



**Réponse de RTE à la consultation publique de la  
CRE du 23 mai 2019 N°2019-011 relative à la  
structure des prochains tarifs d'utilisation des  
réseaux publics d'électricité « TURPE 6 »**

RTE répond ci-après aux questions de la consultation publique de la CRE du 23 mai 2019 N°2019-011 relative à la structure des prochains tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité « TURPE 6 ».

A titre préliminaire, **RTE salue l'attention qu'a portée la CRE aux observations qui ont pu être faites par l'ensemble des parties prenantes sur certaines limites de la méthode de construction du TURPE 5** et sa volonté constante d'améliorer la qualité et l'efficacité du signal prix envoyé par le TURPE aux utilisateurs des réseaux. RTE tient à souligner le degré d'ouverture et de transparence de la CRE vis-à-vis des opérateurs sur un certain nombre de chantiers de travail lancés dans le cadre de la préparation du TURPE 6.

**RTE partage les principaux enjeux identifiés par la CRE pour la construction du TURPE 6 et la détermination de sa structure** : la transition énergétique en cours transforme, depuis plusieurs années déjà, le rôle et les usages des réseaux d'électricité et le modèle de construction tarifaire doit s'y adapter pour ne pas risquer de la ralentir. Dans ce contexte, les tarifs d'accès aux réseaux constituent des signaux économiques essentiels et structurants pour renvoyer efficacement les coûts et la valeur à ceux qui les génèrent, garantir un usage toujours efficace des infrastructures et éviter l'apparition de distorsions de marché (barrières à l'entrée, effets d'aubaine, subventions croisées).

Pour ce faire, et tout en demeurant prévisibles et lisibles, les signaux tarifaires doivent accompagner les mutations du système électrique. Le développement rapide des productions renouvelables intermittentes raccordées majoritairement sur les réseaux de distribution conduit, du point de vue du réseau de transport, à une diminution des soutirages en énergie (-1% par an environ depuis 2015), à une augmentation des refoulements depuis les réseaux de distribution (+15% par an environ en énergie depuis 2015 à l'échelle du réseau de transport) et à une variabilité en très forte croissance des flux sur le réseau qui rendent sa gestion de plus en plus complexe. Ces trois tendances, que RTE avait déjà signalées lors de la préparation du TURPE 5 et confirmées à la CRE en 2018<sup>1</sup>, se renforcent et continueront de s'accroître pendant la prochaine période tarifaire<sup>2</sup>, à des rythmes et dans des proportions néanmoins différents selon les zones géographiques. Il en résulte une attrition de l'assiette sur laquelle porte aujourd'hui la majorité des charges d'accès au réseau de transport. Parallèlement, du fait de la forte thermosensibilité des usages de l'électricité en France, et malgré l'efficacité énergétique croissante, les besoins de puissance à la pointe des gestionnaires de réseaux de distribution évoluent peu. Ainsi, le niveau global des puissances souscrites (PS) par les clients distributeurs de RTE, donc de leur besoin de capacité de transport, reste stable ( $\pm 0,1\%$  par an environ pour les distributeurs depuis la période TURPE 4, tandis que les PS des clients directs, moins thermosensibles, évoluent sensiblement au même rythme que leurs soutirages en énergie). **Il est**

---

<sup>1</sup> Dans le cadre de la décision prise par RTE d'accepter de ne pas demander l'activation de la clause de rendez-vous prévue à mi-période tarifaire TURPE 5 pour favoriser les travaux de fond engagés pour TURPE 6, RTE a néanmoins démontré que les conditions d'activation de cette clause étaient réunies en constatant ces « *changements importants dans les modes d'utilisation des réseaux* ».

<sup>2</sup> La programmation pluriannuelle de l'énergie – PPE – prévoit que, par rapport à 2017, la capacité de production d'électricité d'origine renouvelable installée en France aura augmenté de 50% en 2023 et doublé en 2028

**nécessaire que la structure du TURPE 6 tienne rigoureusement compte de ces tendances pour refléter correctement les usages et éviter des transferts de charges injustifiés entre clients au détriment de l'optimisation des usages du réseau.**

La transition énergétique, l'élargissement du périmètre de charges couvert par le TURPE (raccordement des parcs éoliens off-shore, nouvelles interconnexions), le vieillissement des infrastructures, la digitalisation et l'eupéanisation de la gestion des réseaux concourent à l'évolution du poids et de la nature des inducteurs de coûts. RTE souligne l'importance d'une analyse fine des fonctions de coûts des infrastructures d'une part et de l'exploitation du système électrique d'autre part. Sur la base de ces analyses, il conviendra de déterminer les signaux économiques les plus pertinents pour sensibiliser l'ensemble des acteurs (consommateurs, producteurs, fournisseurs de flexibilités, gestionnaires de réseau) aux différents coûts et bénéfices que leur utilisation des réseaux engendre pour la collectivité. Ainsi, le domaine de pertinence du signal tarifaire à l'injection devra être comparé avec celui des signaux prix à l'installation.

S'agissant en particulier des propositions relatives à l'évolution du tarif d'injection que formule la CRE dans cette consultation, RTE insiste sur l'importance de bien les articuler avec d'autres leviers d'incitation et d'optimisation, développés notamment dans le Schéma Décennal de Développement du Réseau (SDDR), édition 2019, en cours de finalisation. L'introduction d'un nouveau signal tarifaire doit être conditionnée à (i) une description détaillée du dispositif envisagé et (ii) à une analyse d'impact préalable pour éviter la dégradation globale de l'efficacité des incitations existantes et les coûts échoués. Sur ce sujet, **RTE partage le souci de la CRE de garantir un signal tarifaire simple et lisible et souligne qu'un empilement de composantes d'injection différenciées temporellement et régionalement selon des découpages différents brouillerait l'ensemble des signaux et limiterait fortement leur efficacité.**

Au total, RTE considère que l'ensemble des sujets que la CRE évoque dans cette consultation publique correspond bien à des enjeux importants de la période TURPE 6 (nature du signal prix envoyé aux soutirages, différenciation temporelle des plages tarifaires, partage des coûts de maintien de la sûreté du système électrique entre soutirages et injections, conséquences des choix de localisation des producteurs sur les coûts du réseau et du système...). Pour autant, RTE attire l'attention de la CRE sur la quantité de travail restant à fournir sur ces chantiers nombreux et importants, dans des délais maintenant resserrés et avec des ressources limitées.

En conséquence, **RTE souligne la nécessité de hiérarchiser ces chantiers et de finaliser prioritairement les travaux engagés depuis 2017, qui ont conduit RTE à accepter de ne pas activer la clause de rendez-vous sur la révision de la structure du TURPE 5, sur les fonctions de coûts et la composante de soutirage** en sollicitant l'appui d'experts externes pour les valider scientifiquement. De plus, il conviendrait de définir un calendrier et un programme et de travail sur les autres axes, auquel RTE se propose de contribuer autant que nécessaire.

### **Question 1 : Êtes-vous favorable aux principes identifiés par la CRE pour élaborer la structure du TURPE 6 ?**

RTE reconnaît l'intérêt de chacun des principes et critères que la CRE souhaite maintenir pour la construction du TURPE 6. Pour autant, certains de ces principes peuvent parfois être difficilement conciliables voire même contradictoires et il serait souhaitable de les hiérarchiser.

Ainsi, par exemple, RTE est très sensible à l'efficacité du signal tarifaire pour favoriser une utilisation et une gestion efficaces des réseaux du point de vue de la collectivité. Dans ce cadre, dans la mesure où les périodes durant lesquelles l'utilisation du réseau peut avoir une incidence sur son dimensionnement peuvent varier selon les zones (cf. réponses aux questions 14 et 15), il est intéressant d'étudier l'opportunité de différencier localement les plages temporelles, sous réserve toutefois que cela ne porte pas atteinte, à court ou long terme, au principe de péréquation tarifaire (même grilles tarifaires pour tous les utilisateurs). La recherche de finesse du signal transmis par le tarif visant à le rendre plus pertinent ne doit pas non plus conduire à le rendre trop difficile à comprendre, ni trop complexe à mettre en œuvre, ce qui annulerait au contraire son efficacité (cf. réponses aux questions 18 à 22).

De même, dans le contexte de transformation profonde des usages et des besoins que décrit la CRE en préambule du document de consultation, l'efficacité du signal tarifaire dépend de sa capacité à évoluer progressivement pour s'adapter aux évolutions tendanciennes des flux et des inducteurs de coûts. Or, une application trop rigide du critère d'acceptabilité des évolutions de structure tarifaire (recherche de stabilité des factures) empêche les évolutions nécessaires, au détriment de l'efficacité. C'est ainsi que la structure du TURPE HTB n'a guère évolué entre les périodes TURPE 4 et TURPE 5, malgré l'inversion de la courbe d'évolution des soutirages et le développement des refoulements des réseaux de distribution vers le réseau de transport. Pour la période TURPE 6, non seulement ces deux tendances se renforcent et s'accroissent, mais la CRE annonce également un changement des principes de tarification des réseaux (des méthodes d'allocation des coûts vers une tarification au coût marginal de long terme, cf. réponse à la question 2) : la prise en compte de ces évolutions n'améliorera l'efficacité du signal tarifaire que si elle permet de mettre en évidence une structure cible, sans doute différente de celle du TURPE 5<sup>3</sup>, vers laquelle une transition (sur plusieurs périodes tarifaires si nécessaire) devra être aménagée pour tenir compte du critère d'acceptabilité.

---

<sup>3</sup> La CRE souligne elle-même, au paragraphe 2.3 du document de consultation, que, lors de la préparation du TURPE 5, le principe de tarification au coût marginal avait été écarté « *au regard des effets qui en découleraient en termes d'évolutions de factures* », ce qui ne saurait constituer un argument contre une amélioration progressive du signal tarifaire.

**Question 2 : Partagez-vous les enjeux liés à la tarification au coût marginal, à la tarification de l'injection et à la généralisation des tarifs horo-saisonnalisés, identifiés par la CRE pour l'élaboration de la structure du TURPE ?**

Pour la construction du TURPE 6, la CRE propose quatre principales évolutions par rapport au TURPE 5 :

- L'utilisation de données plus fines de description du réseau et des courbes de charge ;
- L'orientation du signal tarifaire vers le coût marginal de long terme ;
- Le renforcement de la tarification des injections ;
- La généralisation progressive de la différenciation temporelle des tarifs pour tous les utilisateurs.

RTE développe sa position sur la tarification des injections dans les réponses aux questions 18 à 22 et ne s'exprime pas sur la généralisation de la différenciation temporelle pour les utilisateurs raccordés aux réseaux de distribution.

S'agissant de l'utilisation de données plus fines, RTE contribue activement à collecter, traiter et fournir à la CRE les données relatives à la description détaillée des actifs du réseau de transport, des courbes de charges des utilisateurs et de leur évolution sur une douzaine d'années. RTE reconnaît l'intérêt d'une modélisation des coûts par poches de réseaux pour étudier les impacts des usages et de leur foisonnement sur le dimensionnement local des réseaux et les coûts afférents. Cette « descente d'échelle » (par rapport notamment à la maille d'analyse par domaine de tension retenue pour la construction du TURPE 5), qui permet d'étudier des sous-ensembles du réseau suffisamment nombreux et comparables, est nécessaire à la détermination d'une fonction de coûts des infrastructures. Il convient toutefois d'être vigilant à ce que la complexité associée à cette approche fine reste proportionnée à l'enjeu de construction d'un tarif *in fine* péréqué nationalement.

Par ailleurs, un travail important doit également être réalisé sur la prise en compte des évolutions tendanciennes des usages du réseau de transport : les séries longues de courbes de charges par client fournies par RTE sur la période 2005-2016 n'apportent pas seulement de l'information sur les effets passés des aléas climatiques. Elles doivent surtout permettre d'apprécier les évolutions tendanciennes (baisse des soutirages en énergie, augmentation de la variabilité des puissances appelées, relative stabilité des puissances souscrites des clients distributeurs, accélération des refoulements depuis les réseaux de distribution) pour en tenir compte dans la construction du TURPE 6 et des tarifs suivants. Négliger ces tendances et accorder le même poids aux courbes de charges de 2005 et de 2016, pour établir le signal tarifaire qui sera appliqué jusqu'en 2024, reviendrait à méconnaître les évolutions des usages du réseau, enverrait un signal tarifaire erroné aux utilisateurs du réseau pendant la période TURPE 6 et engendrerait des subventions croisées entre usages et utilisateurs. RTE propose que la structure du TURPE 6 soit construite à partir d'une pondération de l'historique (avec un poids important des années récentes que des années

anciennes), voire de projections de courbes de charges que RTE met à la disposition de la CRE.

S'agissant du changement de principe de tarification, RTE prend note du souhait de la CRE d'abandonner la logique d'allocation des coûts qui sous-tendait la construction des TURPE 4 et 5 pour orienter la construction du TURPE 6 vers le coût marginal de long terme. Si d'autres pistes auraient pu être considérées pour traiter les problèmes posés par la méthode appliquée pour TURPE 5, RTE reconnaît des mérites à l'approche marginaliste explorée depuis plus d'un an par la CRE et considère que ces travaux doivent être approfondis en vue d'une mise en œuvre pour TURPE 6.

Pour les économistes de la régulation des monopoles naturels, la méthode de tarification au coût marginal est traditionnellement présentée comme la meilleure solution du point de vue de l'intérêt général. La littérature théorique qui sous-tend ce courant de pensée s'appuie toutefois sur des hypothèses fondamentales qui ne se vérifient pas systématiquement et le calcul des tarifs déclinant cette approche pose un certain nombre de difficultés, ce qui explique qu'il existe peu d'exemples d'application pratique aux réseaux d'énergie.

Ainsi, certains des principes de base retenus pour l'élaboration du tarif ne permettent pas une application optimale de la méthode de tarification au coût marginal. C'est notamment le cas des dispositions du code de l'énergie qui prévoient que le TURPE couvre « *l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires [des] réseaux dans la mesure où ils correspondent à ceux d'un opérateur efficace* », ou du principe de péréquation tarifaire. Les travaux en cours doivent tenir compte de ces écarts aux hypothèses du cadre théoriques pour assurer l'efficacité du signal tarifaire.

En pratique, le choix et le calage d'une fonction de coût de long terme à la maille de poches de réseau puis le traitement des coûts marginaux qui en est déduit (décomposition par plage temporelle, agrégation nationale) nécessitent de traiter plusieurs problèmes méthodologiques et techniques importants. Ces problèmes, sources de biais potentiels dans les calculs, doivent être examinés avec des méthodes et des outils d'économétrie adaptés pour garantir la qualité et la pertinence du signal tarifaire. RTE suggère qu'une expertise externe soit sollicitée pour appuyer ces travaux économétriques et valider scientifiquement les coûts marginaux retenus, à l'image de l'approche retenue par l'ARAFER<sup>4</sup> pour approuver la méthode de construction des péages d'infrastructure ferroviaires.

### **Question 3 Etes-vous favorable au maintien du découpage du TURPE en différentes composantes (comptage, gestion, soutirage, injection, etc.) ?**

Le TURPE HTB regroupe une dizaine de composantes dédiées, visant à refléter un usage particulier du réseau ou un service rendu par RTE. Le reste du revenu autorisé de RTE, hors périmètre de ces composantes, est aujourd'hui couvert par

---

<sup>4</sup> Autorité de régulation des activités ferroviaires et routières.

la composante de soutirage, qui apporte à RTE la majorité de ses recettes tarifaires.

Les travaux préparatoires menés conjointement avec la CRE concernant la possibilité de créer de nouvelles composantes tarifaires reflétant un usage spécifique du réseau n'ont pas donné de résultats convaincants. RTE est donc favorable à la proposition de la CRE de conserver le découpage du TURPE en différentes composantes actuellement en vigueur sous TURPE 5.

**Question 4 : Partagez-vous l'analyse de la CRE concernant l'augmentation du niveau de la composante de gestion des utilisateurs raccordés au réseau de transport, et le maintien du niveau général de la composante de gestion des utilisateurs raccordés au réseau de distribution hors cas particulier de la composante de gestion payée par les autoproducteurs ?**

RTE partage l'analyse et est favorable à la proposition de la CRE concernant la composante de gestion en HTB.

L'apparente augmentation du niveau des coûts de gestion des clients de RTE reflète en réalité une amélioration de l'évaluation et du suivi de ces coûts permise par une réorganisation interne en 2014. Cette modification de la répartition des tâches de gestion clients entre les équipes de RTE, qui permet de suivre plus fidèlement les charges associées, a conduit à constater un léger sous-calage de la composante de gestion pour la période TURPE 5 (environ 31 M€/an de recettes pour environ 37 M€/an de coûts constatés à couvrir).

Afin d'améliorer l'efficacité du signal tarifaire et d'éviter qu'une partie des coûts de gestion soit couverte par d'autres composantes du TURPE, RTE est donc favorable à un ajustement du niveau de la composante de gestion des utilisateurs raccordés au réseau de transport (compensée par une baisse symétrique du niveau de la composante de soutirage, toutes choses égales par ailleurs).

**Question 5 : Partagez-vous l'analyse de la CRE selon laquelle, en distribution, les évolutions des technologies de comptage nécessitent une baisse du niveau de la composante de comptage ?**

RTE ne se prononce pas sur l'évolution de la composante de comptage du TURPE HTA-BT mais partage l'analyse de la CRE concernant l'évolution des charges de comptage en HTB et du niveau de la composante de comptage qui a vocation à les couvrir.

Les charges liées au comptage sont variables selon les années en raison notamment des cycles d'investissement et des durées courtes d'amortissement associées. Dans ce contexte et afin de garantir une certaine stabilité du niveau de la composante de comptage, il convient de rechercher une couverture des charges en moyenne pluriannuelle, voire sur plusieurs périodes tarifaires.

Sur la base de ces éléments et sous l'hypothèse qu'aucune nouvelle contrainte externe ne conduise à modifier le programme d'investissement envisagé à date

dans les installations de comptage, RTE considère, comme la CRE, que l'écart transitoire entre recettes et charges de comptage ne justifie pas de modifier le niveau de la composante de comptage pour le TURPE 6 HTB.

**Question 6 : Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE de ne pas modifier la forme générale des grilles ?**

RTE partage l'analyse de la CRE. Le degré de finesse et de complexité des grilles actuelles de la composante de soutirage apparaît bien adapté à la compréhension que les utilisateurs du réseau peuvent en avoir. Un enrichissement des grilles qui conduirait à un reflet plus fin des coûts que la composante a vocation à couvrir ne paraît pas susceptible d'envoyer de meilleures incitations. En outre, la stabilité du format actuel favorisera la bonne appropriation du tarif par les clients, sans surcoût de mise en œuvre pour les opérateurs.

Comme il a déjà eu l'occasion de l'exprimer lors de la préparation du TURPE 5, RTE continue néanmoins de regretter la disparition du signal tarifaire à la puissance souscrite en HTB3 et considère que cette disposition ne permet pas d'envoyer aux utilisateurs raccordés à ce domaine de tension un signal les incitant à ajuster au mieux leur besoin de puissance.

**Question 11 Êtes-vous favorable à la suppression ou au maintien de l'option HTA à pointe mobile ?**

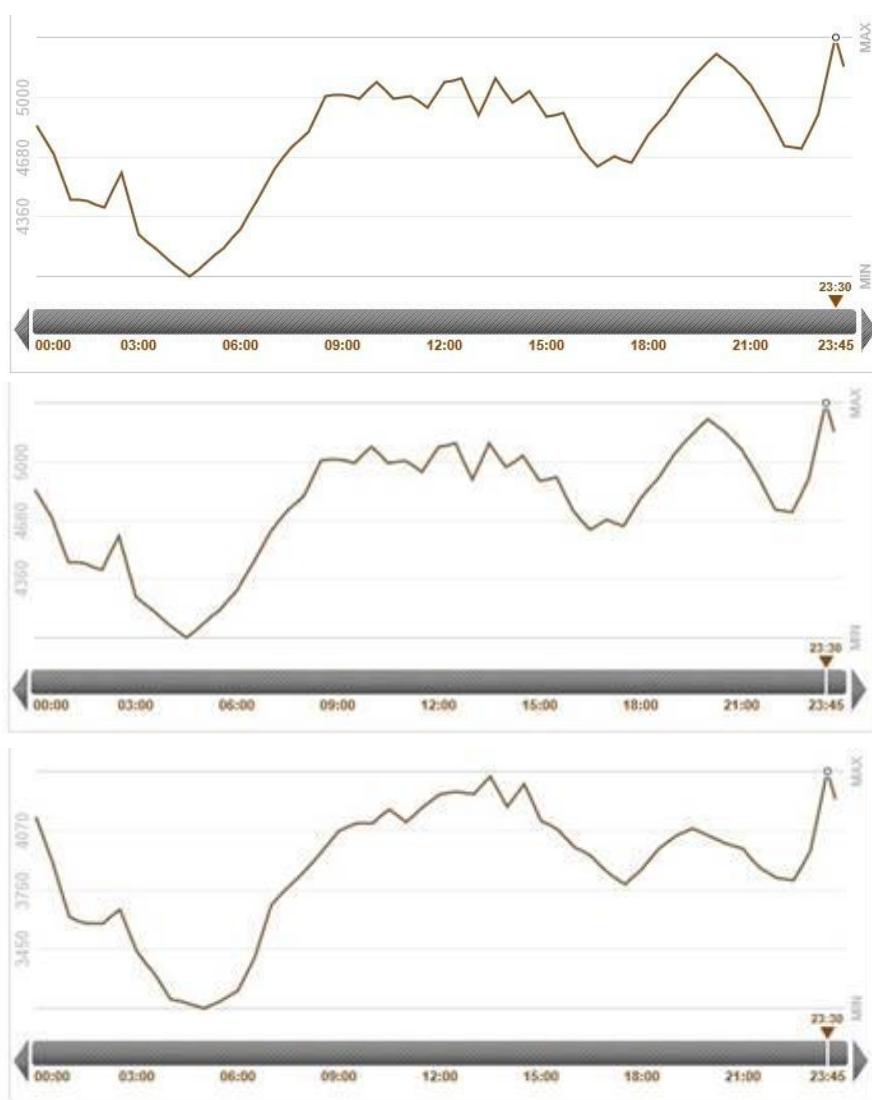
RTE souligne que, facturant certains clients raccordés au domaine de tension HTA, il a également, comme Enedis, supporté les coûts de développement du système d'information pour la mise en place de l'option pointe mobile en HTA à TURPE 5, ce qui dégrade le bilan coûts-bénéfices de l'introduction de cette option pour TURPE 5. Son maintien ou sa suppression pour TURPE 6, qui n'engendrerait ni surcoût ni économie, ne doit être décidé que sur la base de la valeur qu'elle permet d'apporter à la collectivité via le signal qu'elle envoie aux quelques clients qui l'ont souscrite.

**Question 14 : Êtes-vous favorable à donner à RTE la possibilité de modifier localement le positionnement des heures creuses en HTB ?**

Les heures creuses sont actuellement positionnées de la même manière sur l'ensemble de la France (sur la plage horaire allant de 23h à 7h du matin en semaine et sur toutes les heures des samedis, dimanches et jours fériés).

L'opportunité de différencier localement le positionnement de ces plages doit être étudiée à l'aune de la valeur que cela apporterait au système électrique, c'est-à-dire de la comparaison entre les gains qu'une telle différenciation apporterait en efficacité du signal tarifaire et des coûts qu'elle engendrerait dans sa mise en œuvre.

Concernant les gains à attendre, RTE a étudié la répartition des heures de plus faible soutirage au niveau des départements et des régions. Il en ressort qu'à ces deux niveaux, pour les jours de semaine, les heures les moins chargées sont souvent différentes des heures creuses actuelles (la plage actuelle ne représente la période la moins chargée que pour 12 des 94 départements). Selon les régions / départements certaines heures de l'après-midi (15h et 16h) ou de la soirée (21h et 22h) pourraient avantageusement les remplacer dans la période de creux. A titre d'illustration, les graphiques suivants représentent les courbes de consommation en région Sud (PACA) trois jours différents de 2019 où la pointe de la consommation de la journée a été observée autour de 23h30, en conséquence d'enclenchements tarifaires sur les réseaux de distribution.



*Courbe de consommation de la région SUD les 21 février, 11 avril et 23 mai 2019 (source : Eco2mix)*

RTE conclut qu'il existe un intérêt à différencier les plages d'heures creuses entre zones géographiques, afin de mieux faire correspondre localement les heures où l'utilisation du réseau est la moins chère pour les clients avec celles où elle est la moins coûteuse pour le réseau (dimensionnement de l'infrastructure) et pour la gestion du système électrique (dimensionnement des réserves d'équilibrage).

Concernant les coûts, RTE précise que la différenciation des plages temporelles entre clients n'est pas possible avec le système d'information actuel. Une telle évolution requerrait des développements informatiques. Au-delà des coûts qu'ils représenteraient (non évalués à ce stade, mais qui pourraient être mutualisés avec ceux liés à la différenciation géographique des plages temporelles d'autres composantes tarifaires), RTE insiste sur le délai nécessaire à la mise en œuvre de ces évolutions.

RTE souligne enfin que la pertinence de la différenciation géographique des plages temporelles du TURPE HTB dépend fortement de sa cohérence/coordination avec les plages temporelles du TURPE HTA-BT.

**Question 15 Êtes-vous favorable à donner à RTE la possibilité de modifier localement le positionnement de 61 jours de saison haute en HTB ?**

Le TURPE 5 offre à RTE la liberté de positionner 61 jours de saison haute comme il le souhaite en dehors des mois de décembre à février, après consultation du CURTE<sup>5</sup>. Actuellement et comme pour la période TURPE 4, ces 61 jours sont positionnés sur l'intégralité des mois de novembre et mars, sur l'ensemble du réseau public de transport (RPT). Comme pour la question 14, il convient d'étudier si les gains que pourrait apporter une différenciation géographique du placement de ces 61 jours dépasseraient les coûts de mise en œuvre.

Concernant les gains à attendre, RTE a étudié la répartition des 2 mois de soutirages les plus forts dans l'année (hors décembre, janvier et février) par région et par département. Il apparaît que les mois de plus forts soutirages se situent presque systématiquement en novembre et en mars (pour toutes les régions et pour 89 des 94 départements). RTE conclut, sous réserve d'une analyse plus fine, que la possibilité de modifier localement le placement des 61 jours de saison haute ne semble pas présenter un grand intérêt, car elle ne permettra pas de renvoyer beaucoup plus finement les coûts aux utilisateurs du réseau.

Du point de vue des coûts, comme pour la question précédente, RTE souligne que le système d'information devrait être adapté pour mettre en place cette disposition, et que le coût et le délai nécessaires à un tel développement n'ont pas été évalués à ce stade.

De même, RTE souligne que la pertinence de la différenciation géographique des plages temporelles du TURPE HTB dépend fortement de sa cohérence/coordination avec les plages temporelles du TURPE HTA-BT.

---

<sup>5</sup> Comité des Clients Utilisateurs du Réseau de Transport d'Electricité.

**Question 17: Etes-vous favorable à la proposition de la CRE de supprimer la composante d'absorption de puissance réactive pour les installations de production non régulées en tension et raccordées dans le domaine de tension BT>36 kVA ?**

RTE est vigilant à la gestion du réactif à l'interface entre les réseaux publics de distribution et RPT, et souhaite que les refoulements d'énergie réactive sur le RPT soient aussi limités que possible afin de maîtriser les phénomènes de tensions hautes. RTE comprend que la proposition permettrait aux gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) de proposer plus facilement aux producteurs raccordés en basse tension (BT) des raccordements sur des départs BT existants situés à proximité de l'installation de production, limitant ainsi la longueur des câbles à ajouter sur le réseau en vue du raccordement. Les câbles favorisant le refoulement d'énergie réactive, en limiter leur développement serait donc de nature à aider au réglage de la tension sur le RPT.

**Question 18 : Partagez-vous l'analyse de la CRE concernant la nécessité de s'interroger à nouveau sur l'opportunité d'une tarification de l'injection ?**

RTE partage l'intérêt de la CRE pour la recherche d'une plus grande efficacité des signaux tarifaires. Dans ce cadre, il est justifié de se réinterroger au sujet du signal envoyé par la composante d'injection du TURPE, à l'aune notamment des coûts d'infrastructure et de gestion du système électrique que les injections peuvent induire, a fortiori dans un contexte de développement rapide des productions décentralisées.

Pour autant, RTE partage également la double préoccupation de la CRE de :

- Ne pas distordre la concurrence entre les producteurs d'électricité à l'échelle européenne par un tarif significatif auquel ne seraient soumis que les producteurs implantés en France ;
- Garantir la simplicité et la lisibilité du signal envoyé par le tarif d'injection, qui conditionnent son efficacité.

RTE souligne l'importance de réaliser des analyses d'impact préalables sur les évolutions du tarif d'injection à l'étude et les conditions de leur efficacité et de les mettre en perspective avec les coûts nécessaires de mise en œuvre. Ces analyses doivent inclure l'étude des signaux prix existants que reçoivent les producteurs sur les coûts qu'ils engendrent et la valeur qu'ils apportent aux réseaux et au système électrique (coûts de raccordement au réseau, quote-part des S3REnR<sup>6</sup>, rémunération par RTE des moyens contribuant à la gestion des contraintes réseau et de la sûreté du système, etc.), leurs axes d'amélioration et leur articulation avec le signal tarifaire.

Ainsi, les trois axes de réflexions ouverts par la CRE représentent des travaux importants d'études d'opportunité, d'analyse d'impact et éventuellement de faisabilité juridique et opérationnelle. Ces travaux, consommateurs de ressources

---

<sup>6</sup> Schémas régionaux de raccordement aux réseaux des énergies renouvelables.

et de temps, aussi bien pour la CRE que pour les opérateurs, ne doivent pas avoir d'impact sur l'important chantier, lancé par la CRE dès 2017, d'évolution profonde de la méthodologie de construction de la composante de soutirage (orientation vers le coût marginal de long terme). RTE appelle la CRE à la vigilance sur ce point et appelle de ses vœux une priorisation de ce chantier, quitte à en renvoyer certains autres à la période tarifaire suivante, dans le cadre d'un programme de travail formalisé, afin d'éviter qu'aucun d'entre eux ne puisse être réalisé en qualité à l'échéance du TURPE 6.

Enfin, comme pour les questions 14 et 15, RTE précise que chacune des évolutions du tarif d'injection mises en consultation par la CRE nécessiterait des évolutions, plus ou moins profondes, des systèmes d'information, de comptage et de facturation et des activités opérationnelles associées. Les coûts et les délais nécessaires, potentiellement importants, n'ont pas été évalués à ce stade et doivent être anticipés pour que les éventuelles évolutions puissent être mises en œuvre lors de l'introduction du TURPE 6.

**Question 19 : Êtes-vous favorable à l'introduction d'un tarif à l'injection, centré en zéro, reflétant les coûts et les bénéfices induits sur les coûts d'infrastructure de réseaux par les injections ?**

RTE partage l'analyse de la CRE conduisant à considérer que l'adaptation du réseau de transport est aujourd'hui en grande partie liée à l'accueil des producteurs d'énergies renouvelables (EnR) et moins à la croissance de la consommation<sup>7</sup>. Les injections sont devenues un plus fort inducteur de l'évolution des coûts d'infrastructure que les soutirages. Le SDDR 2019 en cours de finalisation prévoit ainsi que le niveau des contraintes sur le réseau de transport engendrées par l'installation des productions EnR, demeurerait modeste d'ici à 2025 (concernant moins de 2% des liaisons) puis devrait augmenter entre 2025 et 2030 (multiplication par 3 à 5 de ce niveau de contraintes selon les scénarios).

Dans ce contexte, il est pertinent d'étudier les outils disponibles pour mieux sensibiliser les producteurs aux coûts d'infrastructure qu'ils induisent et les inciter à en tenir compte dans leur choix de localisation et/ou d'exploitation. Une étude de RTE, détaillée dans le SDDR 2019 en cours de finalisation, montre ainsi que, s'agissant des producteurs d'électricité d'origine renouvelable, une prise en compte fine, à une maille locale, des coûts de réseau induits par leur choix de localisation pourrait représenter une réduction de coût de plusieurs dizaines de millions d'euros par an pour la collectivité sur la période 2020-2035 par rapport à un scénario dans lequel les choix de localisation seraient fait sans en tenir compte.

---

<sup>7</sup> Soutenues par les politiques publiques en faveur de la transition énergétique en vue d'atteindre les objectifs ambitieux de la Politique Pluriannuelle de l'Energie (PPE), les productions renouvelables décentralisées (principalement solaires et photovoltaïques) se développent en moyenne plus rapidement que la consommation d'électricité et cette tendance va s'accroître d'ici 2030 (objectif de doublement de la capacité de production éolienne et solaire installée entre 2017 et 2028).

1. RTE travaille à l'amélioration des outils et leviers existants qui traitent déjà en partie ces enjeux et les considère comme plus efficaces et proportionnés.

Hors TURPE, les producteurs d'électricité reçoivent déjà aujourd'hui un signal prix sur les coûts de réseau qu'ils induisent au moment de leur raccordement au réseau, à travers :

- pour tous les producteurs, le prix de leurs ouvrages propres (raccordements)
- pour les producteurs EnR, le montant de la quote-part du S3REnR auquel ils sont rattachés, qui reflète les coûts de création d'ouvrages sur les réseaux électriques induits par la production EnR.

La quote-part, en particulier, constitue déjà un véritable signal incitatif qui contribue à orienter l'implantation des sites de production d'origine renouvelable entre chacune des 13 régions administratives. Ce signal est perfectible dans la mesure où il ne permet pas de refléter les différences de coûts de réseau au sein d'une région. Néanmoins, d'une part, il existe déjà des possibilités de différenciation plus locale du niveau de la quote-part dans certain cas très spécifiques<sup>8</sup>. D'autre part, pour la révision des schémas, les gestionnaires de réseaux mettent progressivement à disposition des parties prenantes une information sur le niveau de la quote-part en fonction du niveau de capacités de production à raccorder<sup>9</sup>. Ce nouvel outil, qui renforce la phase de concertation propre aux S3REnR, doit contribuer à optimiser le développement coordonné de la production et des réseaux du point de vue de la collectivité.

Par ailleurs, pour ce qui concerne le développement des moyens de stockage, le SDDR 2019 en cours de finalisation souligne que l'augmentation progressive des limitations de production EnR (0,3% de la production annuelle globale en moyenne, sur la période 2020-2035) pourrait inciter les producteurs à développer des capacités de stockage. Des travaux sont actuellement engagés par RTE pour favoriser l'émergence de ces solutions<sup>10</sup>, selon deux axes principaux : la publication par RTE des contraintes résiduelles sur le RPT liées aux S3REnR d'une part, la préparation du cadre réglementaire et contractuel adéquat d'autre part. Ces avancées doivent permettre aux moyens de stockage de trouver une source de valorisation complémentaire à celles déjà identifiées (participation aux services de réglage de la fréquence notamment) et de répondre ainsi aux enjeux mis en avant par la CRE.

Pour RTE, ces deux leviers (dispositifs visant à améliorer le signal de la quote-part des S3REnR, publication des contraintes résiduelles sur le RPT liées aux S3REnR

---

<sup>8</sup> A l'intérieur des régions, la possibilité d'ouvrir des volets géographiques particuliers (VGP) au sein d'un S3REnR peut permettre, dans certaines situations très spécifiques et électriquement isolées, de différencier le niveau de la quote-part pour mieux refléter les différences de coûts de réseaux induits par certains gisements dont le raccordement nécessite des créations ayant une conséquence sur la quote-part de l'ensemble de la région.

<sup>9</sup> Au sein d'un schéma en révision, les besoins structurants d'adaptation de réseau pour raccorder une certaine capacité de production sont divisés par paliers. On associe à chaque palier de volume de travaux à réaliser : un niveau de capacité de production raccordée et le coût de réseau incluant la part des créations, donc un niveau de quote-part.

<sup>10</sup> Ces travaux sont centrés sur l'expérimentation RINGO, ensemble de batteries déployées par RTE qui permettra de tester en situation réelle l'usage de ces flexibilités en soutien au réseau.

associée à un cadre contractuel adapté aux batteries) constituant, a minima sur la période TURPE 6, des leviers efficaces et proportionnés aux enjeux soulevés par la CRE dans la présente consultation. RTE considère que ces leviers doivent être mobilisés en priorité.

2. Le signal tarifaire à l'injection que la CRE propose d'ajouter aux outils existants devrait être précisément décrit et ses effets attendus devraient être démontrés

Concernant la nouvelle composante tarifaire proposée, RTE souhaite que la CRE précise ses modalités de mise en œuvre, analyse en détail le signal économique qu'elle enverrait (dans une perspective de moyen-long terme<sup>11</sup>) et démontre l'efficacité qui peut en être attendue en terme d'impact sur les choix d'investissement et d'exploitation des producteurs. RTE considère en effet que cette évolution n'est pertinente qu'à la condition de démontrer qu'elle complète et améliore les signaux existants. Dans le cas contraire, il existe un risque sensible que l'empilement de signaux complexes les rendent globalement illisibles, difficiles à comprendre et donc inefficaces, au détriment des ambitions des régions les plus dynamiques et les plus ambitieuses pour le développement des énergies renouvelable et, plus globalement, des objectifs publics de décarbonation du mix énergétique.

De façon non exhaustive, RTE soulève ci-après quelques interrogations issues de sa compréhension du dispositif envisagé par la CRE.

- Sauf à limiter le champ d'application de cette composante aux injections de moyens nouvellement raccordés, ce qui serait a priori discriminatoire et non compatible avec les dispositions du code de l'énergie, une telle composante reviendrait à organiser un transfert entre tous les « injecteurs ». Les contributeurs à ce transfert seraient les moyens dont les injections seraient sources de contraintes sur le réseau existant (indépendamment des coûts de réseau que leur installation a engendré par le passé) et les bénéficiaires ceux dont les injections soulageraient des contraintes sur ce réseau. On peut donc penser que cette composante pourrait notamment conduire à faire subventionner les nouveaux producteurs qui tiendront compte de ce nouveau signal par ceux qui se sont déjà installés sans en avoir eu connaissance (et qui se sont potentiellement installés à un moment où le réseau n'était pas contraint). Un tel mécanisme de subvention entre producteurs concurrents, auquel échapperaient par ailleurs les producteurs raccordés au domaine de tension HTB3, nécessitera d'être rigoureusement justifié et de reposer sur des bases économiques et juridiques solides (articulation avec les dispositions législatives relatives aux S3REnR, compatibilité avec les dispositions encadrant les aides d'Etat...).
- S'agissant, pour les opérateurs de réseau, de définir localement, de façon prospective, des plages horaires de contraintes en injection ou en soutirage, il

---

<sup>11</sup> Explicitation des règles de mise en œuvre, articulation dans la durée entre l'évolution des contraintes sur le réseau et la volatilité du signal de localisation que la composante a vocation à transmettre, articulation avec les signaux et outils existants, présentation de l'impact du tarif sur les décisions des utilisateurs qui y sont soumis, sur les décisions des gestionnaires de réseau et sur les coûts de réseau, etc.

convient de noter que, selon le SDDR 2019 en cours de finalisation, d'ici 2030 au moins (TURPE 8), les contraintes sur le réseau demeureront très locales (échelle d'un ouvrage, inadaptée à des barèmes de tarification). Les pointes locales de production EnR fatale sont en outre a priori très difficilement prévisibles, a fortiori à moyen-long terme, et une part importante des contraintes n'apparaîtront qu'en cas d'avarie sur une ligne avoisinante, encore moins prévisibles. Aussi, les plages que pourraient définir localement les gestionnaires de réseau, de façon potentiellement non coordonnée, seront nécessairement contestables et potentiellement non pertinentes *ex post*. Or, comme ces plages et ces zones constitueraient la base du transfert de certains producteurs vers d'autres producteurs, leur définition serait une source de contentieux pour les gestionnaires de réseau et elle nécessiterait a minima d'être explicitement validée par la CRE.

- La CRE propose de centrer cette composante en zéro, pour garantir la conformité du tarif d'injection avec les dispositions du règlement européen 838/2010<sup>12</sup>. Cette contrainte nécessiterait la mise en place d'un compte de régularisation des charges et produits (CRCP) spécifique à cette composante pour RTE et pour les GRD<sup>13</sup>, compte dont la complexité de gestion sera à mettre en regard des bénéfices attendus.

Au total, RTE considère que :

- Le signal tarifaire à l'injection proposé et ses modalités de mise en œuvre doivent être clarifiés ;
- l'intérêt d'introduire un tel signal doit être rigoureusement étudié selon différents axes (économique, technique, opérationnel, réglementaire voire juridique), dans le cadre d'un programme de travail à définir et auquel RTE souhaite participer ;
- la finalisation et le déploiement des travaux en cours pour améliorer et renforcer les outils qui existent (quote-part, publication des contraintes réseau) doivent être prioritaires.

**Question 20 : Que pensez-vous, sous réserve de résultats probants dans le cadre des études en cours, de l'introduction de tarifs d'injection différenciés géographiquement et temporellement pour les producteurs raccordés aux domaines de tension HTB reflétant la contribution des injections aux coûts des pertes ?**

Pour la période TURPE 5, la CRE a introduit un mécanisme d'incitation financière à la maîtrise des volumes de pertes électriques par les gestionnaires de réseau. RTE renouvelle les réserves qu'il a déjà eu l'occasion d'exprimer sur l'intérêt de ce

---

<sup>12</sup> Selon lequel « la valeur des redevances annuelles moyennes pour le transport par les producteurs est comprise entre 0 et 0,5 €/MWh » hors couverture des coûts liés aux réserves et aux pertes électriques.

<sup>13</sup> Aujourd'hui Enedis est le seul GRD à disposer d'un CRCP.

mécanisme qui conduit aléatoirement à des primes ou à des pénalités faute de levier de performance à la main de l'opérateur<sup>14</sup>.

Si RTE comprend l'enjeu associé à la maîtrise du volume (et donc du coût pour la collectivité) des pertes électriques sur les réseaux, RTE est favorable à ce que l'incitation soit envoyée prioritairement aux acteurs qui peuvent avoir des leviers d'action efficaces sur ces volumes. Or, les facteurs dimensionnants du volume des pertes électriques sont principalement les plans de production, les transits internationaux, le niveau et la localisation de la consommation. Les leviers d'influence sur ces facteurs sont à la main d'acteurs très différents et le sujet dépasse les frontières nationales, a fortiori dans un contexte de développement des interconnexions.

Si l'on fait l'hypothèse que les tarifs d'accès au réseau n'ont que peu d'impact sur la localisation de la consommation du fait notamment de sa faible élasticité prix et de l'application du principe de péréquation tarifaire, alors RTE comprend et partage le raisonnement de la CRE et l'intérêt théorique du tarif d'injection proposé. Renvoyer aux producteurs les coûts de compensation des pertes électriques qu'ils engendrent serait de nature à les inciter à tenir compte de cette externalité dans leurs choix d'exploitation, voire d'investissement, et permettrait de mieux aligner leur intérêt et celui de la collectivité.

RTE rappelle néanmoins que la minimisation du volume de pertes électriques sur les réseaux n'est pas un objectif en soi du point de vue de la collectivité : la recherche d'une meilleure utilisation des ouvrages existants, en particulier dans le contexte de la transition énergétique, peut être source d'augmentation des pertes électriques dont les coûts sont plus que compensés par les économies d'infrastructure, et les signaux tarifaires ne doivent pas envoyer d'incitations à surdimensionner les infrastructures. Il convient en revanche de travailler à une meilleure qualification des origines des pertes pour concentrer les efforts de maîtrise et les signaux prix associés sur celles qu'il est souhaitable de diminuer.

En pratique, le signal tarifaire que la CRE propose de mettre en place pose toutefois plusieurs difficultés qu'il convient de lever pour garantir que l'analyse coût-bénéfice de cette évolution soit positive :

- Les gains à attendre de cette évolution (en termes de coûts de pertes économisées) seraient maximaux s'il était possible de tarifier chaque injection physique sur le réseau à chaque instant à hauteur d'un facteur de pertes calculé très localement en temps réel (et que ce terme modifiait le classement des moyens par ordre de coûts marginaux). Pour différentes raisons (lisibilité, coût d'implémentation), les tarifs d'accès au réseau ne peuvent être déterminés qu'à des mailles géographique et temporelle agrégées et calculés très en amont du temps réel. Aussi, dans un contexte où les facteurs de pertes fluctuent fortement dans le temps et sur le réseau, l'anticipation et l'agrégation des calculs dégradent nécessairement, de

---

<sup>14</sup> cf. réponse de RTE à la question 12 de la consultation publique de la CRE du 14 février 2019 N°2019-003 relative au cadre tarifaire applicable aux opérateurs d'infrastructures régulées en France.

manière plus ou moins forte, la qualité du signal prix que le tarif a vocation à transmettre, et il convient d'en évaluer les conséquences.

- Comme indiqué précédemment, outre le plan de production d'électricité en France, les flux d'import et d'export d'énergie avec les pays voisins sont un autre facteur important à l'origine du volume de pertes sur le réseau. En particulier, au même titre que les injections des producteurs, les flux d'import représentent des injections physiques sur le réseau de transport qu'il serait théoriquement souhaitable, du point de vue économique et à l'échelle de la France seule, de soumettre au tarif envisagé par la CRE, afin que les coûts des pertes électriques induites en France par ces flux soient internalisés par les producteurs qui en sont à l'origine. Toutefois, la possibilité de soumettre au tarif d'accès au réseau les flux d'import est une question qui doit être instruite sous l'angle juridique (en cohérence notamment avec le mécanisme ITC en vigueur, dont l'objet est en partie de compenser les coûts des pertes induits par les flux transfrontaliers sur les réseaux des pays participants), technique (comptage des flux d'import, destinataire de la facturation le cas échéant...) mais également politique (la France peut-elle décider seule de facturer l'accès à son réseau pour les importations, quand les autres pays européens ne le font pas ?). S'il n'était pas possible de tarifier ces flux au même titre que les injections des producteurs implantés en France, alors l'intérêt d'un tel tarif devrait être évalué à l'aune de son efficacité et des conséquences sur l'économie française. En particulier, cette composante ne devrait pas conduire à des distorsions de concurrence qui pénaliseraient injustement la compétitivité des producteurs localisés en France par rapport à leurs concurrents localisés à l'étranger.

RTE est favorable à poursuivre avec la CRE les travaux en cours d'estimation des gains potentiels à attendre de la mise en place d'un tarif d'injection reflétant la contribution des injections aux coûts des pertes électriques, ainsi que des coûts nécessaires à cette mise en place. Cette évolution n'aura in fine d'intérêt que si cette analyse d'impact complète est positive pour les utilisateurs du réseau, en particulier elle devrait sans doute être écartée s'il n'était pas possible de facturer les producteurs étrangers d'électricité au même titre que les producteurs français.

**Question 22: Que pensez-vous de la possibilité de faire porter aux producteurs une partie du coût de constitution des réserves au travers du tarif d'injection si cela permet d'en réduire le coût global ? Le cas échéant, que pensez-vous des modalités envisagées par la CRE vis-à-vis de la prise en compte de ce coût dans le tarif d'injection ?**

Le tarif supporté par les utilisateurs doit refléter au mieux les coûts qu'ils génèrent sur le réseau et le système électrique. Jusqu'à présent, seuls les utilisateurs en soutirage participent au financement de la constitution des réserves d'équilibrage via la composante soutirage du TURPE HTB. Toutefois, les producteurs contribuent également à la nécessité pour RTE de constituer des réserves d'équilibrage,

notamment pour pouvoir pallier la variation du programme des groupes de production et les incidents imprévus qu'ils subissent.

En outre, le coût de constitution de ces réserves (environ 200 M€ par an aujourd'hui pour les réserves primaire, secondaire, rapide, complémentaire et les surcoûts d'ajustement pour reconstitution des marges et des services système), porté par le TURPE HTB, correspond à la rémunération que RTE verse aux moyens sélectionnés qui lui fournissent des capacités activables à la hausse ou à la baisse en cas de déséquilibre du système. Ces moyens étant aujourd'hui principalement des moyens de production (complétés par des capacités d'effacement), renvoyer aux injections une partie de cette charge constitue une forme d'incitation pour les producteurs à limiter le prix de leurs offres pour participer aux réserves.

RTE souligne, enfin, que l'évolution du mix énergétique vers une diminution de la production pilotable réduit la souplesse d'ajustement des moyens de production pour équilibrer le système, dans un contexte d'écarts de fréquence dits « déterministes » de plus en plus importants autour de certaines heures rondes, liés aux variations d'échanges transfrontaliers. Pour réussir la transition énergétique à travers le développement des EnR et des interconnexions, il conviendra de mettre en place dès TURPE 6 des dispositions de marché et d'exploitation qui permettent un maintien en sûreté de l'équilibre offre demande dans les meilleures conditions pour les consommateurs et les producteurs français. Plusieurs pistes sont à l'étude dont l'augmentation de certaines réserves, ce qui renforce l'intérêt de prévoir des dispositifs permettant d'en contenir les coûts.

RTE partage donc la position de la CRE de faire porter une partie des coûts des réserves aux producteurs, via le tarif d'injection, selon les modalités proposées dans la consultation publique.