Cette hausse est portée par la construction des sièges régionaux de Lille et de Marseille (37 M€/an en moyenne) ainsi que par les projets prioritaires de restructuration ou reconstruction Groupes Maintenance Réseau (GMR) et Groupements de Postes (GDP) (24 M€/an en moyenne), et dans une moindre mesure, par la rénovation du domaine résidentiel (environ 5 M€/an en moyenne) ;
- une hausse de 19 % pour les **systèmes d'information** par rapport au TURPE 5 HTB (181 M€/an pour le TURPE 6 HTB contre 153 M€/an sur la période 2017-2019). En considérant les projets de télécommunication inclus dans ce poste de coûts dans le cadre du TURPE 5 HTB, le montant moyen sur la période du TURPE 6 HTB serait de 223 M€/an, soit en hausse de 39 % par rapport à l'année 2019⁴⁶. Cette hausse illustre l'enjeu majeur de ce poste pour la prochaine période tarifaire pour RTE, qui en fait un des piliers de son projet de transformation. Les projets identifiés sur la période doivent notamment permettre à l'opérateur de répondre aux besoins suivants : amélioration de la performance, évolutions réglementaires ou contractuelles, obsolescence, ou encore nouveaux besoins, dans le contexte d'une évolution rapide du système électrique.

⁴⁶ A titre de comparaison, les dépenses cumulées associées aux projets de télécommunication étaient de 4 M€ sur la période 2017-2019.

La trajectoire de dépenses d'investissements prévue par RTE aboutirait à une hausse de la BAR de RTE de 23 % entre le 1^{er} janvier 2020 et le 1^{er} janvier 2025 :

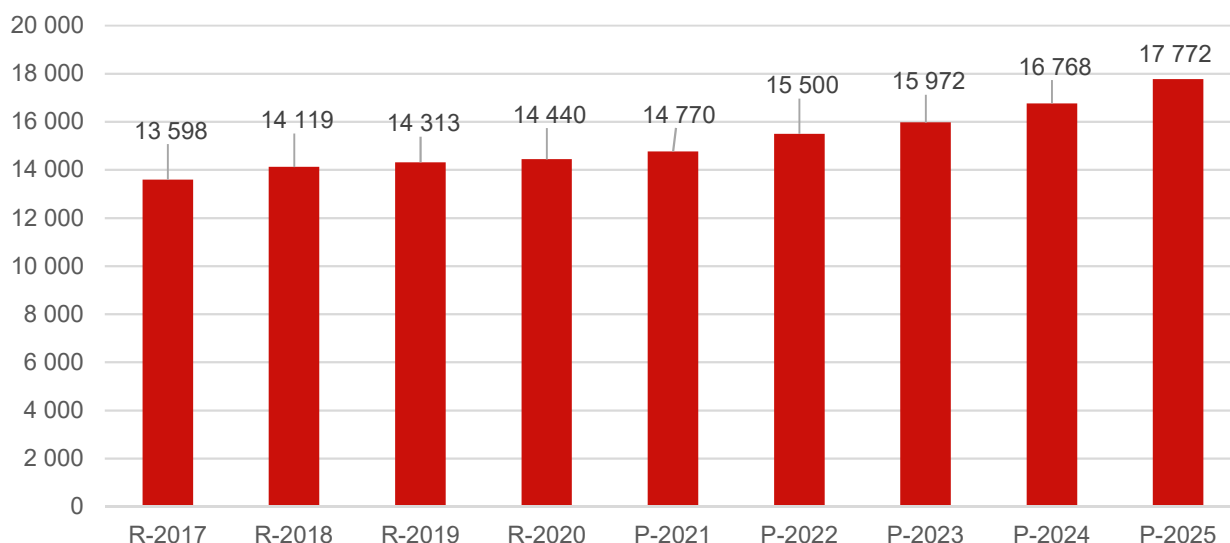


Figure 6 : Evolution de la BAR globale de RTE (en M€_{courants} au 1^{er} janvier de l'année N)

Question 30 : Êtes-vous favorable à la hausse majeure de la trajectoire d'investissements envisagée, qui passent de moins de 1,5 Md€/an entre 2017 et 2019 à près de 2,2 Md€/an sur la période du TURPE 6 HTB, qui aboutit à une évolution prévisionnelle de la base d'actifs régulés de +23 % entre le 1^{er} janvier 2020 et le 1^{er} janvier 2025 ?

3.5.2 Trajectoire des charges de capital

La trajectoire d'investissements présentée précédemment, associée à une demande de RTE d'un coût moyen pondéré du capital de 5,35 % pour TURPE 6, aboutissent à la demande de charges de capital normative suivante de RTE :

Tableau 21 : Trajectoire des charges de capital demandées par RTE pour le TURPE 6 HTB

En M€ _{courants}	Réalisé 2019	2021	2022	2023	2024	Moyenne TURPE 6 HTB
Trajectoire de BAR de RTE	14 313	14 770	15 500	15 972	16 768	15 753
Demande de CCN de RTE (CMPC de 5,35 %)	1 809	1 800	1 873	1 959	2 064	1 924

3.5.3 Analyse préliminaire de la CRE

3.5.3.1 Dépenses d'investissements « réseaux »

Une forte accélération des dépenses d'investissements est prévue par RTE pour la période du TURPE 6 HTB. Les dépenses d'investissements « réseaux » envisagées par RTE pour la prochaine période tarifaire s'élèvent à 1,8 Md€/an en moyenne (vs 1,2 Md€/an en moyenne sur la période du TURPE 5 HTB).

Tel que développé au paragraphe 2.3.2.1., afin d'inciter RTE à maîtriser et à prioriser ses investissements, la CRE envisage d'introduire un plafond quadriennal accompagné d'une incitation financière portant sur certaines dépenses d'investissements de RTE pour la période tarifaire du TURPE 6 HTB.

A ce stade, la CRE envisage de fixer le niveau du plafond d'investissements en retenant les principes suivants :

- le périmètre d'application de ce plafond exclurait les projets ayant fait l'objet d'un refus de la CRE⁴⁷. Le niveau d'investissements pourrait toutefois être amené à évoluer en cours de période tarifaire dans le cas où la CRE déciderait d'approuver ces projets, une fois que leur pertinence technico-économique serait validée ;
- un coefficient d'ajustement pourrait être appliqué sur l'enveloppe d'investissements demandée par RTE. En raison généralement de décalages des plannings des projets, RTE dépense systématiquement moins que les montants prévus dans ses programmes d'investissements et dans ses demandes tarifaires. En se fondant sur l'écart, estimé au périmètre du plafond envisagé, entre la trajectoire TURPE 5 pour 2017-2019 et le réalisé TURPE 5 (2017-2019), cet ajustement pourrait être d'environ 10 % au maximum.

La CRE envisage de ne pas inclure dans le plafond les projets de raccordements des parcs éoliens en mer et d'interconnexions à courant continu haute tension, qui ont des montants unitaires élevés et dont le calendrier dépend largement de facteurs non maîtrisés par RTE. Pour ces postes, la CRE envisage de retenir la trajectoire de dépenses d'investissements demandée par RTE.

3.5.3.2 Dépenses d'investissements « hors réseaux »

S'agissant des investissements dits « hors réseaux », qui font l'objet d'une régulation incitative à la maîtrise des coûts (cf. paragraphe 2.3.2.5), et qui couvrent l'immobilier, les systèmes d'information⁴⁸ et les véhicules légers, ceux-ci ont été intégrés dans le périmètre des charges analysées par l'auditeur.

Ce poste constitue un enjeu majeur pour le TURPE 6 HTB, car la numérisation et l'exploitation efficace par RTE des potentialités offertes par les systèmes d'information modernes sont un enjeu essentiel du TURPE 6 HTB et de l'évolution du système électrique français. RTE a présenté une demande d'investissements en hausse de 23 % (en cumulé sur la période du TURPE 6 HTB). Sa demande est présentée dans le tableau suivant :

Tableau 22 : Trajectoire des investissements « hors réseaux » demandée par RTE pour le TURPE 6 HTB

En M€ courants	Réalisé 2019	2021	2022	2023	2024	Moyenne TURPE 6 HTB	Moyenne 2017-2019
Systèmes d'information	159*	168	188	184	183	181	152*
Immobilier	53	86	100	78	65	82	59
Véhicules légers	4	5	5	5	5	5	4
Total des investissements « hors réseaux »	215	260	292	266	252	268	215

* Chiffres au même périmètre que dans le TURPE 6 HTB

Sur les investissements « hors réseaux », l'auditeur propose d'ajuster les trajectoires de RTE à la baisse de 33 M€/an en moyenne : 18 M€/an sur les SI, 14 M€/an sur l'immobilier et 1 M€/an sur les véhicules légers. Cet ajustement correspond à environ 12 % de la demande totale de RTE sur la période.

Propositions d'ajustements sur les dépenses d'investissements SI

La recommandation de l'auditeur conduit à un ajustement à la baisse d'environ 18 M€/an, soit 10 % par rapport à la demande moyenne de RTE, avec une trajectoire moyenne qui reste orientée à la hausse de 7 % par rapport au TURPE 5 HTB à périmètre équivalent (163 M€/an au cours du TURPE 6 HTB contre 152 M€/an⁴⁹ au cours du TURPE 5 HTB). Ces ajustements prennent en compte :

- l'identification de projets non prioritaires susceptibles d'être décalés : -2 M€/an en moyenne ;

⁴⁷ Délibération de la CRE du 20 décembre 2018 portant approbation du programme d'investissements de RTE pour l'année 2019

<https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Approbation/Programme-d-investissements-2019-RTE>.

« En application des dispositions du 2° de l'article L. 134-3 et du II de l'article L. 321-6 du code de l'énergie, la CRE approuve le programme d'investissements de RTE pour 2019, à l'exception des dépenses relatives aux quatre nouveaux projets de télécommunication, à savoir le déploiement d'une infrastructure de télécommunication propre, Hermès, le réseau local de site et le complément INUIT. »

⁴⁸ Excluant les cinq projets suivants : RETIN, Complément INUIT, HERMES, LAN, Infrastructure Télécoms privée. RTE souhaite que ces projets soient exclus de la régulation incitative sur les projets d'investissements « hors réseaux ». Le cas échéant, ils seraient soumis à la régulation incitative à la maîtrise des coûts des grands projets si leur montant dépasse 30 M€.

⁴⁹ La moyenne du TURPE 5 HTB affichée ici pour les SI est celle correspondant au périmètre retenu pour le TURPE 6 HTB, c'est-à-dire excluant de la trajectoire « hors réseaux » cinq projets de télécommunication suivants : RETIN, Complément INUIT, HERMES, LAN, Infrastructure Télécoms privée (ces derniers basculent dans les investissements réseaux pour le TURPE 6 HTB).

- des recalculs de trajectoires de certains projets en utilisant des hypothèses différentes de celles de RTE, y compris la révision du taux d'aléas d'investissement de RTE (ce taux permet de prendre en compte différents aléas et la difficulté de prévoir au-delà de 2 ans, pouvant occasionner des décalages par rapport à la trajectoire initiale) : +7 M€/an en moyenne ;
- l'exclusion de certains projets refusés par la CRE à ce stade : -6 M€/an en moyenne ;
- l'exclusion de projets présentés par RTE lors de la mise à jour de son dossier tarifaire et dont les justifications apportées étaient jugées insuffisantes : -11 M€/an en moyenne ;
- l'ajustement de projets SI dont le budget unitaire est compris entre 5 et 10 M€ : -5 M€/an en moyenne.

Propositions d'ajustements sur les dépenses d'investissements d'immobilier

L'auditeur propose un ajustement à la baisse d'environ 14 M€/an, soit 17 % par rapport à la demande moyenne de RTE, avec une trajectoire moyenne qui reste orientée à la hausse de 16 % par rapport à TURPE 5 (68 M€/an au cours du TURPE 6 HTB contre 59 M€/an au cours du TURPE 5 HTB). Ces ajustements découlent de modifications d'hypothèses de calcul de coûts de RTE, et se décomposent de la manière suivante :

- - 13 M€/an associés à quatre projets exceptionnels : restructuration/reconstruction de GMR/GDP (révision importante des hypothèses de calcul de RTE, pour - 7M€/an), construction des sièges régionaux de Lille et Marseille (- 4 M€/an), mise en place des salles H24 (- 2 M€/an) et climatisation des 8 dispatchings (- 1 M€/an) ;
- - 1 M€/an associés aux projets de rénovation du domaine résidentiel.

La trajectoire ajustée présentée ici pour les dépenses d'investissements de l'immobilier ne tient pas compte de la proposition faite par la CRE s'agissant de la mise en place d'une régulation tarifaire *ad hoc* s'appliquant aux projets immobiliers de Lille et Marseille (cf. paragraphe 2.3.2.6.).

Propositions d'ajustements sur les dépenses d'investissements de véhicules légers

L'auditeur propose un ajustement à la baisse d'environ 1 M€/an en moyenne, résultant d'une réindexation du réalisé 2019 sur l'inflation.

La trajectoire recommandée par l'auditeur pour les dépenses d'investissement hors réseaux de RTE pour le TURPE 6 HTB, est synthétisée dans le tableau ci-dessous :

Tableau 23 : Trajectoire des investissements « hors réseaux » recommandée par l'auditeur

En M€ _{courants}	2021	2022	2023	2024	Moyenne TURPE 6 HTB
Systèmes d'information	174	166	161	151	163
Immobilier	75	82	62	52	68
Véhicules légers	4	4	4	4	4
Total investissements « hors réseaux » - Proposition auditeur	253	253	228	208	235

Question 31 : Avez-vous des remarques concernant les ajustements envisagés sur la trajectoire d'investissements « hors réseaux » ?

3.6 CRCP prévisionnel 1^{er} janvier 2021

Dans son dossier tarifaire initial, RTE a estimé le solde du CRCP au 1^{er} janvier 2021 à -95 M€ à reverser aux utilisateurs de réseaux. RTE a actualisé ce montant, dans la mise à jour de son dossier tarifaire transmise en juillet 2020, afin de tenir compte :

- du réalisé 2019 sur les charges de capital, le dossier tarifaire initial étant fondé sur des charges de capital prévisionnelles ;
- des résultats des régulations incitatives portant sur l'année 2019, non connus au moment de l'élaboration du dossier tarifaire initial ;
- de la restitution aux utilisateurs de réseaux d'une partie de la plus-value de cession du site des Cuirassiers décidée par la CRE dans sa délibération du 14 mai portant sur l'évolution au 1^{er} août 2020 du TURPE HTB⁵⁰ ;
- de ses nouvelles estimations pour l'année 2020 des postes inclus au CRCP, notamment s'agissant des recettes tarifaires, lesquelles sont affectées par l'aléa climatique observé (températures supérieures à la moyenne sur les premiers mois de l'année) et par les conséquences de la crise sanitaire actuelle.

Le solde du CRCP au 1^{er} janvier 2021 est ainsi estimé à 144,7 M€ à restituer à RTE, soit un écart d'environ 240 M€ par rapport à la prévision initiale porté en grande partie par la baisse estimée des recettes tarifaires. Un écart de 318 M€ par rapport à la prévision initiale porte sur les recettes tarifaires (dont 195 M€ liés à l'aléa climatique et 117 M€ liés aux conséquences de la crise sanitaire), correspondant à une baisse des quantités soutirées sur le réseau de RTE d'environ 30 TWh, soit -9 % par rapport aux quantités soutirées en 2019.

Tableau 24 : Solde prévisionnel du CRCP au 1^{er} janvier 2021

Solde prévisionnel du CRCP au 1 ^{er} janvier 2021	Montant (M€ ₂₀₂₀)
Solde du CRCP au 1 ^{er} janvier 2020	2,8
Prise en compte de l'étalement de la franchise de l'immeuble Window en application de la délibération TURPE 5 HTB	20,1
Ecart prévisionnels sur les postes inclus au périmètre du CRCP	118,1
<i>dont écart anticipé sur les recettes tarifaires</i>	279,0
<i>dont écart anticipé sur les recettes d'interconnexion</i>	28,6
<i>dont écart anticipé sur les achats liés à l'exploitation du système électrique</i>	-123,6
<i>dont écart anticipé sur les charges de capital</i>	-72,7
Actualisation au taux sans risque de 2,70 %	3,8
Solde prévisionnel du CRCP au 1^{er} janvier 2021	144,7

La CRE propose de reconduire la méthode d'apurement du CRCP retenue pour le TURPE 5 HTB. Elle envisage ainsi d'apurer le solde du CRCP du TURPE 5 HTB, actualisé au taux sans risque, au travers d'annuités constantes sur la période de quatre ans du TURPE 6 HTB, soit un montant d'environ 37 M€ qui viendra s'ajouter aux charges à couvrir.

La CRE tient compte de cette estimation du solde du CRCP au 1^{er} janvier 2021 calculée par RTE à la fois dans la borne haute et la borne basse de la fourchette de revenu autorisé présentée au paragraphe 3.7.2. Ce montant est préliminaire et pourra évoluer dans la décision finale de la CRE.

⁵⁰ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 14 mai 2020 portant décision sur l'évolution au 1^{er} août 2020 de la grille tarifaire des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans le domaine de tension HTB et sur le montant de la compensation à verser à Strasbourg Electricité Réseaux en application de l'article D. 341-11-1 du code de l'énergie (<https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/evolution-au-1er-aout-2020-de-la-grille-tarifaire-turpe-htb-montant-de-la-compensation-a-verser-a-strasbourg-electricite-reseaux-en-application-d>)

3.7 Revenu autorisé

3.7.1 Demande de RTE

Le tableau ci-dessous synthétise l'évolution du revenu autorisé demandé par RTE sur la période du TURPE 6 HTB.

Tableau 25 : Evolution du revenu autorisé demandé par RTE pour le TURPE 6 HTB

En M€ _{courants}	2021	2022	2023	2024
Achats liés à l'exploitation du système électrique	1 031	1 027	1 034	1 056
Charges nettes de fonctionnement	2 106	2 163	2 223	2 266
Charges de capital normatives	1 800	1 873	1 959	2 064
Recettes d'interconnexion	-426	-321	-354	-350
Apurement CRCP	37	37	37	37
Revenu autorisé	4 548	4 779	4 898	5 072

3.7.2 Analyse préliminaire de la CRE

Dans les tableaux suivants, la CRE présente les bornes haute et basse de la fourchette de revenu autorisé, directement issues des trajectoires qu'elle a présentées précédemment :

- pour les charges de capital :
 - pour la borne haute de la fourchette, la trajectoire d'investissement demandée par RTE et un CMPC de 4,7 % sont retenus ;
 - pour la borne basse de la fourchette, les ajustements proposés par l'auditeur concernant les dépenses d'investissement « hors réseaux » sont pris en compte ainsi qu'un CMPC de 4,2 % ;
- pour les charges nettes d'exploitation :
 - pour la borne haute de la fourchette, la trajectoire de charges nettes d'exploitation demandée par RTE est retenue ;
 - pour la borne basse de la fourchette, l'intégralité des ajustements préconisés par l'auditeur ainsi que l'intégralité des ajustements envisagés par la CRE sur les achats liés à l'exploitation du système électrique sont retenues ;
- pour les recettes d'interconnexion, la trajectoire demandée par RTE est conservée à la fois dans la borne haute et dans la borne basse de la fourchette ;
- l'estimation de RTE s'agissant de l'apurement du solde du CRCP du TURPE 5 HTB est également intégrée à la fois dans la borne haute et dans la borne basse de la fourchette.

Tableau 26 : Revenu autorisé pour la période du TURPE 6 HTB : borne haute

En M€ _{courants}	2021	2022	2023	2024
Charges liées à l'exploitation du système électrique	1 031	1 027	1 034	1 056
Charges nettes de fonctionnement	2 106	2 163	2 223	2 266
Charges de capital normatives	1 703	1 771	1 853	1 954
Recettes d'interconnexion	- 426	- 321	- 354	- 350
Apurement CRCP	37	37	37	37
Revenu autorisé	4 450	4 677	4 793	4 962

Tableau 27 : Revenu autorisé pour la période du TURPE 6 HTB : borne basse

En M€ _{courants}	2021	2022	2023	2024
Charges liées à l'exploitation du système électrique	975	953	959	981
Charges nettes de fonctionnement	2 016	2 041	2 053	2 076
Charges de capital normatives	1 623	1 687	1 764	1 855
Recettes d'interconnexion	- 426	- 321	- 354	- 350
Apurement CRCP	37	37	37	37
Revenu autorisé	4 224	4 398	4 458	4 598

La borne haute correspond à une hausse du revenu autorisé de RTE de 8,7 % en 2021 par rapport à l'année 2019.

La borne basse correspond à une hausse du revenu autorisé de RTE de 3,2 % en 2021 par rapport à l'année 2019.

3.8 Hypothèses d'évolution des soutirages et des injections

3.8.1 Evolutions constatées sur la période du TURPE 5 HTB

Le TURPE 5 HTB prévoyait, sur la période 2017-2020, une baisse des soutirages de -1,1 % par an en moyenne, soit -14 TWh en cumulé entre 2017 et 2020 ainsi qu'une stabilité des puissances souscrites, à hauteur de 95,5 GW.

Sous l'effet combiné des efforts de maîtrise de la demande en énergie, et du développement de la production d'énergie renouvelable raccordée sur les réseaux de distribution, l'énergie soutirée sur le réseau de transport (corrigée de l'aléa climatique) a été plus faible que prévue. Elle a baissé d'environ -0,9 % par an entre 2016 et 2019.

S'agissant des puissances souscrites, leur niveau a effectivement été stable mais significativement en-deçà du niveau anticipé dans le TURPE 5 HTB. RTE considère que cette erreur de prévision s'explique par la suppression de la puissance souscrite pour les clients raccordés en HTB 3 lors du passage du TURPE 4 HTB au TURPE 5 HTB.

Par ailleurs, les consommations de l'année 2020 devraient être en fort retrait par rapport aux prévisions, en raison principalement de la crise liée à l'épidémie de COVID-19.

Tableau 28 : Evolutions de l'énergie soutirée (corrigée de l'aléa climatique) et des puissances souscrites sur le RPT au cours de la période du TURPE 5 HTB

	2016	2017	2018	2019	Estimé 2020
Energie soutirée sur le RPT (TWh)					
Trajectoire TURPE 5 HTB		434,6	431,5	426,9	420,5
Réalisé/estimé	430,4	429,6	424,7	418,5	393,0
Puissances souscrites (GW)					
Trajectoire TURPE 5 HTB		95,5	95,5	95,5	95,5
Réalisé/estimé	94,6	90,9	90,5	91,3	91,1

3.8.2 Evolutions prévues par RTE sur la période du TURPE 6 HTB

RTE a établi un scénario d'évolution des soutirages et des injections à partir des conclusions de son Bilan Prévisionnel et, pour la part qui concerne les gestionnaires de réseaux de distribution, du scénario d'évolution d'Enedis.

Soutirages

RTE anticipe une diminution des soutirages d'énergie de l'ordre de 1,0 % entre 2019 et 2021 puis une baisse de l'ordre de 0,6 % par an sur la période du TURPE 6 HTB. L'évolution moyenne prévisionnelle entre 2019 et 2024 est ainsi de -0,8 %/an, en ligne avec la baisse constatée sur la période 2016-2019 (-0,9 %/an).

Cette baisse est liée à la poursuite du déploiement des solutions d'efficacité énergétique, ainsi qu'au développement de la production raccordée aux réseaux de distribution qui vient réduire la demande nette vue du réseau de transport, en partie compensée par une légère augmentation de la consommation des clients directs.

Cette trajectoire des soutirages n'intègre pas les effets potentiels du COVID-19.

Tableau 29 : Trajectoire prévisionnelle des soutirages d'énergie 2021-2024 (source : RTE)

En TWh	2021	2022	2023	2024	Moyenne TURPE 6 HTB
Total soutirages	410,7 -1,0 %*	406,9 -0,9 %	404,3 -0,6 %	403,0 -0,3 %	406,2 -0,6 %
Dont GRD	341,2 -1,1 %*	337,4 -1,1 %	334,0 -1,0 %	332,4 -0,5 %	336,3 -0,9 %
Dont clients directs	69,6 -0,5 %*	69,6 0,0 %	70,3 1,1 %	70,6 0,4 %	70,0 0,5 %

* Comparaison par rapport au réalisé de l'année 2019

RTE prévoit, par ailleurs, que les puissances souscrites resteront globalement stables par rapport à la période précédente avec une baisse anticipée de l'ordre de 0,2 % par an sur la période du TURPE 6 HTB.

Tableau 30 : Trajectoire prévisionnelle des puissances souscrites 2021-2024 (source : RTE)

En GW	2021	2022	2023	2024	Moyenne TURPE 6 HTB
Total puissances souscrites	90,9 -0,4 %*	90,8 -0,2 %	90,6 -0,1 %	90,6 -0,1 %	90,7 -0,1 %
Dont GRD	75,4 -0,4 %*	75,3 -0,2 %	75,1 -0,2 %	75,0 -0,1 %	75,2 -0,2 %
Dont clients directs	15,5 -0,2 %*	15,5 0,0 %	15,5 0,2 %	15,5 0,1 %	15,5 0,1 %

* Comparaison par rapport au réalisé de l'année 2019

Injections

RTE prévoit une relative stabilité des injections totales sur le réseau de transport⁵¹ entre la période 2017-2019 et la période du TURPE 6 HTB (2021-2024). RTE anticipe ainsi une baisse d'environ 0,2 % entre 2019 et 2021 puis une hausse de l'ordre de 0,8 % par an entre 2021 et 2024.

S'agissant des centrales de production raccordées au réseau de grand transport (HTB 3 et HTB 2) et qui, à ce titre, paient un timbre d'injection, RTE anticipe une baisse de 1,6 % de leurs injections d'énergie entre 2019 et 2021 puis une baisse moyenne annuelle de 0,14 % sur la période du TURPE 6 HTB. Selon RTE, cette baisse prévisionnelle s'explique principalement par la poursuite du développement de la production décentralisée raccordée aux réseaux des domaines de tension inférieurs, qui vient se substituer, progressivement, à la production centralisée.

S'agissant de la production décentralisée, RTE prévoit une progression de 19,2 % des refoulements d'énergie des réseaux de distribution vers le réseau de transport (y compris HTB 2) entre 2019 et 2021 puis une croissance annuelle de 10,9 % sur la période du TURPE 6 HTB. RTE anticipe également une progression de l'ordre de 11,5 % des injections de la production directement raccordée en HTB 1 entre 2019 et 2021 puis une progression annuelle de l'ordre de 7,6 % au cours de la période du TURPE 6 HTB.

⁵¹ Ces injections correspondent à l'ensemble de l'énergie injectée sur le réseau de transport par les producteurs directement raccordés au réseau de transport ainsi qu'aux refoulements depuis les réseaux de distribution.

Tableau 31 : Trajectoire prévisionnelle des injections 2021-2024 (source : RTE)

En TWh	2021	2022	2023	2024	Moyenne TURPE 6 HTB
Injections totales	489,8 -0,2 %*	491,0 0,2 %	496,0 1,0 %	501,8 1,2 %	494,6 0,8 %
<i>Dont injections soumises à la composante d'injection (HTB3 et HTB2)</i>	444,7 -1,5 %*	442,0 -0,6 %	442,6 0,1 %	443,7 0,2 %	443,2 -0,1 %
<i>Dont injections non soumises à la composante d'injection (HTB 1)</i>	45,1 14,2 %*	49,0 8,5 %	53,4 9,0 %	58,1 9,0 %	51,4 8,8 %

* Comparaison par rapport au réalisé de l'année 2019

3.8.3 Analyse préliminaire de la CRE

Les recettes tarifaires de RTE sont à 100 % au CRCP. RTE est donc protégé de tout écart par rapport à la prévision. La prévision des quantités soutirées et des puissances souscrites n'emporte donc pas d'enjeu financier pour RTE ou les consommateurs.

Toutefois, il est important que le TURPE soit établi sur la base des meilleures prévisions possibles, de façon à éviter de générer en cours de période tarifaire des écarts financiers importants qui auraient pu être évités.

La CRE a procédé à une analyse préliminaire des trajectoires des soutirages et des injections établies par RTE pour la période 2021-2024.

Coordination entre opérateurs

Lors de la préparation du dossier tarifaire, la CRE avait demandé aux opérateurs de se coordonner pour produire des prévisions reposant sur des hypothèses communes.

La CRE note que, conformément à sa demande, RTE et Enedis se sont coordonnés pour présenter des trajectoires identiques pour ce qui concerne les soutirages et les injections des postes-sources sur le réseau de transport.

Soutirages

Les soutirages d'énergie sont orientés à la baisse, alors même que la consommation d'électricité reste stable en France, en raison de l'accélération du déploiement de production raccordée au réseau de distribution. Les hypothèses retenues par RTE s'inscrivent toutefois dans la continuité de la baisse observée au cours de la période 2016-2019.

La stabilité des puissances souscrites s'explique par l'absence de contribution significative de la production intermittente décentralisée à la demande de pointe.

Injections

La forte hausse des refoulements d'énergie en provenance des réseaux de distribution s'explique par l'installation de production décentralisée dans des zones à faible densité de consommation. Les situations où la production décentralisée excède la consommation locale pourraient se multiplier d'ici 2025, comme indiqué par la CRE dans sa consultation publique du 9 juillet 2020 ainsi que dans la partie 4 de la présente consultation publique.

Conclusions préliminaires

Les prévisions de RTE apparaissent cohérentes avec les évolutions en cours du système électrique. Ces évolutions découlent principalement du développement de la production décentralisée à partir de sources d'énergie renouvelable dans un contexte de demande stable. Cet effet volume aura un effet à la hausse sur le tarif unitaire.

Toutefois, la crise liée au COVID-19 aura vraisemblablement des impacts significatifs, notamment sur la consommation d'électricité et donc sur les soutirages sur le réseau de transport.

A ce stade, la CRE conserve les hypothèses de RTE pour les besoins de la présente consultation publique. Elle poursuivra ses analyses afin de tenir compte des dernières informations disponibles à la date d'adoption de sa délibération portant sur le TURPE 6 HTB, en y intégrant notamment les conséquences anticipées de la crise sanitaire.

Question 32 : Avez-vous des remarques sur les trajectoires envisagées par la CRE concernant les quantités d'énergie transportées pour la période du TURPE 6 HTB ?

3.9 Prise en compte de l'abattement à destination des consommateurs électro-intensifs

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

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

Dans son dossier tarifaire, RTE a estimé les moindres recettes associées à la mise en œuvre de l'abattement à destination des consommateurs électro-intensifs sur la période du TURPE 6 HTB en se fondant notamment sur les montants d'abattement constatés au cours de la période du TURPE 5 HTB.

Tableau 32 : Estimation par RTE du montant de l'abattement à destination des consommateurs électro-intensifs

En M€ _{courants}	2021	2022	2023	2024
Abattement à destination des consommateurs électro-intensifs	173	173	173	173

Cette trajectoire ne tient pas compte des évolutions de la structure tarifaire envisagées par la CRE. A ce stade, pour l'estimation de l'évolution tarifaire, la CRE retient l'estimation de RTE. Toutefois, pour la fixation du TURPE 6 HTB, cette trajectoire devra être corrigée afin de prendre en compte l'évolution tarifaire retenue et les effets de structure estimés, à ce stade, à un niveau d'abattement supplémentaire de 6 M€/an.

3.10 Evolution tarifaire

Les recettes tarifaires doivent permettre au GRT de couvrir ses charges prévisionnelles sur une période de 4 ans.

3.10.1 Demande de RTE

En tenant compte des hypothèses d'inflation définies initialement, la demande de RTE conduit à une hausse du TURPE 6 HTB de 12,38 % au 1^{er} août 2021, puis à une évolution selon l'inflation, soit + 1,4 % en 2022, + 1,6 % en 2023, + 1,7 % en 2024. En appliquant un lissage de la hausse tarifaire sur 4 ans, cela correspond à une évolution annuelle du tarif de 6,25 % chaque année, entre 2021 et 2024.

3.10.2 Analyse préliminaire de la CRE

Pour les besoins de la présente consultation publique, la CRE présente une évolution tarifaire lissée. La CRE envisage en effet à ce stade, pour calculer l'évolution tarifaire au 1^{er} août 2021 et à chaque évolution annuelle, de lisser l'évolution du TURPE 6 HTB de RTE de manière à avoir une évolution tarifaire identique chaque année hors ajustement de l'inflation et apurement du CRCP. Ce lissage de l'évolution tarifaire n'a pas d'impact sur les charges recouvrées par RTE au global sur la durée du tarif.

La CRE a présenté les bornes haute et basse de la fourchette de revenu autorisé qu'elle envisage de retenir pour le TURPE 6 HTB. La prise en compte des hypothèses d'évolution des soutirages et des injections ainsi que de l'abattement à destination des consommateurs électro-intensifs mènerait aux évolutions tarifaires suivantes :

- borne haute : hausse tarifaire de 5,1 % au 1^{er} août 2021, 2022, 2023 et 2024 ;
- borne basse : hausse tarifaire de 1,5 % au 1^{er} août 2021, 2022, 2023 et 2024.

Question 33 : Avez-vous des remarques relatives à l'évolution tarifaire envisagée du TURPE 6 HTB ?

4. STRUCTURE TARIFAIRE

Dans un contexte de transformation rapide du système énergétique, la CRE a engagé, dès 2018, des travaux sur la structure des prochains tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (tarifs dits « TURPE 6 »). Compte tenu du besoin de visibilité exprimé par les acteurs de marché, de la complexité des sujets à traiter et des délais nécessaires pour adapter les systèmes d'information des opérateurs de réseaux et des acteurs de marché, la CRE a déjà mené deux consultations publiques en mai 2019 et mars 2020 présentant ses analyses sur la structure de ces tarifs et les évolutions qu'elle envisageait. Une troisième consultation publique, publiée en juillet 2020, portait sur les signaux économiques à adresser aux producteurs, dont notamment la composante d'injection, qui n'a cependant pas vocation à être mise en œuvre dès TURPE 6.

37 et 38 réponses ont été respectivement reçues, dans le cadre des consultations publiques susmentionnées de mai 2019 et mars 2020, et sont publiées, le cas échéant dans une version occultant les éléments confidentiels, sur le site de la CRE⁵².

Par ailleurs, en plus des différentes consultations publiques, la CRE publiera les données et outils utilisés pour définir la structure du TURPE 6 (cf. paragraphe 4.2).

4.1 Contexte et enjeux

La CRE reprend ci-après les éléments de contexte, toujours valables, déjà présentés dans ses consultations publiques de mai 2019 et de mars 2020.

4.1.1 Un système électrique en transformation

4.1.1.1 Une stabilisation de la consommation ne contredisant pas la nécessité de signaux à la pointe

On constate depuis plusieurs années une stagnation de la consommation d'électricité. Ce phénomène s'explique par une amélioration de l'efficacité énergétique et de la maîtrise de la demande en énergie. Ainsi, dans le bilan prévisionnel 2017 de RTE, qui a servi de base pour l'élaboration de son SDDR⁵³ 2019, pour la première fois, l'intégralité des scénarios présentait des trajectoires de consommation stables ou orientées à la baisse. Le bilan électrique 2019 de RTE met quant à lui en évidence une troisième année consécutive de légère baisse de la consommation d'électricité française (corrigée des aléas climatiques), qui atteint 473 TWh en 2019. En 2020, la consommation d'électricité est fortement affectée par l'épidémie de COVID-19, RTE estimant la baisse des soutirages à - 7,6 %⁵⁴ par rapport à sa prévision initiale.

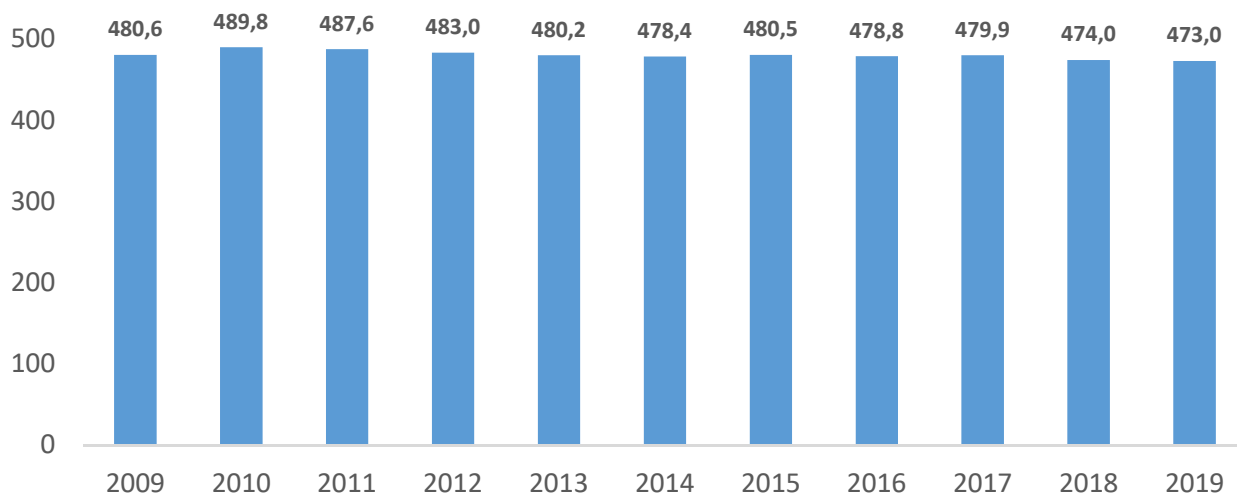


Figure 7 : Evolution de la consommation d'électricité nationale en TWh corrigée des aléas climatiques (source : Statistiques de l'énergie électrique en France, Bilan électrique 2019, RTE)

⁵² <https://www.cre.fr/Documents/Consultations-publiques/Structure-des-prochains-tarifs-d-utilisation-des-reseaux-publics-d-electricite-TURPE-6>
<https://www.cre.fr/Documents/Consultations-publiques/composante-de-soutirage-des-prochains-tarifs-d-utilisation-des-reseaux-publics-d-electricite-turpe-6>

⁵³ Schéma décennal de développement des réseaux

⁵⁴ Incluant l'aléa climatique négatif dû à un hiver doux

En France, l'enjeu pour le réseau ne réside pas seulement dans la consommation d'électricité mais surtout dans la capacité à satisfaire la pointe de demande électrique.

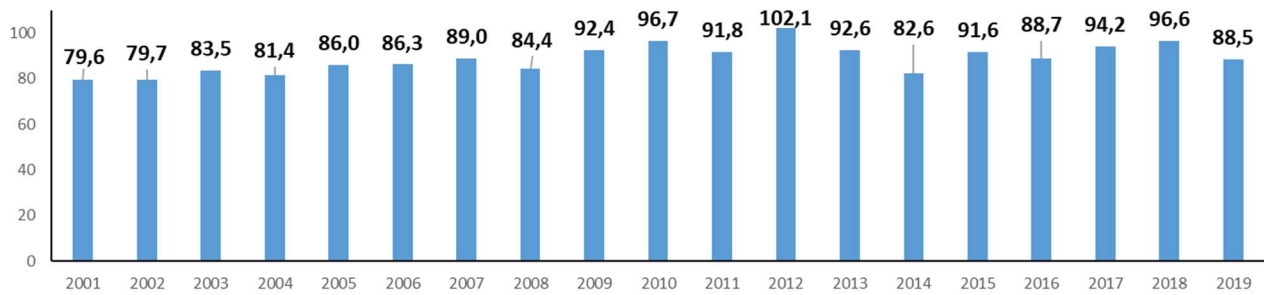


Figure 8 : Evolution de la pointe de demande électrique nationale en GW (source : Open Data Réseaux Energie) <https://opendata.reseaux-energies.fr/explore/dataset/pic-annuel-conso-brute/table/?sort=date>

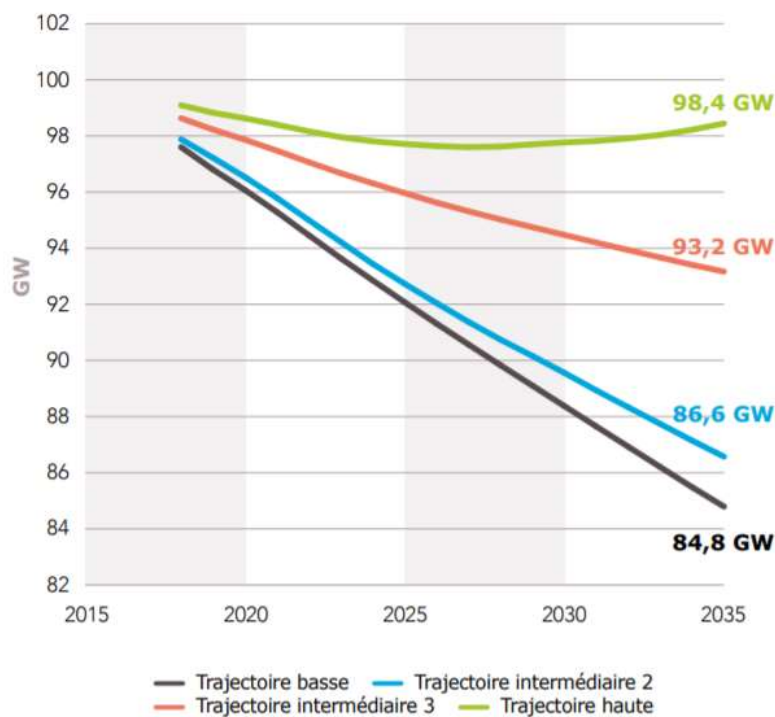


Figure 9 : Prévision de l'indicateur de pointe « une chance sur 10 » (source : Bilan Prévisionnel de RTE 2017)

La pointe de consommation d'électricité est, en France, en grande partie générée par les usages thermosensibles, et notamment le chauffage électrique, responsables de 40 GW de soutirages lors du maximum de 102 GW atteint pendant l'hiver 2011-2012.

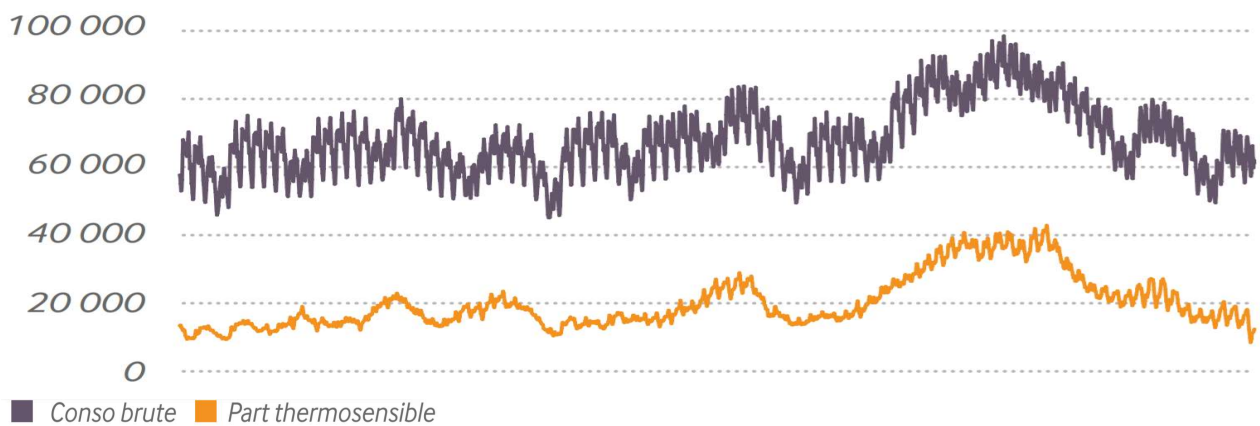


Figure 10 : Consommation nationale d'électricité et part thermosensible pendant l'hiver 2011-2012, en MW (source : RTE - Bilan électrique 2012)

Malgré les efforts d'efficacité énergétique, ces usages thermosensibles resteront, encore pour de nombreuses années, un des principaux facteurs de dimensionnement des réseaux électriques français. Ce phénomène sera accentué, dans le cas d'un transfert depuis les énergies fossiles vers le chauffage électrique, même si ce transfert se réalise via des pompes à chaleur plus économes que le chauffage par résistance électrique.

A cet effet s'ajoutera celui des nouveaux usages liés à la transition énergétique, notamment, et à la recharge des véhicules électriques, qui aura un impact modéré sur la consommation totale mais qui pourrait avoir des impacts majeurs sur la pointe si celle-ci était mal pilotée. Il est à ce titre crucial que le tarif de réseaux exprime des signaux économiques reflétant les coûts de long terme induits par les utilisateurs les plus présents lors de la pointe afin d'en limiter les coûts supportés par la collectivité.

4.1.1.2 Des changements structurants dans le parc de production ayant des implications pour les réseaux

Durant les dernières années, le développement des parcs de production éoliens et photovoltaïques s'est poursuivi. Cette tendance devrait s'accélérer selon les objectifs définis par la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) publiée en avril 2020. Le mix électrique va changer en profondeur, selon trois axes principaux : essor des énergies renouvelables (ENR), diminution de la part du nucléaire et arrêt des centrales à charbon.

La PPE publiée en avril 2020 prévoit notamment un doublement de la puissance du parc renouvelable, pour l'amener à plus de 100 GW en 2028, et un objectif de baisse à 50% de la part de production nucléaire dans le mix électrique à horizon 2035.

Cette transformation du parc de production pose de nouveaux défis et apporte de nouvelles opportunités aux gestionnaires de réseaux :

- d'une part, ces changements induisent de nouveaux besoins d'investissements dans les réseaux (raccordements et renforcements associés, nécessaires à l'évacuation de la production décentralisée qui ne pourrait être localement consommée) et de flexibilité à l'échelle locale ;
- d'autre part, ils peuvent contribuer à diminuer les flux sur les réseaux et à réduire les pertes, mais également constituer de nouvelles sources de flexibilité.

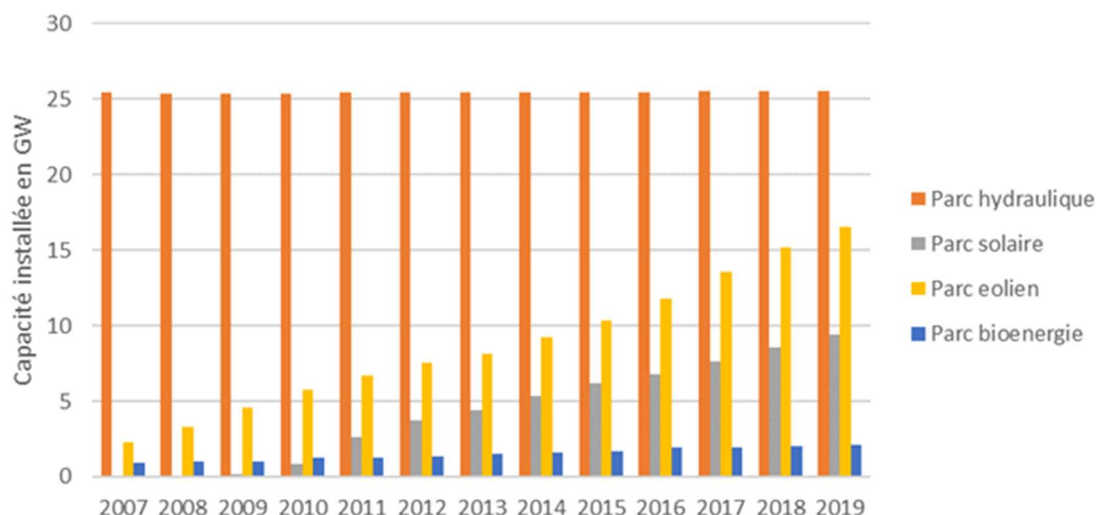


Figure 11 : Evolution du parc de production français (hors nucléaire et fossiles).
(source : portail open data réseaux-énergies)
<https://opendata.reseaux-energies.fr/explore/dataset/parc-prod-par-filiere/export/>

4.1.1.3 Compteurs évolués, autoconsommation, mobilité électrique et stockage viennent transformer les modes d'utilisation du réseau

Le parc de production d'électricité n'est pas le seul aspect en mutation du système électrique : de nouvelles technologies en cours de déploiement en aval des réseaux ouvrent de nouvelles possibilités. Les consommateurs, qui peuvent désormais être amenés à injecter de l'électricité dans les réseaux, sont plus proactifs que par le passé et plus sensibles aux enjeux environnementaux ainsi qu'aux signaux économiques qui leur sont envoyés. Le rôle de la structure tarifaire est donc renforcé : les nouveaux usages pourront constituer un nouveau gisement de flexibilité du système électrique ou un vecteur de coûts supplémentaires pour la collectivité, selon la pertinence des signaux tarifaires qui seront envoyés aux utilisateurs et la façon dont ces derniers les prendront en compte pour adapter leurs comportements.

Parmi ces innovations, les **compteurs évolués**, dont le déploiement sera globalement achevé en 2021 sur le réseau d'Enedis, et en 2024 sur celui des entreprises locales de distribution (ELD), permettent aux consommateurs d'accéder à leurs données fines de consommation et de les transmettre à leurs fournisseurs ou à d'autres tiers pertinents. Les compteurs évolués facilitent les efforts d'efficacité énergétique et permettent le pilotage intelligent de la consommation. Ces compteurs ont permis l'introduction d'un tarif de réseau à quatre plages temporelles, mais ils offrent d'autres ressources : possibilité d'activation d'un calendrier tarifaire spécifique au fournisseur lui permettant de proposer des offres innovantes, possibilité d'associer ce calendrier tarifaire à des contacts secs⁵⁵ afin de piloter les usages à distance, etc.

Du fait de la forte baisse de ses coûts, le **stockage par batterie**, éventuellement associé à des moyens de production décentralisés, peut désormais constituer une source de flexibilité pour le système électrique.

Le développement de la **mobilité électrique** pourrait générer de nouvelles contraintes locales pour le réseau de distribution, qui doit préparer le déploiement des bornes de recharge et adapter le cas échéant ses infrastructures pour faciliter le développement à grande échelle des véhicules électriques. En octobre 2018, la CRE a publié un rapport intitulé « Les réseaux électriques au service des véhicules électriques »⁵⁶ dont l'une des conclusions est que le système électrique est capable d'absorber un nombre très important de véhicules électriques, à condition que leurs recharges n'aient pas lieu majoritairement à la pointe de consommation. D'après les gestionnaires de réseaux, l'appel de puissance des véhicules électriques pourrait à terme s'élever à 14 GW dans le scénario le plus ambitieux et en l'absence de pilotage intelligent des recharges. Le pilotage de cet appel de puissance constituera un enjeu crucial pour l'optimisation des investissements dans les réseaux. Bien exploités, les véhicules électriques pourraient même rendre des services aux gestionnaires de réseaux en contribuant aux services système au niveau national (réglage de la fréquence ou autres services).

Le développement de l'**autoconsommation individuelle**, qui pourrait représenter environ 10 GW de puissance installée en 2035 selon RTE, est encore limité en France. L'autoconsommation pourrait amener une diminution

⁵⁵ Le contact sec d'un compteur évolué est un interrupteur, qui permet de mettre en marche ou d'arrêter à distance l'équipement électrique que l'on y connecte, par exemple sur la base du calendrier tarifaire.

⁵⁶ <https://www.cre.fr/Actualites/Les-reseaux-electriques-au-service-des-vehicules-electriques>

significative des soutirages sur les réseaux, notamment durant les après-midi d'été. Plus généralement, la part croissante de la production décentralisée dans le parc de production, le développement de l'autoconsommation, des bâtiments à énergie positive et des écoquartiers pourraient conduire à une baisse des soutirages totaux du point de vue des réseaux de distribution et par conséquent des soutirages vus du réseau de transport.

Enfin, l'ordonnance de juillet 2016 sur l'autoconsommation⁵⁷ a introduit la notion d'« **autoconsommation collective** », qui permet à des producteurs et consommateurs d'échanger de l'énergie dans un cadre réglementaire allégé. Ces communautés locales, associant producteurs et consommateurs d'une même zone, pourraient permettre un pilotage des consommations, afin de synchroniser, à la maille du quartier, la production et la consommation. De tels regroupements pourraient alors générer une baisse de l'utilisation des réseaux amont et donc des coûts associés par rapport à une situation sans pilotage. Comme elle l'a rappelé dans sa délibération du 7 juin 2018, la CRE doit s'assurer que le TURPE tient compte des bénéfices que l'autoproduction apporte aux réseaux, mais aussi des surcoûts éventuels liés aux injections non consommées localement.

Toutes les tendances ici décrites auront un effet sur l'utilisation des réseaux et, à terme, affecteront leurs coûts de façon positive ou négative. Il est donc nécessaire de s'assurer que la structure des tarifs reflète correctement les coûts et bénéfices associés à ces nouveaux usages.

4.1.2 Les enjeux de la tarification des réseaux

4.1.2.1 Principes de tarification des réseaux

La CRE construit un TURPE respectant plusieurs principes fondamentaux :

- **Timbre-poste** : la tarification de l'accès au réseau doit être indépendante de la distance entre le site d'injection et le site de soutirage ;
- **Péréquation tarifaire** : les mêmes tarifs d'accès au réseau doivent s'appliquer sur l'ensemble du territoire national ;
- **Non-discrimination / reflet des coûts** : en particulier, la tarification doit refléter les coûts générés par chaque catégorie d'utilisateurs indépendamment de l'usage final qu'ils font de l'électricité ;
- **Horo-saisonnalité** : conformément à l'article L. 341-4 du code de l'énergie, « *la structure et le niveau des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution d'électricité sont fixés afin d'inciter les clients à limiter leur consommation aux périodes où la consommation de l'ensemble des consommateurs est la plus élevée au niveau national. Ils peuvent également inciter les clients à limiter leur consommation aux périodes de pointe au niveau local [...].* ».

Dans ce cadre, la CRE considère qu'afin de répondre au mieux aux attentes des différentes parties prenantes, les tarifs d'utilisation des réseaux doivent concilier les critères suivants :

- **Efficacité** : un signal tarifaire reflétant au mieux les coûts engendrés sur les réseaux par chaque catégorie d'utilisateurs permet d'optimiser les besoins d'investissements à long terme car cette information incite l'utilisateur à adapter son comportement de manière efficace pour le réseau, ce qui peut passer par des choix d'investissements différents de sa part. Le signal tarifaire assure ainsi une coordination entre les investissements réalisés par le gestionnaire de réseaux et ceux réalisés par les utilisateurs ;
- **Lisibilité** : le niveau de complexité des tarifs doit être adapté au type d'utilisateur du domaine de tension considéré. Les coûts du réseau varient dans le temps et dans l'espace, en fonction des congestions, du volume et du coût des pertes occasionnées. Un tarif reflétant parfaitement les coûts serait donc différent à chaque heure et en chaque point du réseau. Un tel tarif n'est pas envisageable, car trop complexe : il serait peu lisible et les coûts d'implémentation liés à sa mise en place dépasseraient vraisemblablement les bénéfices apportés. La structure tarifaire est définie de manière à atteindre le juste équilibre entre le reflet des coûts pour le réseau des décisions d'investissement et d'exploitation de l'ensemble des acteurs (producteurs, consommateurs ou stockeurs) et la lisibilité des tarifs à travers un nombre limité de coefficients tarifaires pertinents ;
- **Faisabilité** : les tarifs doivent pouvoir être mis en œuvre sur les plans techniques et opérationnels. L'exemple le plus significatif de ce critère est que les compteurs doivent disposer du nombre d'index requis ;
- **Acceptabilité** : une évolution de la structure tarifaire engendre inévitablement des évolutions de facture pour tout ou partie des utilisateurs. C'est en particulier le cas pour les utilisateurs dont les options tarifaires actuelles ne reflètent qu'imparfaitement les coûts de réseau. Les modifications introduites par un nouveau

⁵⁷ Ordonnance n° 2016-1019 du 27 juillet 2016 relative à l'autoconsommation d'électricité

tarif doivent être progressives, de façon à ce que l'ensemble des parties prenantes conservent une visibilité suffisante sur les évolutions du TURPE. En outre, les évolutions de structure ne doivent pas conduire à des modifications de facture manifestement excessives au regard de la capacité d'adaptation des utilisateurs.

Ces principes, inchangés depuis le TURPE 5, ont été soumis à l'appréciation des parties prenantes dans les consultations publiques de la CRE de mai 2019 et mars 2020. Les répondants s'y sont révélés largement favorables, confortant cette approche pour le prochain tarif.

4.1.2.2 Le reflet de l'horosaisonnalité des coûts de réseaux

Les coûts générés par l'utilisation des réseaux varient substantiellement en fonction de la période durant laquelle le réseau est sollicité. En effet, de façon schématisée, l'augmentation de la consommation lorsque le réseau est peu utilisé n'induit qu'un surcoût limité lié à l'accroissement des pertes principalement, alors qu'une augmentation de la consommation lorsque le réseau est chargé peut générer des congestions et induire des besoins de renforcement du réseau.

Les réseaux sont principalement dimensionnés pour permettre les transits d'énergie pendant la pointe locale (pointe de la poche de réseau considérée). Ainsi, les coûts de ces réseaux dépendent pour une part significative de la puissance transitée pendant les heures les plus chargées. Comme l'illustre la figure suivante, ces périodes les plus chargées ont principalement lieu en hiver.

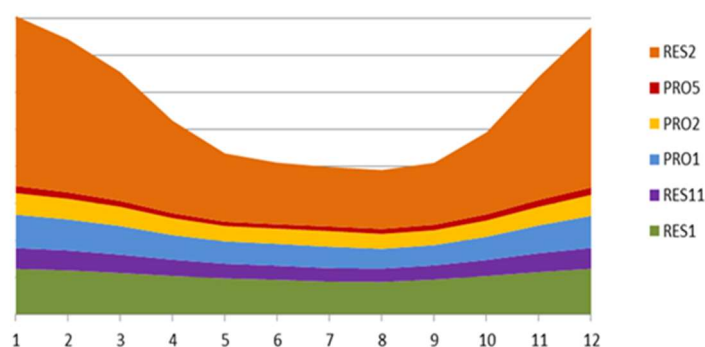


Figure 12 : Répartition en base 100 des profils de consommation d'électricité des points de livraison raccordés en BT <36 kVA par mois et par segment (source : Enedis)

Ce phénomène est reflété par l'horosaisonnalité des tarifs : des tarifs différenciés selon l'heure de la journée et la période de l'année signalent aux utilisateurs qu'ils ne contribuent pas aux coûts des réseaux à même hauteur selon le moment de la sollicitation. En incitant à adapter leurs usages pour optimiser leurs factures individuelles, ce système de tarif permet de coordonner de façon conjointe les décisions d'exploitation et d'investissements des gestionnaires de réseaux et des utilisateurs. Il contribue ainsi à une meilleure efficacité économique pour la collectivité dans son ensemble.

Cette approche a été employée historiquement, avec succès, sous la forme des offres de fourniture intégrées « heures pleines/heures creuses » afin de limiter les appels de charge les plus importants en début et en fin de journée et lisser ainsi la charge au niveau national au sein d'une journée. Le comportement des utilisateurs s'est adapté, directement ou non (par exemple avec la généralisation de l'asservissement des ballons d'eau chaude) à ce type de signaux tarifaires, générant sur le long terme d'importantes économies sur le dimensionnement du système électrique français.

4.1.3 Une juste répartition puissance/énergie

La nécessité de fixer *ex ante* un tarif lisible et cohérent conduit à effectuer des simplifications, tout en gardant l'objectif de limiter la pointe lors des périodes critiques pour le réseau.

La tarification à la puissance souscrite incite chaque utilisateur à limiter sa pointe individuelle et permet de ce fait de limiter la pointe de réseau. Toutefois, un tarif répercutant l'ensemble des coûts à la puissance souscrite serait contre-productif et induirait des transferts entre utilisateurs. En effet, les utilisateurs ne sont pas tous présents exactement de la même façon aux heures les plus chargées : à puissance de pointe égale, ceux présents le plus longtemps pendant les périodes coûteuses génèrent logiquement plus de coûts que ceux présents pendant seulement une partie de ces dernières, ce qui est reflété dans la tarification à l'énergie.

Un des enjeux de la structure tarifaire consiste à trouver le juste équilibre entre tarification à la puissance et à l'énergie.

4.1.4 Des évolutions de facture maîtrisées

Si l'envoi de signaux économiques est nécessaire pour maîtriser les coûts de réseaux et donc les factures sur le long terme, la CRE accorde également une vigilance particulière à l'acceptabilité des tarifs et donc aux évolutions de facture associées aux modifications de la structure tarifaire.

Pour les consommateurs ayant souscrit une offre de fourniture intégrée, les signaux tarifaires relatifs aux réseaux ne sont pas nécessairement intégralement transmis dans le prix facturé. En effet, le prix facturé aux consommateurs est composé de la fourniture, des prélèvements obligatoires et d'un montant couvrant l'acheminement, correspondant fréquemment à la moyenne des options du TURPE envisagées pour la catégorie de clients souscrivant l'offre. Par ailleurs, le signal tarifaire véhiculé par l'offre intégrée de fourniture n'est pas nécessairement calé sur le même calendrier que le signal tarifaire du TURPE⁵⁸.

4.2 Transparence

La CRE est très attachée à la transparence de ces décisions. Après avoir publié les données utilisées dans le cadre du TURPE 5, elle a l'intention d'élargir les données et outils mis à la disposition des acteurs pour leur permettre de s'approprier au mieux les évolutions de structure qui seront décidées.

Par rapport au TURPE 5, la CRE a eu accès à des données beaucoup plus fines des opérateurs de réseaux, qui ont permis d'améliorer son modèle tarifaire, notamment concernant la topologie du réseau, les coûts des réseaux et leur modélisation ainsi que les flux d'énergie (réels au niveau de chaque utilisateur en HTB et HTA et fondés sur la modalisation de 1000 poches représentatives en BT).

La CRE s'est appuyée sur ces données pour fonder ses propositions d'évolution de la structure, et notamment du calcul de la composante de soutirage, détaillées ci-après. Afin d'illustrer méthode mise en œuvre par la CRE, les différentes modélisations effectuées à chaque étape de calcul seront publiées, ainsi que l'ensemble des données, à l'exception des informations commercialement sensibles qui seront anonymisées.

4.3 Structure tarifaire actuelle

4.3.1 Typologie des coûts de réseau et les composantes tarifaires associées

En première approche, les « coûts des réseaux » supportés par les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution peuvent être classés de la façon suivante :

- les **coûts de gestion et du comptage** sont des coûts qui ne dépendent pas de l'usage du réseau, mais du type de service apporté par les gestionnaires de réseaux en fonction des domaines de tension et des catégories d'utilisateurs concernés ;
- les **coûts d'infrastructures** sont des coûts fixes à court terme (mis à part les coûts de gestion des congestions, très faibles à ce jour) mais variables à long terme par le jeu des investissements ;
- les **coûts des pertes** sont des coûts variables à court terme (et à long terme du fait des investissements). La contribution à ces coûts des utilisateurs dépend de l'énergie injectée et/ou soutirée aux différentes heures de l'année ;
- les **coûts des réserves** ;
- les **autres coûts**, tels que les charges centrales et autres charges non affectées.

⁵⁸ A titre d'illustration, en BT ≤ 36 kVA, le compteur Linky offre deux calendriers : le « calendrier GRD » permet de diviser la période de facturation du TURPE en 4 plages temporelles, tandis que le « calendrier fournisseur » permet aux fournisseurs de facturer leurs clients sur 10 plages temporelles distinctes.

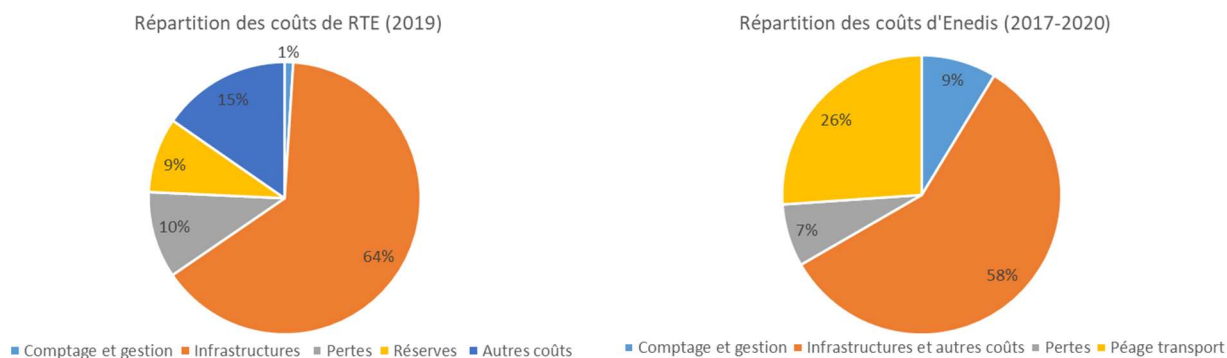


Figure 13 : Répartition illustrative des charges annuelles portées par RTE et Enedis (source : données RTE et Enedis, analyse CRE)

La structure tarifaire vise à répercuter ces différents types de coûts selon un ensemble de composantes, différenciées par niveau de tension, qui sont les suivantes :

- des **composantes fixes** (€/an), qui couvrent les coûts de gestion et de comptage ;
- une **composante de soutirage**⁵⁹, qui comporte :
 - des coefficients proportionnels à la puissance souscrite (€/kW/an), qui reflètent la contribution de la capacité demandée par l'utilisateur aux coûts des infrastructures de réseau ;
 - des coefficients proportionnels à l'énergie (€/kWh), qui reflètent, d'une part, la contribution de la durée d'utilisation de la puissance souscrite aux coûts des infrastructures de réseau et, d'autre part, la contribution de l'énergie soutirée aux coûts des pertes ;
- une **composante d'injection**, qui ne s'applique actuellement qu'aux injections sur le réseau de transport HTB 3 et HTB 2 et qui reflète les coûts des pertes générées sur le réseau français par l'électricité exportée ainsi que le coût des pertes facturées à RTE au titre du mécanisme transfrontalier ITC (*Inter TSO Compensation*) ;
- des **composantes spécifiques** à certains services annexes : dépassements de la puissance souscrite, alimentation complémentaire et de secours, regroupement, énergie réactive, dispositifs du TURPE HTB spécifiques aux distributeurs, etc.

La somme de ces différentes composantes permet de construire les grilles tarifaires. En transport, ces grilles ont les caractéristiques suivantes dans le tarif TURPE 5 :

- en HTB 3, un tarif à l'énergie sans différenciation temporelle ;
- en HTB 1 et HTB 2, trois versions tarifaires sont proposées (courte utilisation, moyenne utilisation, longue utilisation), chacune comportant cinq plages temporelles.

La CRE estime que le recouvrement des coûts selon les composantes présentées ci-dessus est approprié et a proposé, dans ses consultations publiques de mai 2019 et mars 2020, de maintenir ce découpage dans le prochain tarif. Les répondants s'y sont révélés largement favorables. En conséquence, la CRE envisage de conserver pour la période TURPE 6 les mêmes composantes tarifaires que pour TURPE 5.

4.3.2 Forme des grilles

La CRE avait procédé dans le TURPE 5 à une simplification des grilles tarifaires, vers un modèle, résumé dans le tableau ci-dessous, dans lequel les utilisateurs en haute tension (HTB et HTA) se voient appliquer un tarif à 5 plages temporelles, et les utilisateurs en basse tension un tarif à 4 plages temporelles, fonction des saisons et des heures, avec des versions dépendant de la durée d'utilisation.

⁵⁹ La composante de soutirage recouvre également les coûts des réserves ainsi que les autres coûts non affectés par domaine de tension, tels que les charges centrales.

	Heures chères			Heures peu chères	
	Heures de pointe	Heures Pleines d'Hiver	Heures Creuses d'Hiver	Heures Pleines d'Eté	Heures Creuses d'Eté
HTB	✓	✓	✓	✓	✓
HTA	✓	✓	✓	✓	✓
BT		✓	✓	✓	✓

Figure 14 : Regroupement des heures de l'année retenu en TURPE 5, en fonction des niveaux de tension et des coûts induits (CRE)

Il existe toutefois deux exceptions :

- le cas du domaine de tension HTB 3, tarifé à l'énergie sans différenciation temporelle : les flux transitant sur les axes du réseau à 400 kV (HTB 3) résultent d'un foisonnement très important et des déséquilibres régionaux offre-demande⁶⁰, si bien que les différents ouvrages de ce réseau sont sollicités selon des profils différents du profil national. En l'absence de différence suffisamment stable et uniforme de ces flux entre plages temporelles, l'approche retenue dans le TURPE 5 consistant en une tarification sans différenciation temporelle semble toujours adaptée ;
- sur le domaine basse tension ≤ 36 kVA (particuliers et petits professionnels) : des options à 4 plages temporelles ont été introduites depuis le TURPE 5. En raison de la proportion encore limitée de compteurs Linky déployés pendant la période du TURPE 5 et dans un souci de progressivité des évolutions, la CRE a maintenu dans le TURPE 5 les options sans différenciation saisonnière Courte Utilisation (CU, ou Base) et Moyenne Utilisation à Différenciation Temporelle (MU DT, ou Heures Pleines/Heures Creuses). Comme elle l'a indiqué dans sa première consultation publique relative à la structure du TURPE 6, la CRE envisage de poursuivre l'amélioration des signaux tarifaires en généralisant les options à 4 plages temporelles, afin que tous les utilisateurs se voient appliquer un signal économique, en particulier à la différenciation des coûts induits par les appels de puissance d'été et d'hiver.

Dans ses consultations publiques de mai 2019 et mars 2020, la CRE a proposé de maintenir la forme générale des grilles telle que présentée ci-dessus, en indiquant qu'à la suite de l'harmonisation des grilles tarifaires instaurée par le TURPE 5, les grilles en vigueur constituent un bon équilibre entre les principes de tarification. Les répondants s'y sont révélés largement favorables. La CRE envisage donc de maintenir cette orientation pour la période du TURPE 6.

Question 34 : Etes-vous favorable à la proposition de la CRE de maintenir la forme générale des grilles tarifaires ?

4.4 Evolutions de structure envisagées pour le TURPE 6 HTB

La structure tarifaire proposée pour le TURPE 6 repose ainsi sur les mêmes principes que la structure des tarifs actuels, avec, notamment, la conservation des différentes composantes (comptage, gestion, soutirage, ...) et de la forme des grilles.

Les travaux menés par la CRE, en collaboration avec les gestionnaires de réseaux et sur la base des données détaillées qu'ils ont fournies, visent à orienter les décisions des utilisateurs des réseaux électriques en leur véhiculant des signaux-prix pertinents, reflétant, dans le respect du principe de péréquation tarifaire, les coûts que génère pour la collectivité leur utilisation des réseaux.

Dans l'ensemble, les acteurs de marchés se sont montrés favorables aux propositions faites par la CRE lors des consultations de juin 2019 et de mars 2020. La CRE propose ainsi, dans cette dernière consultation publique, de les mettre en œuvre pour la période du TURPE 6 HTB.

⁶⁰ Les flux transitant en HTB 3 résultent également des dynamiques d'imports et d'exports d'électricité aux frontières, pour partie indépendantes des comportements des usagers des réseaux français.

4.4.1 Scénario illustratif

Dans l'ensemble des illustrations chiffrées suivantes, la CRE s'appuie sur un scénario illustratif d'évolution en niveau où :

- les charges nettes d'exploitation sont retenues en milieu de fourchette présentée par la CRE ;
- les charges de capital sont considérées avec un CMPC en milieu de fourchette présentée par la CRE ;
- les évolutions tarifaires sont lissées sur 4 ans.

Dans ce scénario, purement illustratif, le niveau du TURPE HTB évoluerait en moyenne de + 3,40 % au 1^{er} aout 2021 et de + 3,40 % /an sur l'ensemble de la période.

4.4.2 Composante de gestion

D'après les éléments fournis par RTE, les charges de gestion de ses clients sur la période 2015-2018 se sont élevées à 37 M€ par an, contre 31 M€ pour les revenus issus de la composante de gestion. Dans la consultation publique de mai 2019, la CRE envisageait donc d'augmenter la composante de gestion des utilisateurs raccordés au réseau de transport de l'ordre de 18 % afin de mieux couvrir l'assiette de coûts correspondante. Les répondants se sont déclarés dans l'ensemble favorables à la proposition de la CRE.

La CRE envisage la mise en œuvre de cette évolution.

Tableau 33 : Composante annuelle de gestion dans le scénario illustratif au 1^{er} aout 2021

$a_1(\text{€/an}) / \text{contrat}$	Contrat d'accès au réseau
HTB	9 403,80

Question 35 : Etes-vous favorable aux propositions de la CRE sur la hausse de la composante de gestion pour les domaines de tension HTB ?

4.4.3 Composante de comptage

Les coûts de comptage recouvrent les coûts de fourniture, de pose et d'entretien des dispositifs de comptage, les coûts de contrôle, de relève et de transmission de données de facturation et les coûts liés au processus de reconstitution des flux.

La trajectoire prévisionnelle élaborée par RTE montre une augmentation des coûts de comptage pendant la période 2015-2022 liée notamment au lancement du projet « Comptage Fil de l'Eau », puis une diminution à partir de 2023 liée principalement à la baisse des charges de capital liées à ce projet. En 2021, les charges de comptage atteindraient leur niveau maximal de 30 M€ et les revenus issus de la composante de comptage seraient de 25 M€. En 2025, cet écart serait entièrement résorbé. Le caractère transitoire de cet écart conduit la CRE à ne pas envisager à ce stade de réévaluation spécifique de la composante de comptage en transport dans le TURPE 6.

Tableau 34 : Composante annuelle de comptage dans le scénario illustratif au 1^{er} aout 2021

Domaine de tension	Fréquence minimale de transmission	Propriété du dispositif de comptage	Composante annuelle de comptage (€/an)
HTB	Hebdomadaire	Gestionnaire de réseaux publics	3 171,91
HTB	Hebdomadaire	Utilisateur	569,44

Question 36 : Etes-vous favorable aux propositions de la CRE sur la stabilité de la composante de comptage pour les domaines de tension HTB ?

4.4.4 Composante de soutirage

4.4.4.1 Rappel de la méthode proposée dans la consultation publique de mars 2020

Les grilles tarifaires sont définies sur la base d'une allocation des coûts à chaque catégorie d'utilisateurs, de manière à ce que le tarif payé par chaque catégorie d'utilisateurs reflète au mieux les coûts de réseau qu'elle génère, tout en prenant en compte les objectifs de lisibilité et de progressivité dans l'évolution des tarifs. Ce principe permet de transmettre aux utilisateurs un signal tarifaire pertinent visant à optimiser à moyen terme les besoins d'investissements et les charges d'exploitation des réseaux.

Les travaux engagés pour la préparation du TURPE 5 s'agissant de la composante de soutirage avaient conduit à améliorer l'allocation des coûts en prenant notamment mieux en compte la différenciation des coûts unitaires de réseaux, en fonction de la temporalité. Les modifications apportées à l'allocation des coûts s'étaient alors fondées sur de nouvelles données de consommation, affinées car issues d'utilisateurs réels (intégralité des utilisateurs HTB, échantillon important d'utilisateurs HTA et BT). Les données relatives aux réseaux étaient en revanche construites, à partir, d'une part, d'une modélisation simplifiée des coûts des infrastructures de réseau, considérant que ceux-ci augmentent de façon linéaire avec la pointe des soutirages à l'échelle nationale, et, d'autre part, d'une prise en compte du foisonnement à l'échelle nationale.

Les travaux engagés pour TURPE 6, présentés dans la consultation publique de mars 2020, ont pour objectif d'améliorer cette modélisation en se fondant sur des données de réseaux plus robustes, permettant de renforcer la précision de la méthodologie utilisée. Les gestionnaires de réseaux ont en particulier transmis à la CRE des données beaucoup plus précises s'agissant de la description de leurs réseaux. Ainsi, la CRE a pu fonder ses travaux sur la quantité d'ouvrages effectivement présente dans chaque poche de réseau⁶¹ et sur les courbes de charge des postes sources HTB-HTA en tête de chacune de ces poches (et non d'une unique courbe de charge nationale). Cette amélioration permet, d'une part, de mieux prendre en compte les effets d'échelle du réseau (doubler la capacité d'un ouvrage ne revient pas à doubler les coûts) et, d'autre part, les effets locaux (par exemple, tous les ouvrages de réseau n'ont pas la même pointe à la même heure).

La méthodologie envisagée à ce stade pour TURPE 6, fondée sur les données plus fines transmises par les gestionnaires de réseaux sur leurs coûts et leurs réseaux, ainsi que sur la consommation et la production sur leurs réseaux au niveau local, s'inscrit dans la continuité de la méthode utilisée pour le TURPE 5, tout en raffinant certaines étapes de calcul :

- prise en compte d'un coût de desserte ;
- calcul de coûts marginaux par poche plutôt que d'un coût incrémental moyen ;
- détermination de la forme de la fonction de coût ;
- affectation des coûts des pertes et des réserves suivant les transits d'énergie entre les niveaux de tension.

La nouvelle méthode, détaillée dans l'annexe 2, reposerait ainsi désormais sur une estimation des coûts marginaux et refléterait ainsi plus précisément les coûts de développement des réseaux aux utilisateurs. Pour le TURPE 6, la CRE a choisi de séparer ces coûts en deux catégories indépendantes :

- les coûts liés à la puissance de pointe du réseau, qui dépend du foisonnement entre les courbes de charges des utilisateurs ;
- les coûts liés à la desserte, qui dépendent du nombre d'utilisateurs.

Cette approche permet notamment de mieux refléter les coûts de desserte des clients, peu dépendants de l'usage effectif du réseau. Les données de réseau plus fines utilisées ont permis une meilleure compréhension des facteurs induisant des coûts d'infrastructure à long terme et ont notamment mis en évidence une part importante des coûts liés à la desserte, c'est-à-dire les coûts nécessaires pour connecter l'ensemble des utilisateurs, indépendamment de l'utilisation qu'ils font ensuite du réseau. Le coût de desserte représente ainsi l'ensemble des coûts liés à la couverture géographique du réseau pour alimenter tous les utilisateurs, aux déplacements pour intervenir sur toute l'étendue de ce réseau (en prenant en compte le comptage évolué qui réduira ces déplacements), et aux contraintes ou exigences réglementaires spécifiques liées à l'étendue physique d'un réseau⁶².

Dans le TURPE 5, la catégorie des coûts liés à la desserte n'était pas identifiée en raison des limitations des données alors disponibles. Le modèle retenu lors de l'élaboration du TURPE 5 reposait sur une vision nationale, avec la pointe comme facteur explicatif des coûts d'infrastructure.

Dans le TURPE 6, la construction des tarifs distinguerait ainsi :

⁶¹ Groupement d'ouvrages de réseau unis par leur proximité, en termes d'impédance, à un transformateur amont

⁶² Ce coût de desserte représente de l'ordre de 27% des coûts d'infrastructure HTB 1 et HTB 2, et de l'ordre de 44% des coûts d'infrastructure HTA.

- la puissance foisonnée (puissance de pointe locale liée à la somme des courbes de charge des utilisateurs) comme facteur explicatif des coûts liés à la puissance de pointe du réseau,
- et la puissance non foisonnée (somme des puissances individuelles des utilisateurs prises comme un proxy de leur nombre) comme facteur explicatif des coûts liés à la desserte.

Les principales étapes de la méthode seraient ainsi les suivantes :

- Etape 1 – étude économétrique des coûts d’infrastructure : cette première étape consiste, à partir de l’analyse des données de chaque poche de réseaux, à :
 - reconstituer le coût annualisé de chaque poche ;
 - déterminer les variables étant les plus à même d’expliquer ces coûts ;
 - en déduire une fonction de coût, permettant d’obtenir des coûts marginaux dépendant des différents inducteurs de coûts ;
- Etapes 2 et 2 bis : pour les deux principaux inducteurs de coûts sélectionnés (nombre d’utilisateurs, représentant les coûts de desserte, et puissance « foisonnée » transitant dans chaque poche, représentant les coûts de la pointe), l’étape suivante consiste à transformer les coûts marginaux en coefficients tarifaires, en considérant un large échantillon d’utilisateurs représentatifs, dont l’utilisation du réseau heure par heure est connue ;
- Etape 3 – répercussion des coûts annexes : cette étape consiste à prendre en compte les coûts annexes (pertes, réserves, ...) non intégrés à la fonction de coût établie en étape 1, et à les répercuter aux consommateurs en les intégrant aux coefficients tarifaires obtenus aux étapes 2 et 2 bis.

Les principales étapes de la méthode sont représentées dans la vision d’ensemble ci-dessous :

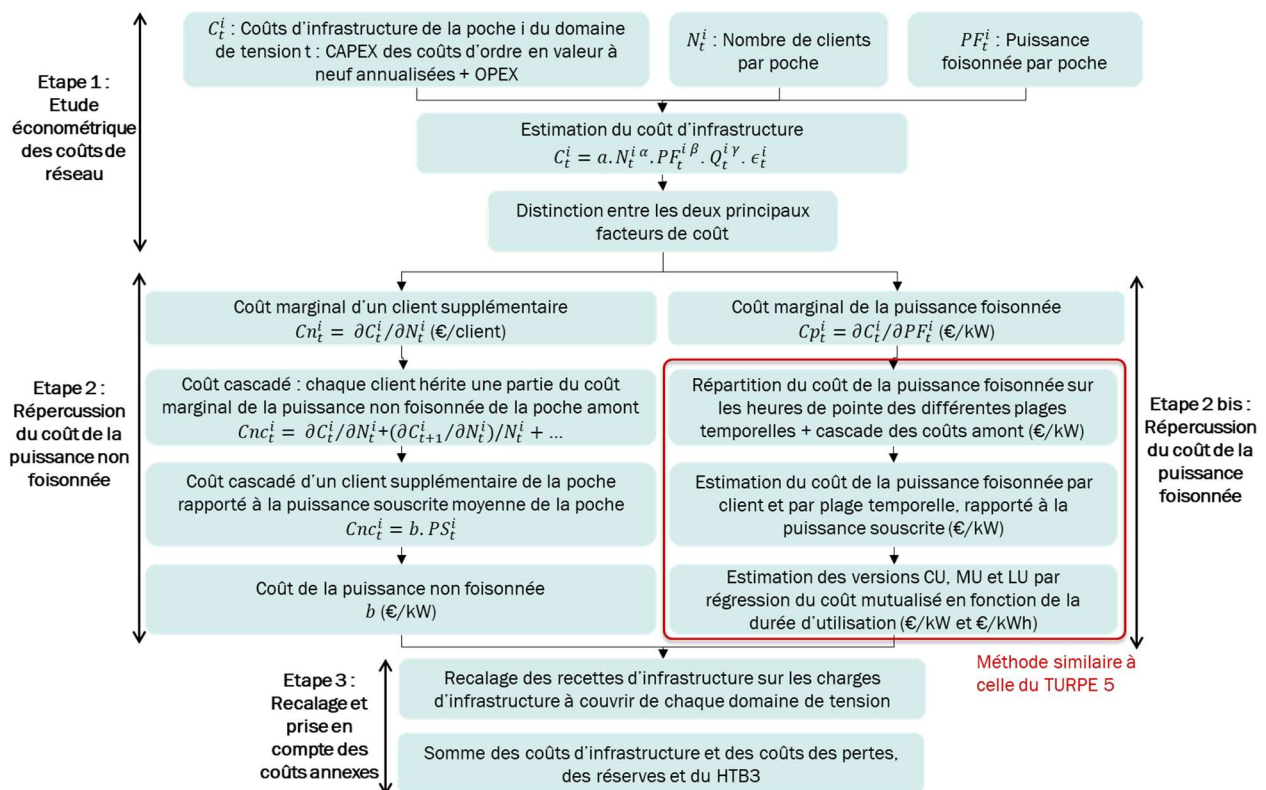


Figure 15 : Etapes de la méthode envisagée pour TURPE 6

L'allocation des coûts prend en compte le fait que chaque utilisateur utilise non seulement le niveau de tension auquel il est raccordé, mais aussi, en cascade, l'ensemble des niveaux de tension amont (cascade des coûts). Par ailleurs, pour le réseau HTB 3, les étapes 1 et 2/2 bis sont simplifiées.

4.4.4.2 Effets de l'évolution de la méthode

Ces évolutions conduiraient, par rapport au TURPE 5, à des changements des grilles tarifaires et des factures de certains utilisateurs, qui ont été présentés dans la consultation publique de mars 2020 :

- **une augmentation de la part puissance, surtout pour les options courte utilisation**, La proposition de la CRE de tarifier les coûts de desserte à la puissance souscrite, de la même manière, pour chaque niveau de tension (hors HTB 3), sur toutes les versions tarifaires et toutes les plages temporelles, induit des hausses en proportion plus importantes pour les utilisateurs ayant une courte durée d'utilisation ;
- **un ajustement de la différenciation entre les saisons et entre les heures de la journée** afin de mieux correspondre à la réalité des profils de charge des réseaux d'aujourd'hui :
 - les coefficients à l'énergie seraient moins chers en été et plus chers en hiver, pour les niveaux de tension HTA et BT : la méthode envisagée par la CRE pour la tarification des coûts d'infrastructure, en s'appuyant sur le principe du coût marginal, conduit à attribuer la majorité des coûts d'infrastructure aux heures critiques pour le réseau. Les heures de forte consommation se trouvent la plupart du temps en hiver, ce qui a pour effet principal de réduire le coût des heures d'été. Ainsi, la méthode aboutit à une plus grande différenciation temporelle des coûts d'infrastructure alloués aux coefficients proportionnels à l'énergie soutirée ;
 - à l'inverse, la différenciation temporelle serait moins marquée pour les niveaux plus élevés (HTB 1 et HTB 2) sauf pour les utilisateurs les plus courts : la méthode envisagée par la CRE tarifie de façon distincte les coûts d'infrastructures et les coûts annexes. Ces derniers, qui incluent les pertes et les réserves, sont tarifés à l'énergie avec la même méthodologie sur toutes les versions tarifaires et toutes les plages temporelles. Ces coûts annexes, qui représentent de l'ordre de 2 Md€, soit environ 13% des recettes totales du TURPE HTB et du TURPE HTA-BT, sont, en proportion, plus élevés sur les hauts niveaux de tension. Par conséquent, pour ces niveaux de tension, la prise en compte des coûts annexes induit des hausses des coefficients à l'énergie en été pour les utilisateurs longs en HTB 2 et HTB 1 et les utilisateurs moyens en HTB 2. Par rapport au TURPE 5, l'effet total est une diminution de la différenciation temporelle pour les niveaux HTB 2 et HTB 1 (sauf pour les versions courtes) ;
 - la différence entre heures pleines et heures creuses serait moins marquée : lorsque des usages sont pilotés vers les heures creuses, la différence de sollicitation du réseau entre heures pleines et heures creuses se réduit, notamment avec les chauffe-eau à accumulation qui sont en mesure de transférer une part importante de la consommation durant les heures creuses. On constate donc que les réseaux sont également fortement utilisés durant les heures creuses d'hiver. Cela peut alors se retraduire dans la différenciation entre les heures pleines et creuses en hiver. Cette forte sollicitation des réseaux en heures creuses d'hiver, notamment dans les poches résidentielles, qui pourrait localement s'accroître avec la recharge pilotée des véhicules électriques, nécessite d'ailleurs une vigilance particulière des gestionnaires de réseaux de distribution. Un des enjeux sera notamment de placer correctement les heures creuses, en fonction des spécificités locales de chaque poche.

4.4.4.3 Réponse des acteurs à la consultation publique de mars 2020

Les réponses des acteurs à la consultation publique de mars 2020⁶³ sont majoritairement favorables aux propositions de la CRE. Néanmoins, certains acteurs ont signalé que l'augmentation de la part puissance, cumulée à la facturation des dépassements de puissance, conduisait à de fortes hausses de factures pour certains profils d'utilisateurs ayant une courte utilisation. C'est notamment le cas du stockage, notamment lorsque son principal usage est la participation à la réserve primaire.

En ce qui concerne la méthode proposée, la plupart des acteurs n'ont pas commenté cette dernière, certains acteurs soulignant la complexité de la méthode et un relatif manque de transparence, éléments également reprochés à la méthode du TURPE 5. Les gestionnaires de réseaux sont globalement favorables aux évolutions de la méthode proposées par la CRE mais estiment que cette dernière pourrait être encore améliorée.

Les acteurs qui se sont exprimés dans le cadre de la consultation publique du 19 mars 2020 relative à la composante de soutirage sont globalement favorables aux évolutions envisagées pour les domaines de tension HTB 1 et HTB 2. Plusieurs acteurs se sont cependant déclarés réservés ou défavorables à l'évolution de la tarification de la puissance souscrite.

⁶³ <https://www.cre.fr/Documents/Consultations-publiques/composante-de-soutirage-des-prochains-tarifs-d-utilisation-des-reseaux-publics-d-electricite-turpe-6>

Les réserves exprimées par certains répondants concernent principalement la forte augmentation de la facture d'acheminement qui résulterait de l'augmentation des coefficients à la puissance souscrite pour les utilisateurs dont la durée d'utilisation est très courte.

4.4.4.4 Evolutions par rapport à la consultation publique de mars 2020

La CRE envisage de retenir les évolutions, présentées lors de la consultation publique de mars 2020 et rappelées au paragraphe 4.4.4.1, pour établir les nouvelles grilles tarifaires qui entreront en vigueur pour les prochains tarifs TURPE.

Par ailleurs, des analyses complémentaires ont été menées afin de limiter les évolutions de factures les plus fortes et de mettre en place des solutions adaptées. Ces réflexions ont permis des améliorations sur les points suivants :

- **la prise en compte des injections** : dans le modèle tarifaire de la consultation de mars 2020, seuls les soutirages de chaque utilisateur avaient été utilisés pour calculer les courbes de charge des poches HTB 1 et HTB 2 qui déterminent les coûts d'infrastructure et les heures de pointe. Pour améliorer la précision des courbes de charge, les injections ont été déduites des soutirages dans la dernière version du modèle ;
- **l'augmentation de la durée de pointe** : dans la consultation de mars 2020, la durée de la pointe par poche HTB avait été fixée à 1752 heures (soit 20% de l'année). La durée de la pointe influe sur deux éléments du modèle : la puissance de la pointe par poche et la répartition temporelle du coût marginal à la pointe (cf. parties 2.3 et 3.3 de l'annexe 2). Après des analyses complémentaires, cette durée a été allongée à 2500 heures dans la dernière version du modèle tarifaire de manière à ce qu'elle soit plus en adéquation avec les valeurs effectivement utilisées par RTE dans le cadre des études de dimensionnement du réseau (cf. partie 2.2 de l'annexe 2). L'ajustement de ce paramètre a pour effet de réduire la différenciation temporelle et d'augmenter la part à l'énergie par rapport aux grilles présentées dans la consultation de mars 2020 ;
- **la diminution de la durée d'utilisation de la version Moyenne Utilisation** : la durée d'utilisation relativement longue de la version Moyenne Utilisation de la consultation de mars 2020 avait pour conséquence de faire basculer un nombre élevé d'utilisateurs vers la version Courte Utilisation et d'exacerber les évolutions de factures. La diminution de la durée d'utilisation pour définir la version Moyenne Utilisation permet d'atténuer ces effets dans la dernière version du modèle.

Ces évolutions du paramétrage par rapport à la consultation publique de mars 2020, avec des données plus réalistes et de moindres basculements entre versions tarifaires, se répercutent sur les grilles HTB 1 et HTB 2 et ont pour principal effet de limiter les évolutions de factures pour les utilisateurs les plus courts.

4.4.4.5 Grille tarifaire dans le scénario illustratif au 1^{er} août 2021

HTB 3

Le dimensionnement des réseaux du domaine de tension HTB 3 n'est pas directement lié aux pointes de soutirage, mais aux transits interrégionaux et internationaux qui dépendent des équilibres locaux entre la production et la consommation.

Les acteurs qui se sont exprimés dans le cadre de la consultation publique de mars 2020 relative à la composante de soutirage sont globalement favorables à la proposition de la CRE de maintenir un tarif sans différenciation temporelle pour ce domaine de tension.

En plus des coûts d'infrastructure et des pertes, la composante de soutirage issue de la nouvelle méthode est désormais calculée en tenant compte explicitement du coût des réserves.

Tableau 35 : Composante de soutirage HTB 3

TURPE 6 HTB au 1 ^{er} août 2021 dans le cadre du scénario illustratif	
c€/kWh	0,34

HTB 1 et HTB 2

Comme indiqué au paragraphe 4.4.4.3, la CRE a poursuivi ses analyses et fait évoluer à la marge la méthodologie envisagée. Par rapport aux grilles tarifaires HTB 1 et HTB 2 présentées dans la consultation publique de mars 2020,

les principales évolutions sont une diminution des coefficients à la puissance souscrite des versions Courte Utilisation et Moyenne Utilisation et une diminution des coefficients à l'énergie pendant les heures les plus chargées. Ces évolutions permettent de limiter les hausses de facture envisagées pour les utilisateurs les plus courts et qui étaient les plus fortement impactés par les évolutions de méthode présentées dans le cadre de la consultation publique de mars 2020.

Tableau 36 : Composante de soutirage HTB 2 - TURPE 6

HTB 2 – scénario illustratif au 1 ^{er} août 2021	PTE	HPH	HCH	HPE	HCE
CU €/kW	3,13	3,13	3,13	3,13	3,13
MU €/kW	3,87	3,80	3,54	3,32	3,19
LU €/kW	10,34	9,87	7,76	5,46	4,03
CU c€/kWh	0,92	0,82	0,72	0,60	0,49
MU c€/kWh	0,76	0,71	0,64	0,55	0,47
LU c€/kWh	0,52	0,50	0,46	0,46	0,41

Tableau 37 : Composante de soutirage HTB 1 - TURPE 6

HTB 1 – scénario illustratif au 1 ^{er} août 2021	PTE	HPH	HCH	HPE	HCE
CU €/kW	9,73	9,73	9,73	9,73	9,73
MU €/kW	11,31	11,12	10,57	10,12	9,85
LU €/kW	35,18	33,53	26,55	17,92	13,11
CU c€/kWh	2,01	1,69	1,45	0,96	0,69
MU c€/kWh	1,54	1,38	1,24	0,86	0,64
LU c€/kWh	0,63	0,61	0,51	0,51	0,43

Afin de permettre l'évaluation du changement de structure hors effet niveau, l'annexe 3 fait figurer ces mêmes grilles tarifaires au niveau générant les mêmes recettes que celles du TURPE 5 en vigueur, dont les grilles du TURPE 5 HTB sont également rappelées.

Question 37 : Etes-vous favorable aux grilles tarifaires envisagées pour les domaines de tension HTB ?

4.4.5 Composante mensuelle des dépassements de puissance souscrite

La tarification des dépassements de puissance a pour objectif d'inciter les acteurs à souscrire le niveau de puissance correspondant à leur utilisation et ainsi, qu'ils contribuent à leur juste part à la couverture des coûts de

réseaux qu'ils génèrent. Par ailleurs, cette tarification de dépassements se justifie par le fait que les ouvrages de réseaux disposent d'une certaine inertie thermique leur permettant de supporter des dépassements de puissance de quelques minutes ne remettant pas en cause le dimensionnement du réseau.

La composante mensuelle des dépassements de puissance souscrite (CMDPS) est calculée à partir de la formule suivante :

$$CMDPS = \sum CP * b_i * \sqrt{\sum(\Delta P^2)}$$

- CP : désigne le coefficient pondérateur de la CMDPS (sans unité) ;
- b_i : désigne le coefficient pondérateur de puissance de la classe temporelle i ;
- ΔP : désigne le dépassement de puissance en kW par pas de 10 minutes par rapport à la puissance souscrite de la plage temporelle.

Un coefficient pondérateur des dépassements de 0,04, tel que dans le TURPE 5 HTB, est cohérent avec l'hypothèse de calibrage de ce coefficient : au-delà de 100 heures de dépassements en ruban, il devient plus intéressant de souscrire de la puissance supplémentaire. La CRE considère que ce coefficient est bien calibré en HTB et envisage d'aligner le coefficient en HTA sur le même niveau qu'en HTB.

Question 38 : Etes-vous favorable au maintien à 0,04 du coefficient des dépassements pour les domaines de tension HTB 2 et HTB 1 ?

4.4.6 Tarification de l'énergie réactive

4.4.6.1 Contexte

Le TURPE 5 HTB prévoit que les consommateurs industriels raccordés au réseau public de transport sont facturés par RTE en cas de soutirages trop importants d'énergie réactive, qui sont à l'origine de contraintes de tension basse⁶⁴ sur le réseau que RTE doit gérer par des moyens coûteux (appel aux producteurs rémunérés pour fournir le service, recours à des moyens de compensations installés sur le réseau, voire recours aux compensateurs synchrones). Lorsque les consommateurs industriels excèdent un seuil dit de « tension basse », ils sont facturés au travers de la composante annuelle de l'énergie réactive.

Plus précisément, RTE a mis en place en 2009 (pour TURPE 3 HTB) un gabarit de facturation de l'énergie réactive pour les consommateurs industriels, qui détermine de façon contractuelle la zone de facturation. Ce gabarit de facturation est présenté ci-dessous :

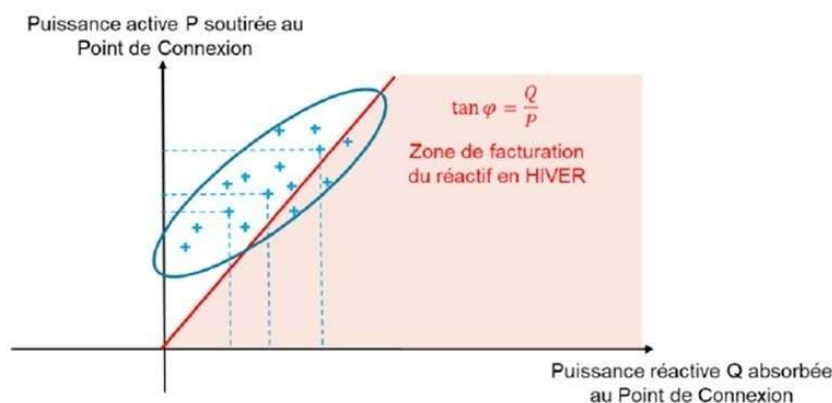


Figure 16 : Gabarit actuel pour la tarification de l'énergie réactive en HTB

Les modalités de facturation en vigueur (TURPE 5 HTB) sont les suivantes :

- la facturation de l'énergie réactive ne s'applique que du 1^{er} novembre au 31 mars, dans la mesure où les contraintes de tension basse se produisaient historiquement en hiver ;

⁶⁴ La tension et l'énergie réactive sont deux grandeurs physiques liées : si un utilisateur du réseau absorbe beaucoup d'énergie réactive, cela diminue la tension localement sur le réseau ; on parle alors de contrainte de tension basse.

- le coût de facturation unitaire ainsi que les plages horaires de facturation sont différenciés selon la tension de raccordement, car les contraintes de tension observées historiquement étaient plus fortes sur les niveaux de tension les plus faibles ;
- le calcul du dépassement se fait au pas mensuel.

Les détails sont présentés dans les tableaux ci-dessous :

Tableau 38 : Facturation de l'énergie réactive au 1^{er} aout 2020

Domaine de tension du point de connexion	Rapport $tg \phi_{max}$	c€/kvar.h
HTB 3	0,4	1,49
HTB 2	0,4	1,59
HTB 1	0,4	1,79

De novembre à mars inclus				
Consommateur & Producteur	HTB 3	Facturation	Du lundi au samedi	6h à 22h
		Hors facturation	Du lundi au samedi	22h à 6h
			Dimanche	0h à 24h
	HTB 2 HTB 1	Facturation (heures de pointe et heures pleines de saison haute)	Du lundi au vendredi	7h à 23h
		Hors facturation (heures creuses de saison haute)	Du lundi au vendredi	23h à 7h
			Samedi, dimanche et jours fériés	0h à 24h

Figure 17 : Plages horaires de facturation selon la tension de raccordement

Toutefois, les évolutions du système électrique (intégration des énergies renouvelables, utilisation de plus en plus de câbles souterrains à la place de lignes aériennes, évolution des modes de consommation, etc.) modifient structurellement et durablement les problèmes de tension rencontrés par RTE sur son réseau. Ainsi, RTE a dressé les constats suivants :

- les contraintes de tension haute, qui jusqu'à récemment se produisaient rarement, deviennent de plus en plus fréquentes, principalement aux intersaisons et en été. Or, RTE dispose à ce jour de peu de moyens d'action pour gérer les contraintes de tension haute qui sont pourtant pénalisantes pour le réseau électrique ;
- le pas de calcul mensuel pour mesurer le dépassement des consommateurs industriels n'est pas assez précis au regard des contraintes de tension engendrées sur le réseau.

Le gabarit de facturation tel que défini dans le TURPE 5 HTB n'est donc plus adapté. Notamment, il ne permet pas de facturer les consommateurs industriels qui injecteraient trop d'énergie réactive sur le réseau et accentueraient alors les contraintes de tension haute. Au contraire, les distributeurs sont aujourd'hui facturés pour des injections d'énergie réactive depuis l'entrée en vigueur du TURPE 5 HTB.

RTE envisage donc de faire évoluer son gabarit de facturation tarifaire. Il a consulté les acteurs industriels en amont⁶⁵ sur les propositions présentées ci-après. Les acteurs ont compris l'intérêt de la mise en œuvre d'un gabarit de tension haute mais s'interrogent sur leurs moyens d'action pour respecter la zone de tension haute définie par RTE.

⁶⁵ Le 27 février 2020, dans le cadre d'un de ses groupes de travail dédié aux services système tension, RTE a mené une réunion de concertation avec les consommateurs industriels sur les évolutions envisagées pour le gabarit de facturation en vue du TURPE 6.

4.4.6.2 Evolutions envisagées pour la période du TURPE 6 HTB

Afin de répondre aux limites identifiées précédemment sur le gabarit de facturation actuel des consommateurs industriels, sur proposition de RTE, la CRE envisage les évolutions suivantes :

- la mise en place d'une zone de facturation en « tension haute », appliquée uniquement hors période hivernale, afin de facturer la surinjection d'énergie réactive sur le réseau pendant cette période. Cette zone de tension haute, délimitée par deux seuils⁶⁶ (cf. figure ci-dessous), suivrait la même logique de dimensionnement que celle s'appliquant actuellement aux distributeurs ;
- l'uniformisation des plages horaires de facturation pour tous les niveaux de tension concernant la zone de tension basse ;
- le calcul des dépassements au pas horaire.

S'agissant de la zone de facturation en tension basse, elle resterait inchangée par rapport au TURPE 5 HTB, et continuerait à être facturée uniquement en du 1^{er} novembre au 31 mars, afin de ne pas imposer en été le respect de deux contraintes simultanément incompatibles sur le plan opérationnel⁶⁷ pour les industriels.

Dans le cadre du TURPE 6 HTB, les évolutions envisagées conduiraient au gabarit suivant :

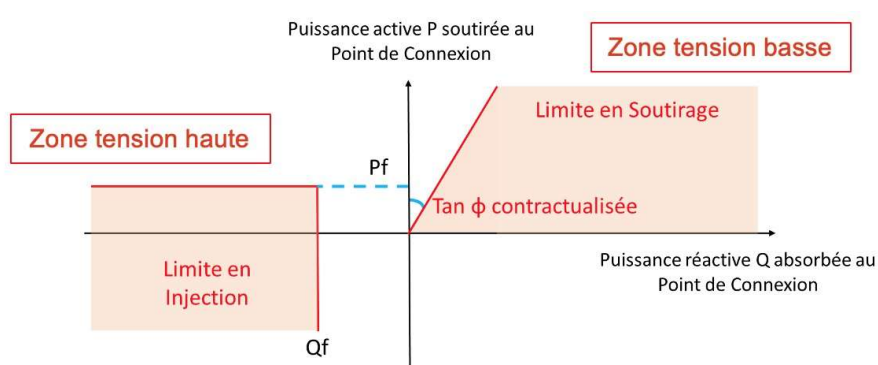


Figure 18 : Gabarit envisagé pour la tarification de l'énergie réactive en HTB

L'introduction de la zone de facturation en tension haute pour les consommateurs industriels nécessite de définir des tarifs unitaires de dépassement pour la zone de tension haute. Cette évolution, ainsi que le passage à un calcul horaire, impliquent également de revoir les coefficients de facturation actuellement en vigueur.

En conséquence, les coefficients de la composante de l'énergie réactive applicables aux dépassements en tension haute et tension basse envisagés pour le TURPE 6 HTB sont présentés dans le tableau ci-dessous :

Tableau 39 : Coefficients de la composante de l'énergie réactive HTB

En €/Mvar.h	Coefficient envisagé pour les consommateurs industriels pour le TURPE 6	Rappel du TURPE 5 – Consommateur industriel (tarif unitaire moyen ⁶⁸)
Zone de facturation pour l'énergie réactive absorbée	10,3	15,6
Zone de facturation pour l'énergie réactive fournie	0,9	N/A

Ces coefficients ont été établis selon la démarche suivante :

- la stabilité du montant total facturé aux consommateurs industriels entre la période du TURPE 5 et la période du TURPE 6, afin d'éviter que les évolutions proposées se traduisent par une hausse généralisée des factures ;

⁶⁶ La zone « Tension haute » est définie par deux seuils : Pf qui est égal à 40% de la puissance souscrite (Ps) ; Qf qui est égal à -25% de la puissance « dimensionnante » (Pdim), Pdim étant la plus grande valeur entre la puissance souscrite (Ps) et le maximum de puissance active injectée sur le réseau. Les seuils Pf et Qf sont issus des travaux menés sur le gabarit de facturation à l'interface RPT/RPD pour le TURPE 5. La logique de dimensionnement de cette zone étant similaire entre les consommateurs industriels et les distributeurs, les valeurs des seuils sont reprises à l'identique pour assurer une homogénéité et une rationalisation entre les deux gabarits tarifaires.

⁶⁷ En effet, il serait très difficile pour un consommateur industriel de respecter en été à la fois une limite en injection d'énergie réactive et une limite en soutirage d'énergie réactive.

⁶⁸ La moyenne est calculée sur les coefficients définis dans la délibération du TURPE 5 HTB du 17/11/2016, à savoir avant inflation annuelle.

- la mise en équivalence entre les coûts portés par les distributeurs et ceux portés par les consommateurs industriels, en tenant compte des différences structurelles entre ces deux catégories d'utilisateurs (responsabilité dans les contraintes de tension engendrées sur le réseau, leviers à disposition afin de respecter les zones, etc.).

Les coefficients de la composante de dépassements proposés pour le TURPE 6 HTB se traduisent par une répartition moyenne de l'enveloppe de facturation à 6 % pour les tensions hautes et 94 % pour les tensions basses, ce qui constitue une incitation modérée au respect de la zone de tension haute pour cette première période d'implémentation. La CRE considère que le niveau du coefficient de tension haute envisagé pour les consommateurs industriels est relativement peu pénalisant et, donc, de nature à répondre à leurs interrogations exprimées lors de la concertation organisée par RTE.

Question 39 : Etes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE s'agissant de la facturation de l'énergie réactive pour les consommateurs industriels ?

4.4.7 Tarification de l'injection en HTB 3 et HTB 2

Le tarif d'injection a été mis en place en France dès l'entrée en vigueur du 1^{er} TURPE HTB pour couvrir les coûts du mécanisme ITC (Inter-TSO compensation – mécanisme de compensation inter-gestionnaires de réseau de transport) qui vise à compenser chaque gestionnaire de réseau de transport d'électricité pour les coûts que génère l'accueil des flux transfrontaliers sur son réseau.

Lors de la fixation du TURPE 5 HTB, le périmètre et le niveau du tarif d'injection avaient évolué pour se mettre en conformité avec la recommandation de l'ACER du 15 avril 2014⁶⁹ de ne pas faire porter de coûts d'infrastructure dans une composante d'injection à l'énergie. Cette même recommandation autorise à faire porter dans la composante d'injection les pertes générées sur le réseau de transport par l'électricité exportée ainsi que les pertes facturées à RTE au titre de l'ITC, qui sont directement imputables aux producteurs situés sur les domaines de tension HTB 3 et HTB 2. Le niveau du timbre d'injection avait ainsi été fixé à 0,20 €/MWh pour les producteurs raccordés aux réseaux des domaines de tension HTB 3 et HTB 2.

Le coût prévisionnel des charges imputables aux injections (pertes électriques liées aux exportations et part de l'ITC couvrant les pertes électriques sur les réseaux frontaliers) est en forte hausse du fait (i) de la hausse du coût des pertes électriques et (ii) de l'augmentation prévue par RTE des exportations. En conséquence, la CRE envisage de fixer le tarif d'injection à 0,23 €/MWh pour les producteurs raccordés aux réseaux des domaines de tension HTB 3 et HTB 2.

Question 40 : Etes-vous favorable à l'évolution envisagée par la CRE du terme d'injection en HTB 3 et 2 ?

4.5 Evolutions de factures consécutives à la variation de structure

AVERTISSEMENT : Dans l'ensemble de cette partie l'évolution moyenne du TURPE 6 HTB par rapport au TURPE 5 HTB (+ 3,40 % au 1^{er} aout 2021 dans le scénario illustratif) n'est pas prise en compte pour permettre aux parties intéressées de juger plus directement l'impact des modifications de structure envisagées par la CRE.

Les évolutions de factures induites par le nouveau projet de structure sont globalement plus modérées que celles de la consultation publique de mars 2020, en particulier s'agissant des utilisateurs dont la durée d'utilisation est très courte.

Les évolutions de factures TURPE d'utilisateurs représentatifs sont présentées ci-après. Pour chacun des domaines de tension HTB 1 et HTB 2, trois courbes de charges représentatives ont été construites à partir de la moyenne des soutirages des utilisateurs dont la durée d'utilisation est comprise respectivement entre 0 et 3 000 heures, 3 000 et 5 000 heures, 5 000 et 8 760 heures. Ces durées d'utilisation permettent de constituer des groupes d'utilisateurs de tailles approximativement équivalentes. Les évolutions de factures reflètent l'évolution de la composante de soutirage entre le TURPE 5 HTB et le TURPE 6 HTB, et intègrent les dépassements de puissance souscrite.

⁶⁹ https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Opinions/Opinions/ACER%20Opinion%2009-2014.pdf

Tableau 40 : Evolutions de factures, abattement compris, entre le TURPE 5 HTB 2020 et le TURPE 6 HTB à iso-niveau 2020

Utilisateurs représentatifs HTB 1	Durée d'utilisation (DU)	Nombre d'utilisateurs HTB 1	Evolution de factures entre le TURPE 5 et le TURPE 6
Utilisateur représentatif des durées d'utilisation comprises entre 0 et 3000 heures	1 384	877	+2,7 %
Utilisateur représentatif des durées d'utilisation comprises entre 3000 et 5000 heures	4 327	1130	-0,3 %
Utilisateur représentatif des durées d'utilisation comprises entre 5000 et 8760 heures	5 593	1129	+0,1 %

Tableau 41 : Evolutions de factures, abattement compris, entre le TURPE 5 HTB 2020 et le TURPE 6 HTB à iso-niveau 2020

Utilisateurs représentatifs HTB 2	Durée d'utilisation (DU)	Nombre d'utilisateurs HTB 2	Evolution de facture entre le TURPE 5 et le TURPE 6
Utilisateur représentatif des DU comprises entre 0 et 3000 heures	899	145	-0,8 %
Utilisateur représentatif des DU comprises entre 3000 et 5000 heures	4362	122	-3,9 %
Utilisateur représentatif des DU comprises entre 5000 et 8760 heures	5 712	200	+0,8 %

Les évolutions de factures par secteur d'activité sont présentées dans le tableau ci-dessous :

Tableau 42 : Evolutions de factures par secteur, abattement compris, entre le TURPE 5 HTB 2020 et le TURPE 6 HTB à iso-niveau 2020

Secteur	HTB1	HTB2	HTB3	TOTAL
Agriculture et industries agro-alimentaires	3,5 %	4,5 %		3,7 %
Automobiles	1,2 %	2,9 %		1,5 %
Autres industries	2,1 %	23,1 %		2,2 %
Chimie	2,6 %	7,5 %		4,3 %
Distribution d'électricité	-0,2 %	-1,1 %	3,1 %	-0,3 %
Energie et combustibles	4,0 %	6,4 %		4,2 %
Métallurgie	0,7 %	6,0 %	3,1 %	2,1 %
Minéraux et matériaux	3,5 %	-2,6 %		3,4 %
Papier	4,6 %	8,5 %		5,0 %
Production d'électricité	16,8 %	12,0 %	3,1 %	7,2 %
Sidérurgie	5,2 %	0,5 %	3,1 %	3,0 %
Tertiaire	2,8 %	6,8 %	3,1 %	4,0 %
Transport non ferroviaire et Télécom	0,8 %	-6,1 %		-0,4 %
Transport ferroviaire	5,9 %	-4,2 %	3,1 %	2,7 %
TOTAL	0,1 %	-0,6 %	3,1 %	0,0 %

Les évolutions de la structure tarifaire font baisser la facture globale (- 0,3 %) des gestionnaires de réseau de distribution, qui représentent 90 % des recettes de soutirage de RTE. Les industriels (hors production d'électricité et transport) directement raccordés au réseau de transport voient leurs factures augmenter en moyenne de + 2,4 %. Certains utilisateurs spécifiques connaissent des augmentations plus élevées en %.

Ainsi, les utilisateurs les plus courts, qui souscrivent la version Courte Utilisation, sont principalement impactés par l'augmentation des coefficients à la puissance souscrite liée à la prise en compte du coût de desserte. La méthode proposée reflète mieux le coût induit par ces utilisateurs pour les infrastructures de réseau qu'ils nécessitent et qu'il est nécessaire d'entretenir, quand bien même leur utilisation est relativement réduite. Les coefficients à la puissance souscrite ont toutefois été revus à la baisse par rapport à la consultation publique de mars 2020 (en HTB 1 : 9,41 €/kW au lieu de 11,66 €/kW et en HTB 2 : 3,02 €/kW au lieu de 3,03 €/kW).

Certains utilisateurs à longue durée d'utilisation, ainsi que les producteurs d'électricité pour la consommation de leurs auxiliaires de sécurité notamment, sont affectés par l'augmentation des coefficients à l'énergie pendant l'été. Cette augmentation est liée à la meilleure prise en compte des coûts générés par les consommations estivales en termes d'utilisation du réseau HTB 3, de pertes et de constitution des réserves, ainsi qu'à la prise en compte d'une pointe plus étalée dans l'année.

5. LISTE DES QUESTIONS

- Question 1 : Avez-vous des remarques concernant les principaux enjeux respectivement identifiés par RTE et la CRE pour la période du TURPE 6 HTB?
- Question 2 : Êtes-vous favorable aux grands principes tarifaires envisagés par la CRE pour la période du TURPE 6 HTB ?
- Question 3 : Êtes-vous favorable au maintien de la rémunération des immobilisations en cours au coût de la dette, et non pas au CMPC ?
- Question 4 : Êtes-vous favorable au traitement ainsi envisagé des coûts échoués ?
- Question 5 : Êtes-vous favorable au traitement ainsi envisagé pour les plus-values et les moins-values des actifs cédés ?
- Question 6 : Êtes-vous favorable aux principes de fonctionnement du CRCP et d'évolution annuelle du TURPE 6 HTB (maintien du fonctionnement actuel) ?
- Question 7 : Êtes-vous favorable au périmètre des charges et produits couverts par le CRCP envisagé par la CRE selon les principes exposés ci-dessus pour le TURPE 6 HTB ?
- Question 8 : Partagez-vous la position de la CRE selon laquelle la hausse des trajectoires financières relatives à la gestion des actifs est pertinente mais doit être conditionnée à la réalisation des objectifs opérationnels sous-jacents ?
- Question 9 : Êtes-vous favorable aux propositions d'évolutions de la CRE pour l'incitation sur le volume et le prix d'achat des pertes supportées par RTE ?
- Question 10 : Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE de mettre en œuvre une régulation incitative portant sur les coûts de constitution de l'ensemble des réserves d'équilibrage, et à son paramétrage ?
- Question 11 : Êtes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE concernant le cadre de régulation des coûts de congestions nationales et internationales ?
- Question 12 : Dans le contexte actuel de forte hausse des investissements, êtes-vous favorable à la mise en place de l'incitation envisagée par la CRE à la maîtrise et à la priorisation des dépenses d'investissements pour le TURPE 6 HTB ?
- Question 13 : Êtes-vous favorable aux évolutions de la régulation incitative à la maîtrise des coûts des grands projets d'investissements proposées par la CRE pour le TURPE 6 HTB ?
- Question 14 : Êtes-vous favorable, pour le TURPE 6 HTB, à l'extension de la régulation incitative à la maîtrise des coûts des grands projets d'investissements à des projets plus petits sélectionnés aléatoirement par la CRE ?
- Question 15 : Êtes-vous favorable à la mise en œuvre d'un unique plancher de rémunération appliqué à la somme des trois incitations ?
- Question 16 : Êtes-vous favorable au mécanisme de régulation incitative des investissements « hors réseaux » proposé par la CRE pour le TURPE 6 HTB ?
- Question 17 : Êtes-vous favorable à la mise en œuvre du cadre de régulation *ad hoc* proposé par la CRE s'agissant des projets immobiliers des sièges régionaux de Lille et de Marseille ?
- Question 18 : Avez-vous des observations à formuler sur les indicateurs de suivi envisagés par la CRE pour la période du TURPE 6 HTB ?
- Question 19 : Êtes-vous favorable aux évolutions du dispositif de régulation incitative de la qualité de service envisagées par la CRE pour le TURPE 6 HTB ?
- Question 20 : Êtes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE concernant le cadre de régulation de la qualité d'alimentation ?
- Question 21 : Êtes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE concernant les coupures longues sur le RPD issues du RPT ?
- Question 22 : Avez-vous des remarques concernant le cadre de régulation incitative de la R&D envisagé par la CRE pour le TURPE 6 HTB ?
- Question 23 : Êtes-vous favorable aux propositions d'évolution formulées par la CRE sur le dispositif du guichet « *Smart grids* » afin de lui donner plus de souplesse et d'efficacité ?
- Question 24 : Dans le cadre du traitement prioritaire du sujet des données, êtes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE sur la mise en place d'un cadre de régulation pour la publication de données prioritaires ? D'autres données devraient-elles figurer dans cette liste de données prioritaires pour lesquelles la CRE propose de suivre le délai de publication ?

- Question 25 : Êtes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE sur la mise en place d'une régulation incitative à la réalisation d'actions prioritaires ? Avez-vous des remarques sur la liste des actions prioritaires identifiées à ce stade ?
- Question 26 : Avez-vous des remarques concernant le niveau prévisionnel des charges liées à l'exploitation du système électrique de RTE ?
- Question 27 : Avez-vous des remarques concernant le niveau prévisionnel des charges nettes d'exploitation (hors charges liées à l'exploitation du système électrique) de RTE ?
- Question 28 : Avez-vous des observations à formuler quant à la trajectoire de recettes d'interconnexion que la CRE envisage de retenir pour le TURPE 6 HTB ?
- Question 29 : Avez-vous des remarques concernant le niveau du CMPC pour la période du TURPE 6 HTB et notamment la prise en compte de la baisse des taux d'intérêts sur les marchés et la baisse du taux d'imposition sur les sociétés ?
- Question 30 : Êtes-vous favorable à la hausse majeure de la trajectoire d'investissements envisagée, qui passent de moins de 1,5 Md€/an entre 2017 et 2019 à près de 2,2 Md€/an sur la période du TURPE 6 HTB, qui aboutit à une évolution prévisionnelle de la base d'actifs régulés de +23 % entre le 1^{er} janvier 2020 et le 1^{er} janvier 2025 ?
- Question 31 : Avez-vous des remarques concernant les ajustements envisagés sur la trajectoire d'investissements « hors réseaux » ?
- Question 32 : Avez-vous des remarques sur les trajectoires envisagées par la CRE concernant les quantités d'énergie transportées pour la période du TURPE 6 HTB ?
- Question 33 : Avez-vous des remarques relatives à l'évolution tarifaire envisagée du TURPE 6 HTB ?
- Question 34 : Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE de maintenir la forme générale des grilles tarifaires ?
- Question 35 : Êtes-vous favorable aux propositions de la CRE sur la hausse de la composante de gestion pour les domaines de tension HTB ?
- Question 36 : Êtes-vous favorable aux propositions de la CRE sur la stabilité de la composante de comptage pour les domaines de tension HTB ?
- Question 37 : Êtes-vous favorable aux grilles tarifaires envisagées pour les domaines de tension HTB ?
- Question 38 : Êtes-vous favorable au maintien à 0,04 du coefficient des dépassements pour les domaines de tension HTB 2 et HTB 1 ?
- Question 39 : Êtes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE s'agissant de la facturation de l'énergie réactive pour les consommateurs industriels ?
- Question 40 : Êtes-vous favorable à l'évolution envisagée par la CRE du terme d'injection en HTB 3 et 2 ?

ANNEXE 1 – QUALITE DE SERVICE ET D'ALIMENTATION

Tableau 1 : Propositions de la CRE pour le suivi de la qualité de service pour le TURPE 6 HTB

	Indicateurs suivis ou incités	Autres propositions
Raccordements	<ul style="list-style-type: none"> • Suivi du respect des délais inscrits dans la PTF • Suivi du respect des délais inscrits dans la convention de raccordement • Suivi des écarts entre : les coûts inscrits dans la convention de raccordement/ PTF, et les coûts réels • Suivi des délais moyens de raccordement par catégorie d'utilisateurs 	
Comptage	<ul style="list-style-type: none"> • Incitation financière sur le respect des délais d'intervention de dépannage sur compteurs • Suivi des délais d'installation/changement de compteurs 	<ul style="list-style-type: none"> • Mise en place d'une procédure intégrée au CART pour le changement de compteurs, qui pourrait inclure des pénalités à verser par RTE en cas de retard
Réclamations	<ul style="list-style-type: none"> • Suivi du taux de réponse sous 10 jours • Suivi du taux de réponse sous 30 jours • Suivi de la durée moyenne globale de traitement des réclamations • Suivi du taux de réclamation multiple filtré 	
Qualité de l'onde de tension	<ul style="list-style-type: none"> • Suivi de la durée de dépassement de la tension maximale, par niveau de tension 	<ul style="list-style-type: none"> • Dans le cadre des GT service système tension, initier des travaux sur les indicateurs les plus pertinents pour mesurer la qualité de l'onde de tension
Qualité d'alimentation	<ul style="list-style-type: none"> • Incitation financière sur le Temps de Coupure Equivalent • Incitation financière sur la Fréquence Moyenne de coupure • Suivi du respect des engagements contractuels du CART relatifs à la qualité d'électricité • Suivi de l'Energie Non Evacuée due aux activités RTE • Suivi du respect des durées des travaux planifiés par RTE sur le RPT 	
Accès au marché/données	<ul style="list-style-type: none"> • Suivi du taux de disponibilité de la plateforme Portail Services de RTE • Suivi du taux de fiabilité des données de tendance du mécanisme d'ajustement • Suivi du respect des délais de publication de données prioritaires (4 données en lien avec le mécanisme de capacité et 1 donnée en lien avec le mécanisme d'ajustement) • Incitation financière sur le respect des délais d'exécution d'actions prioritaires 	

Tableau 2 : Propositions de la CRE pour le suivi de la qualité d'alimentation TURPE 6 HTB

	TURPE 5 HTB	Propositions TURPE 6 HTB
Durée moyenne annuelle de coupure		
Cible	2,8 minutes (constant sur la période)	2,8 minutes (constant sur la période)
Force de l'incitation	17,1 M€/min (75 % END) Forme linéaire symétrique	17,1 M€/min (75 % END) Forme linéaire asymétrique
Fréquence moyenne annuelle de coupure		
Cible	0,46 coupure (constant sur la période)	0,46 coupure (constant sur la période)
Force de l'incitation	109,5 M€/coupure (75 % END) Forme linéaire symétrique	109,5 M€/coupure (75 % END) Forme linéaire asymétrique
Plafond/plancher global	45 M€	45 M€
Coupures longues sur le RPD issues du RPT		
Niveau couvert par le TURPE HTB	7,5 M€	2,5 M€
Plafond au-delà duquel les indemnités sont compensées par le CRCP	15 M€	5 M€

ANNEXE 2 – METHODE ENVISAGEE POUR DETERMINER LA COMPOSANTE DE SOUTIRAGE DU TURPE 6

Les travaux engagés pour la préparation du TURPE 5 s'agissant de la composante de soutirage avaient conduit à améliorer l'allocation des coûts en prenant notamment mieux en compte la différenciation des coûts unitaires de réseaux, en fonction de la temporalité. Les modifications apportées à l'allocation des coûts s'étaient alors fondées sur de nouvelles données de consommation, affinées car issues d'utilisateurs réels (intégralité des utilisateurs HTB, échantillon important d'utilisateurs HTA et BT). Les données relatives aux réseaux étaient en revanche construites, d'une part, à partir d'une modélisation simplifiée des coûts des infrastructures de réseau, considérant que ceux-ci augmentent de façon linéaire avec la pointe des soutirages à l'échelle nationale, et, d'autre part, d'une prise en compte du foisonnement à l'échelle nationale.

Les travaux engagés pour TURPE 6, présentés ci-après, ont pour objectif d'améliorer cette modélisation en se fondant sur des données de réseaux plus robustes, permettant de renforcer la précision de la méthodologie utilisée. Les gestionnaires de réseaux ont en particulier transmis à la CRE des données beaucoup plus précises s'agissant de la description de leurs réseaux. Ainsi, la CRE a pu fonder ses travaux sur la quantité d'ouvrages effectivement présente dans chaque poche de réseau⁷⁰ et les courbes de charge des postes sources HTB-HTA en tête de chacune de ces poches (et non d'une unique courbe de charge nationale). Cette amélioration permet, d'une part, de mieux prendre en compte les effets d'échelle du réseau (doubler la capacité d'un ouvrage ne revient pas à doubler les coûts) et, d'autre part, les effets locaux (tous les ouvrages de réseau n'ont pas la même pointe à la même heure).

Par ailleurs, l'échantillon d'utilisateurs HTA et BT utilisé est amélioré par rapport à celui utilisé lors des travaux TURPE 5 (43 000 points de livraisons dans les simulations de soutirages basse tension du TURPE 6, contre 3 000 dans le TURPE 5) et sera donc plus représentatif de la forme de la consommation réelle des consommateurs.

La méthodologie envisagée à ce stade pour TURPE 6, présentée ci-après, s'inscrit dans la continuité de la méthode TURPE 5, tout en raffinant certaines étapes de calcul (prise en compte d'un coût de desserte, coût marginal plutôt que coût incrémental moyen, forme de la fonction de coût, affectation des coûts des pertes et des réserves suivant la matrice des flux ...). Elle s'efforce par ailleurs de respecter les principes généraux (efficacité, lisibilité, faisabilité, acceptabilité) rappelés précédemment, auxquels les acteurs se sont montrés globalement favorables. Les grilles tarifaires résultant de cette méthodologie sont présentées en annexe.

1. PRINCIPE GENERAL D'ALLOCATION DES COÛTS

Les grilles tarifaires sont définies sur la base d'une allocation des coûts à chaque utilisateur, de manière à ce que le tarif payé par chaque utilisateur reflète au mieux le coût de réseau qu'il génère, tout en prenant en compte les objectifs de lisibilité et de progressivité dans l'évolution des tarifs. Ce principe permet de transmettre aux utilisateurs un signal tarifaire pertinent visant à optimiser à moyen terme les besoins d'investissements et les charges d'exploitation des réseaux.

La méthode que la CRE envisage de mettre en œuvre dans le TURPE 6, fondée sur les données plus fines transmises par les gestionnaires de réseaux sur leurs coûts, leurs réseaux et les consommations, est fondée, pour les niveaux de tension HTB 1 et 2, HTA et BT, sur les grandes étapes suivantes :

- Etape 1- étude économétrique des coûts d'infrastructure : cette première étape consiste, à partir de l'analyse des données de chaque poche de réseaux, à :
 - reconstituer le coût annualisé de chaque poche ;
 - déterminer les variables étant le plus à même d'expliquer ces coûts ;
 - en déduire une fonction de coût, permettant d'obtenir des coûts marginaux dépendant des différents inducteurs de coûts ;
- Etapes 2 et 2 bis : pour les deux principaux inducteurs de coûts sélectionnés (nombre d'utilisateurs et puissance « foisonnée » transitant dans chaque poche), l'étape suivante consiste à transformer les coûts marginaux en coefficients tarifaires, en considérant un large échantillon d'utilisateurs représentatifs, dont l'utilisation du réseau heure par heure est connue ;
- Etape 3 – répercussion des coûts annexes : cette étape consiste à prendre en compte les coûts annexes (pertes, réserves, ...) non intégrés à la fonction de coût établie en étape 1, et à les répercuter aux consommateurs en les intégrant aux coefficients tarifaires obtenus aux étapes 2 et 2 bis.

L'allocation des coûts prend en compte le fait que chaque utilisateur utilise non seulement le niveau de tension auquel il est raccordé, mais aussi, en cascade, les niveaux de tension amont (cascade des coûts).

⁷⁰ Groupement d'ouvrages de réseau unis par leur proximité, en termes d'impédance, à un transformateur amont.

Pour le réseau HTB3, les étapes 1 et 2/2 bis sont simplifiées. En effet, comme indiqué *supra*, le réseau HTB 3 présente des particularités qui conduisent à refléter les coûts induits par les soutirages sous la forme d'un tarif à l'énergie, sans différenciation temporelle ni coefficient à la puissance souscrite. Les coûts d'infrastructures du réseau HTB 3 représentent 0,26 c€ par kWh transité sur ce domaine de tension.

Les principales étapes de la méthode sont représentées dans la vision d'ensemble ci-dessous :

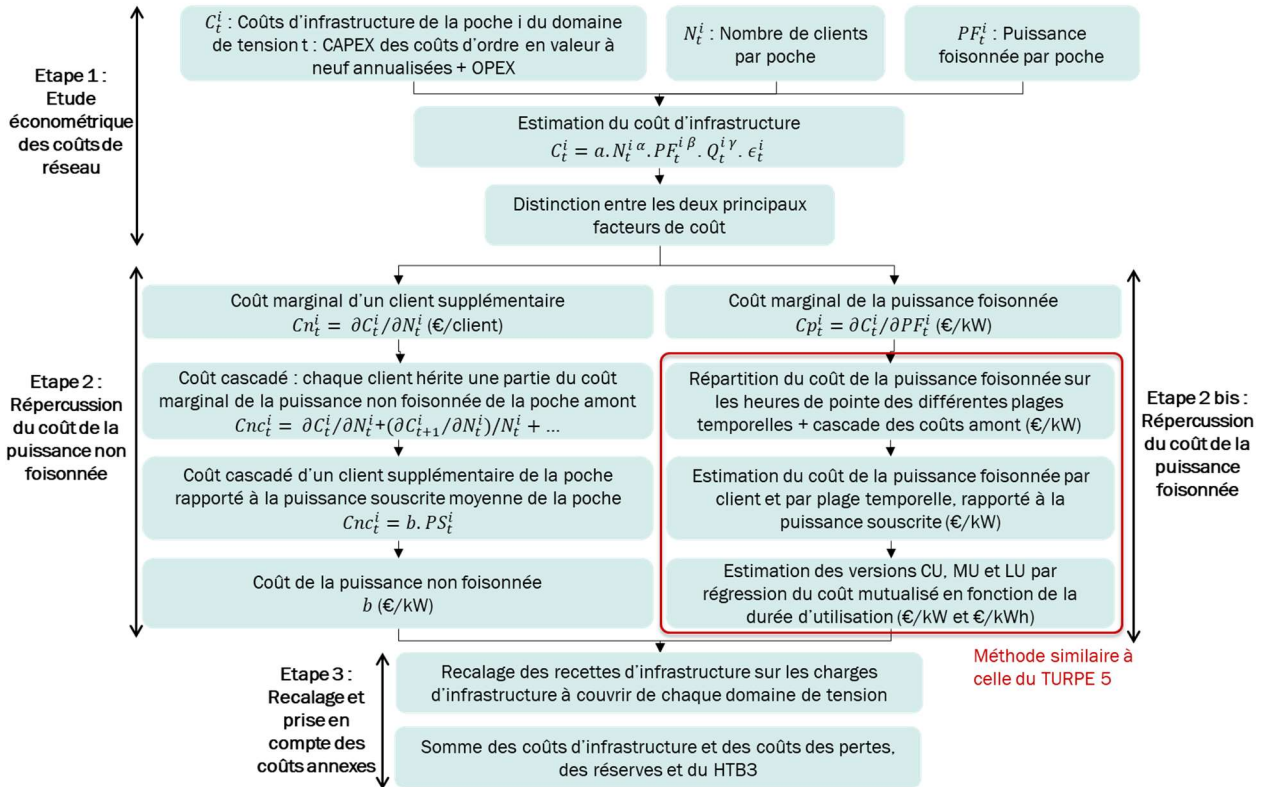


Figure 1 : Etapes de la méthode envisagée pour le TURPE 6

2. ETAPE 1 : ETUDE ECONOMETRIQUE DES COÛTS D'INFRASTRUCTURE

La méthode de calcul qui a été utilisée pour la structure du TURPE 5 présente un certain nombre de particularités qui ont été introduites en réponse notamment au manque de détails disponibles à l'époque sur les données de coûts d'infrastructure au niveau local :

- la maille observée est nationale ;
- les coûts d'infrastructure sont supposés entièrement expliqués par la capacité du réseau du domaine de tension considéré ;
- selon la fonction de coût implicite du TURPE 5, les coûts sont supposés strictement proportionnels à la capacité du réseau ;
- le nombre d'utilisateurs est supposé ne pas influencer sur les coûts ;
- le tarif ne vise pas à refléter le coût marginal mais le coût horaire incrémental moyen.

Les travaux réalisés en amont du TURPE 6 ont permis d'estimer les coûts d'infrastructure à l'échelle locale (raisonnement à l'échelle des poches de réseaux, par niveau de tension), ce qui permet de définir un coût incrémental à la pointe en fonction du développement local du réseau. Ces données plus fines doivent permettre de répercuter plus précisément, dans les différentes versions tarifaires, les coûts correspondant aux différentes utilisations du réseau.

2.1 Utilisation de données de réseau plus fines : les poches de réseau

Une poche de réseau regroupe l'ensemble des ouvrages de réseau d'un domaine de tension connectés en aval d'un poste de transformation. En cas de connexion à plusieurs postes amont, l'ouvrage est associé au plus proche

selon la distance électrique. Chaque poche représente ainsi un ensemble d'ouvrages de réseau cohérent localement. Le nombre de poches pour chaque niveau de tension dépend directement du nombre de postes de transformation entre les niveaux de tension. Schématiquement, on peut représenter le réseau de la manière suivante :

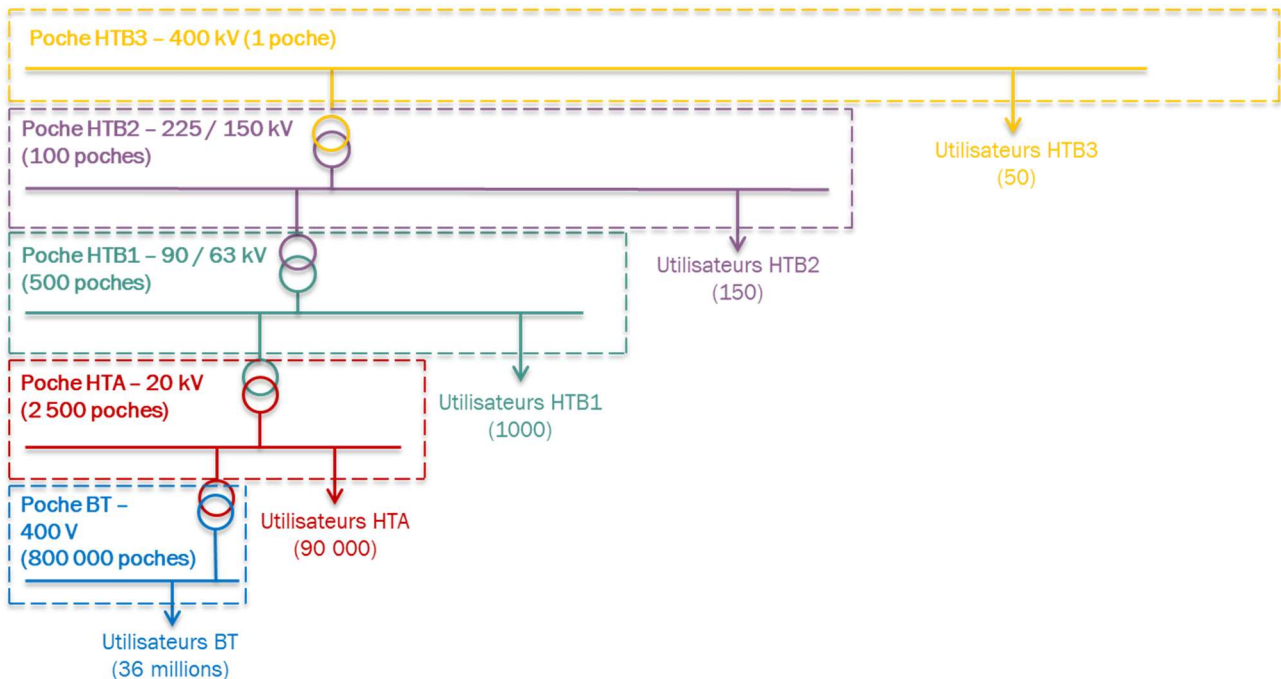


Figure 2 : Découpage du réseau en poches (ordres de grandeur)

Pour chaque poche, les gestionnaires de réseaux ont fourni de nombreuses données : quantités d'ouvrages, nombre et caractéristiques des utilisateurs raccordés, indicateurs topologiques et de densité, courbes de charge, etc.

Ces données permettent de reconstituer le coût annualisé de chaque poche et d'expliquer économétriquement ces coûts par les différentes variables issues des données fournies pour chaque poche (par exemple nombre d'utilisateurs, somme des puissances souscrites, puissance maximale transitée dans la poche, volume d'énergie transitée au cours de la pointe, densité...).

Le coût normatif d'une poche de réseau est calculé comme la somme de l'annuité des valeurs à neuf des actifs, et des coûts d'exploitation répartis au prorata des valeurs d'actifs.

Le coût d'une poche de réseau est directement lié aux caractéristiques techniques des ouvrages : le domaine de tension, la longueur des liaisons et la capacité des liaisons et des postes.

2.2 Variables expliquant les coûts d'infrastructure

Le coût d'une poche de réseau est en partie expliqué par les caractéristiques des utilisateurs qui y sont raccordés. Il est également sensible à d'autres facteurs qui ne dépendent pas des caractéristiques des utilisateurs :

- variables géographiques comme le degré d'urbanisation, la nature du terrain, ou encore le climat ;
- et variables historiques telles que le dynamisme de la région et les choix de planification du gestionnaire de réseaux.

Tableau 1 : Données considérées par poche dans l'analyse économétrique

Domaine	Nombre de poches	Coût total (M€)	Puissance max asynchrone (MW)	Nombre d'utilisateurs ou de poches du niveau de tension inférieur	Coût moyen de la Pmax (€/kW)	Coût moyen par utilisateur (€)	Puissance max asynchrone moyenne par poche (MW)	Nombre d'utilisateurs moyen par poche	Puissance moyenne par utilisateur (kW)
HTB2	107	1 420	122 345	879	11,6	1 699 263	1 143	8,2	27 283
HTB1	446	1 794	94 325	3 146	19,0	808 683	211	7,1	20 846
HTA	2143	5 265	88 652	92 000	59,4	5 992	41	43,0	360
BT	787 500	6 081	70 900	36 400 000	85,7	167	0,1	46,2	9

L'analyse économétrique menée par la CRE montre que le coût d'une poche du réseau dépend principalement de la **puissance de pointe** foisonnée⁷¹ (**puissance foisonnée**) et du **nombre d'utilisateurs** de chaque poche.

Des variables de contrôles ont également introduites : pour toute la haute tension, la surface de desserte ; en HTA ont également été prises en compte la puissance de production et la densité.

D'autres variables peuvent être considérées, mais n'ont pas été retenues par la CRE, pour les raisons suivantes :

- les variables exogènes (type d'habitat, etc.) améliorent le pouvoir explicatif du modèle, mais n'apportent pas nécessairement d'information au tarifificateur. Leur utilisation peut dans certains cas se révéler contre-productive, si elles sont corrélées à la puissance de pointe, car elles vont amoindrir les coefficients des variables à tarifer, sans être tarifées elles-mêmes ;
- les caractéristiques de consommation agrégée des utilisateurs d'une poche, telles que la somme des puissances souscrites et la somme de l'énergie soutirée, sont trop corrélées entre elles et avec la puissance foisonnée pour apporter une information significative dans le cadre de la fonction de coût.

Par ailleurs, les domaines de tension HTB 1 et HTB 2 ont été traités comme un seul domaine de tension en raison de la fonction qu'ils assurent en tant que de réseau de répartition.

2.3 Fonction de coût

La sensibilité des coûts d'infrastructure aux caractéristiques des utilisateurs est quantifiable avec une fonction de coût de type Cobb-Douglas. Les paramètres de cette fonction sont directement issus de l'analyse économétrique des coûts par poche.

$$C_{pi} = A \cdot N_i^\alpha \cdot PF_{pi}^\beta \cdot Q_i^\gamma$$

Avec :

C_{pi} le coût d'infrastructure de la poche i ;

N_i le nombre d'utilisateurs de la poche i ;

PF_i la puissance foisonnée de la poche i ;

Q_i la variable de contrôle de la poche i ;

A un coefficient de dimension caractéristique des variables retenues ;

α l'élasticité du coût au nombre d'utilisateurs ;

β l'élasticité du coût à la puissance foisonnée.

⁷¹ La définition de la puissance foisonnée vise à reproduire schématiquement les décisions de dimensionnement des gestionnaires de réseaux. En HTB et en HTA, où le réseau est généralement redondant, la CRE a retenu la puissance lors de la 2 500^{ème} heure la plus chargée de chaque poche. Le réseau de transport comporte des redondances lui permettant de supporter la perte d'un ou de plusieurs ouvrages, l'alimentation ne subissant alors que des délestages partiels. Ce n'est donc pas la puissance maximale qui induit des investissements, mais la puissance pendant les 2500 heures les plus chargées, durant lesquelles la consommation est en risque d'être délestée partiellement en cas de perte d'un ouvrage. La valeur déterminée pour la HTB a été retenue pour la HTA.

En BT, le réseau n'étant généralement pas redondant, les poches BT sont conçues pour garantir l'alimentation en situation de réseau complet, compte tenu des aléas de consommation. La pointe dimensionnante est caractérisée par une durée plus courte. La CRE a retenu une durée de 500 heures pour ce domaine de tension.

Tableau 2 : Elasticités des coûts d'infrastructure au nombre d'utilisateurs et à la puissance foisonnée

	Elasticité du coût au nombre d'utilisateurs	Elasticité du coût à la puissance foisonnée
HTB	0,20	0,32
HTA	0,12	0,37
BT	0,13	0,39

Les résultats mettent en évidence des économies d'échelle caractéristiques des industries de réseaux, les coefficients apparaissant dans le tableau ci-dessus étant nettement inférieurs à un. Plus le réseau est développé, moins le développement supplémentaire de réseau est coûteux.

En comparaison à la méthode utilisée pour le TURPE 5, la fonction de coût, telle qu'envisagée à ce stade pour le TURPE 6, permet de raffiner la sensibilité des coûts d'infrastructure à l'utilisation qui en est faite en prenant en compte le niveau de développement de chacune des poches de réseau.

3. ETAPES 2 ET 2 BIS : REPERCUSSION DES COÛTS A CHAQUE UTILISATEUR

3.1 Calcul des coûts marginaux à la puissance foisonnée et au nombre d'utilisateurs

La CRE a rappelé, dans la délibération du TURPE 5, que le signal économique le plus efficace, selon la théorie économique, est fondé sur le principe du coût marginal, qui revient à faire payer les coûts de développement des réseaux aux utilisateurs soutirant aux heures critiques pour le réseau qui, dans le cas du réseau électrique, sont très majoritairement en hiver. La CRE n'avait pas retenu une telle tarification pour le TURPE 5, d'une part, car certaines données étaient alors manquantes, d'autre part, pour assurer la meilleure continuité avec le TURPE 4. La CRE avait retenu pour le TURPE 5 un coût incrémental moyen.

La CRE a indiqué dans sa consultation publique de mai 2019, qu'elle envisageait, pour TURPE 6, de se rapprocher d'un principe de tarification fonction du coût marginal, sous réserve de la faisabilité d'une telle évolution.

Les acteurs se sont montrés globalement favorables à une tarification au coût marginal afin d'envoyer un signal économique plus efficace aux utilisateurs de réseau. Certains acteurs ont émis des réserves sur les conséquences d'une telle méthodologie, qui ne serait pas souhaitable si elle induisait de fortes augmentations de facture pour les ménages fragiles ou thermosensibles.

La poursuite des travaux menés par la CRE a confirmé qu'une tarification fondée sur des calculs de coûts marginaux semble pertinente pour le TURPE 6 pour les raisons suivantes :

- l'évolution rapide à venir des usages des réseaux soulève des enjeux considérables d'investissements dans de nouvelles infrastructures, qui pourraient être plus ou moins bien maîtrisés en fonction de la façon dont les nouveaux appareils seront utilisés. Dans un contexte de forte croissance des investissements, la tarification au coût marginal demeure une des méthodes économétriques les plus robustes en la matière ;
- les données plus fines de réseau recueillies auprès des GRT permettent d'envisager une telle tarification ;
- les évolutions de facture pour les utilisateurs de réseau restent très limitées même pour les utilisateurs les plus thermosensibles. La nouvelle méthode inciterait chacun à adopter un meilleur comportement vis-à-vis du réseau sans pour autant fortement pénaliser les utilisateurs ne pouvant pas adapter leurs comportements.

L'étape suivante de la méthode, telle qu'envisagée à ce stade, consiste à déduire de la fonction de coûts les coûts marginaux par rapport au nombre d'utilisateurs et de la puissance foisonnée. Le coût marginal correspond au coût de l'utilisation d'une unité supplémentaire :

- le coût marginal au nombre d'utilisateurs est le coût induit par la demande d'un nouvel utilisateur, à puissance foisonnée donnée ;
- le coût marginal à la puissance foisonnée est le coût induit par une demande de puissance légèrement supérieure, à nombre d'utilisateurs fixé.

Ainsi, la fonction de coût permet d'isoler les deux effets principaux complémentaires l'un de l'autre.

3.2 Etape 2 : Répercussion du coût marginal d'un utilisateur supplémentaire

Le coût marginal d'un utilisateur supplémentaire peut être considéré comme un coût marginal de desserte : il correspond au coût généré par l'ajout d'un nouvel utilisateur dans une poche, pour une puissance foisonnée donnée au niveau du poste de transformation. Schématiquement, cela correspondrait à un nouvel utilisateur qui ne consommerait jamais pendant les périodes de pointe. En revanche, à l'échelle plus locale, il faudrait raccorder ce nouvel utilisateur pour pouvoir lui servir sa puissance souscrite et éventuellement renforcer le réseau proche de l'utilisateur, ce qui provoquerait des coûts d'infrastructure.

Une partie de ces coûts est réglée par les utilisateurs du réseau au moment du raccordement au travers des composantes d'extension et de raccordement. Une fois ces revenus déduits des dépenses des opérateurs, il reste une part significative des dépenses liée à un service de desserte, qui doit être reflétée dans les tarifs d'utilisation des réseaux.

Pour chaque niveau de tension et chaque poche de ce niveau de tension, on obtient un coût marginal d'un utilisateur supplémentaire en €/utilisateur. Ce coût tient compte du fait que chaque consommateur utilise non seulement le niveau de tension auquel il est raccordé, mais aussi, en cascade, les niveaux de tension amont (cascade des coûts).

Il serait toutefois inefficace de facturer ce coût forfaitairement, les écarts importants entre les domaines de tension inciteraient les utilisateurs de réseau à fractionner les points de livraison pour se raccorder à des niveaux inférieurs sans que cela soit économiquement efficace. Ce coût n'étant pas lié à l'utilisation du réseau par cet utilisateur une fois raccordé, la CRE propose, à l'échelle de chaque poche, d'allouer la facture globale des coûts marginaux de desserte au prorata de la puissance souscrite.

3.3 Etape 2 bis : Répercussion du coût marginal à la puissance foisonnée

Le coût marginal à la puissance foisonnée correspond au coût généré par l'augmentation de la consommation d'électricité pendant les périodes de pointe, pour un nombre d'utilisateurs donné. Cette augmentation va induire à long terme un besoin d'investissements dans le réseau qui doit donc être répercuté sur les tarifs de réseau.

Plus précisément, on désigne par puissance foisonnée d'une poche la puissance soutirée du poste de transformation pendant la 2 500^e heure la plus chargée de l'année. Pour chaque niveau de tension et chaque poche de ce niveau de tension, on obtient un coût marginal à la puissance foisonnée en €/kW. Comme pour la puissance non foisonnée, ce coût est un coût cascadié, c'est-à-dire tenant compte de la sollicitation des réseaux amont.

Ce coût de la puissance foisonnée est ensuite réparti sur les heures de pointe des différentes plages temporelles, puis par utilisateur en fonction de sa courbe de charge.

Pour chaque utilisateur, ce coût est ensuite facturé de manière similaire à la méthode TURPE 5 en fonction de la présence de l'utilisateur pendant les périodes les plus chargées de l'année. Cette étape est celle du versionnage décrite ci-après. Elle se déroule en deux phases :

- Représentation du coût induit par un utilisateur en fonction de sa durée d'utilisation

De manière similaire à TURPE 5, pour un domaine de tension et une plage temporelle donnés, on peut alors représenter les résultats sous la forme d'un nuage de points, dans lequel chaque point représente le coût induit par un utilisateur de ce niveau de tension en fonction de sa durée d'utilisation durant la plage temporelle considérée. Ce nuage permet de déterminer le lien entre les différents comportements d'utilisation du réseau et les coûts qu'ils génèrent, en fonction notamment de l'énergie soutirée et de la puissance souscrite.

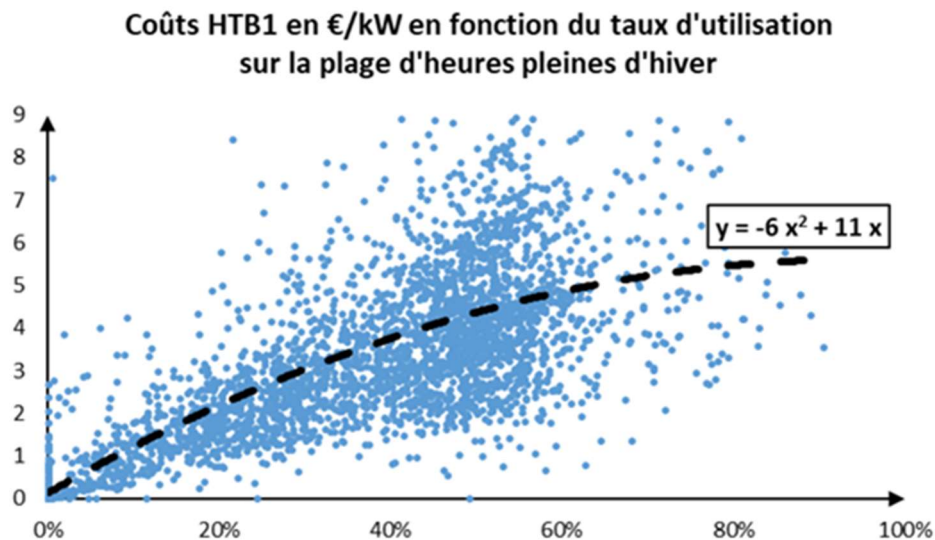


Figure 3 : Coûts d'infrastructure (€/kW puissance maximale) par utilisateur pour la plage heures pleines d'hiver en HTB 1 en fonction du taux d'utilisation de la puissance maximale

La CRE a utilisé, pour construire ces nuages de points, l'ensemble des courbes de charge des utilisateurs du domaine de tension HTB sur vingt années (données observées entre 2009 et 2018, ainsi que 10 simulations climatiques différentes de l'année 2025). La méthode envisagée permet ainsi d'intégrer une vision prospective de l'utilisation du réseau de transport, ce qui répond aux observations de certains acteurs sur la méthode TURPE 5.

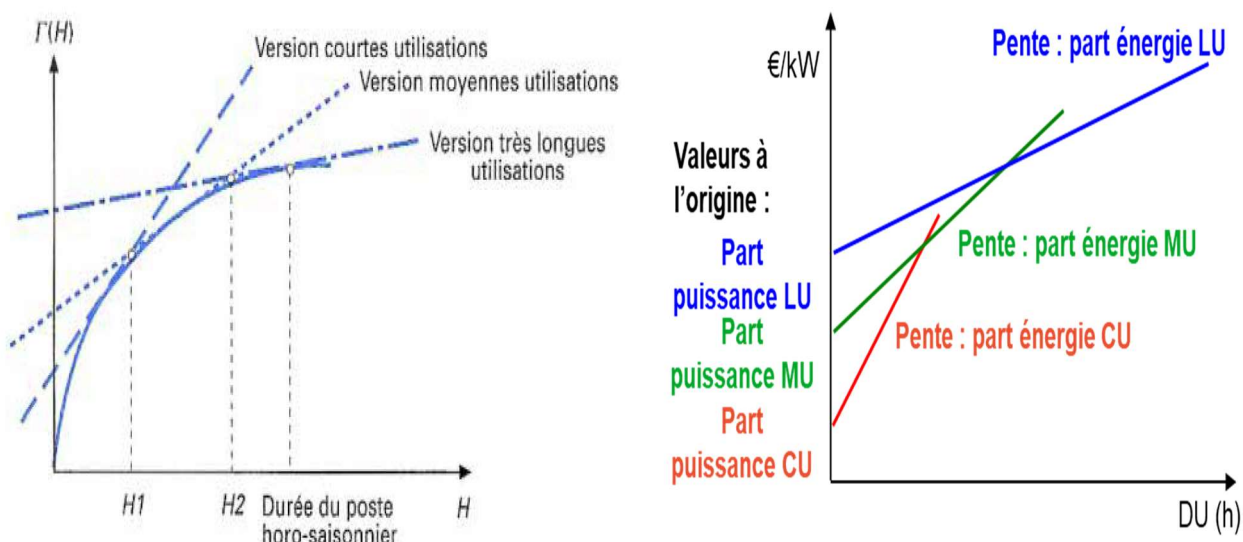
Les courbes de charge des postes sources ainsi que les données de consommation agrégées des utilisateurs raccordés en HTA, précisant pour chacun d'eux la répartition entre postes horosaisonniers de leur consommation durant la pointe foisonnée de leur poche, ont été utilisées pour procéder de façon similaire sur ce domaine de tension.

Concernant la basse tension (BT), la volumétrie des données équivalentes à celles utilisées sur les domaines de tension amont ne permet pas le recours à une méthode identique (environ 800 000 mailles BT délimitées par les postes de transformation HTA/BT, 36 millions de points de livraison). Des courbes de charge sont toutefois nécessaires pour allouer précisément les coûts d'infrastructure aux différents postes horosaisonniers. En l'absence d'un panel de mesures en courbes de charge horaires des flux au niveau des transformateurs HTA/BT, Enedis a réalisé à la demande de la CRE des simulations de courbes de charge à cette maille BT. Cette simulation fonctionne par agrégation de courbes de charge individuelles, dont le tirage aléatoire doit correspondre à la structure observée des utilisateurs au niveau d'un échantillon de mailles BT diversifiées, en aval d'un transformateur HTA/BT.

Ainsi, bien que les données d'entrée n'aient pas, pour des raisons pratiques, un format identique entre chaque domaine de tension, la même méthode est appliquée de la HTB à la BT.

- Estimation des coefficients tarifaires

Une fois ce nuage de point obtenu, on détermine la courbe décrivant le coût pour la collectivité de l'utilisation du réseau par les utilisateurs en fonction de leur durée d'utilisation. Cette courbe est concave, traduisant le fait que les utilisateurs de courte durée d'utilisation ont tendance à soutirer davantage en période de pointe. L'approximation des tangentes permet de déduire des coefficients tarifaires relatifs à la puissance souscrite et l'énergie consommée.



Les tarifs ainsi obtenus permettent donc de garantir que chaque utilisateur est facturé au plus près des coûts qu'il génère, et d'assurer ainsi que le TURPE transmet un signal pertinent aux utilisateurs, les incitant à modifier leur comportement de façon à optimiser les besoins d'investissements et les charges d'exploitation des réseaux à moyen terme.

Enfin, les coefficients sont ajustés proportionnellement de façon à recouvrer les charges à tarifier correspondant aux infrastructures historiques, qui peuvent s'écarter du coût marginal de développement des infrastructures en raison des effets d'échelle, de l'inflation et de l'évolution technologique.

4. ETAPE 3 : PRISE EN COMPTE DES COÛTS ANNEXES

Deux catégories de coûts restent à prendre en compte pour obtenir les coefficients de la composante de soutirage :

- le coût des réserves ;
- le coût des pertes.

4.1 Coût des réserves

Dans le TURPE 5, les coûts des réserves ne sont pas explicitement affectés aux utilisateurs lors de l'élaboration de la structure tarifaire, mais pris en compte lors de la fixation du niveau tarifaire. Implicitement, ils sont donc répartis selon une logique identique aux coûts des infrastructures et des pertes, y compris la cascade des coûts des domaines de tension amont sur les domaines aval. La CRE envisage d'améliorer cette approche pour le TURPE 6, tant sur le plan de la transparence que de la répartition entre domaines de tension.

Les réserves d'exploitation sont constituées afin que les ressources mobilisables du système électrique soient capables de compenser, en continu, la différence entre la production et la consommation d'électricité (réglage de la fréquence) et de maintenir la tension dans sa plage de fonctionnement normal (réglage de la tension).

En raison du caractère nécessairement aléatoire de leurs appels de puissance, tous les utilisateurs du réseau contribuent au dimensionnement des réserves :

- les utilisateurs de forte puissance : même si leur utilisation du réseau est généralement prévisible, leurs indisponibilités fortuites individuelles sont susceptibles de causer un déséquilibre significatif à l'échelle du système ;
- les utilisateurs de faible puissance : leur utilisation du réseau est plus volatile. Même atténué par le foisonnement, l'aléa induit par ces utilisateurs occasionne en permanence des écarts entre la production et la consommation.

Par ailleurs, certains phénomènes techniques, tels que ceux induits par des changements de programmation de la production et des échanges aux frontières se produisant typiquement aux heures rondes, peuvent engendrer des déséquilibres nécessitant l'activation des réserves sans qu'il soit possible d'identifier des utilisateurs responsables.

Les interconnexions du réseau de transport français permettent de diversifier ces aléas à l'échelle du continent européen, réduisant considérablement le coût de constitution des réserves d'exploitation par rapport à des systèmes électriques îlotés.

Ainsi, considérant la difficulté d'identifier des inducteurs de coût de constitution des réserves, la CRE estime qu'en l'état, il n'est pas possible d'attribuer les coûts des réserves à chaque utilisateur en fonction de ses caractéristiques d'utilisation du réseau.

Dès lors, pour la construction du TURPE 6, la CRE envisage de répercuter les coûts des réserves en fonction de l'énergie soutirée, quel que soit le domaine de tension. Le coût de constitution des réserves représenterait de l'ordre de 0,10 c€/kWh de soutirage.

4.2 Coût des pertes

Les coûts des pertes sont actuellement répercutés aux soutirages selon le taux de pertes par domaine de tension et le profil de prix d'acquisition des pertes. La CRE envisage de conserver cette méthodologie pour le TURPE 6.

Les taux de pertes et les coûts unitaires des pertes retenus par niveau de tension sont les suivants :

Tableau 3 : Taux de pertes par domaines de tension

Domaine de tension	Taux de pertes, y compris les pertes des domaines amont
HTB3	1,5 %
HTB2	2,0 %
HTB1	2,7 %
HTA	3,7 %
BT	10,1 %

Tableau 4 : Coût unitaire des pertes par domaines de tension

c€/kWh	PTE	HPH	HCH	HPE	HCE
HTB3	0,11	0,09	0,06	0,08	0,05
HTB2	0,14	0,12	0,08	0,10	0,06
HTB1	0,19	0,16	0,11	0,14	0,08
HTA	0,26	0,22	0,15	0,19	0,11
BT	0,71	0,60	0,40	0,50	0,30

ANNEXE 3 – GRILLE TARIFAIRE HORS EVOLUTION EN NIVEAU

AVERTISSEMENT : Afin de permettre aux parties intéressées de juger plus directement l'impact des modifications de structure proposées par la CRE, la hausse en niveau au 1^{er} août 2021 de +3,40 % du scénario illustratif n'est pas prise en compte dans l'ensemble de cette annexe. La grille tarifaire présentée ci-dessous est calée de façon à générer les mêmes recettes tarifaires que la dernière année de la période du TURPE 5 HTB : 1^{er} août 2020 – 31 juillet 2021. Elle est donc plus basse que la grille présentée au paragraphe 4.4.

Les grilles tarifaires de la composante de soutirage HTB présentées ci-dessous sont calées de façon à générer les recettes tarifaires de la dernière année de la période du TURPE 5 HTB : 1^{er} août 2020 – 31 juillet 2021.

Elles n'intègrent donc pas la hausse en niveau au 1^{er} août 2021 de +3,40 % du le scénario illustratif.

HTB 3**Tableau 1 : Composante de soutirage HTB 3 - TURPE 5 2020-2021**

TURPE 5 2020-2021	
c€/kWh	0,32

Tableau 2 : Composante de soutirage HTB 3 - TURPE 6 à iso-niveau 2020-2021

TURPE 6 à iso-niveau 2020-2021	
c€/kWh	0,33

HTB 2**Tableau 3 : Composante de soutirage HTB 2 – TURPE 5 2020-2021**

HTB 2 – TURPE 5 2020-2021	PTE	HPH	HCH	HPE	HCE
CU €/kW	0,87	0,79	0,76	0,69	0,37
MU €/kW	4,52	4,32	4,29	3,40	2,13
LU €/kW	12,26	11,77	9,78	7,62	3,77
CU c€/kWh	1,39	0,87	0,87	0,69	0,54
MU c€/kWh	1,18	0,87	0,62	0,49	0,30
LU c€/kWh	0,84	0,61	0,44	0,28	0,21

Tableau 4 : Composante de soutirage HTB 2 – TURPE 6 à iso-niveau 2020-2021

HTB 2 – TURPE 6 à iso-niveau 2020-2021	PTE	HPH	HCH	HPE	HCE
CU €/kW	3,02	3,02	3,02	3,02	3,02
MU €/kW	3,74	3,67	3,43	3,21	3,08
LU €/kW	10,00	9,55	7,50	5,28	3,90
CU c€/kWh	0,89	0,80	0,70	0,58	0,47
MU c€/kWh	0,73	0,69	0,62	0,54	0,45
LU c€/kWh	0,50	0,48	0,44	0,45	0,40

HTB 1

Tableau 5 : Composante de soutirage HTB 1 – TURPE 5 2020-2021

HTB 1 – TURPE 5 2020-2021	PTE	HPH	HCH	HPE	HCE
CU €/kW	2,43	2,02	1,86	1,11	0,60
MU €/kW	18,22	17,48	14,47	9,79	4,59
LU €/kW	31,03	30,02	24,19	17,26	8,89
CU c€/kWh	2,36	1,92	1,59	1,25	0,90
MU c€/kWh	1,73	1,37	0,80	0,58	0,40
LU c€/kWh	1,42	1,04	0,61	0,40	0,15

Tableau 6 : Composante de soutirage HTB 1 - TURPE 6 à iso-niveau 2020-2021

HTB 1 - TURPE 6 2020-2021	PTE	HPH	HCH	HPE	HCE
CU €/kW	9,41	9,41	9,41	9,41	9,41
MU €/kW	10,94	10,76	10,22	9,79	9,52
LU €/kW	34,02	32,43	25,67	17,33	12,68
CU c€/kWh	1,95	1,63	1,40	0,93	0,67
MU c€/kWh	1,49	1,34	1,19	0,83	0,62
LU c€/kWh	0,60	0,59	0,49	0,50	0,42