

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

CONSULTATION PUBLIQUE N° 2022-11 DU 20 OCTOBRE 2022 RELATIVE AUX TARIFS D'UTILISATION DES RESEAUX PUBLICS DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE (TURPE 6 HTB ET HTA-BT)

Par une délibération du 21 janvier 2021¹ (ci-après la « délibération TURPE 6 HTB »), la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a fixé les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTB applicables à compter du 1^{er} août 2021, pour une durée d'environ 4 ans. Par une délibération du 21 janvier 2021² (ci-après « la délibération TURPE 6 HTA-BT »), la CRE a fixé les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT applicables à compter du 1^{er} août 2021.

La délibération TURPE 6 HTB fixe notamment un cadre de régulation incitative qui vise à encourager RTE à la maîtrise de ses dépenses et à l'amélioration de la qualité du service rendu à ses utilisateurs. Ce cadre limite en outre le risque financier de RTE pour certains postes de charges ou de produits préalablement identifiés, qui sont pris en compte au réel au travers d'un compte de régularisation des charges et des produits (CRCP).

La présente consultation publique porte sur des évolutions à apporter à ce cadre de régulation incitative.

Adapter le cadre de régulation pour prendre en compte l'impact des prix de l'électricité sur l'activité de RTE

Ces derniers mois ont vu apparaître une situation de crise d'approvisionnement inédite se traduisant par une forte augmentation et une grande volatilité des prix de gros de l'électricité au niveau européen. Ainsi, certaines hypothèses de prix prises en compte dans l'établissement de certains mécanismes de régulation incitative dans la délibération TURPE 6 HTB s'écartent aujourd'hui significativement des prévisions de prix pour les années 2022 et 2023.

Dans un courrier du 24 mars 2022, RTE a signalé à la CRE que l'application de la régulation incitative sur certains postes de charges exposerait RTE en 2023, en l'état actuel des prix de gros, à des malus importants indépendants de son action. Il s'agit notamment des coûts de congestion, des coûts de constitution des réserves d'équilibrage, des coûts des services système tension et des coûts des achats pour la compensation des pertes électriques.

A ce stade, la CRE estime justifié de modifier la régulation incitative du TURPE 6 HTB pour l'adapter au niveau élevé des prix de gros de l'électricité, notamment en les recentrant sur le volume plutôt que sur les prix. Certaines modifications, notamment sur les pertes, pourraient également être appliquées au TURPE 6 HTA-BT d'Enedis.

Adapter les moyens de RTE, en corrigeant la trajectoire de charges d'exploitation pour inclure des charges dédiées aux projets d'investissement

RTE a sollicité la CRE concernant une inadéquation entre la trajectoire de charges de personnel, prise comme hypothèse de construction du tarif dans la délibération TURPE 6 HTB, et ses besoins réels, en raison notamment d'une erreur dans les prévisions des charges dédiées aux projets d'investissement. La CRE estime qu'il est pertinent de corriger cette trajectoire afin que RTE puisse assurer l'ensemble de ses missions, notamment dans un contexte d'accélération de la transition énergétique.

¹ Délibération de la CRE du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité (TURPE 6 HTB) - CRE

² Délibération de la CRE du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE 6 HTA-BT) - CRE

En contrepartie, suivre de façon plus fine la performance de RTE sur les raccordements

Il a été observé sur la période récente une hausse importante des demandes de raccordement liées à l'insertion des énergies renouvelables sur le réseau ou à des projets de décarbonation de l'industrie, qui se matérialise notamment par une augmentation importante des demandes d'études. Dans ce contexte évolutif, il importe donc de s'assurer de la bonne allocation des moyens accordés par la délibération TURPE 6 HTB, pour garantir la qualité de service de l'ensemble du processus de raccordement. Afin de mesurer l'efficacité de ce processus, la CRE envisage de compléter le cadre de régulation, en introduisant le suivi d'un nouvel indicateur de qualité de service relatif au taux de transmission des propositions techniques et financières dans les délais. La CRE propose également de mettre en œuvre une incitation financière relative à cet indicateur afin de s'assurer de la bonne utilisation des moyens supplémentaires accordés.

Prendre en charge par le TURPE, sous certaines conditions, les créances irrécouvrables de RTE dues aux défaillances des responsables d'équilibre

RTE ne dispose pas directement de leviers pour éviter la défaillance des responsables d'équilibre, celle-ci étant la conséquence des comportements des acteurs et du contexte de marché. Pour autant, RTE pourrait, dans certains cas, limiter l'importance des créances devenues irrécouvrables par une politique de suivi efficace du risque de contrepartie, l'application proportionnée des mesures prévues par les règles MA-RE et par une politique de recouvrement adaptée.

Les leviers à la main de RTE étant spécifiques aux situations rencontrées, la CRE envisage d'inclure la possibilité de prendre en charge par le TURPE, au cas par cas et sous réserve que RTE ait fait preuve de toutes les diligences requises, les créances irrécouvrables des responsables d'équilibre au CRCP.

Inciter RTE à tenir les délais sur la connexion aux plateformes européennes pour l'échange d'énergie d'équilibrage

Enfin, en application du paragraphe 2.5.4. de la délibération TURPE 6 HTB consacré à l'incitation à l'innovation à l'externe, la CRE consulte les acteurs de marché sur l'ajout d'une action prioritaire concernant la connexion de RTE aux plateformes européennes pour l'échange d'énergie d'équilibrage à partir de réserve secondaire et tertiaire rapide.

La présente consultation publique a pour objet de présenter les évolutions envisagées par la CRE et de recueillir la position des acteurs intéressés.

A la suite de la présente consultation publique, la CRE envisage d'adopter une délibération modifiant la délibération TURPE 6 HTB et, le cas échéant, une délibération modifiant la délibération TURPE HTA-BT.

Paris, le 20 octobre 2022.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

La présidente,

Emmanuelle WARGON

Répondre à la consultation

La CRE invite les parties intéressées à adresser leur contribution, au plus tard le 14 novembre 2022, 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.

SOMMAIRE

1. CONTEXTE ET OBJECTIF DE LA CONSULTATION PUBLIQUE.....	4
1.1 COMPETENCE DE LA CRE	4
1.2 CONTEXTE SUR LES MARCHES DE GROS DE L'ELECTRICITE	4
1.3 OBJET DE LA CONSULTATION PUBLIQUE	4
2. ADAPTATION DU CADRE DE REGULATION INCITATIVE DE RTE.....	5
2.1 REGULATION INCITATIVE RELATIVE AUX COUTS DE CONGESTIONS	5
2.1.1 Rappel du dispositif de régulation incitative en vigueur	5
2.1.2 Evolutions envisagées	5
2.2 REGULATION INCITATIVE RELATIVE AUX RESERVES D'EQUILIBRAGE	6
2.2.1 Rappel du dispositif de régulation incitative en vigueur	6
2.2.2 Evolutions envisagées	7
2.2.3 Abattements, pénalités et indemnités liés aux réserves d'équilibrage	7
2.2.3.1 Rappel du dispositif en vigueur	7
2.2.3.2 Evolution envisagée.....	8
2.3 REGULATION INCITATIVE RELATIVE AUX SERVICES SYSTEME TENSION	8
2.3.1 Rappel du dispositif en vigueur.....	8
2.3.2 Evolutions envisagées	8
2.4 REGULATION INCITATIVE DES CHARGES RELATIVES A LA COMPENSATION DES PERTES	9
2.4.1 Rappel du dispositif de régulation incitative en vigueur concernant le TURPE 6 HTB et le TURPE 6 HTA-BT 9	
2.4.2 Evolutions envisagées	9
3. ADAPTER LES MOYENS DE RTE, EN CORRIGEANT LA TRAJECTOIRE DE CHARGES DE PERSONNEL DEDIES AUX PROJETS D'INVESTISSEMENT	10
3.1 CHARGES DE PERSONNEL.....	10
3.1.1 Rappel du dispositif en vigueur.....	10
3.1.2 Evolution envisagée	10
3.2 ARBITRAGES ENTRE CHARGES D'EXPLOITATION INCITEES ET DEPENSES D'INVESTISSEMENT.....	11
3.2.1 Rappel du dispositif en vigueur.....	11
3.2.2 Evolution envisagée	11
4. SUIVRE LA PERFORMANCE DE RTE SUR LES RACCORDEMENTS	12
4.1 RAPPEL DU DISPOSITIF EN VIGUEUR.....	12
4.2 EVOLUTION ENVISAGEE	12
5. CREANCES IRRECOUVRABLES DES RESPONSABLES D'EQUILIBRE.....	13
5.1 ENJEUX ET CADRE DE REGULATION EN VIGUEUR.....	13
5.2 EVOLUTION ENVISAGEE	14
6. INCITER RTE SUR LE DELAI DE CONNEXION A LA PLATEFORME EUROPEENNE MARI	14
6.1 RAPPEL DU DISPOSITIF EN VIGUEUR.....	14
6.2 EVOLUTION ENVISAGEE	15
7. LISTE DES QUESTIONS	15

1. CONTEXTE ET OBJECTIF DE LA CONSULTATION PUBLIQUE

1.1 Compétence 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 ».

1.2 Contexte sur les marchés de gros de l'électricité

Le second semestre de l'année 2021 a été marqué par une hausse historique des prix de gros de l'électricité. Cette tendance s'est accentuée en 2022 et est particulièrement marquée en France.

Cette situation reflète la conjonction de deux crises d'une ampleur inédite, qui affectent le secteur énergétique européen et français depuis le second semestre 2021 :

- la première concerne la sécurité européenne pour l'approvisionnement en gaz ;
- la seconde concerne en particulier la France du fait de l'état de son parc nucléaire, affecté par l'arrêt de nombreux réacteurs. La découverte de phénomènes de corrosion sous contrainte fin 2021, qui s'ajoute à un calendrier des maintenances déjà très chargé, a conduit à de nombreuses mises à l'arrêt de réacteurs.

Ce contexte exceptionnel sur les marchés de gros ne pouvait pas être anticipé au moment de l'élaboration de la délibération TURPE 6 HTB et de la délibération TURPE 6 HTA-BT, adoptées le 21 janvier 2021.

Pour assurer le fonctionnement du système électrique, RTE doit contractualiser de nombreux services sur les marchés de l'énergie au travers, le plus souvent, d'appels d'offres dédiés ou sur la plateforme du mécanisme d'ajustement. Par ailleurs, RTE a aussi la charge de compenser les pertes induites par le transport de l'électricité sur son réseau (le volume de pertes est d'environ 11 TWh en 2021). L'ensemble de ces achats sont donc particulièrement touchés par la hausse des prix de gros de l'électricité. Le sujet des pertes concerne également Enedis et la délibération TURPE 6 HTA-BT.

La période est également marquée par une accélération du déploiement de la production à base d'énergies renouvelables (ENR) et des projets de décarbonation de l'industrie. La CRE soutient cette accélération et les délibérations TURPE 6 HTB et TURPE 6 HTA-BT donnent aux gestionnaires de réseau, notamment RTE, les ressources suffisantes pour que les raccordements soient réalisés de façon efficace. RTE a néanmoins alerté la CRE sur le fait que ces moyens risquaient de ne pas suffire en raison d'une erreur dans les prévisions réalisées à l'époque.

Enfin, la période d'extrême tension sur les marchés et de prix élevés dégrade la solidité financière de certains fournisseurs et responsables d'équilibre. En conséquence, des créances irrécouvrables pourraient demeurer à la charge de RTE. La CRE souhaite préciser les conditions de prise en charge éventuelle par le TURPE de ces charges.

1.3 Objet de la consultation publique

La CRE souhaite recueillir l'avis des acteurs de marché sur les différentes évolutions qu'elle envisage concernant la délibération TURPE 6 HTB et, concernant précisément la régulation incitative des charges liées à la compensation des pertes d'Enedis, la délibération TURPE HTA-BT, afin de répondre au contexte de crise énergétique et aux exigences croissantes en matière de raccordement pour accélérer la transition énergétique. Les modifications proposées sont de trois ordres : (i) modification de la régulation incitative de RTE pour certains postes de charges les plus dépendants des prix de gros, (ii) adaptation de la régulation incitative de RTE et des moyens dédiés aux raccordements, (iii) modification de la couverture des créances irrécouvrables des responsables d'équilibre et (iv) ajout d'une action prioritaire pour RTE dans le cadre de la régulation incitative sur l'innovation introduite dans TURPE 6 HTB.

2. ADAPTATION DU CADRE DE REGULATION INCITATIVE DE RTE

2.1 Régulation incitative relative aux coûts de congestions

2.1.1 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 des gestionnaires de réseau de transport voisins pour la gestion desquelles RTE et ces derniers ont vocation à se coordonner.

Lorsque RTE ne parvient pas à régler cette contrainte par une parade topologique sur son réseau, il doit entreprendre des actions coûteuses. La résorption des congestions ainsi effectuée au travers d'actions de redispatching et countertrading peut engendrer des coûts importants pour RTE.

La délibération TURPE 6 HTB a mis en place un dispositif incitatif portant sur les coûts de congestions nationales et internationales de RTE, pour les années 2021 à 2024. Ce dispositif prévoit l'application d'une incitation financière à hauteur de 20% sur les coûts de congestions de RTE. Ces coûts sont inscrits au compte de régularisation des charges et produits (CRCP). Toutefois, RTE conserve 20% de l'écart entre les charges constatées et la trajectoire de référence fixée par la délibération TURPE 6 HTB.

2.1.2 Evolutions envisagées

Le contexte exceptionnel sur les prix de gros de l'électricité et la situation inédite de l'approvisionnement en électricité française ont des conséquences sur les coûts liés aux congestions nationales et internationales. En effet, une partie des actions mises en œuvre par RTE pour gérer ces congestions repose sur des mécanismes de marché (activation d'offres sur le mécanisme d'ajustement pour les congestions nationales, actions dites de *countertrading* pour les congestions internationales) et voit leur coût unitaire augmenter.

Pour 2022, les coûts de congestions nationales et internationales pourraient s'établir entre 140 M€ et 250 M€, contre 29 M€ en moyenne prévus dans la trajectoire fixée par la délibération TURPE 6 HTB :

Tableau 1 : Trajectoire de coûts de congestions nationales et internationales

En M€ courants	2019 Réalisé	2021	2022	2023	2024
Charges liées aux congestions	10	22	29	37	42

L'essentiel de cette augmentation provient de l'augmentation des coûts de congestions internationales. En particulier, la hausse des prix de gros de l'électricité en France et en Espagne induit une hausse du coût unitaire de *countertrading*. Cet effet prix est peu maîtrisable par RTE, car il dépend en partie de l'écart entre le prix de gros de l'électricité sur le marché français et ses voisins.

Compte tenu de ces prévisions de coûts, ainsi que de l'incertitude et de la volatilité sur les marchés de gros de l'électricité, la CRE envisage de suspendre l'application de la régulation incitative portant sur les coûts de congestions de RTE pour les années 2022, 2023 et 2024. Ainsi, l'intégralité des écarts entre la trajectoire de référence et le coût constaté des congestions serait inscrite au CRCP.

La CRE considère toutefois qu'il est important que RTE soit incité à mobiliser les leviers dont il dispose pour maîtriser le coût des congestions nationales et internationales.

RTE dispose notamment de leviers sur les volumes d'ajustements liés à des congestions sur son réseau, qui correspondent à des activations d'offres sur le mécanisme d'ajustement afin de lever les contraintes sur le réseau grand transport. Ces coûts représentent la majeure partie des coûts de congestions nationales, en dehors des coûts d'écrêtement des énergies renouvelables.

S'agissant des congestions internationales, la CRE considère qu'il est fondamental que RTE demeure incité à réduire les coûts, notamment en améliorant les prévisions journalières relatives aux capacités d'échanges avec les pays voisins et en veillant à la disponibilité effective de ses ouvrages pour permettre leur bonne réalisation.

Enfin, similairement au dispositif retenu lors de l'élaboration de la délibération TURPE 6 HTB, une homogénéité de traitement entre les deux types de congestions est souhaitable. La CRE propose donc d'inciter de la même façon les congestions nationales et internationales.

Ainsi, la CRE envisage d'introduire dès l'année 2023 une régulation incitative portant sur les volumes d'ajustements pour motif congestion et sur les volumes de congestions internationales :

- L'incitation porterait sur les écarts entre les volumes réalisés et les volumes de référence, valorisés à un prix de référence (fixé à 73,3 €/MWh pour les volumes d'ajustements pour motif congestion et à 7,9 €/MWh pour les volumes de congestions nationales) ;
- Le taux d'incitation serait fixé à 20%, similairement aux principes prévus dans la délibération TURPE 6 HTB ;
- Les volumes de référence sont précisés dans le tableau ci-dessous :
 - Les volumes d'ajustements pour motif congestion seraient fondés sur un volume moyen calculé à partir des données des dernières années. L'année 2020 a été exclue pour ne pas tenir compte des ajustements supplémentaires réalisés par RTE lors des confinements liés à la pandémie de Covid-19. Il serait considéré une augmentation cohérente avec les hypothèses sous-jacentes à la trajectoire de coûts de congestions sur le réseau de grand transport de la délibération TURPE 6 HTB.
 - Pour les congestions internationales, les volumes retenus sont fondés sur les données des dernières années. L'historique est plus court pour certaines frontières, notamment à la frontière anglaise en raison de la mise en service de l'interconnexion IFA 2 en 2021. Ces volumes tiennent également compte de la hausse constatée des volumes de congestions internationales, notamment liée à l'application du seuil de 70% pour les échanges transfrontaliers entre pays européens. Pour autant, cette trajectoire n'augmenterait pas entre 2023 et 2024, en cohérence avec la trajectoire sous-jacente de coûts des congestions internationales de la délibération TURPE 6 HTB.

Tableau 2 : Volumes de référence pour les congestions nationales et internationales

En GWh	2021 réalisé	2022 prévisionnel	2023	2024
Ajustements pour motif congestion	185	129	152	175
Congestions internationales	1524	1643	1727	1727

Question 1 : Pour l'année 2022, êtes-vous favorable à la proposition de la CRE d'inclure les coûts de congestions à 100% au CRCP ?

Question 2 : Pour les années 2023 et 2024, êtes-vous favorable à la proposition de la CRE de remplacer la régulation incitative sur les coûts de congestions nationales et internationales par une régulation incitative portant sur les volumes de congestions nationales et internationales, ainsi qu'aux modalités de cette dernière ?

2.2 Régulation incitative relative aux réserves d'équilibrage

2.2.1 Rappel du dispositif de régulation incitative en vigueur

La délibération TURPE 6 HTB a mis en place un dispositif incitatif portant sur les coûts de constitution de l'ensemble des réserves d'équilibrage de RTE : réserves primaire, secondaire, rapide et complémentaire, ajustements pour motif Services Système (SSY) et ajustements pour cause marges, pour les années 2021 à 2024. Ce dispositif prévoit l'application d'une incitation financière à hauteur de 20% sur les coûts de constitution des réserves de RTE. Le montant à la charge ou au bénéfice de RTE au titre de ce mécanisme est plafonné à 15 M€/an.

La délibération TURPE 6 HTB prévoit en outre une révision annuelle des trajectoires de référence, en fin d'année N pour l'année N+1, afin de tenir compte des évolutions des prix de marché et des modalités de contractualisation sur le marché de l'équilibrage, ainsi que des évolutions du dimensionnement des réserves.

La délibération de la CRE n° 2022-01 du 6 janvier 2022³ a suspendu exceptionnellement l'application de la régulation incitative portant sur le coût des réserves d'équilibrage de RTE pour l'année 2022, du fait de l'évolution des prix de gros.

³ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 6 janvier 2022 relative à la régulation incitative portant sur les coûts de constitution des réserves d'équilibrage de RTE pour l'année 2022

Une incitation à 20% a été conservée sur les volumes d'ajustements pour motif de reconstitution des services système (ajustements pour reconstituer la réserve primaire ou secondaire, survenant à la suite de la défaillance d'un acteur d'ajustement, et ceux survenant pour cause d'équilibrage générant la perte des services système chez l'acteur activé) et marges (ajustements réalisés par RTE afin de constituer les marges à terme du système électrique).

2.2.2 Evolutions envisagées

Le contexte de prix de gros élevés et volatils semble devoir perdurer pour les années 2023 et 2024.

Dès lors, la CRE propose de reconduire, pour les années 2023 et 2024, le mécanisme mis en place pour 2022, soit une régulation incitative portant sur les volumes d'ajustements pour motif SSY et sur les volumes d'ajustements pour cause marges, selon les mêmes principes que pour l'année 2022 :

- L'incitation porterait sur les écarts entre les volumes réalisés et les volumes de référence, valorisés à un surcoût de référence prévisionnel par rapport au prix marginal d'équilibrage (fixé à 35 €/MWh pour les volumes d'ajustements pour motif de reconstitution des services système, et à 59 €/MWh pour les volumes d'ajustements pour motif de reconstitution des marges) ;
- Le taux d'incitation serait fixé à 20% et un plafond de 15 M€ s'appliquerait sur le bonus ou malus total, similairement aux principes prévus dans la délibération TURPE 6 HTB. Le taux d'incitation limité à 20% et le plafond permettent de limiter le risque porté par l'opérateur, puisque les écarts de volumes seront compensés à 80% au travers du CRCP, pour tenir compte des risques associés à la volatilité des volumes de marges et SSY reconstitués ;
- Les volumes de référence sont précisés dans le tableau ci-dessous :
 - Les ajustements pour motif de reconstitution des services système sont fondés sur la base des données des dernières années, incluant notamment les premiers mois de 2022. Les années 2020 et 2021 ont été exclues pour ne pas tenir compte des ajustements supplémentaires réalisés par RTE liés à la recertification de certaines capacités fournissant de la réserve primaire.
 - Les volumes d'ajustements pour motif de reconstitution des marges tiennent compte de la révision des règles MA-RE en avril 2021. Les volumes de référence se fondent ainsi sur des prévisions de RTE, remises à jour en intégrant le réalisé des derniers mois. Le volume de référence pour l'année 2024 intègre également l'indisponibilité des échangeurs allemands. En effet, à cette date, les échangeurs allemands devront être offerts sur la plateforme MARI et RTE n'aura plus de garantie sur leur disponibilité dans la fenêtre opérationnelle.

Tableau 3 : Volumes de référence pour les ajustements services système et marges

En GWh	2022 (délibération du 6 janvier 2022)	2023	2024
Ajustements pour motif de reconstitution des services système	554	600	600
Ajustements pour motif de reconstitution des marges	420	270	440

Question 3 : Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE, pour les années 2023 et 2024, de remplacer la régulation incitative portant sur les coûts de constitution des réserves d'équilibrage par une régulation incitative portant sur les volumes d'ajustements pour motif de reconstitution des services système et marges, ainsi qu'aux modalités de cette dernière ?

2.2.3 Abattements, pénalités et indemnités liés aux réserves d'équilibrage

2.2.3.1 Rappel du dispositif en vigueur

RTE perçoit des sommes de la part des responsables de réserves dans le cadre des règles services système fréquence.

Les abattements, pénalités et indemnités liés aux réserves d'équilibrage sont pris en compte à 80% dans le TURPE 6 HTB, en cohérence avec la régulation incitative retenue pour les charges de constitution et de reconstitution des réserves d'équilibrage.

2.2.3.2 Evolution envisagée

Par souci de cohérence avec la proposition décrite au paragraphe 2.2.2 concernant les charges de constitution et de reconstitution des réserves d'équilibrage de RTE, la CRE propose d'inclure le poste abattements, pénalités et indemnités liés aux réserves d'équilibrage à 100% au CRCP pour le reste de la période TURPE 6.

Question 4 : Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE d'inclure les abattements, pénalités et indemnités liés aux réserves d'équilibrage à 100% au CRCP pour les années 2023 et 2024 ?

2.3 Régulation incitative relative aux services système tension

2.3.1 Rappel du dispositif en vigueur

Le coût de réglage de la tension correspond à la rémunération, par RTE, des installations raccordées au réseau de transport qui contribuent à ce réglage tel que défini dans les règles services système tension. Dans le cadre des services système tension, RTE dispose de deux moyens principaux pour effectuer le réglage de la tension :

- la sollicitation des groupes de production démarrés les mieux placés par rapport aux contraintes ;
- le fonctionnement de certains groupes en compensation synchrone. Dans ce mode de fonctionnement, l'installation consomme de l'énergie pour fournir le réglage de la tension.

Dans la délibération TURPE 6 HTB, le poste des achats liés aux services système tension est incité à 100%, comme la majorité des charges d'exploitation.

2.3.2 Evolutions envisagées

La hausse des prix de gros de l'électricité touche directement le coût de la rémunération de la compensation synchrone telle que définie dans le paragraphe 5.2 des règles services système tension. En particulier, cette rémunération comprend une part variable qui couvre le remboursement par RTE de l'énergie consommée par les groupes fonctionnant en compensation synchrone.

Pour une année N, la part variable de la compensation synchrone est ainsi calculée proportionnellement aux prix des produits calendaires de l'année N français publiés par EEX au mois de novembre N-1. Ainsi, pour 2022, les écarts de coûts liés à ce poste demeurent limités, car liés aux prix publiés au mois de novembre 2021. En revanche, pour les années 2023 et 2024, les coûts relatifs à la rémunération de la part variable de la compensation synchrone pourraient s'établir entre 20 M€ et 60 M€, à mettre en regard de la trajectoire d'environ 4 M€/an prévue pour ce poste dans la délibération TURPE 6 HTB. Cette évolution serait uniquement liée aux prix de gros de l'électricité, sur lesquels RTE n'a pas de maîtrise.

Dans ce contexte, la CRE propose d'inclure au CRCP l'écart entre le réalisé et la trajectoire remise à jour de l'inflation sur la part variable de la rémunération de la compensation synchrone pour les années 2023 et 2024. La trajectoire définie dans TURPE 6 HTB (avec la trajectoire d'inflation retenue dans cette même délibération) se décompose de la manière suivante :

Tableau 4 : Trajectoire relative au réglage de la tension pour la période du TURPE 6 HTB (M€_{courants})

En M€ _{courants}	2021	2022	2023	2024
Réglage de la tension	107	107	109	111
<i>dont part variable de la compensation synchrone</i>	3,96	3,96	3,96	3,96

Toutefois, il est important que RTE reste incité à limiter les coûts de l'énergie valorisée au titre de la compensation synchrone. La CRE envisage donc d'introduire une régulation incitative portant sur les volumes d'énergie valorisés au titre de la compensation synchrone, selon les modalités suivantes :

- l'incitation porterait sur les écarts entre les volumes réalisés et les volumes de référence, valorisés à un prix de référence fixé à 53,59 €/MWh ;
- le taux d'incitation serait fixé à 100%, similairement aux principes de la délibération TURPE 6 HTB ;
- les volumes de référence seraient fondés sur les données historiques et sont précisés dans le tableau ci-dessous :

Tableau 5 : Volumes de référence pour l'énergie valorisés au titre de la compensation synchrone

	Moyenne du réalisé 2017-2021	Volume de référence (GWh)	
		2023	2024
Energie valorisée au titre de la compensation synchrone	64	64	64

Question 5 : Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE, pour les années 2023 et 2024, de remplacer l'incitation à 100% sur les coûts de la part variable de la compensation synchrone par une régulation incitative portant sur les volumes d'énergie valorisée au titre de la compensation synchrone, ainsi qu'aux modalités de cette dernière ?

2.4 Régulation incitative des charges relatives à la compensation des pertes

2.4.1 Rappel du dispositif de régulation incitative en vigueur concernant le TURPE 6 HTB et le TURPE 6 HTA-BT

La couverture des coûts de compensation des pertes électriques sur les réseaux publics de transport et de distribution constitue un enjeu financier important pour RTE et Enedis.

La régulation incitative repose sur une incitation sur les prix, d'une part, et une incitation s'appliquant au volume des pertes, d'autre part. Cette partie en volume consiste à comparer, annuellement et *ex post*, le volume des pertes constaté par les opérateurs sur leur réseau à un volume de référence.

Le dispositif relatif à l'incitation sur le volume des pertes pour le TURPE 6 HTB repose sur les principes suivants :

- le taux de pertes de référence utilisé dans le calcul du volume de pertes de référence est fixé à 2,20% du volume des injections totales sur le réseau de transport, en cohérence avec le taux de pertes moyen observé sur le réseau de transport sur les années 2016 à 2019 ;
- RTE est incité sur le volume des pertes sur le réseau de transport à hauteur de 20% ;
- l'écart entre volume de référence et volume constaté est valorisé au prix moyen d'achat d'énergie et de capacité pour la compensation des pertes de référence. La méthodologie de calcul du prix d'achat de référence pour la compensation des pertes de référence fait l'objet d'une annexe confidentielle à la délibération TURPE 6 HTB.

Pour le TURPE 6 HTA-BT, les principes sont les mêmes.

Le plafond de l'incitation globale sur le volume et le prix des pertes est fixé à 15 M€/an pour RTE et à 40 M€/an pour Enedis pour la période du TURPE 6, soit environ 0,3% du revenu autorisé moyen de RTE et Enedis sur cette période.

2.4.2 Evolutions envisagées

Dans le contexte de marché actuel, le prix d'achat de référence pour les pertes électriques pourrait augmenter fortement au cours des années 2023 et 2024. Les écarts en volume étant valorisés à ce prix de référence, la force de l'incitation augmenterait donc mécaniquement si rien n'était fait. A ce stade, la CRE estime nécessaire que la force de l'incitation reste proportionnée par rapport aux leviers dont RTE et Enedis disposent.

Afin de maintenir le caractère incitatif de la régulation portant sur les volumes et sur les prix, pour les années 2023 et 2024, la CRE envisage de valoriser la seule part relative aux écarts en volume en gelant le prix d'achat unitaire des pertes des opérateurs à la valeur définie au moment de l'élaboration de TURPE 6. Ce prix s'élève à 50 €/MWh.

Question 6 : Êtes-vous favorable aux propositions d'évolution de la CRE pour l'incitation sur le volume d'achat des pertes supportées par RTE et Enedis ?

3. ADAPTER LES MOYENS DE RTE, EN CORRIGEANT LA TRAJECTOIRE DE CHARGES DE PERSONNEL DEDIES AUX PROJETS D'INVESTISSEMENT

3.1 Charges de personnel

3.1.1 Rappel du dispositif en vigueur

La production immobilisée est un produit d'exploitation venant compenser l'entrée de nouveaux actifs dans le bilan comptable. Elle peut être décomposée en deux catégories :

- La part « main-d'œuvre » qui correspond à l'ensemble des charges de personnel dédiées aux projets d'investissement de RTE ;
- La part « hors main-d'œuvre » qui correspond à l'ensemble des autres dépenses dédiées à ces projets (fournitures, matériels, prestations externes...).

Ce poste de recettes vient en déduction des charges opérationnelles hors exploitation du système électrique et est donc incité à 100%. Pour rappel, la trajectoire définie dans la délibération tarifaire (avec les hypothèses d'inflation de cette même délibération) est la suivante :

Tableau 6 : Trajectoire relative à la production immobilisée pour la période du TURPE 6 HTB (M€_{courants})

En M€ _{courants}	2021	2022	2023	2024
Production immobilisée	-249	-267	-276	-290
<i>Dont hypothèse de part « main d'œuvre »</i>	<i>-196</i>	<i>-210</i>	<i>-214</i>	<i>-225</i>

3.1.2 Evolution envisagée

RTE considère que la trajectoire de la part « main d'œuvre » de la production immobilisée, telle qu'utilisée comme hypothèse de construction de la production immobilisée dans la délibération TURPE 6 HTB, était largement surévaluée par rapport à l'augmentation anticipée des charges de personnel affectées aux dépenses d'investissement, en raison d'une erreur dans les prévisions du dossier tarifaire. Ce poste venant en déduction de l'ensemble des charges d'exploitation couvertes par le tarif, RTE estime que la trajectoire définie ne lui donne pas l'ensemble des moyens permettant d'assurer ses missions, notamment dans le contexte actuel d'accélération de la transition énergétique et d'augmentation des demandes de raccordement.

La CRE constate en premier lieu que le niveau de couverture des charges d'exploitation de RTE pour l'année 2021 n'a pas limité l'opérateur dans la réalisation de ses missions, RTE ayant battu la trajectoire totale de charges d'exploitation incitées de 44 M€ l'année écoulée. Ces écarts s'expliquent en partie par des effets conjoncturels, dont des reports de dépenses liées aux effets de la pandémie de Covid-19, mais traduisent dans l'ensemble une réduction significative des dépenses contrôlables de RTE.

Pour autant, la CRE partage le fait que le niveau de la production immobilisée, tel que défini dans la délibération TURPE 6 HTB, est surévalué par rapport aux prévisions corrigées de RTE. Cet écart provient notamment d'hypothèses prévisionnelles erronées concernant les charges de personnel affectées aux projets d'infrastructures télécom, dont les activités associées vont croître dans les prochaines années. L'effet de cette erreur s'accroît donc au fur et à mesure des années en passant de 8 M€ en 2021 à 24 M€ en 2024, et vient réduire d'autant l'enveloppe globale de charges nettes d'exploitation accordée à RTE. En parallèle, les besoins de RTE, notamment en termes de main-d'œuvre, devraient être en croissance avec l'accélération des demandes de raccordement, qui génèrent en premier lieu une forte augmentation des demandes d'études.

Tableau 7 : Trajectoire corrigée relative à la production immobilisée pour la période du TURPE 6 HTB (M€_{courants})

En M€ _{courants}	2021	2022	2023	2024
Production immobilisée	-241	-252	-258	-266
<i>Dont hypothèse de part « main d'œuvre »</i>	-188	-195	-196	-201

La CRE estime donc nécessaire de corriger l'effet de cette erreur pour les années 2023 et 2024, afin d'accorder à RTE les moyens d'assurer ses missions, dans le contexte d'accélération de la transition énergétique. Elle envisage donc, pour les années 2023 et 2024, d'inclure au CRCP de RTE l'écart entre la trajectoire de production immobilisée de la délibération TURPE 6 HTB et la trajectoire corrigée :

Tableau 8 : Correction de la trajectoire de la délibération TURPE 6 HTB (M€_{courants})

En M€ _{courants}	2023	2024
Montants inclus au CRCP	18	24

Question 7 : Êtes-vous favorable à la correction de la trajectoire de production immobilisée pour les années 2023 et 2024 ?

3.2 Arbitrages entre charges d'exploitation incitées et dépenses d'investissement

3.2.1 Rappel du dispositif en vigueur

La délibération TURPE 6 HTB distingue globalement deux types de dépenses :

- Les charges d'exploitation, incitées à 100% dès lors que l'opérateur en possède la pleine maîtrise (pour RTE en dehors des achats liés à l'exploitation du système électrique) ;
- Les charges de capital, payées à 100% au réel, via la rémunération du capital (en dehors des investissements « hors réseaux » pour lesquels les charges correspondantes sont incitées).

La distinction entre les différentes typologies de charges est fondée sur la comptabilité des opérateurs : celle-ci fait l'objet de vérifications rigoureuses par des commissaires aux comptes indépendants. Pour autant, les règles afférentes peuvent évoluer afin de mieux refléter la réalité des activités des opérateurs.

Or, tout transfert de charges d'exploitation incitées vers des dépenses d'investissement couvertes au réel, en cours de période tarifaire, introduit un effet d'aubaine pour l'opérateur : les charges correspondantes sont rémunérées une première fois par la trajectoire incitée et une deuxième fois par les charges de capital payées au réel. Il convient donc que de tels arbitrages ne bénéficient pas à l'opérateur.

3.2.2 Evolution envisagée

RTE a informé la CRE de deux modifications notables de sa doctrine comptable, ayant fait l'objet d'échanges avec les commissaires aux comptes :

- Une modification de comptabilisation des effectifs affectés aux dépenses d'investissement, visant à mieux comptabiliser le temps passé par des fonctions supports sur les projets d'investissement. RTE estime à environ 15 M€/an le transfert de charges de personnel incitées à 100% vers des dépenses d'investissement couvertes à 100% au réel.
- Une granulométrie plus fine du suivi comptable de certains actifs, visant à mieux refléter les durées de vies des différents éléments qui les composent. La mise en œuvre de cette modification entraînera le transfert d'environ 5,5M€/an de dépenses de maintenance courantes, incitées à 100%, vers des renouvellements d'actifs, couverts à 100% au réel.

Conformément à sa doctrine en matière de modifications comptables, la CRE estime que les charges correspondantes ne doivent pas être payées deux fois par les tarifs des réseaux. La CRE envisage donc de demander à RTE de fournir un bilan précis de la mise en œuvre de ces modifications comptables en fin de période tarifaire. La CRE contrôlerait alors les montants correspondants et propose qu'ils soient restitués aux utilisateurs du réseau via le CRCP.

Question 8 : Êtes-vous favorable à la restitution aux utilisateurs du réseau des montants transférés de charges d'exploitation vers des dépenses d'investissement ?

4. SUIVRE LA PERFORMANCE DE RTE SUR LES RACCORDEMENTS

4.1 Rappel du dispositif en vigueur

La délibération TURPE 6 HTB prévoit que la qualité de service de RTE est suivie par quatorze indicateurs, publiés une fois par an sur le site internet de RTE⁴. Cinq indicateurs concernent les raccordements :

- respect des délais inscrits dans la PTF ;
- respect des délais inscrits dans la convention de raccordement ;
- écarts entre les coûts inscrits dans la convention de raccordement et les coûts réels ;
- écarts entre les coûts inscrits dans la PTF +/- 15 % et les coûts réels ;
- délais moyens de raccordement par segment (éolien en mer, EnR terrestres, distributeurs et consommateurs).

Ces indicateurs ne font pas apparaître d'écart par rapport aux objectifs fixés et n'appellent donc pas d'intervention de la CRE.

4.2 Evolution envisagée

Dans le processus de traitement d'une demande de raccordement, les premières études, en vue de l'établissement des propositions techniques et financières, sont gratuites. Les dépenses affectées à ces études (charges de personnel) sont comptabilisées comme des charges d'exploitation. En revanche, les dépenses affectées au reste du processus (études détaillées, établissement de la convention de raccordement, travaux de raccordement...), considérées comme des dépenses d'investissement, sont financées pour tout ou partie par les demandeurs et la part restante par les charges d'investissement de RTE.

Une forte hausse des demandes de raccordement a été constatée ces dernières années, en lien notamment avec l'intégration des énergies renouvelables sur le réseau et les projets de décarbonation de l'industrie. Cette hausse concerne particulièrement les demandes de propositions techniques et financières préalables à l'établissement des conventions de raccordement. RTE constate que le nombre de ces demandes a d'ores et déjà doublé entre 2021 et les six premiers mois de 2022, cette forte croissance pouvant se poursuivre dans les années à venir.

Le taux de réponse dans les délais à ces demandes n'est pas suivi dans le cadre de la régulation incitative actuellement en vigueur mais RTE estime que ce taux moyen a d'ores et déjà diminué de 10% entre 2021 et les six premiers mois de 2022.

Tableau 9 : Demandes de propositions techniques et financières (PTF) et taux de réponse de RTE dans les délais convenus avec les demandeurs

En M€ courants	2019	2020	2021	2022 - 1 ^{er} semestre
Demandes de PTF	149	227	277	341
Taux de PTF transmises dans les délais convenus	78%	81%	76%	70%

⁴ Les indicateurs relatifs à l'année 2021 peuvent être trouvés ci-dessous : <https://www.services-rte.com/fr/qualite-de-service-de-rte-indicateurs-2021.html>

La CRE constate que certaines évolutions récentes des procédures de raccordement⁵, notamment la justification de droits sur la parcelle devant accueillir le point de raccordement, seront de nature à rationaliser le nombre de demandes formulées à RTE. La CRE continue de travailler avec RTE dans cet objectif. Pour autant, dans le contexte d'accélération de la transition énergétique, l'augmentation des demandes de propositions techniques et financières devrait se poursuivre dans les prochaines années.

RTE estime à ce stade pouvoir assurer efficacement les missions associées au traitement de ces demandes, grâce d'une part aux moyens prévus par la délibération TURPE 6 HTB, régularisés de l'erreur relative à la part main-d'œuvre de la production immobilisée (cf. 3) et d'autre part à des redéploiements internes. A ce stade, la CRE n'envisage donc pas de renforcer les moyens de RTE consacrés aux études de raccordement.

Elle invite par ailleurs RTE, en contrepartie de la correction de la trajectoire tarifaire, à accentuer ses efforts pour assurer l'efficacité du processus de raccordement, qui constitue un enjeu majeur pour la transition énergétique, notamment afin que l'augmentation constatée des demandes ne se traduise pas par une diminution durable du taux de réponse dans les délais. Afin de s'assurer des effets de cette recherche d'efficacité, la CRE envisage de compléter le suivi de la qualité de service de RTE sur l'ensemble du processus de raccordement, en introduisant un indicateur spécifique sur le taux de transmission des propositions techniques et financières dans les délais convenus avec les demandeurs. Pour rappel, les procédures de raccordement au réseau de transport fixent ce délai de réponse à trois mois, celui-ci pouvant être allongé en cas d'accord entre RTE et le demandeur.

Cet indicateur faisant déjà l'objet d'un suivi pour la période TURPE 5 HTB, la CRE envisage d'inciter financièrement RTE par le mécanisme suivant :

- Il serait défini un taux cible de transmission des propositions techniques et financières dans les délais convenus, afin d'inciter RTE à maintenir la qualité de service dans le traitement de ces demandes. Ce taux cible serait fixé afin de revenir progressivement au niveau de performance de la période tarifaire précédente, en tenant compte de la nécessité pour RTE de s'organiser face à l'augmentation des demandes constatée récemment. La CRE propose ainsi de retenir, respectivement pour les années 2023 et 2024, des taux cibles de 75% et 80% de propositions techniques et financières transmises dans les délais convenus avec le demandeur.
- Forme et force de l'incitation : il serait retenu un mécanisme symétrique, afin d'inciter RTE à améliorer sa performance par rapport à l'historique récent, avec une valorisation de 300 k€ par point de pourcentage en écart au taux cible.

Par ailleurs, bien que certaines études puissent effectivement nécessiter un délai complémentaire en raison de leur complexité, il convient cependant que les délais convenus ne s'allongent pas substantiellement dans les prochaines années. En complément du taux de transmission dans les délais, la CRE s'interroge donc sur l'opportunité de suivre également le délai moyen de transmission des propositions techniques et financières par RTE. A ce stade, la CRE s'interroge sur l'opportunité d'une incitation financière relative à cet indicateur, en raison de l'absence d'historique fiable à ce sujet et de la forte évolution du nombre de demandes constatée récemment.

Question 9 : Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE de mettre en place un suivi du taux de transmission des propositions techniques et financières dans les délais convenus avec le demandeur et au mécanisme incitatif associé ?

Question 10 : Partagez-vous l'intérêt de suivre également le délai moyen de transmission des propositions techniques et financières ? Considérez-vous pertinent d'introduire une incitation financière relative à cet indicateur ?

Question 11 : Êtes-vous favorable à l'introduction d'autres indicateurs ou de nouvelles mesures incitatives appropriées concernant le processus de raccordement ?

5. CREANCES IRRECOURABLES DES RESPONSABLES D'EQUILIBRE

5.1 Enjeux et cadre de régulation en vigueur

Par un courrier reçu le 18 janvier 2022, RTE a demandé à la CRE de renforcer les modalités de sécurisation financière du dispositif de responsable d'équilibre en raison des impacts financiers de la hausse des prix de gros de l'électricité sur ce dispositif. RTE a également demandé à la CRE de clarifier le portage financier des créances irrécouvrables des responsables d'équilibre défaillants.

⁵ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 20 octobre 2022 portant décision d'approbation de la procédure de traitement des demandes de raccordement des installations de consommation au réseau public de transport d'électricité

Un responsable d'équilibre est considéré comme défaillant lorsque son encours tel que défini dans l'article C.4.1 de la section 2 des règles MA-RE en vigueur dépasse son encours autorisé. L'encours autorisé correspond à la garantie financière de l'acteur, soit la somme de la garantie bancaire et d'éventuels dépôts de liquidité.

Dans la délibération TURPE 6 HTB, les créances irrécouvrables des responsables d'équilibres défaillants ne figurent pas parmi les postes inclus dans le périmètre du CRCP et font donc partie des charges d'exploitation incitées à 100%. De telles créances étant historiquement extrêmement rares, la trajectoire prévisionnelle prévue pour ce poste dans la délibération TURPE 6 HTB est nulle.

5.2 Evolution envisagée

En raison de la hausse inédite des prix de gros de l'électricité, le nombre de responsables d'équilibre défaillants est en augmentation sur les derniers mois. Or, RTE ne dispose pas de leviers pour éviter la défaillance des responsables d'équilibre, celle-ci étant en premier le fait des comportements des acteurs et du contexte de marché. Pour autant, RTE peut limiter l'importance des créances irrécouvrables par une politique de suivi efficace du risque de contrepartie et par l'application proportionnée des mesures prévues par les règles MA-RE.

Les leviers à la main de RTE étant spécifiques aux situations rencontrées, la CRE envisage de prévoir la prise en charge par le TURPE, au cas par cas et sur la base de dossiers argumentés montrant que RTE a effectué toutes les diligences nécessaires, des créances irrécouvrables des responsables d'équilibre.

La CRE s'assurerait ainsi par une vérification *ex-post* de la bonne gestion par RTE de ces situations et n'intégrerait au CRCP que les coûts considérés comme ceux relevant d'un opérateur efficace.

Question 12 : Êtes-vous favorable à l'inclusion, au cas par cas et sur la base de dossiers argumentés par RTE, des créances irrécouvrables des responsables d'équilibre au CRCP ?

6. INCITER RTE SUR LE DELAI DE CONNEXION A LA PLATEFORME EUROPEENNE MARI

6.1 Rappel du dispositif en vigueur

Dans le contexte de la transition énergétique, lors de ses différentes délibérations, ou rapports thématiques, la CRE formule 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 et ainsi s'assurer de la bonne exécution des missions qui leur sont confiées par la loi et les règlements. Or, les délais de mise en œuvre par les gestionnaires de réseaux de certaines des nouvelles actions requises par les textes législatifs et réglementaires 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.

Ainsi, la délibération TURPE 6 HTB comprend un dispositif de régulation incitative permettant de favoriser l'innovation à l'externe. Ce dispositif porte sur le respect des délais d'exécution par RTE d'actions identifiées comme prioritaires pour favoriser l'innovation des acteurs de marché, et repose sur les principes suivants :

- la définition d'une liste réduite d'actions prioritaires, qui pourra être alimentée pendant la période du TURPE 6 en cohérence avec les évolutions législatives et réglementaires et les chantiers prioritaires identifiés par la CRE et après consultation des acteurs de marché, afin de disposer de la réactivité nécessaire à l'innovation. Les actions prioritaires pourraient porter, notamment, sur l'intégration des flexibilités dans le système électrique ou 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.
- la non-réalisation de ces actions prioritaires dans les délais impartis, en ce qu'elle constitue un frein à un accès efficace aux réseaux ou au bon fonctionnement du marché, entraîne le versement d'une pénalité. Calculé de manière mensuelle, le montant de cette pénalité est progressif, afin de pénaliser plus fortement les retards importants. Les montants prévus dans le tarif TURPE 6 HTB 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 est plafonné à 10 M€/an.

6.2 Evolution envisagée

Dans la délibération de la CRE n° 2022-210 du 21 juillet 2022 portant décision d'octroi de dérogations pour la connexion de RTE aux plateformes européennes pour l'échange d'énergie d'équilibrage à partir de réserve secondaire et de réserve tertiaire rapide, la CRE a octroyé à RTE une dérogation pour se connecter aux plateformes MARI et PICASSO plus tard que la date fixée par le règlement *Electricity Balancing*⁶ (soit le 24 juillet 2024 au lieu du 24 juillet 2022), en raison de difficultés de mise en œuvre liées à son système d'information. La CRE avait alors particulièrement insisté sur la nécessité de tenir les délais associés à la connexion à la plateforme MARI, pour laquelle le retard envisagé était plus important et pourrait avoir des incidences sur le processus d'intégration du marché européen :

*« La CRE insiste sur la nécessité de les mettre à disposition avant le 24 juillet 2024, qui correspond à l'échéance de la période de dérogation accordée à RTE dans la présente délibération pour sa connexion à la plateforme MARI, afin de limiter les incidences du retard de RTE sur le processus d'intégration du marché européen. C'est pourquoi **la CRE envisage d'ajouter une incitation tarifaire à RTE sur ce point, conformément au point 2.5.4 de sa délibération n° 2021-12 du 21 janvier 2021.** »*

Ainsi, la CRE propose d'intégrer à la liste des actions prioritaires du point 2.5.4 de la délibération n° 2021-12 du 21 janvier 2021 l'action suivante et le délai de mise en œuvre associé :

- partage des capacités transfrontalières françaises sur la plateforme MARI pour les activations programmées qui ont lieu chaque quart d'heure, au 24 juillet 2024.

Question 13 : Êtes-vous favorable à l'ajout de l'action « partage des capacités transfrontalières françaises sur la plateforme MARI pour les activations programmées qui ont lieu chaque quart d'heure » à la liste des actions prioritaires du dispositif de régulation incitative permettant de favoriser l'innovation à l'externe, et à son délai de mise en œuvre ?

7. LISTE DES QUESTIONS

Question 1 : Pour l'année 2022, êtes-vous favorable à la proposition de la CRE d'inclure les coûts de congestions à 100% au CRCP ?

Question 2 : Pour les années 2023 et 2024, êtes-vous favorable à la proposition de la CRE de remplacer la régulation incitative sur les coûts de congestions nationales et internationales par une régulation incitative portant sur les volumes de congestions nationales et internationales, ainsi qu'aux modalités de cette dernière ?

Question 3 : Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE, pour les années 2023 et 2024, de remplacer la régulation incitative portant sur les coûts de constitution des réserves d'équilibrage par une régulation incitative portant sur les volumes d'ajustements pour motif de reconstitution des services système et marges, ainsi qu'aux modalités de cette dernière ?

Question 4 : Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE d'inclure les abattements, pénalités et indemnités liés aux réserves d'équilibrage à 100% au CRCP pour les années 2023 et 2024 ?

Question 5 : Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE, pour les années 2023 et 2024, de remplacer l'incitation à 100% sur les coûts de la part variable de la compensation synchrone par une régulation incitative portant sur les volumes d'énergie valorisée au titre de la compensation synchrone, ainsi qu'aux modalités de cette dernière ?

Question 6 : Êtes-vous favorable aux propositions d'évolution de la CRE pour l'incitation sur le volume d'achat des pertes supportées par RTE et Enedis ?

Question 7 : Êtes-vous favorable à la correction de la trajectoire de production immobilisée pour les années 2023 et 2024 ?

Question 8 : Êtes-vous favorable à la restitution aux utilisateurs du réseau des montants transférés de charges d'exploitation vers des dépenses d'investissement ?

⁶ Règlement (UE) 2017/2195 de la Commission du 23 novembre 2017 concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique

Question 9 : Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE de mettre en place un suivi du taux de transmission des propositions techniques et financières dans les délais convenus avec le demandeur et au mécanisme incitatif associé ?

Question 11 : Partagez-vous l'intérêt de suivre également le délai moyen de transmission des propositions techniques et financières ? Considérez-vous pertinent d'introduire une incitation financière relative à cet indicateur ?

Question 11 : Êtes-vous favorable à l'introduction d'autres indicateurs ou de nouvelles mesures incitatives appropriées concernant le processus de raccordement ?

Question 12 : Êtes-vous favorable à l'inclusion, au cas par cas et sur la base de dossiers argumentés par RTE, des créances irrécouvrables des responsables d'équilibre au CRCP ?

Question 13 : Êtes-vous favorable à l'ajout de l'action « partage des capacités transfrontalières françaises sur la plateforme MARI pour les activations programmées qui ont lieu chaque quart d'heure » à la liste des actions prioritaires du dispositif de régulation incitative permettant de favoriser l'innovation à l'externe, et à son délai de mise en œuvre ? Êtes-vous favorable à l'inclusion, au cas par cas et sur la base de dossiers argumentés par RTE, des créances irrécouvrables des responsables d'équilibre au CRCP ?