

Réponse d'Enedis à la consultation publique n°2024-16 du 11 octobre 2024 relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE 7 HTA-BT)

Propos liminaire

Dans le cadre de l'élaboration du TURPE 7, il apparaît plus que jamais nécessaire de rappeler qu'Enedis est au croisement d'enjeux essentiels pour la collectivité nationale du fait de son rôle central dans la mise en œuvre de la transition écologique, à la fois en tant qu'opérateur industriel, mais aussi au travers du développement de services de données attendus par ses parties prenantes (clients, collectivités, fournisseurs, acteurs de marché...). Dans le cadre de ses missions définies par l'article L322-8 du Code de l'énergie et dans un contexte de stabilité de la consommation, Enedis participera également au soutien économique alors même que la forte sensibilité au coût de l'énergie est accentuée par le changement des règles de marché post ARENH.

Les projets de la 3^{ème} Stratégie Nationale Bas-Carbone (SNBC 3) et de la 3^{ème} Programmation Pluriannuelle de l'Énergie soumis actuellement à consultation prévoient des jalons ambitieux concernant le développement des EnR à la maille France :

- Pour le photovoltaïque, il s'agirait a minima de doubler le rythme actuel de développement de nouvelles capacités (soit un rythme moyen de 4,5 à 6,5 GW/an entre les trajectoires basses et hautes), ce qui conduirait à une puissance installée comprise entre 54 à 60 GW à horizon 2030 versus 16 GW à fin 2022 ;
- Pour l'éolien terrestre, il s'agirait a minima de maintenir le rythme actuel de déploiement (1,5 GW/an), ce qui conduirait à une puissance installée comprise entre 33 à 35 GW versus 21 GW à fin 2022.

Enedis, gestionnaire de 95% du réseau de distribution concédé par les AODE, est en « première ligne » pour permettre l'atteinte de ces objectifs et se mobilise à répondre dans les délais à l'accélération des demandes de raccordements.

Dans le même temps, la numérisation suscite des attentes croissantes de l'ensemble des parties prenantes du système électrique, en matière de délais, de qualité, ou encore de services rendus. Cette numérisation va de pair avec une exigence forte de protection des données à caractère personnel et plus généralement d'un renforcement de la cyber-sécurité des systèmes d'information d'Enedis.

Ces attentes s'inscrivent dans un contexte social et sociétal particulier, marqué par une attention constante au prix de l'énergie, accentuée par les conséquences économiques de la crise des prix de l'énergie. Cette crise s'est également traduite par une créance tarifaire à fin TURPE 6 de près de 3,5 Md€ qui pèsera sur le niveau tarifaire.

TURPE 7 s'inscrit dans un contexte de changement des mécanismes de marché liés à la fin de l'ARENH. Enedis était considérée comme un consommateur final au titre des achats d'énergie pour la compensation des pertes et pouvait ainsi accéder jusqu'à 18 TWh de volume ARENH tout en étant un acteur obligé au mécanisme de capacité. A compter de 2026 et au vu du projet de loi de finances

pour 2025, Enedis ne devrait pas bénéficier du mécanisme de Versement Universel Nucléaire (VUN) tout en étant soumise au mécanisme de capacité. Ces nouveaux dispositifs, s'ils étaient adoptés, devraient conduire à un renchérissement significatif et à un aléa du coût d'achat des pertes partiellement intégré dans la demande tarifaire actualisée d'Enedis.

En pareil contexte, Enedis a proposé à la CRE une trajectoire volontariste de charges à couvrir qui intègre un plan de performance avec une forte productivité tout en restant compatible avec le développement de ses activités et un accroissement de ses investissements. Cette croissance d'activité s'illustre entre le début du TURPE 6 et la fin de TURPE 7 par : + 3,2 millions de nouveaux consommateurs ; + 77 000 km de réseau BT et HTA ; + 69 postes sources ; passer de 4 postes sources mis en service en 2021 à 14 postes sources à construire par an en 2028 ; + 5,5 millions de compteurs Linky ; + 1,6 millions de producteurs, + 39 GW de production EnR ; + 86 000 postes de distribution publique ; + 5,3 millions de points de recharge de véhicules électriques ; + 600 millions de mesures de courbes de charge quotidiennes de 2022 à 2024.

Les investissements portés par cette proposition sont principalement réalisés par le tissu économique français et participeront donc à son soutien, notamment en matière de compétences et d'emploi. Ils porteront sur les réseaux et leurs dispositifs de pilotage (conduite, planification, flexibilité, etc.) pour accompagner la transition écologique et contribueront également à l'amélioration de la qualité du service rendu et à la résilience du réseau face à l'augmentation des événements climatiques extrêmes.

L'investissement dans les réseaux électriques s'avère ainsi créateur de valeur pour la collectivité nationale. Les évolutions tarifaires doivent donc s'apprécier à l'aune de ces enjeux et au-delà du seul périmètre des réseaux. Le TURPE HTA-BT apparaît dès lors comme un levier clef de la transition écologique et de la conduite des transformations de l'entreprise.

Enedis est globalement favorable au cadre de régulation proposé par la CRE et note des avancées positives dans le développement de certains travaux qui sont en adéquation avec les enjeux de l'entreprise pour la période à venir, également identifiés dans son projet industriel et humain. Enedis accueille également avec satisfaction la non remise en question par la CRE de la trajectoire de dépenses d'investissements prévus dans les réseaux.

Enedis accueille très favorablement la proposition d'une évolution exceptionnelle du TURPE 6 le 1^{er} février 2025 pour apurer le solde du CRCP à fin 2023, dans le cadre d'une baisse attendue du TRVE, la part fourniture du TRVE étant en forte baisse par rapport à celle de 2024.

Enedis regrette que la CRE n'envisage pas de mettre en œuvre l'adaptation du traitement tarifaire des contributions de raccordement alors que cette évolution aurait favorisé le financement de la transition écologique comme l'y invitaient les orientations de politique énergétique.

Enedis s'inquiète par ailleurs du durcissement de certaines orientations de la consultation publique, notamment le niveau des Charges Nettes d'Exploitation (CNE) proposé par le consultant de la CRE. La trajectoire financière présentée par Enedis dans sa demande tarifaire intègre déjà une dynamique de productivité forte, tout en étant à la fois volontariste et compatible avec le projet industriel et humain d'Enedis. Grâce à cette productivité, Enedis souligne que le niveau de CNE intégré dans sa demande tarifaire a un impact quasiment nul sur le niveau de la marche d'entrée en TURPE 7. Le fait que la CRE envisage de restreindre encore davantage les ressources d'Enedis apparaît inapproprié et susceptible de compromettre la transformation de l'entreprise au détriment de l'accomplissement de ses missions.

Un taux de rémunération favorable à l'investissement est essentiel pour faciliter leur financement et accompagner la transition écologique. L'ampleur des transformations à poursuivre devrait amener la CRE à augmenter le niveau de risque (Bêta) sous-jacent au taux de rémunération d'Enedis de manière cohérente avec ce qui est constaté pour les autres gestionnaires européens de réseau électrique et à adopter une prime de risque de marché a minima égale à celle retenue l'année dernière par la CRE dans le cadre de la fixation des tarifs des opérateurs gaziers.

La consultation publique propose également un durcissement des mécanismes de régulation incitative avec notamment une hausse très significative des plafonds/planchers. Par ailleurs, certaines cibles apparaissent difficilement atteignables et ne semblent pas des optimums économiques entre leurs coûts et les bénéfices associés pour les utilisateurs du réseau. Elles risquent également d'avoir un effet démobilisateur pour l'entreprise.

Concernant la structure du tarif, Enedis est favorable aux orientations de la CRE relatives aux évolutions des heures pleines / heures creuses qui devront naturellement tenir compte des concertations en cours.

Enedis déplore en revanche que la CRE ne propose pas d'augmenter la part fixe de la composante de soutirage pour refléter le rôle assurantiel croissant du réseau. Pour le tarif « stockage », si la CRE maintenait la proposition exposée dans sa consultation publique, Enedis souligne que, avant une éventuelle généralisation en TURPE 8, un retour d'expérience sera nécessaire afin de définir préalablement les critères de succès et démontrer l'utilité pour les réseaux. En outre, Enedis souhaite que la CRE porte la responsabilité de la définition des stockeurs éligibles et des zones concernées (en contrainte d'injection ou soutirage).

Question 1. Quels enjeux vous semblent les plus prioritaires pour la régulation incitative d'Enedis pour le TURPE 7 HTA-BT ?

La demande tarifaire d'Enedis comporte un plan de performance ambitieux qui s'inscrit dans la volonté d'Enedis de maintenir sa productivité dans un contexte de forte croissance d'activités dégradant ponctuellement son efficacité : nouvelles activités, recrutement et formation d'un grand nombre de personnels, mise en place de nouveaux contrats de sous-traitance, rationalisation des programmes nationaux, recherche de la taille optimum, performance des grands projets et excellence opérationnelle.

Cet objectif d'industrialisation concerne tant les Directions Régionales que les Directions Nationales à travers notamment les programmes « Réussir la Croissance » et « Raccordement ». Ces programmes supposent des transformations profondes alliant montée en compétence, changement de processus ou d'organisation et déploiement de nouveaux outils.

Une mise sous tension supplémentaire des ressources est susceptible de compromettre à court terme la qualité de service de l'entreprise. Plus largement, la conduite de la transition écologique que ce soit son volet résilience ou adaptation au changement climatique pourrait être altérée dans sa montée en puissance.

C'est dans ce contexte que les objectifs de régulation incitative doivent s'apprécier en fonction des moyens qui seront accordés à Enedis pour TURPE 7.

De manière plus générale :

- Enedis est favorable à une régulation incitative exigeante sous réserve que les objectifs fixés soient réalistes et adaptés aux leviers opérationnels,
- Enedis estime que les thèmes clé de performance sont traités par la régulation incitative,
- Les objectifs doivent être fixés en tenant compte des coûts générés et des bénéfices attendus pour les utilisateurs du réseau,
- Enedis souhaite le maintien de l'existence de valeurs planchers et plafonds pour TURPE 7,
- Enedis est favorable au maintien d'une régulation centrée et symétrique qui fait sens dans un environnement en évolution, au risque de rendre la régulation contre-productive,
- Enedis alerte sur la nécessité de caler la régulation incitative sur les enjeux essentiels et sur les risques associés à une démultiplication des indicateurs.

Question 2. Partagez-vous le bilan du cadre de régulation du TURPE 6 et les principales évolutions envisagées par la CRE pour le TURPE 7 HTA-BT ?

Enedis se félicite que la CRE reconnaisse que « le niveau des CNE d'Enedis ait été maîtrisé (évolution proche de l'inflation) alors que l'entreprise s'est profondément transformée et que ses infrastructures se sont largement développées ».

En tant qu'« Entreprise À Mission » œuvrant pour le service public, Enedis tient à rappeler que ses démarches d'amélioration continue sont, avant tout, guidées par la volonté de satisfaction des clients et la vision d'incarner « le service public préféré des Français » conformément à son projet industriel et humain. Le cadre de régulation, notamment pour sa partie de régulation incitative, n'est pas le seul motif à agir. Dès lors, il doit accompagner au mieux les orientations de l'entreprise sans les décourager par des objectifs inatteignables ou par une régulation incitative qui perde sa vocation à être statistiquement centrée. Or, le caractère d'une « performance jugée souhaitable et raisonnable » n'est pas objectivé ni justifié par la CRE. S'agissant des objectifs eux-mêmes, leur pertinence doit aussi être questionnée par rapport à la capacité à faire de l'entreprise.

Par ailleurs, afin que la CRE puisse pleinement « [considérer] le niveau d'efficacité révélé en cours d'une période tarifaire [pour le prendre] en compte pour établir les tarifs suivants », Enedis recommande à la CRE de considérer les éléments prévisionnels de l'année 2024 et de ne pas recourir uniquement aux moyennes 2021-2023 pour établir des ajustements sur TURPE 7 comme l'a fait le consultant. En bien des points, l'année 2024 est plus représentative du nouveau contexte dans lequel l'entreprise évolue, en particulier sur l'accélération des raccordements EnR et IRVE, que les années 2021 (fin de crise Covid) à 2023. À titre d'illustration : 98 000 installations EnR ont été raccordées en 2022 ; plus de 310 000 devraient l'être sur la seule année 2024.

Contrairement à la présentation qui en est faite, le périmètre du CRCP et son dimensionnement ne se sont pas avérés « bien adaptés pour protéger Enedis des effets de la crise sanitaire et de la crise des prix de l'énergie ». Le résultat net d'Enedis de 2022 n'est resté positif que du fait de la rétrocession RTE qui était un dispositif dérogatoire au cadre standard. La perte nette enregistrée en 2023 ne sera rattrapée que sur la durée. La crise des prix de l'énergie de fin 2022 aura donc des conséquences jusqu'en 2028. De tels écarts contreviennent à ce qui est attendu d'un opérateur régulé. Face à ces circonstances exceptionnelles, le cadre de régulation n'aurait pas dû rester inchangé mais intégrer des mesures de compensation dérogatoires immédiates.

Concernant les taux de rémunération, Enedis s'accorde avec la CRE pour penser que « la rémunération de l'opérateur doit (...) lui apporter une rentabilité des fonds propres cohérente avec le niveau de risque associé à des actifs comparables » et s'étonne ainsi que la CRE n'ait pas aligné le β sectoriel sur le niveau des autres opérateurs, quasiment tous supérieurs au niveau français (gestionnaires de réseau gaz) ou européen (gestionnaires de réseau électricité).

Question 3. Considérez-vous, comme la CRE, qu'une durée de la période tarifaire de quatre ans est adaptée pour le TURPE 7 ?

Enedis est favorable au maintien de la durée de la période tarifaire à environ quatre ans ainsi qu'à l'existence d'une clause de rendez-vous en cas de changement législatif, réglementaire ou de marché majeur.

Question 4. Êtes-vous favorable à une évolution exceptionnelle du TURPE 6 au 1^{er} février 2025 pour apurer de manière anticipée le CRCP d'Enedis constaté au 31 décembre 2023 ?

Le niveau des charges à couvrir dans le TURPE 7 intègre un solde du CRCP de fin de TURPE 6 à un niveau exceptionnellement élevé de plus de 3,5 Md€ du fait de la hausse des prix de l'énergie ces dernières années (5,5 Md€ générés par ce seul effet). Enedis est favorable à une évolution exceptionnelle du TURPE 6 le 1^{er} février 2025 pour apurer à minima l'intégralité du CRCP constaté au 31 décembre 2023 dans le cadre d'une baisse attendue du TRVE, la part fourniture du TRVE étant en forte baisse par rapport à celle de 2024.

Question 5. Êtes-vous favorable aux orientations préliminaires de la CRE sur la construction du revenu autorisé d'Enedis ?

Enedis est globalement favorable au maintien des grands principes tarifaires envisagés par la CRE pour la période TURPE 7.

Sur les charges de système électrique :

TURPE 7 s'inscrit dans un contexte de changement des mécanismes de marché liés à la fin de l'ARENH. Enedis était considérée comme un consommateur final et pouvait ainsi accéder jusqu'à 18 TWh de volume ARENH tout en étant un acteur obligé au mécanisme de capacité. À compter de 2026 et au vu du projet de loi de finances pour 2025, Enedis ne devrait pas bénéficier du mécanisme de Versement Universel Nucléaire (VUN) tout en étant soumise au mécanisme de capacité. Ces nouveaux dispositifs, s'ils étaient adoptés, devraient conduire à un renchérissement significatif et à un aléa du coût d'achat des pertes partiellement intégré dans la demande tarifaire actualisée d'Enedis.

Sur les charges nettes d'exploitation :

Le Conseil d'État a jugé que le mécanisme de capacité actuel était fiscal, ce qui conduit le gouvernement à l'intégrer au projet de loi de finances sous forme de taxation. Le détail des modalités devrait figurer dans la loi de finances pour 2025. Afin de faciliter la lecture des charges et de ne pas exposer Enedis à un risque de non-couverture de ses charges, Enedis souhaite que la délibération de la CRE sur le TURPE 7 inclue explicitement cette taxe dans les charges du système électrique et non dans les impôts et taxes des charges d'exploitation, quelle que soit son évolution législative ou réglementaire à venir.

Sur les charges de capital normatives et les modalités de calcul de la base d'actifs régulés et des capitaux propres régulés :

Enedis considère que dans le cadre du modèle de charges de capital, la BAR, les CPR et la dette devraient être déterminés au 1^{er} juillet, comme c'est le cas pour GRDF pour sa BAR, et non au 1^{er} janvier.

Sur le traitement des actifs sortis de l'inventaire :

Enedis ne demande pas d'évolution de ce cadre de régulation mais constate que la CRE ne justifie pas ses refus lorsque des dossiers argumentés sont présentés au cas par cas par Enedis (cf. indexation 2024).

Sur le plafond d'apurement du CRCP :

Enedis est favorable au rehaussement du plafond d'apurement du CRCP à +/-3 % et à la sortie de l'écart d'inflation de ce plafond d'apurement.

Question 6. Êtes-vous favorable à un changement de méthode pour la fixation du taux sans risque afin de mieux refléter l'évolution des conditions économiques de court terme ?

Enedis est favorable au changement de méthode pour la fixation du taux sans risque afin de mieux refléter l'évolution des conditions économiques de court terme, à savoir l'utilisation d'un taux sans risque basé sur une moyenne pondérée entre un taux de long terme et un taux de court terme.

A l'instar des décisions que la CRE a prises concernant les tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution de gaz (ATRT8 et ATRD7), Enedis souhaite que :

- Le taux sans risque de long terme soit fondé sur la moyenne 10 ans du rendement des OAT de maturité 15 ans,

- Le taux sans risque de court terme soit fondé sur le taux de rendement implicite de ces mêmes OAT moyenné sur les 4 années de la période TURPE 7.

Par ailleurs, comme le propose la CRE, Enedis souhaite que la pondération entre ces deux taux soit basée sur la part des actifs historiques et des nouveaux actifs au sein de l'assiette « CPR + dette ». Enedis considère dans son cas que cette répartition est de 50/50 et non de 70/30 comme cela semble être le cas pour RTE (cf. éléments de réponse détaillés en réponse à la question 53).

Question 7. Êtes-vous favorable à l'orientation préliminaire de la CRE de mettre fin à la régulation incitative des coûts unitaires pour le projet Linky en 2025 ?

Enedis est fermement opposée à cette orientation. En effet, le mécanisme de régulation incitative (RI) des coûts d'investissement prévu par la délibération du 17 juillet 2014 est basé sur les principes suivants :

- Sur la durée de vie des actifs, les utilisateurs du réseau bénéficient des économies réalisées sur les dotations aux amortissements et la rémunération au taux de base,
- Sur cette même durée, Enedis conserve la prime de rémunération sur ces économies.

Le bonus que la CRE envisage de remettre en cause correspond donc uniquement à la conservation de la prime de rémunération de 200 pbs sur les économies réalisées. In fine, s'agissant de cette prime de rémunération, Enedis ne percevrait donc pas un euro de plus que ce qu'elle aurait perçu si ces économies n'avaient pas été réalisées.

Ainsi, prétendre aujourd'hui que la conservation de cette prime est inutile car « l'incitation à la maîtrise des coûts n'est plus effective » n'a aucun sens.

La question n'est pas de savoir si la persistance de ce bonus présente ou non une utilité mais de savoir ce qui avait été convenu lors de la délibération de juillet 2014.

Or l'orientation envisagée par la CRE contreviendrait à l'évidence aux dispositions de cette délibération et ce pour les raisons suivantes :

- **La délibération de juillet 2014 ne fixe aucune autre limite que la durée de vie des actifs pour le calcul de la RI sur les coûts d'investissement (cf. extrait ci-dessous) :**

« En pratique, les incitations sont calculées de la façon suivante :

- *les actifs liés au projet Linky mis en service sur la période du 1^{er} janvier 2015 au 31 décembre 2021 (y compris les SI et les actifs liés à la pré-généralisation), à l'exclusion des actifs mis en service dans le cadre de l'expérimentation et des compteurs électroniques classiques, bénéficient d'une prime de 200 pbs. Cette prime s'applique sur la valeur nette comptable et sur la durée de vie de ces actifs ;*
- *chaque année, la base d'actifs régulés (BAR) réalisée au 1^{er} janvier de l'année est comparée à une BAR de référence ;*
- *la BAR de référence au 1^{er} janvier de l'année est établie sur la base du nombre de compteurs effectivement mis en service chaque année, des coûts unitaires prévisionnels complets d'investissement de chaque année (compteurs, concentrateurs et autres coûts hors SI) et des coûts prévisionnels de SI. L'amortissement de la BAR de référence est calculé au prorata de l'amortissement de la BAR réalisée ;*
- *si la BAR réalisée est supérieure à la BAR de référence, la pénalité supportée par ERDF est égale au produit de l'écart entre ces deux BAR et d'un taux de pénalité :*

- pour la part de l'écart compris entre 0 % et 5 % de la BAR de référence, le taux de pénalité est égal à 2 % pour les actifs bénéficiant de la prime ;
 - pour la part de l'écart supérieur à 5 % de la BAR de référence, le taux de pénalité est égal au taux de rémunération de base augmenté, pour les actifs bénéficiant de la prime, de 2 %.
- si la BAR réalisée est inférieure à la BAR de référence, le bonus octroyé à ERDF est égal au produit de l'écart entre ces deux BAR et d'un taux de bonus égal à 2 % ;
- les bonus et pénalités sont imputés au solde du CRCP et apurés dans le cadre de l'ajustement annuel du tarif.
- **Il est tout à fait logique que cette RI se poursuive sur la durée de vie des actifs dans la mesure où la délibération ne prévoit aucune asymétrie dans la durée d'application des bonus ou des malus.** Indiquer comme le prétend la CRE que ce bonus n'aurait plus d'utilité au-delà de la période de déploiement massif signifierait donc de manière symétrique, qu'en cas de surcoût d'investissement, la persistance d'un malus au-delà de cette période n'aurait pas eu d'utilité. Or la délibération de 2014 est explicite sur ce point : elle indique en page 6 qu'Enedis ne percevra pas de prime dès le premier euro de surcoût. L'intégration des actifs dans la BAR et l'interruption des malus aurait donc conduit à ne pas respecter ce principe.

Enedis rappelle enfin que, comme le soulignait le Président de la CRE en réponse au rapport de 2018 de la Cour des Comptes sur le projet Linky, une telle modification du cadre de régulation de ce projet « créerait un précédent en termes d'insécurité juridique quant à la portée des décisions du régulateur. L'impact de ce type de décisions, bénéfiques à très court terme mais très pénalisantes dans la durée, est documenté dans la théorie économique pour les organes de régulation comme pour les banques centrales par exemple, dont les décisions doivent être fondées sur un principe de prévisibilité et de stabilité ».

Ainsi, toute évolution rétroactive du cadre de régulation du projet Linky mettrait à mal sa stabilité à laquelle Enedis et son actionnaire pouvaient légitimement s'attendre lorsque les instances de gouvernance de l'entreprise ont pris la décision d'engagement du projet en 2014. Cette décision a été prise à la lumière de la délibération telle que nous la connaissons aujourd'hui. La persistance du cadre de régulation prévu par cette délibération, qui fut déterminant dans le lancement de cette opération d'ampleur nationale, participe à la sécurité juridique indispensable à tout opérateur économique.

Question 8. Partagez-vous l'analyse préliminaire de la CRE concernant l'évolution du traitement tarifaire des contributions de raccordement demandée par Enedis ?

Enedis regrette que la CRE n'envisage pas de mettre en œuvre l'adaptation du traitement tarifaire des contributions de raccordement et demande à la CRE de revoir son analyse.

Enedis estime, en effet, que la mise en œuvre de cette adaptation est pleinement justifiée au regard des éléments suivants :

- Concernant les besoins de financement d'Enedis et la participation des contributions de raccordement au financement des ouvrages associés :
 - Actuellement l'alignement du traitement tarifaire des contributions de raccordement sur leur traitement comptable conduit à ce que celles-ci ne participent pas au financement des ouvrages associés,
 - Or, les besoins de financement d'Enedis sont en forte hausse en lien avec l'augmentation des dépenses d'investissement induite par le raccordement des

producteurs EnR et des IRVE. Il serait donc tout à fait logique que les contributions associées à ce type de raccordement puissent participer au financement initial de ces investissements,

- Les orientations de politique énergétique fixées par la Ministre chargée de l'énergie invitent d'ailleurs la CRE à mettre en place des mécanismes alternatifs afin de diminuer le poids que font peser ces investissements sur les équilibres financiers d'Enedis,
 - Au demeurant, la participation des contributions de raccordement au financement des ouvrages associés est une pratique courante en Europe. A titre illustratif, dans le cas de RTE, l'intégralité de ces contributions participent au financement des ouvrages de raccordement,
 - Il est par ailleurs à noter que l'adaptation proposée par Enedis est bien évidemment neutre dans la durée puisque, dans sa proposition, Enedis a intégré le versement par Enedis aux utilisateurs du réseau d'intérêts au taux sans risque de court terme (NB : à la demande des services de la CRE, Enedis s'est même montré ouverte à une adaptation des modalités de calcul des CPR qui conduirait de la même manière à la neutralité tarifaire de cette évolution du cadre de régulation),
 - Enedis maintient son argument selon lequel cette mesure de bon sens permettrait de faire participer, au moins en partie, les contributions de raccordement au financement des ouvrages associés.
- Concernant la dissociation des traitements tarifaire et comptable :
- Contrairement à ce qu'elle affirme, la CRE a la latitude de dissocier le traitement tarifaire de ces contributions de leur traitement comptable,
 - S'agissant d'Enedis, la CRE a déjà décidé par le passé de dissocier le traitement comptable du traitement tarifaire de certains éléments. Ainsi, dans le cadre de TURPE 2, les remises d'ouvrages réalisées par les concédants venaient diminuer le revenu tarifaire d'Enedis. Ces ouvrages étaient donc d'un point de vue tarifaire intégralement financés par Enedis alors que dans la comptabilité d'Enedis, ces mêmes ouvrages apparaissaient comme financés par les concédants,
 - De la même manière, la mise en place du CRL Linky conduit notamment à dissocier la couverture tarifaire des dotations aux amortissements liées au projet Linky de leur comptabilisation au compte de résultat d'Enedis,
 - Dans le cas de GRDF, la CRE s'abstrait en grande partie de la comptabilité de l'opérateur s'agissant du calcul des charges de capital. A titre illustratif, les dotations aux amortissements couvertes par l'ATRD ne correspondent pas aux dotations comptabilisées au compte de résultat de GRDF en normes françaises : les premières correspondent à un amortissement linéaire sur la durée de vie des ouvrages avec une réévaluation à l'inflation pour les actifs antérieurs à 2023 alors que les secondes sont comptabilisées en valeur historique (i.e. sans revalorisation) et intègrent des amortissements de caducité calculés sur la durée résiduelle des contrats de concession ;
 - Enfin dans le cas de RTE, le mécanisme envisagé d'affectation d'une partie des recettes d'interconnexion au financement des investissements présente de nombreuses similitudes, notamment la dissociation des traitements comptable et tarifaire, avec la proposition d'Enedis d'adapter le traitement tarifaire des contributions de raccordement. À ce titre, Enedis comprend d'autant moins que la CRE n'envisage pas la mise en œuvre de la proposition d'Enedis.

- Enedis ne partage donc pas l'analyse de la CRE selon laquelle le cas des contributions de raccordement rendrait juridiquement impossible une telle dissociation dans la mesure où cette dernière serait, d'un point de vue tarifaire, neutre dans la durée.
- Concernant le périmètre des contributions dont le traitement tarifaire serait adapté et l'impact tarifaire résultant :
 - Comme le souligne la CRE, l'adaptation du traitement tarifaire de l'intégralité des contributions de raccordement conduirait à un impact tarifaire qui serait difficilement absorbable par le tarif,
 - Consciente de cette problématique, Enedis avait proposé à la CRE de modifier uniquement le traitement tarifaire des contributions relatives au raccordement des producteurs EnR et des IRVE, soit de l'ordre de 50% du montant total des contributions. Enedis estimait, par ailleurs, que ce périmètre était pleinement justifié dans la mesure où l'augmentation des besoins de financement d'Enedis est en grande partie liée à la hausse du volume de ces raccordements,
 - Pour autant, lors de son audition le 16 septembre 2024 par le Collège de la CRE, Enedis s'est montrée ouverte à la définition d'un périmètre plus restreint afin de limiter l'impact tarifaire induit par cette adaptation,
 - En effet, dans la mesure où, encore une fois, cette évolution est neutre dans la durée, Enedis estime que, lors de la fixation de la méthode utilisée pour établir le TURPE, la CRE dispose d'une marge d'appréciation suffisante pour qui lui permette de fixer un taux de contribution dont le traitement serait adapté de sorte à assurer l'acceptabilité tarifaire de cette évolution au moment de sa mise en œuvre.

Enfin, si la CRE devait maintenir sa position dans le cadre de sa prochaine délibération tarifaire, Enedis estime indispensable que la mise en œuvre de cette adaptation soit réexaminée dans le cadre de l'élaboration de TURPE 8.

Question 9. Êtes-vous favorable au calendrier et aux principes d'évolution tarifaire envisagés par la CRE pour le tarif TURPE 7 HTA-BT ? Êtes-vous favorable au rehaussement à +/- 3 % du plafond du facteur k ?

Enedis fait le constat que le dispositif de CRCP ne permet pas de faire face aux situations économiques exceptionnelles, comme celles que le secteur de l'énergie a subies entre 2020 et 2023. Enedis est donc favorable à l'intégration lors de la mise à jour tarifaire annuelle pour l'année N de la correction de l'écart d'inflation au titre de l'année N-1 entre la prévision du Projet de Loi de Finances et le niveau réalisé, ce qui évitera que l'effet de cet écart d'inflation sur les charges alimente durablement le CRCP.

L'augmentation du plafond du facteur k permettrait une répercussion plus rapide des écarts de coûts plutôt qu'une répercussion sur un nombre d'années trop élevé en cas de saturation du CRCP, ce qui est le cas des périodes tarifaires actuelles. Pour autant, pour Enedis, il est avant tout essentiel que le CRCP soit rémunéré au CMPC des nouveaux actifs comme indiqué en réponse à la question 5.

Enedis tient également à rappeler qu'une meilleure structure du tarif (meilleur équilibre entre les parts fixes et les parts proportionnelles aux soutirages) limite les impacts des évolutions de volumes de soutirages (du fait de la thermo-sensibilité ou de la sobriété énergétique ou des trajectoires de transition énergétique) sur la constitution de CRCP. Les baisses de soutirages en 2022 et 2023 consécutifs aux efforts de sobriété énergétique des clients et aux températures

clémentes ont démontré la mauvaise adéquation entre la structure du chiffre d'affaires et la structure des coûts des opérateurs, et ont généré du CRCP, comme indiqué par la CRE dans ses délibérations annuelles sur le TURPE.

Question 10. Êtes-vous favorable au maintien du principe général d'incitation des charges d'exploitation, ainsi qu'aux orientations préliminaires envisagées par la CRE pour le périmètre couvert par le CRCP pour la période TURPE 7 ?

Enedis est favorable au maintien du principe général d'incitation des charges d'exploitation distinguant :

- D'une part, des charges d'exploitation incitées sur lesquelles Enedis est en capacité d'agir pour maîtriser leur niveau,
- D'autre part, des charges d'exploitation non incitées, sur lesquels Enedis peut difficilement agir et faisant l'objet d'une couverture au CRCP.

La période TURPE 6 a montré la robustesse d'un tel mécanisme avec toutefois deux points importants à souligner :

- D'une part, tous les effets de la crise sanitaire n'ont pas été couverts à Enedis, en particulier la moindre production immobilisée main d'œuvre résultant de la non réalisation des heures de main d'œuvre sur investissements en période de confinement,
- D'autre part, la crise des prix de l'énergie va porter à conséquence sur les quatre années de la période tarifaire TURPE 7, faute de dispositif permettant d'en apurer les conséquences sur la période en cours.

Par ailleurs, si la CRE devait intégralement exclure les redevances de concession du périmètre du CRCP comme elle l'envisage dans sa consultation publique, Enedis note que ces redevances devraient en toute logique intégrées le périmètre des CNE incitées.

Enfin, la consultation publique précise, en page 35, que l'écart sur les CNE est en faveur d'Enedis sur la période 2021-2023 à hauteur de -323 M€. Toutefois, Enedis tient à préciser que 57% de ce montant a été restitué aux consommateurs à travers le mécanisme de CRCP, car l'écart concernait des charges d'exploitation non incitées. À ce titre, l'écart sur les CNE réellement en faveur d'Enedis sur la période 2021-2023 s'élève à -140 M€, soit -47 M€/an en moyenne (1% des CNE incitées réalisées sur la période). En intégrant les prévisions de l'année 2024, l'écart sur les charges d'exploitation incitées sur l'intégralité du TURPE 6 sera en défaveur d'Enedis.

Sur la période TURPE 7, Enedis a proposé plusieurs évolutions du périmètre des postes couverts au CRCP dont les points suivants sont repris dans la consultation publique.

Sur le tarif agent :

Enedis partage l'analyse de la CRE et est favorable à une prise en compte, à travers le CRCP, des effets liés à l'évolution des prix de marché de l'énergie et des taxes sur l'Avantage en Nature Énergie, conformément aux évolutions décidées par la CRE pour les tarifs d'utilisation des réseaux de gaz.

Sur les charges d'exploitation relatives aux études et travaux annexes des raccordements des IRVE en résidentiel collectif :

Enedis partage l'analyse de la CRE sur la couverture des charges d'exploitation relatives aux études et travaux annexes des raccordements des installations de recharge de véhicules électriques en résidentiel collectif (IRVE RC) par le CRCP pour le TURPE 7.

Sur l'introduction à mi-TURPE 7 d'une régulation incitative des études et travaux annexes des raccordements préfinancés des IRVE en résidentiel collectif :

Enedis s'applique d'ores et déjà à optimiser le coût de ces actes. Il s'agit d'une activité en démarrage avec peu de retour d'expérience. Enedis considère donc qu'il n'est pas pertinent d'ajouter une régulation incitative supplémentaire et spécifique sur la réalisation de ces travaux.

Sur les écarts sur les recettes facturées à EDF SEI au titre des prestations d'assistance et des adossements :

Enedis partage l'analyse de la CRE et est favorable à une prise en compte, à travers le CRCP, des écarts sur les recettes facturées à EDF SEI au titre des prestations d'assistance et des adossements.

Sur les charges d'exploitation relatives au transfert des ouvrages HTA1 en propriété RTE :

Enedis partage l'analyse de la CRE sur la couverture des coûts associés au transfert des ouvrages HTA1 en propriété RTE sur demande justifiée des opérateurs et validation de la CRE.

Sur les charges d'irrecouvrables liées aux défaillances de fournisseurs :

Enedis rappelle que dans le contexte de crise énergétique de 2022, plusieurs défaillances de fournisseurs d'énergie ont eu lieu. Enedis a engagé les actions visant à recouvrer les sommes dues par ces fournisseurs au titre de l'acheminement mais le risque d'enregistrement de ces sommes en pertes n'est pas écarté.

De plus, Enedis considère que la prise en compte des défaillances fournisseurs correspond pleinement aux critères retenus par la CRE pour définir les postes du CRCP : il s'agit à la fois d'un poste difficilement prévisible et sur lequel Enedis n'a aucune maîtrise (pour la part qui excède le montant de la garantie bancaire).

Enedis ne partage pas l'analyse de la CRE selon laquelle, d'une part, le contrat GRD-F – dont l'actuelle version est entrée en vigueur en février 2023 – protège davantage les risques de défaillance des fournisseurs et, d'autre part, que la prise en charge au CRCP constituerait une double facturation du TURPE.

Concernant le premier point :

- La délibération portant orientations du modèle de contrat GRD-F commun à tous les gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité (délibération n°2022-314 du 1^{er} décembre 2022) a maintenu le niveau de la garantie bancaire à 1/12ème de l'assiette de référence – malgré les demandes de réévaluation des GRD – tout en précisant « la CRE précise enfin qu'elle instruira la question de la couverture des éventuelles pertes des GRD en cas de défaillance des fournisseurs par le TURPE dans le cadre de la prochaine évolution tarifaire »,

- Par ailleurs, Enedis note une rédaction différente de la CRE dans la délibération n°2024-147 relative aux orientations sur le modèle des conditions générales du Contrat Distributeur de Gaz – Fournisseur commun à tous les gestionnaires de réseaux de distribution de gaz en date du 17 juillet 2024 : « dans le cadre de la tarification spécifique de l'accès au réseau de distribution de gaz [...] (tarif ATRD), les pertes engendrées par la défaillance d'un fournisseur sont couvertes, par le mécanisme du CRCP (compte de régularisation des charges et des produits), permettant de corriger, pour des postes préalablement identifiés, les écarts entre les charges et produits prévisionnels et ceux réellement constatés ». Enedis rappelle que c'est le chiffre d'affaires facturé – et non payé – qui est au CRCP ; ainsi, Enedis ne partage pas la lecture d'une couverture au CRCP des défaillances de fournisseurs d'énergie. Pour mémoire, les défaillances fournisseurs se matérialisent par l'enregistrement de charges d'irrecouvrables au compte de résultats (sans impact sur le chiffre d'affaires facturé).

Concernant le second point, Enedis s'interroge sur le bien-fondé de faire supporter aux seuls gestionnaires de réseau de distribution, la charge des irrecouvrables des fournisseurs. Au contraire, la couverture au CRCP des défaillances fournisseurs permettra de mutualiser, sur l'ensemble des consommateurs, les irrecouvrables associés. Cela permettra un schéma proche du traitement des irrecouvrables clients en contrat unique au titre de l'acheminement, qui font l'objet d'une couverture au CRCP.

Enfin, dans sa délibération n°2022-317 du 1^{er} décembre 2022 portant projet de décision modifiant les délibérations de la Commission de régulation de l'énergie n°2021-12 du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité (TURPE 6 HTB) et n°2021-13 du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE 6 HTA-BT), la CRE met en place, pour le reste de la période TURPE 6, 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 irrecouvrables des responsables d'équilibre. Cette délibération est bien appliquée puisque dans la consultation publique sur le TURPE HTB, la CRE indique qu'elle ne retient pas dans l'estimation du solde du CRCP de RTE au 1^{er} janvier 2025 les montants d'impayés des responsables d'équilibre dont la faillite n'a pas été constatée, elle retient donc les montants d'impayés des responsables d'équilibre dont la faillite a été constatée.

Un traitement similaire pour les GRD est donc cohérent.

Ainsi, Enedis maintient sa demande de prise en compte des défaillances fournisseurs dont la faillite a été constatée – déduction faite de la garantie bancaire ou des sommes récupérées à la suite des actions de recouvrement engagées par Enedis – dans le périmètre du CRCP.

Sur les charges d'exploitation associées aux flexibilités :

Le développement des flexibilités au service des réseaux est attendu dans un contexte d'accélération de la transition énergétique et d'accélération des raccordements des énergies renouvelables. Ces flexibilités peuvent être à l'initiative du GRT comme du GRD. Elles génèrent notamment des charges d'exploitation (évolution des rôles des agents en salles de conduite, traitement des anomalies, gestion des indemnités des producteurs, neutralisation des effets sur le périmètre des responsables d'équilibre, gestion des réclamations et des situations particulières...) mais également des investissements (adaptation des systèmes d'information de conduite, des contrôle-commande des postes source, industrialisation des systèmes de gestion et appel des flexibilités).

Compte tenu des incertitudes pendant la période TURPE 7, tant sur le niveau que sur le périmètre et le rythme de mise en œuvre des solutions de flexibilités, Enedis renouvelle sa demande de conserver l'ensemble des charges associées dans le périmètre du CRCP.

Sur les charges relatives aux redevances de concession :

Enedis renouvelle sa demande de reconduction de la couverture au CRCP, selon les modalités prévues en TURPE 6, pour les 11 contrats de concession significatifs restant à renouveler (principalement contrats de concession de métropole urbaine).

Sur les éventuelles indemnités consécutives à la réduction de la puissance de raccordement (Pracc) :

Dans le cadre des travaux menés par la CRE en lien avec RTE et Enedis sur la mise en œuvre de modalités selon lesquelles la puissance de raccordement (Pracc) d'un site en soutirage pourrait être réduite, Enedis propose d'intégrer les éventuelles charges associées (en particulier, le dispositif d'indemnisation) dans le périmètre du CRCP.

Sur les éventuelles indemnités consécutives à la mise en place d'expérimentations réglementaires :

Le contexte de tensions sur l'équilibre offre-demande lors de l'hiver 2022-2023 a conduit les différents acteurs à mettre en place différentes expérimentations, notamment une expérimentation relative à la Limitation Temporaire de Puissance (avec une indemnité de 10 euros par client acceptant cette expérimentation, soit un coût total estimé de 1,2 M€). Enedis propose désormais de couvrir au CRCP les éventuelles indemnités associées à la mise en place d'expérimentations réglementaires futures de ce type.

Sur la période TURPE 7, Enedis a proposé plusieurs évolutions et clarifications du périmètre des postes couverts au CRCP dont les points suivants ne sont pas repris dans la consultation publique :

Prise en compte de l'évolution possible du FACE :

Les échanges avec la DGEC intervenus depuis la demande tarifaire d'Enedis ainsi que les derniers éléments d'origine parlementaire connus rendent probable une revalorisation du fonds FACE au cours de la période TURPE 7, sans certitude sur le montant associé. Enedis est le premier contributeur du FACE, à environ 93%. Enedis souhaite que la CRE intègre en fin d'année, dans sa délibération sur le TURPE 7, la meilleure estimation à date des montants dont celle du projet de loi de finances.

Impacts potentiels de la TICFE redevable par Enedis :

À la suite des échanges entre Enedis, la Direction de la Législation Fiscale et la CRE, il existe un risque qu'Enedis soit redevable de la TICFE pour une partie des volumes des pertes. La forte incertitude sur les volumes concernés, sur le niveau de la TICFE sur la période du TURPE 7 et sur les montants facturés par Enedis en pertes non techniques mais non recouverts, conduit Enedis à demander que la CRE mette cette nouvelle charge au CRCP pour le TURPE 7.

Clarification de la prise en compte des impacts financiers des quotes-parts liées à la mutualisation des ouvrages (loi APER) :

Enedis souhaite clarifier que les impacts financiers des quotes-parts liées à la mutualisation des ouvrages dans le cadre de la mise en œuvre de la loi APER sont dans les charges de raccordement des postes-source et donc dans le CRCP.

Nouvelles demandes d'Enedis

CVAE :

Les travaux parlementaires en cours sur le projet de loi de finances pour 2025 conduisent Enedis à demander l'intégration de la CVAE dans le CRCP. En effet, ces travaux mettent en avant le risque élevé que la CVAE ne soit pas supprimée comme cela était prévu mais qu'au contraire son niveau soit augmenté. Au vu des impacts financiers élevés pour Enedis (estimation de 112 M€ sur les 4 années), Enedis souhaite que cette charge soit ajoutée dans le périmètre du CRCP ou qu'une nouvelle estimation de cette charge soit intégrée dans la trajectoire des charges à couvrir par le TURPE 7.

Actualisation des charges de retraite :

Une partie des charges de personnel d'Enedis est constituée d'avantages postérieurs à l'emploi et à long terme. Ces charges couvrent notamment les cotisations retraites, les indemnités de fin de carrière, les indemnités en cas d'accident du travail ou de maladie professionnelle. Les charges de personnel comprennent une trajectoire de provision annuelle pour les APE et ALT.

Le calcul des provisions est largement dépendant d'hypothèses, notamment financières (taux d'inflation long terme, taux d'actualisation). Enedis note que d'importants écarts ont été constatés entre les provisions prévisionnelles et réalisées en raison des variations de taux d'actualisation.

Enedis demande donc la couverture de ces charges au CRCP.

Sur la période TURPE 7, la CRE propose l'évolution suivante du périmètre des postes couverts au CRCP dans la consultation publique :

Recettes issues d'activités concurrentielles :

Enedis attire tout d'abord l'attention de la CRE sur le fait que les recettes issues d'activités concurrentielles viennent déjà en diminution du revenu autorisé d'Enedis car elles sont intégrées dans le périmètre des charges nettes d'exploitation. Enedis comprend que la CRE souhaite couvrir, par le mécanisme du CRCP, les écarts entre recettes réelles et recettes prévisionnelles. Enedis souligne que ces éléments ne sont pas en lecture directe dans sa balance comptable et devront en conséquence faire l'objet d'une identification spécifique alors même que ces montants représentent des enjeux financiers relativement limités. De plus, il conviendrait de prendre en compte l'effet symétrique sur les charges (à titre d'illustration, les recettes de refacturation de mise à disposition de personnel pour des activités concurrentielles sont compensées par les charges de personnel des agents concernés).

Question 11. Êtes-vous favorable aux évolutions envisagées par la CRE concernant la régulation incitative des pertes pour la période TURPE 7 ?

Concernant la régulation incitative des pertes, le retour d'expérience de TURPE 6 devrait permettre de corriger certains effets :

Volet Prix :

Il est à noter que la régulation incitative sur les prix porte un effet aléatoire, les éléments permettant de les corriger seront :

- De tenir compte dans l'incitation des re-prévisions de produits côtés au plus proche de l'échéance pour couvrir les évolutions d'hypothèses et de sécuriser au plus tôt le coût des pertes tout en maintenant le principe de lissage,
- D'étendre l'horizon de marché jusqu'à 5 ans pour diminuer le risque sur le coût moyen des pertes.

Les adaptations envisagées font ainsi grand sens.

Volet Volumes :

Concernant les volumes de pertes, Enedis s'est engagée à contenir dans la durée un taux de perte au global de 6,88% moyennant des ETP complémentaires dédiés au traitement des fraudes.

L'objectif envisagé par la CRE de baisse de -0.6% dès 2025 puis de -0.1% additionnel pour les exercices suivants apparaît sévère au vu des dernières tendances observées en matière de pertes non techniques (PNT) et des leviers d'action à la main de l'opérateur pour lutter avec succès et dans ces proportions contre la fraude. En pareil contexte sociétal, Enedis prend note du rehaussement de l'incitation en sus du durcissement de la cible.

Question 12. Êtes-vous favorable aux évolutions envisagées par la CRE concernant la régulation incitative des coûts unitaires d'investissement d'Enedis ?

Sur le périmètre de la régulation incitative des coûts d'investissement :

Enedis partage l'objectif d'optimisation des coûts d'investissement affiché par la CRE, et s'implique de façon constante pour y parvenir.

Enedis est favorable à l'extension du périmètre d'incitation mais tient à souligner que l'introduction d'un mécanisme de régulation incitative des coûts unitaires d'investissement sur les postes sources et les postes HTA/BT non préfabriqués présente des obstacles méthodologiques :

- Postes sources : Enedis partage l'analyse de la CRE quant à l'importance de ces ouvrages dans la transition énergétique, et déploie ses meilleurs efforts, en lien avec RTE, pour accélérer les projets de renforcement et de création de postes sources, tout en maîtrisant le coût. Il est néanmoins à noter que les caractéristiques variables d'un projet de poste source à l'autre (niveau de tension, nombre et puissance des transformateurs, poste source « ouvert » ou « fermé », etc.) et la diversité des contextes locaux autour de ces projets (coût du foncier, règles d'urbanismes locales, existence d'éventuels recours juridiques, etc.) entraînent une forte variabilité des coûts unitaires, inhérente à la nature de ces ouvrages. Les faibles volumes limitent, de plus, la pertinence d'un coût moyen de référence. Enfin, des changements de paliers techniques importants intervenus ces dernières années sur certains équipements critiques des postes sources (transformateurs et demi-rames notamment) conduiraient à biaiser des références basées sur un historique de coûts (« effet panier »). Pour ces différentes raisons, il n'est pas possible, à ce jour, de définir des références pertinentes de coûts unitaires basées sur des coûts moyens constatés. Compte-tenu de ces fortes limites méthodologiques, une éventuelle régulation des coûts des postes sources risquerait de s'appuyer sur des coûts moyens non représentatifs et perdrait ainsi sa dimension incitative. Enedis tient par ailleurs à souligner que, dans le cadre des S3REnR, les producteurs disposent des informations en matière de coût des postes sources (exprimés en €/MW), dans le cadre des Etats Techniques et Financiers afin de garantir la cohérence des coûts avec les quotes-parts prévues aux S3REnR.
- Postes HTA/BT non préfabriqués : la plupart des postes HTA/BT neufs sont préfabriqués et font déjà l'objet d'une régulation incitative des coûts unitaires. Le volume de postes non préfabriqués est très faible, et ces affaires peuvent chacune être constituées d'un panier d'ouvrages, et mêler neuf et renouvellement. Il n'existe donc pas de coûts unitaires moyens pertinents, selon Enedis.

Concernant les branchements individuels (branchements aériens, liaisons réseaux et dérivations individuelles souterraines) et les ouvrages collectifs de branchement, Enedis s'est largement mobilisée pour en développer et en améliorer le suivi. Enedis confirme que les coûts unitaires qui en résultent manquent encore de robustesse et qu'il n'est pas opportun d'aller au-delà d'un suivi dans un premier temps. Pour Enedis, la pertinence de passer à une incitation à partir de 2027 sera à réévaluer à partir des données de suivi qui auront été récoltées à cet horizon.

Sur la prise en compte des délais d'immobilisation dans le calcul des coûts unitaires de référence en TURPE 7 :

Pour les canalisations et, dans une moindre mesure, pour les postes, la mesure des coûts unitaires nécessite un délai pour être complète. Ce délai ne semble d'ailleurs pas spécifique à Enedis, puisqu'à la lecture de la délibération ATRD 7, il ressort que « *GRDF demandait que les coûts unitaires de référence pour la période tarifaire ATRD7 reposent sur la base des coûts définitifs de 2022 et 2023 (qui seront connus fin 2025 ou début 2026)* », soit des délais de l'ordre de 2 ans similaires à ceux d'Enedis.

Or, en TURPE 6, les coûts unitaires des canalisations 2019 et 2018 pris en compte pour le calcul des coûts unitaires de référence ont été arrêtés en février 2020. Ils ont ainsi été sous-estimés et ont conduit à une sous-estimation du coût unitaire de référence (calculé sur la moyenne 2016-2019). La performance d'Enedis a, quant à elle, été évaluée sur la base de coûts complets évalués à M+27, alors que les objectifs avaient été définis à partir d'une vision incomplète des coûts (M+2 et M+14), ce qui a généré des malus systématiques.

Enedis insiste donc sur la nécessité de définir les coûts unitaires de référence de la période TURPE 7 à partir d'une vision des coûts unitaires 2022 et 2023 des canalisations et des postes qui serait établie à fin 2024, voire début 2025. Cela permettra d'améliorer significativement la représentativité des coûts unitaires de référence et de renforcer le sens de cette incitation en limitant les malus systématiques associés.

En complément, Enedis demande que la méthode de calcul des coûts unitaires constatés des canalisations soit cohérente avec la méthode de détermination des coûts unitaires de référence. Pour une période de référence 2022-2023 (respectivement 2021-2023), cela reviendra donc à mesurer les coûts unitaires en M+20, contre M+27 à date (respectivement en M+24, contre M+27 à date), afin de considérer des délais d'immobilisation moyens identiques entre les coûts unitaires de référence des canalisations et les coûts unitaires constatés.

Sur les années de référence de calcul des coûts unitaires de référence :

Enedis préconise d'établir les coûts unitaires de référence des différents types d'ouvrage à partir des années 2022 et 2023 afin d'être au plus proche des coûts unitaires réellement constatés. Enedis ne partage pas l'analyse de la CRE selon laquelle cela serait particulièrement peu incitatif. Pour Enedis, l'inflation est un élément exogène qui doit être intégré dans la définition de l'objectif et dans le suivi des résultats, de façon à ce que la régulation soit une réelle incitation à mettre en œuvre les leviers d'optimisation endogènes. La non prise en compte de la forte inflation récente rendrait l'objectif inatteignable et le mécanisme perdrait son rôle incitatif.

Sur la pondération des indices de référence utilisés pour appréhender l'inflation des coûts unitaires :

Enedis estime que les différents indices utilisés en TURPE 6 pour appréhender l'inflation sont pertinents et méritent d'être reconduits en TURPE 7. Le mécanisme actuel, fondé sur des indices sectoriels et leur pondération pour refléter les natures de dépenses associées, est le plus adapté pour représenter les activités incitées.

Dans sa demande tarifaire, Enedis a souligné la nécessité de mettre à jour les coefficients de pondération des indices de référence relatifs aux différents postes de coûts (tels que mentionnés dans l'annexe confidentielle 4 de la délibération du TURPE 6) pris en compte dans les coûts unitaires de référence, pour refléter au mieux l'évolution des conditions économiques dans lesquelles le distributeur évolue. Enedis réitère cette demande, sur laquelle la CRE ne se prononce pas dans sa consultation publique.

Enfin, Enedis alerte sur le fait que le passage à un indice unique, comme l'IPC hors tabac, mentionné par la CRE lors de l'atelier public sur les investissements du 10 septembre 2024, ne constitue pas une référence suffisamment représentative des activités pour indexer les coûts unitaires de référence à l'inflation. Il sous-estime notamment de façon chronique l'inflation à laquelle Enedis fait face depuis le début de TURPE 5. À performance équivalente, l'indexation des coûts unitaires de référence à l'IPC hors tabac plutôt qu'au panier d'indices sectoriels utilisés jusqu'à présent pourrait générer structurellement des malus à hauteur de plusieurs millions d'euros (estimation à 25 M€ par an en 2028).

Question 13. Êtes-vous favorable aux évolutions envisagées par la CRE concernant la régulation incitative des investissements « hors réseaux » pour le TURPE 7 ?

Enedis est favorable au mécanisme de régulation incitative des investissements hors réseaux dès lors que son champ d'application concerne un périmètre d'activité effectivement maîtrisable et prévisible.

Or, sur la prochaine période Enedis devra répondre à un certain nombre d'enjeux - évolutions structurantes du marché de l'électricité portées par la transition écologique ; exigences plus fortes des parties prenantes ; besoin de modernisation et de sécurisation des SI ... - dont la définition et les conséquences en matière d'évolution des SI sont insuffisamment bien cernées en entrée de TURPE 7 pour établir une trajectoire d'investissement correspondant précisément à ses besoins à horizon 2028.

C'est pourquoi Enedis a demandé à ce que certains projets essentiels soient exclus du dispositif de régulation incitative. Bien que certains de ces projets permettent la réalisation des évolutions des métiers du distributeur, Enedis ne dispose pas à ce stade d'une visibilité suffisante sur la totalité de la période tarifaire des financements à engager.

Il s'agit de projets :

- De services de publication de données avec des bénéfices attendus pour les consommateurs, les producteurs, les fournisseurs, les opérateurs de flexibilité et aussi au service du développement des territoires,
- De numérisation (digitalisation) du réseau électrique et de ses organes de pilotage,
- D'industrialisation des Smart Grids et de la mobilité électrique et plus généralement de la transition écologique.

D'autres projets pourraient évoluer fortement ou émerger en cours de période tarifaire et s'imposer de façon prioritaire à Enedis sans qu'il soit possible à ce jour de les anticiper correctement :

- Mises en œuvre d'évolutions réglementaires structurelles qui interviendraient en cours de période tarifaire,
- Cyber-sécurité et renforcement des SI nécessaires aux exigences liées aux OSE (Opérateurs de Services Essentiels) ou OIV (Opérateurs d'Importance Vitale),
- Évolution des SI imposée par les évolutions techniques.

Enedis maintient sa demande sur le périmètre hors socle de la régulation incitative.

Question 14. Êtes-vous favorable au retrait des producteurs BT ≤ 36 kVA du périmètre incité de l'indicateur de remise de la proposition de raccordement et à leur suivi sans incitation ?

Enedis est favorable au retrait des producteurs BT ≤ 36 kVA du périmètre incité de cet indicateur.

Le changement constaté étant lié à des causes structurelles (développement de l'autoconsommation, et bénéfices du compteur Linky), Enedis ne juge pas nécessaire le maintien d'un suivi sur cette catégorie.

Question 15. Êtes-vous favorable aux niveaux d'objectifs proposés par la CRE pour le respect de l'envoi de la proposition de raccordement pour les différents niveaux de tension à savoir, de 95 % à 98 % pour le segment BT ≤ 36 kVA et de 91 % à 94 % pour le segment BT > 36 kVA, collectifs en BT et HTA ?

Sur le segment BT ≤ 36 kVA (hors producteurs) :

La progression obtenue est le fruit d'un important travail réalisé sur l'optimisation des parcours clients. Enedis n'est en revanche pas favorable à la proposition de la CRE de continuer à rehausser les objectifs au cours de TURPE 7 pour aller au-delà du niveau attendu fin TURPE 6.

Sur le segment BT > 36 kVA, collectifs en BT et HTA :

Enedis est favorable à la démarche de la CRE de s'appuyer sur le retour d'expérience pour revoir le niveau d'ambition en début de TURPE 7 et de ne pas rehausser la cible à fin TURPE 7 par rapport à TURPE 6, mais est défavorable aux niveaux d'objectifs proposés. Un objectif de 91 %, constant sur la période, aura été plus adapté, et représente déjà une ambition forte, compte tenu du réalisé à date (80,8% à fin 2023) et de la volumétrie en forte croissance sur ce segment, en particulier les grands producteurs.

Question 16. Êtes-vous favorable à la mise en place d'un suivi sans incitation du délai moyen (en jours) de remise des 5 % des PTF les plus longues ?

Enedis n'est pas favorable à la mise en place d'un suivi du délai de remise des 5% des PTF les plus longues, ni à l'éventualité d'une introduction d'une incitation financière en cours de période.

Pour ce qui concerne le segment des producteurs EnR de puissance supérieure à 36 kVA (BT et HTA), le quantile 5 % des délais les plus longs est concerné par les règles spécifiques des S3REnR, indépendamment de la performance d'Enedis. Ainsi, en cas de nécessité d'une procédure d'adaptation d'un S3REnR, les règles indiquent que l'envoi des offres de raccordement est suspendu jusqu'à approbation de cette adaptation par le préfet. Une situation similaire peut également se rencontrer en cas de saturation nécessitant une révision du S3REnR.

Préambule des réponses aux questions 17 à 24

Enedis salue le rappel par la CRE de la mobilisation d'Enedis pour répondre aux attentes des clients en matière de raccordement et aux objectifs très exigeants fixés par la CRE en TURPE 6. La refonte des parcours raccordement, les actions de standardisation, de parallélisation, la simplification des portails clients, l'amélioration du suivi, pour ne citer que quelques évolutions majeures, ont été au cœur de la démarche d'Enedis sur la période TURPE 6. Elles ont permis de réduire les délais de raccordement de nombreux segments, et, pour ceux qui connaissent une forte croissance, de maintenir l'accroissement des délais à des niveaux bien inférieurs à l'augmentation des volumes traités.

Enedis s'interroge sur la pertinence de multiplier les indicateurs, qui nuit à la priorisation des actions.

Enedis rappelle que l'environnement dans lequel elle exerce a connu sur cette période de nombreuses évolutions (contexte réglementaire et administratif, tension sur les approvisionnements, complexité croissante de certains projets de raccordement, ...) et qu'elle fait régulièrement des propositions aux pouvoirs publics pour lever les verrous à l'amélioration des délais de raccordement qui ne relèvent pas de ses seules prérogatives. Pour Enedis, il est donc essentiel de prendre en compte le retour d'expérience des années passées pour que les trajectoires d'objectifs fixent un niveau d'incitation atteignable, source de mobilisation, et qui intègre avec justesse les contraintes inhérentes à l'activité de raccordement, notamment la forte croissance liée à la transition écologique et les contraintes des porteurs de projets eux-mêmes.

Les délais ne peuvent être envisagés comme un objet isolé, et c'est bien l'équilibre d'un triptyque Coût / Délai / Satisfaction des clients qui est à rechercher prioritairement.

En particulier, les trajectoires d'objectifs présentées dans cette consultation pour la régulation incitative des délais de raccordement des catégories soutirage HTA, et injection BT > 36 kVA et HTA, ne font pas l'objet de questions. Enedis identifie ce point comme un sujet majeur sur lequel elle souhaite échanger avec la CRE, les trajectoires de baisses proposées étant, pour Enedis, hors d'atteinte.

Si Enedis partage l'enjeu global de performance sur les délais de raccordement exprimé par la CRE, Enedis constate que le renforcement des incitations et le relèvement des plafonds est plus marqué pour les indicateurs de délai moyen qui concernent certaines catégories de raccordement. Enedis est défavorable à cette approche, d'une part, car elle pourrait inciter à la priorisation de certains types de projets, et d'autre part parce qu'elle s'ajoute, sur ces catégories, à des trajectoires d'objectifs qu'Enedis juge inaccessibles.

Question 17. Êtes-vous favorable aux orientations préliminaires de la CRE, dont l'intégration des dérivations individuelles dans la catégorie des raccordements individuels en soutirage BT ≤ 36 kVA sans extension du réseau ? Êtes-vous favorable à la trajectoire d'objectifs proposée par la CRE pour le TURPE 7 ?

Sur l'intégration des dérivations individuelles dans la catégorie des raccordements individuels en soutirage BT ≤ 36 kVA sans extension du réseau :

Enedis est favorable à cette proposition.

Sur la trajectoire d'objectifs des raccordements individuels en soutirage BT ≤ 36 kVA sans extension de réseau :

Enedis n'est pas favorable à la trajectoire d'objectif proposée car la cible finale de 50 jours est trop contrainte. Les leviers d'optimisation identifiés par la CRE ont déjà été largement mobilisés et la période TURPE 6 a été marquée par une vraie rupture. Du point de vue d'Enedis, l'ambition doit être désormais d'ancrer dans la durée le niveau de performance qui a été atteint (autour de 60 jours).

Question 18. Êtes-vous favorable à la suppression de la catégorie « Ajout injection sur branchement BT ≤ 36 kVA » et au suivi sans incitation des affaires nécessitant des travaux ?

Enedis est favorable à la suppression de cette catégorie.

Vu le faible nombre d'affaires d'ajout d'injection sur branchement BT ≤ 36 kVA avec travaux, Enedis ne juge pas nécessaire le maintien d'un suivi sur cette catégorie et souligne qu'une maîtrise du nombre d'indicateurs est à rechercher.

Question 19. Êtes-vous favorable à la fusion des catégories des raccordements BT ≤ 36 kVA avec extension du réseau et BT > 36 kVA avec et sans extension du réseau ? Êtes-vous favorable à la trajectoire d'objectifs envisagée par la CRE sur TURPE 7 ?

Sur la fusion des catégories des raccordements BT ≤ 36 kVA avec extension du réseau et BT > 36 kVA avec et sans extension du réseau :

Enedis est favorable à la fusion de ces catégories, qui reflète la réalité de l'activité d'Enedis et qui permet de rendre la régulation incitative plus lisible et plus pertinente.

Sur la trajectoire d'objectifs :

Enedis est favorable à la proposition de la CRE de prendre en compte le retour d'expérience de la période TURPE 6 pour réajuster à la hausse les cibles TURPE 7. Pour autant, la trajectoire proposée porte une contrainte excessive à laquelle Enedis n'est pas favorable. Si Enedis a su faire évoluer ses procédures afin d'optimiser les délais de raccordement, les leviers d'optimisation mentionnés par la CRE en matière de délai des autorisations administratives ne sont pas sous son seul contrôle. Selon Enedis, l'objectif devrait être désormais de viser une stabilisation du niveau de performance à partir du réalisé TURPE 6 (autour de 155 jours).

Question 20. Êtes-vous favorable à la trajectoire d'objectifs proposée par la CRE pour les raccordements collectifs sur la période TURPE 7 ? Êtes-vous favorable au suivi sans incitation des raccordements des colonnes horizontales (IRVE) ?

Sur la trajectoire d'objectifs des raccordements collectifs :

Enedis observe que la trajectoire TURPE 7 proposée marque une meilleure prise en compte du retour d'expérience sur cette catégorie, mais reste incomplète. Les niveaux d'ambitions demeurent, comme en TURPE 6, très élevés. Compte tenu des spécificités de cette catégorie de raccordement, Enedis juge que le niveau proposé est inaccessible. Enedis rappelle que la responsabilité des délais est notamment partagée avec le client.

Sur le suivi sans incitation des raccordements des colonnes horizontales (IRVE) :

Enedis est favorable au suivi de ces raccordements, qui est une mesure adaptée pour une nouvelle catégorie de raccordement en développement.

Question 21. Considérez-vous pertinent de mettre en place une incitation pour les raccordements provisoires ?

Pour Enedis, la réduction par deux du délai moyen de raccordement provisoire est le fruit des évolutions apportées à la gestion de ces raccordements et au parcours client simplifié. Compte tenu des progrès importants déjà réalisés, Enedis ne juge pas pertinente l'introduction d'une incitation sur cette catégorie et y est donc défavorable.

Question 22. Êtes-vous favorable à la mise en place d'un système automatique pour le versement des indemnités en cas de retard de mise à disposition du raccordement ?

Le versement de l'indemnité est conditionné à une réclamation du client et à la vérification que le retard relève bien de la responsabilité d'Enedis et non du client (qui n'aurait, par exemple, pas réalisé dans les temps les travaux qui lui incombent et qui sont nécessaires au raccordement par Enedis). Chaque demande nécessite donc une instruction. Son automatisation est irréalisable car elle nécessite une appréciation de plusieurs éléments par un salarié compétent. L'automatisme du versement prend pour hypothèse la responsabilité systématique d'Enedis dans le retard du délai ce qui n'est pas en ligne avec ce qu'Enedis constate.

Enedis est opposée à l'automatisation du versement de ces indemnités, qui conduirait Enedis à indemniser des clients responsables du retard.

Question 23. Êtes-vous favorable à la régulation incitative envisagée par la CRE concernant la capacité de postes sources à créer en priorité, dans le cadre des S3REnR ?

Sur l'introduction d'une incitation sur la capacité de postes sources à créer :

La CRE propose à la fois la création d'une incitation sur la capacité de postes sources à créer et l'extension du périmètre de la régulation incitative des coûts unitaires aux postes sources.

Enedis recherche l'équilibre délai, satisfaction des clients et coût, et déploie en matière de postes sources, ses meilleurs efforts, en lien avec RTE, pour répondre à l'accélération des projets de renforcement et de création liée aux demandes de nos clients, tout en maîtrisant le coût.

Enedis partage le caractère prioritaire des investissements dans la capacité de postes sources à créer, qui justifie une régulation incitative. Cependant, un gestionnaire de réseau ne saurait être incité que sur des délais sur lesquels il a des leviers d'actions.

Ainsi, il convient pour le retard dans la création de capacité de postes sources qui s'explique lui-même par le retard dans la mise à disposition d'ouvrages amont HTB, sous maîtrise d'ouvrage unique de RTE, que l'incitation ne concerne pas Enedis mais uniquement RTE.

Sur le niveau de l'incitation :

Dans le cas d'une éventuelle incitation, le niveau proposé de bonus / malus de 20 k€/MW (10k€/MW pour Enedis et 10k€/MW pour RTE) semble élevé. En effet la quote-part moyenne payée par les producteurs sur les S3REnR est de l'ordre de 70 k€/MW. La pénalité Enedis/RTE correspondrait à 29% de la quote-part, ce qui paraît excessif. Selon le type de travaux, elle pourrait même représenter une part encore plus importante du coût du chantier.

Question 24. Identifiez-vous d'autres données à intégrer au rapport annuel sur le raccordement à publier par les gestionnaires de réseaux ?

Enedis rappelle que de nombreux outils existent d'ores et déjà pour donner de la visibilité à la CRE ou aux acteurs sur l'activité de raccordement, qu'il s'agisse de la démarche d'open data d'Enedis, des rapports prévus par la réglementation, y compris dans le cadre des S3REnR, de la régulation incitative, ou encore du barème de raccordement. Pour Enedis, la démarche proposée par la CRE nécessiterait des coûts et ressources supplémentaires, tout en recouvrant des enjeux déjà traités par ailleurs. Enedis est attachée à la recherche d'un équilibre sur ce point.

Enedis est donc défavorable à la démarche proposée par la CRE et suggère plutôt de poursuivre le dialogue avec la CRE sur l'amélioration des outils existants.

Question 25. Partagez-vous les orientations préliminaires de la CRE concernant la qualité de service relative à l'acheminement ? Avez-vous des suggestions complémentaires ?

Indicateurs incités de la qualité de service relative à l'acheminement :

Le début de période de TURPE 6 a été marqué en 2021 par un changement de SI sur le marché de masse (GINKO) avec un impact positif sur les résultats des indicateurs de réclamations et d'accessibilité téléphonique. Par la mise en place d'actions (task force pour traiter les réclamations,

bilatérales avec les fournisseurs, renforcement des équipes dédiées aux réclamations, mise en place de robots...), les indicateurs sont à un niveau très satisfaisant depuis 2022, hormis le taux de réclamations multiples filtré pour lequel Enedis propose une évolution de la méthode de calcul pour le TURPE 7.

Concernant les 5 indicateurs relatifs à l'acheminement, la position d'Enedis est détaillée ci-après :

- Taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours calendaires

La CRE souhaite rehausser le niveau d'objectif de 97% à 97,5 % en fin de TURPE.

Enedis est favorable à la proposition de la CRE de viser 97,5% en fin de TURPE 7.

- Taux de réclamations multiples

La CRE envisage de recentrer le périmètre de l'indicateur sur les réclamations effectivement destinées à Enedis (et d'exclure celles qui concernent les prestations des fournisseurs) et de maintenir, dans le périmètre de l'indicateur, les saisines au Médiateur National de l'Énergie (MNE) destinées directement à Enedis. Elle envisage de maintenir le niveau de l'objectif sur le nombre de réclamations multiples au niveau fixé pour l'année 2023, soit à 9,2 % (nota : la note technique mentionne 9,2% et les annexes mentionnent 9%), et de doubler l'incitation financière associée.

Enedis reconnaît l'utilité d'un indicateur de cette nature en le centrant sur les réclamations et les saisines au MNE effectivement destinées à Enedis. Enedis note qu'il convient de prendre en compte ces saisines au dénominateur pour que le calcul soit exact.

L'ambition affichée est excessive. En effet, d'une part l'objectif de 9,2% paraît difficilement atteignable compte tenu du résultat de 11% à fin 2023. D'autre part, les montants de la pénalité (plafond et force d'incitation) sont doublés par rapport au TURPE 6, de manière disproportionnée.

Pour ces raisons, Enedis est favorable au maintien de l'indicateur car il fait sens, moyennant l'évolution des modalités de calcul, et défavorable aux nouveaux objectifs et incitations proposés.

- Taux d'accessibilité de la ligne téléphonique spécialisée fournisseurs

La CRE envisage de rehausser l'objectif de cet indicateur à 97 % (contre un objectif moyen de 96 % sur la période TURPE 6) et d'instaurer une incitation asymétrique (malus uniquement).

Enedis est consciente du haut niveau attendu, et est favorable au niveau proposé, mais est défavorable à l'introduction d'asymétrie. Si toutefois, une asymétrie devait être retenue, Enedis rappelle que les standards du marché sont entre 90 et 95%, et propose la conservation de cet indicateur avec un niveau d'objectif de 95%, correspondant à une qualité de service performante sur toute la durée du TURPE 7.

- Taux d'appels à la ligne téléphonique spécialisée fournisseurs avec un temps d'attente inférieur à 90 secondes

La CRE envisage de rehausser l'objectif de 80 % en 2024 à 82,5 % pour la période TURPE 7, et d'instaurer une incitation asymétrique (malus uniquement).

Enedis est consciente de la qualité de service à apporter aux fournisseurs sur cette ligne et conçoit, de ce fait, le caractère complémentaire de cet indicateur par rapport au précédent. Toutefois, une performance au niveau envisagé nécessite des ressources d'hyper vision et de conseillers dont l'allocation devrait être incitée par un bonus.

Enedis est ainsi consciente du haut niveau attendu et est favorable au niveau proposé, mais est défavorable à l'introduction d'asymétrie.

- Taux de disponibilité de la fonction « interrogation des données utiles à la commande de prestation » du portail fournisseurs et tiers

La CRE envisage de maintenir l'objectif à 99 % sur la période TURPE 7.

Enedis est favorable à cette proposition.

Indicateurs de suivi de la qualité de service relative à l'acheminement

La CRE envisage de supprimer trois indicateurs suivis relatifs aux « Interventions » : ces indicateurs ne sont plus nécessaires, dans la mesure où ces prestations (résiliation, mise en service, changement de fournisseur...) sont aujourd'hui largement téléopérées post-déploiement massif de Linky.

La CRE envisage également supprimer trois indicateurs relatifs à la « relève et facturation », pour les mêmes motifs de généralisation de la télérelève permise par les compteurs Linky.

Enedis est favorable à cette proposition.

Question 26. Êtes-vous favorable aux évolutions de la régulation incitative de la qualité de service du système de comptage évolué envisagées par la CRE pour le TURPE 7 ? Avez-vous des suggestions complémentaires ?

Enedis souhaite rappeler que le début de période du TURPE 6 HTA-BT avait été marqué par la fin du déploiement Linky et la consolidation de la chaîne communicante. Ainsi, le déploiement généralisé des compteurs évolués Linky et des boîtiers IP est achevé sur la majorité du territoire et a été un succès. Le compteur permet l'accès à des données fiables, de qualité et sécurisées, ce qui est une condition *sine qua non* aux développements de nouvelles offres et services intelligents au bénéfice conjoint du système et du consommateur.

Enedis poursuit son implication pour que le compteur réponde aux attentes exprimées des acteurs du système électrique. Cela s'est traduit par de bons résultats sur les indicateurs de la régulation incitative (RI) relatifs aux données de mesure sur le TURPE 6.

Dans ce contexte exigeant, Enedis avait présenté en 2023 aux services de la CRE puis aux fournisseurs le plan d'actions permettant d'assurer la continuité des services de données Linky, dans un contexte de mise sous contrainte de la chaîne SI lié à une augmentation très sensible du volume de points abonnés à la courbe de charge et à une forte augmentation du niveau de sollicitations des services de mesure par l'ensemble des acteurs. Aussi, Enedis prévoit des investissements dans les infrastructures SI pour permettre la collecte des courbes de charges jusqu'à 50% du parc Linky à fin 2025.

Pour autant, le contexte à venir de la période TURPE 7 sera caractérisé par de multiples challenges et évolutions qui auront nécessairement un impact sur la performance des systèmes et ne permettront pas de dégager des leviers de gains permettant d'atteindre les objectifs proposés par la CRE dans la consultation publique. Parmi, ces challenges et évolutions, peuvent être cités :

- Un volume accru de données à traiter générant une mise sous contrainte toujours plus forte de la chaîne SI et de la chaîne communicante : augmentation des volumes de points abonnés à la courbe de charge et du niveau de sollicitation des services de données, sollicitation accrue des services de données de l'ensemble des segments de marché, forte augmentation des points avec période mobile, de nouvelles sollicitations pour l'équilibre offre/demande, etc,

- Le volume prévisionnel des télé opérations à réaliser pour remplir les obligations de mise en œuvre de la saisonnalisation des heures creuses aura des effets de bord sur la performance globale du système et entrera en concurrence avec les autres catégories de prestations à faire transiter sur la chaîne communicante,
- Les évolutions relatives à la fin des systèmes 2G et 3G, qui nécessitent les remplacements massifs des boîtiers IP et des concentrateurs Linky qui utilisent ces technologies. Ces opérations de remplacement, ainsi que le rodage de l'utilisation de la technologie LTEM vont nécessairement impacter transitoirement à la baisse les performances des chaînes de comptage,
- Les événements climatiques, dont la fréquence augmentera probablement dans les années à venir et qui dégradent les performances (*coupures réseau électrique et téléphoniques utilisés pour la communication avec les compteurs*),
- Les événements de sauvegarde, comme les délestages, qui coupent l'alimentation électrique des compteurs, des concentrateurs et des équipements téléphoniques utilisés pour la communication avec les compteurs,
- Les incidents techniques des opérateurs téléphoniques, qui peuvent empêcher la communication avec nos compteurs et dont la survenue n'est pas maîtrisable par Enedis,
- Des mesures d'urgence face à d'éventuelles attaques Cyber.

Compte tenu du champ de contraintes évoqué ci-dessus, la vision présentée par la CRE, en l'état, rehausse la majorité des niveaux d'objectifs à des niveaux inatteignables. Cette vision constituerait une bascule d'une régulation incitative à la performance vers une régulation qui deviendrait pénalisante et contre-productive.

Enedis considère que les propositions de la CRE sont contre-productives au regard des efforts qu'Enedis a fournis sur ces sujets de comptage évolué sur la période du TURPE 6.

Sur l'exclusion des événements exceptionnels :

Enedis a demandé que les événements dont les leviers ne sont pas à sa main soient exclus des modalités de calcul de plusieurs indicateurs (événements climatiques dont la fréquence augmentera probablement dans les années à venir et qui dégradent sensiblement les performances, incidents techniques des opérateurs de télécommunication non maîtrisables par Enedis, éventuelles opérations de délestage de nature à perturber la collecte quotidienne des données, attaques Cyber, etc.). Ces événements, dont l'occurrence devrait en toute logique augmenter significativement sur la période du TURPE 7, rendent d'autant plus difficiles l'atteinte des taux cibles de la présente consultation.

Enedis maintient sa demande d'exclusion des tels événements.

Concernant le taux de publication par Ginko des index réels mensuels :

La CRE envisage de fixer le taux cible de l'indicateur à 99,5 % pour la période TURPE 7, tout en maintenant le caractère asymétrique de l'incitation (malus seulement).

Enedis est défavorable à rehausser ce palier de 99% à 99,5%. En effet, l'écart de 1% correspond aux limites techniques de la chaîne communicante induites par les contraintes industrielles CPL et aux compteurs non communicants, dont un volume socle tournant est inévitable sur une volumétrie de 38 millions de PRM équipés. Les résultats observés sur la période TURPE 6 montrent que 99% constitue pour cet indicateur une valeur asymptotique.

Concernant le taux de compteurs Linky sans index télé-relevé au cours des deux derniers mois :

La CRE rehausse le niveau de cet indicateur de 0,5% à 0,4%, souscrit à la demande d'Enedis d'exclure les points coupés au coupe-circuit mais refuse la proposition d'Enedis d'exclure du périmètre de calcul les compteurs inactifs. La CRE envisage de doubler l'incitation financière associée.

Enedis est défavorable à cette proposition qui accentue, de manière cumulative, tous les niveaux d'exigence : rehaussement du niveau, des pénalités, non prise en compte des ajustements de calculs, notamment la proposition d'Enedis d'exclure les compteurs inactifs et non alimentés (et pas seulement coupés au coupe-circuit).

La proposition de la CRE reviendrait à faire perdre au dispositif le caractère incitatif qu'il devrait avoir et lui donnerait un caractère contre-productif certain. A noter que cette orientation serait doublée de la proposition de versement automatique d'indemnités (Cf question 28).

Question 27. Considérez-vous pertinent de maintenir le périmètre existant (ne pas en exclure les compteurs concernés par une coupure longue sur les jours concernés), pour les indicateurs « Taux de télé-relevés journaliers réussis », « Taux de télé-prestations réalisées le jour J demandé par les fournisseurs » et « Taux de compteurs activés dans les délais à la suite d'un ordre de pointe mobile » ?

Concernant le taux de télé-relevés journaliers réussis :

La CRE envisage de rehausser l'objectif de cet indicateur de 98 % à 99 %, tout en procédant à un calcul annuel de l'incitation.

Enedis avait proposé que l'objectif de cet indicateur soit stabilisé à 98%, pour les quatre raisons suivantes :

- Elle ne sera pas en mesure d'atteindre les 99% en fin de TURPE 7 envisagé car 85% des modems vont être changés et ces interventions auront un impact certain sur le résultat de cet indicateur,
- L'exclusion des événements aurait pu permettre une meilleure lisibilité des impacts des leviers à mettre en place. Ces événements sont subis par Enedis qui ne dispose d'aucun levier pour les éviter ou pour même en minorer les impacts,
- Le taux de 98 % traduit la prise en compte d'aléas propres à tout système industriel. Ainsi, le fonctionnement au quotidien de la chaîne communicante subit des aléas divers, impactant nécessairement un talon de compteurs, pour lequel toute télé-opération sera impossible :
 - o Panne de compteur, panne de concentrateur, dont la maintenance ne peut pas être immédiate,
 - o Aléas de télécommunication des opérateurs, pour laquelle la maintenance ne peut pas être immédiate non plus,
- La communication par CPL peut subir des perturbations électromagnétiques dont la source peut être complexe à identifier puis à traiter.

Enedis est donc défavorable à cette proposition de rehaussement de l'objectif, cumulée au refus d'exclure les événements exogènes des modalités de calcul. La cible de 99% est nettement au-dessus de la limite technique d'Enedis.

Enedis est favorable au calcul annuel de l'incitation.

Concernant le taux de télé-prestations réalisées le jour J demandé par les fournisseurs :

La CRE propose d'augmenter progressivement le niveau de l'objectif cible de 98,0 % à 99,3 % sur la période TURPE 7, tout en procédant au calcul annuel de l'incitation. Le périmètre de l'indicateur ne serait pas modifié.

Enedis avait proposé que l'objectif de cet indicateur soit stabilisé à 98% pour les quatre raisons suivantes :

- Elle ne sera pas en mesure d'atteindre les 99,3% en fin de TURPE 7 envisagés car les volumétries prévisionnelles de télé opérations liées à la saisonnalisation des heures creuses seront de nature à avoir des effets de bord importants sur ce taux,
- L'exclusion des événements aurait pu permettre une meilleure lisibilité des impacts des leviers à mettre en place. Ces événements sont subis par Enedis qui ne dispose d'aucun levier pour les éviter ou pour même en minorer les impacts,
- Le taux de 98 % traduit la prise en compte d'aléas propres à tout système industriel. Ainsi, le fonctionnement au quotidien de la chaîne communicante subit des aléas divers, impactant nécessairement un talon de compteurs, pour lequel toute télé-opération sera impossible :
 - o Panne de compteur, panne de concentrateur, dont la maintenance ne peut pas être immédiate,
 - o Aléas de télécommunication des opérateurs, pour laquelle la maintenance ne peut pas être immédiate non plus,
- La communication par CPL peut subir des perturbations électromagnétiques dont la source peut être complexe à identifier puis à traiter.

Enedis est donc défavorable à cette proposition de rehaussement cumulée au refus d'exclure les événements exogènes des modalités de calcul mais est favorable au calcul annuel de l'incitation. A noter que cette ambition est doublée de la proposition de versement automatique d'indemnités (Cf question 28). La cible de 99,3% est nettement au-dessus de la limite technique d'Enedis.

Concernant le taux de compteurs activés dans les délais à la suite d'un ordre de pointe mobile :

La CRE envisage de laisser le périmètre de l'indicateur inchangé, d'augmenter progressivement l'objectif cible à 99,5 % en fin de période et d'adapter la force de l'incitation financière au volume d'ordres de pointes mobiles à transmettre.

Compte tenu de la chronique des résultats observés sur TURPE 6, Enedis avait proposé que l'objectif de cet indicateur soit rehaussé à 98,5%. Fixer des taux au-delà de cette limite n'est pas envisageable du point de vue d'Enedis pour les quatre raisons suivantes :

- Elle ne sera pas en mesure d'atteindre les 99,5% en fin de TURPE 7 envisagé, car 85% des modems vont être changés et ces interventions auront un impact certain sur le résultat de cet indicateur,
- L'exclusion des événements aurait pu permettre une meilleure lisibilité des impacts des leviers à mettre en place. Ces événements sont subis par Enedis qui ne dispose d'aucun levier pour les éviter ou pour même en minorer les impacts,
- La prise en compte d'aléas propres à tout système industriel. Ainsi, le fonctionnement au quotidien de la chaîne communicante subit des aléas divers, impactant nécessairement un talon de compteurs, pour lequel toute télé-opération sera impossible :

- Panne de compteur, panne de concentrateur, dont la maintenance ne peut pas être immédiate,
 - Aléas de télécommunication des opérateurs, pour laquelle la maintenance ne peut pas être immédiate non plus,
- La communication par CPL peut subir des perturbations électromagnétiques dont la source peut être complexe à identifier puis à traiter.

Enedis est défavorable à cette proposition de rehaussement à des niveaux inatteignables techniquement par Enedis, cumulée au calcul unitaire des pénalités et au refus d'exclure les événements exogènes des modalités de calcul. La cible de 99,5% est nettement au-dessus de la limite technique d'Enedis.

Question 28. Êtes-vous favorable à l'automatisation du versement des indemnités et à l'extension du périmètre d'application ?

La CRE envisage d'automatiser le versement des indemnités pour les compteurs Linky non communicants de manière prolongée et pour les télé opérations réalisées à une date ultérieure à la date souhaitée par le client.

Enedis confirme sa position, à savoir que cette indemnisation doit être la conséquence d'une réclamation du client.

Les conditions associées au versement de ces deux pénalités telles qu'actuellement définies dans la délibération n°2022-64 relative au cadre de régulation incitative du système de comptage Linky sont multiples et nécessitent un contrôle manuel sur un volume bien plus significatif de demandes.

D'un point de vue SI, l'étude initiale de la mise en œuvre de ces automatisations fait ressortir la nécessité d'une évolution en termes de SI sur le process amont, c'est-à-dire sur l'identification des PRM pour lesquels Ginko devrait transmettre l'article au fournisseur. Dans tous les cas, cela supposerait des coûts de développement SI et des délais associés de mise en œuvre, importants et non valorisés à date dans la demande tarifaire de TURPE 7. Enedis a, par ailleurs, prévu d'affecter prioritairement ses ressources de développement SI aux évolutions structurelles demandés dans le cadre de TURPE 7, dont en particulier la saisonnalisation des heures creuses, ces évolutions portant sur les mêmes systèmes d'information.

Question 29. Êtes-vous favorable aux évolutions de la régulation incitative de la transmission des données envisagées par la CRE pour le TURPE 7 ? Avez-vous des suggestions complémentaires ?

Enedis a atteint ou dépassé les objectifs du TURPE 6, définis dans un contexte d'usage peu répandu des courbes de charges pour la facturation ou la proposition de nouveaux services. Aller au-delà nécessiterait de lourds investissements dans les systèmes d'information, pour un gain client incrémental dont la valeur n'est pas avérée. Enedis estime nécessaire de procéder à des analyses coûts / bénéfices pour chaque demande.

Sur l'exclusion des événements exceptionnels :

Enedis a demandé que les événements dont les leviers ne sont pas à sa main soient exclus des modalités de calcul de plusieurs indicateurs (événements climatiques, incidents des opérateurs de télécommunication...). Ces éléments pourraient dégrader les résultats sans que cela ne révèle un dysfonctionnement d'Enedis quant à la performance attendue.

Les événements à exclure ne sont, à ce jour, pas survenus. Aussi, il n'y a pas lieu de retraiter les données historiques pour adapter les exigences à ces exclusions.

Enedis maintient sa demande d'exclusion des événements exceptionnels.

Concernant le taux de disponibilité en J+1 des courbes de charge Linky :

La CRE envisage, d'une part, de rehausser progressivement l'objectif de cet indicateur de 97 % à 99 % (la performance ayant atteint un taux de 98,1 % en 2023) et, d'autre part, de rendre l'incitation plus symétrique, de telle sorte qu'Enedis soit incitée à poursuivre les améliorations si elles permettent d'atteindre une performance supérieure à l'objectif. La CRE envisage d'adapter le niveau de l'incitation financière à la hausse de la volumétrie des abonnements à la courbe de charge, ainsi que le plafond de bonus/malus mais de façon asymétrique.

Enedis avait proposé que l'objectif de cet indicateur soit maintenu à 97% pour les deux raisons suivantes :

- Elle ne sera pas en mesure d'atteindre les 99% envisagé en fin de TURPE 7, car l'écart pour atteindre 100% correspond à l'estimation des contraintes CPL de l'infrastructure de la chaîne communicante,
- L'exclusion des événements aurait pu permettre une meilleure lisibilité des impacts des leviers à mettre en place. Ces événements sont subis par Enedis qui ne dispose d'aucun levier pour les éviter ou même pour en minorer les impacts.

Enedis souligne que les annexes précisent que le calcul de l'indicateur s'appuie sur les données transmises, et non plus sur les données disponibles dans STM, ce qui rehausse fortement le niveau d'exigence.

Enedis est défavorable à cette proposition de rehaussement à des niveaux inatteignables techniquement par Enedis, cumulée au rehaussement du niveau de calcul de l'incitation et au refus d'exclure les événements exogènes des modalités de calcul. La cible de 99% en fin de TURPE 7 est nettement au-dessus de la limite technique d'Enedis. Enedis demande le maintien du périmètre des données disponibles dans STM.

Concernant le taux de transmission en J+1 des index et autres données de compteur (avant 9h) :

Enedis avait demandé la suppression de cet indicateur au motif qu'il ne reflétait plus les attentes des clients, la courbe de charge étant désormais la donnée de référence sur ces segments.

La CRE est favorable au maintien du suivi de cet indicateur sans incitation, afin de conserver une transparence sur la qualité de service aux acteurs ayant toujours l'usage de ces données.

Enedis est favorable à cette proposition.

Concernant le taux de télérelevés pour facturation réussis pour les compteurs BT > 36 kVA (et HTA) :

La CRE envisage d'inclure les compteurs HTA et de poursuivre la dynamique de hausse de l'objectif jusqu'à 99,2 % et de le maintenir stable pendant le TURPE 7.

Enedis est favorable à cette proposition, moyennant une progression de l'objectif sur la période du TURPE 7 à partir de 98,7%, et regrette que l'exclusion des événements exogènes n'ait pas été retenue.

Concernant le taux de transmission des courbes de charge en J+1 pour le marché d'affaires :

La CRE envisage une rehausse de l'objectif pendant le TURPE 7 jusqu'à 99 %, tout en maintenant le caractère symétrique de l'incitation.

Enedis avait proposé que l'objectif de cet indicateur soit maintenu à 97% pour les deux raisons suivantes :

- Elle ne sera pas en mesure d'atteindre le niveau de 99% envisagé en fin de TURPE 7, car l'écart pour atteindre 100% est contraint par le taux de collecte, ce qui impliquerait absolument aucune erreur de publication, ce qui n'est pas réaliste. D'autant plus que la surcharge des nuits applicatives ne permet pas à Enedis de réagir en cas d'anomalie,
- L'exclusion des événements aurait pu permettre une meilleure lisibilité des impacts des leviers à mettre en place. Ces événements sont subis par Enedis qui ne dispose d'aucun levier pour les éviter ou pour même en minorer les impacts.

Enedis est donc défavorable à cette proposition de rehaussement à des niveaux inatteignables techniquement par Enedis, cumulée au refus d'exclure les événements exogènes des modalités de calcul. La cible de 99% en fin de TURPE 7 est nettement au-dessus de notre limite technique.

Si toutefois ce niveau d'objectif venait à être augmenté, Enedis demande que l'indicateur soit calculé avant 11h (et non 9h) dans un contexte de nuits applicatives de plus en plus lourdes ne permettant pas à Enedis de réagir en cas d'anomalie. Enedis souligne l'impact consommateur de ressources pour atteindre ce niveau d'objectif.

Concernant le taux de transmission ponctuelle en infra-journalier des données :

La CRE envisage de maintenir cet indicateur en suivi sans incitation financière.

Enedis n'est pas opposée au maintien de cet indicateur en suivi.

Concernant l'introduction d'un nouvel indicateur sur la complétude des courbes de charge :

Enedis effectue, depuis avril 2024 en GT SIED, le suivi d'un indicateur visant à mesurer le nombre de courbes de charges journalières complètes parmi les courbes publiées. Les premières mesures d'Enedis ont conduit à des résultats de 99,92 % pour le marché d'affaires et de 97,79 % pour le marché de masse.

La CRE envisage d'inciter cet indicateur pour le marché d'affaires et le marché de masse. Des objectifs initiaux seraient définis à 99,8% pour le marché d'affaires et à 99 % pour le marché de masse. La CRE envisage des incitations financières avec des pénalités unitaires symétriques, mais des plafonds de bonus/malus asymétriques et proportionnels au nombre de courbes de charge journalières.

Sur le marché d'affaires, Enedis est favorable à la mise en place de l'indicateur présenté en GT SIED et à cette proposition d'objectif.

Sur le marché de masse, Enedis est favorable à la mise en place de l'indicateur présenté en GT SIED, mais propose une progression de la cible jusqu'à 99% en fin de TURPE 7 en lien avec les absences de données issues d'événements « normaux » inhérents à la gestion contractuelle, aux interventions programmées, ...

Concernant l'introduction d'un nouvel indicateur sur la qualité des courbes de charge :

La CRE envisage d'introduire un nouvel indicateur sur la qualité des courbes de charge, d'une part, pour le marché d'affaires et, d'autre part, pour le marché de masse.

Enedis relève une incohérence concernant le périmètre de cet indicateur entre le contenu de la consultation publique et les annexes. Ainsi, la consultation publique fait référence aux marchés d'affaires et de masse alors que les annexes ne mentionnent que le marché de masse. A noter également que l'annexe présente une incohérence entre la date de mise en place de l'indicateur « 1^{er} août 2025 » et les exigences fixées à 0,3 % dès le 1^{er} janvier 2025.

Ainsi, si les deux marchés étaient concernés :

- Sur le marché d'affaires, la méthode de calcul du taux de complétude envisagée par la CRE n'est pas réalisable, car l'horodatage de la relève est variable et ne concorde pas avec le pas de temps de la courbe de charge, empêchant tout contrôle de cohérence.
- Sur le marché de masse, cette méthode induirait des traitements sur des volumes de données très importants, induisant par ailleurs des risques d'engorgement des SI en concurrence avec des traitements SI opérationnels, et serait fortement consommatrice de ressources. De plus, sur le marché de masse, les données de courbes de charge ne sont pas retraitées, ne permettant pas de possibilité de calcul d'un indicateur de qualité de retraitement.

Ainsi, une première estimation globale des coûts des développements SI nécessaires serait établie à quelques millions d'euros, non prévue sur la période du TURPE 7, avec la contrainte majeure de décalage des publications à destination des acteurs de marché de l'ordre d'une demi-heure. Ce décalage de publications serait inacceptable pour les fournisseurs.

Enedis est opposée à la mise en place de cet indicateur qu'elle n'est pas en mesure de calculer et qui n'est donc pas opératoire. Enedis est défavorable à l'introduction d'une incitation asymétrique sur un indicateur nouveau dont la pertinence n'a pas été prouvée.

Enedis rappelle en outre que les échanges qui se sont tenus dans le cadre du GT SIED n'ont pas permis d'identifier de problématique majeure affectant la complétude ou la qualité des courbes de charge. Un fournisseur est revenu vers les services d'Enedis et il a pu être constaté en commun que l'erreur provenait de son propre système d'information. Un second fournisseur ayant déclaré avoir identifié des absences de données à hauteur de 10% dans les courbes de charge a été invité à plusieurs reprises à se rapprocher d'Enedis pour lui soumettre les résultats de ses calculs présentés en GT SIED. La demande d'Enedis est restée sans suite depuis plus d'un an, à date. Dans ce contexte, Enedis n'est pas favorable à engager prioritairement des dépenses et des ressources rares sur des problématiques non avérées.

Sur la publication des courbes de charge de postes sources en open data :

La CRE propose un nouvel indicateur incité, qui mesurerait le nombre de courbes de charges journalières de postes sources publiées en M+1, rapporté au nombre de jours et au nombre de postes sources du réseau d'Enedis. L'objectif serait fixé à 99 % avec une pénalité asymétrique définie à -500 k€ par point en dessous de l'objectif de référence avec un plafond fixé à -2 M€.

La mise à disposition de ces données relève d'une demande d'évolution à intégrer dans le plan de charge des Groupes de Travail Électricité (GTE). La demande tarifaire n'intègre pas d'investissement spécifique à cette demande d'évolution. Le délai de mise en œuvre de celle-ci devra s'apprécier au regard des autres évolutions courantes du plan de charge du GTE.

Enedis s'interroge sur le périmètre et la plus-value de cette nouvelle demande qui ne paraissent pas très clairs en l'état. S'il s'agit d'identifier les opportunités de raccordement ou les besoins de flexibilité, ces courbes de charge seraient plutôt à fournir par le transporteur. Par ailleurs, Enedis rappelle l'existence du service Capareseau <https://www.capareseau.fr/> relatif aux capacités d'accueil pour le raccordement aux réseaux de transport et de distribution des installations de production d'électricité.

Enedis est défavorable à la mise en place de cet indicateur, n'étant pas certaine d'en comprendre les contours à date et s'interrogeant sur la pertinence de cette évolution.

Concernant l'introduction d'un nouvel indicateur sur le Traitement des tickets sur les données (SGE) :

La CRE envisage d'introduire cet indicateur sans incitation.

Elle propose de collecter chaque année des informations sur les tickets reçus.

L'indicateur suivi mesurerait distinctement pour les anomalies et pour les demandes :

- Le nombre de tickets reçus,
- La durée moyenne de traitement des tickets,
- Le nombre de tickets non traités au bout de 30 jours.

Enedis prend connaissance de cette proposition.

Au-delà de la formulation proposée, Enedis a besoin d'échanger lors d'un atelier spécifique pour comprendre avec plus de précision le contenu de l'indicateur souhaité, notamment sur le périmètre des tickets et des demandeurs, qui devrait être mis en suivi.

Enedis reste prudente sur l'ampleur des évolutions à mettre en œuvre (coûts et délais).

Enedis souligne qu'un point dédié aux tickets est déjà réalisé pour les fournisseurs d'électricité dans le cadre du GT SI ED. Si nécessaire, ce point pourrait également être complété.

Pour ces raisons, Enedis est défavorable à cette proposition qui paraît prématurée sans concertation préalable.

Concernant l'introduction d'un nouvel indicateur sur le traitement des tickets sur les Open data :

La CRE propose de collecter chaque année des informations sur les tickets reçus. L'indicateur suivi mesurerait distinctement pour les anomalies et pour les demandes :

- Le nombre de tickets reçus,
- La durée moyenne de traitement des tickets,
- Le nombre de tickets non traités au bout de 30 jours.

Enedis prend connaissance de cette proposition.

Au-delà de la formulation proposée, Enedis a besoin d'échanger lors d'un atelier spécifique pour comprendre avec plus de précision le contenu de l'indicateur souhaité, notamment sur le périmètre des tickets et des demandeurs, qui devrait être mis en suivi. Enedis reste prudente sur l'ampleur des évolutions à mettre en œuvre (coûts et délais).

Pour ces raisons, Enedis est défavorable à cette proposition qui paraît prématurée sans concertation préalable.

Sur la mise à disposition des données statiques des compteurs aux tiers autorisés :

La CRE souhaite introduire un projet visant la mise à disposition des données statiques des compteurs aux tiers bénéficiant d'une autorisation de l'utilisateur d'accès à ses données. Le délai de réalisation de ce projet prioritaire serait le 1^{er} janvier 2027.

Enedis rappelle que les tiers autorisés ont déjà accès à ces données (puissance souscrite...). Ces informations sont mentionnées dans le contrat SGE Tiers dont un extrait est joint ci-après :

« Le Tiers Autorisé, Partie au présent contrat, garantit à Enedis avoir été habilité par des utilisateurs du RPD géré par Enedis, à demander à Enedis et à recevoir directement des données techniques, contractuelles et de mesure les concernant. Dans ce cadre, il souhaite bénéficier d'un accès à la Plateforme d'échanges d'Enedis. »

Question 30. Considérez-vous pertinent de maintenir le périmètre existant des indicateurs (ne pas en exclure les compteurs concernés par une coupure longue sur les jours concernés) ?

Enedis a demandé que les événements dont les leviers ne sont pas à sa main soient exclus des modalités de calcul de plusieurs indicateurs (événements climatiques, incidents des opérateurs de télécommunication...). Ces éléments viennent polluer les résultats et entravent la lecture directe de la performance attendue. De plus, Enedis n'identifie pas de rupture de chronique à venir si cette évolution est intégrée à la méthode de calcul.

Enedis confirme sa demande d'exclusion des événements exceptionnels, dont les coupures longues sur les jours concernés.

Question 31. Êtes-vous favorable à l'orientation de la CRE d'adapter l'indicateur conformément aux évolutions des règles MA-RE ? Êtes-vous favorable au maintien du niveau de l'objectif et de l'incitation asymétrique ?

Les règles MA-RE à l'article 3.R.1.7.2 précisent que les données concernées doivent être envoyées par Enedis en S+1 pour la semaine S. La CRE propose de faire évoluer cet indicateur en cohérence avec les règles MA-RE afin de mesurer le taux de respect du délai d'envoi à RTE des BGC des Responsables d'Equilibre déclarés actifs (avec sites) sur le réseau d'Enedis en S+1 pour la semaine S.

La CRE envisage de maintenir l'objectif à 98 % et de conserver le principe d'incitation asymétrique en cohérence avec l'obligation d'Enedis de transmettre ces éléments à RTE. Ainsi, Enedis supporterait un malus financier si elle n'atteint pas l'objectif fixé.

Enedis est favorable à l'adaptation de cet indicateur aux évolutions des règles MA-RE. Enedis est également favorable au maintien du niveau d'objectif à 98%, qui, au-delà du fait qu'il traduit la prise en compte d'aléas propres à tout système industriel, fait sens dans le cadre d'une régulation asymétrique.

Question 32. Êtes-vous favorable à l'évolution du calcul de l'indicateur pour prendre en compte les évolutions sur le processus Recoflux ? Êtes-vous favorable à l'orientation préliminaire de la CRE de ne pas inciter Enedis à rechercher une performance encore meilleure ?

La CRE propose de faire évoluer le calcul de cet indicateur pour prendre en compte les évolutions sur le processus Recoflux et de fixer l'objectif mensuel à 1,20 % pour l'ensemble de la période

TURPE 7, avec la mise en place d'une incitation asymétrique (Enedis subirait un malus financier dans le cas où l'objectif ne serait pas atteint).

Enedis considère que cet indicateur reste pertinent avec les adaptations proposées de la formule de calcul, pour tenir compte des évolutions décidées du système cible de reconstitution des flux et du passage à 15' du pas de règlement des écarts.

Pour autant, Enedis considère que le niveau d'objectif proposé par la CRE de 1,2 % est exigeant.

En effet, le niveau à 1,14%, (inférieur à la valeur 2023 de 1,2%) exposé en mai 2024 aux services, était une valeur « moyenne » intégrant les améliorations simulées des évolutions déployées au mois de juillet dernier dont les effets, qui ne sont pas pleinement à la main d'Enedis, vont être progressifs au cours de la période TURPE7 (extinction du Profil normatif RES2WE regroupant près de 300 000 clients au profit du Profil dynamique RES22WE, l'extinction concertée avec les fournisseurs se faisant au gré du cycle commercial d'offres fournisseurs non contrôlées par Enedis). En conséquence, Enedis anticipe une situation de malus probable, accentuée si l'indicateur serait calculé en mensuel et « saisonnalisé », les bonnes performances d'un mois ne permettant pas de rattraper un mauvais niveau sur un autre mois, du fait de l'incitation mensuelle et asymétrique.

Le niveau à 1,25% assorti à une fréquence de calcul annuelle (et non mensuelle) sera, dans ce contexte, plus adapté, répondant tout-à-fait à l'objectif partagé de « mise sous contrôle » de la qualité du système de profilage.

Enedis n'est enfin pas favorable à l'introduction d'une asymétrie punitive, sans aucun bonus, et propose, dans ce contexte, le maintien d'un bonus dont le montant pourrait être éventuellement plus faible que celui du malus (ce qui resterait en ligne avec l'objectif partagé d'incitation et de contrôle de la performance du service rendu). Bien que l'indicateur soit existant, ses modalités de calcul évoluent sensiblement, en conséquence, l'introduction d'une asymétrie serait prématurée.

Question 33. Êtes-vous favorable à une incitation financière sur les écarts au périmètre des pertes pour Enedis et au niveau de l'objectif proposé par la CRE ? Êtes-vous favorable aux modalités d'incitation financière proposées ?

La CRE envisage de maintenir cet indicateur et d'introduire une incitation financière avec un niveau cible de 5,6 % fondé sur l'historique d'un an disponible à ce jour (année 2023 complète) du fait du passage en « système cible » avec une dégressivité pour atteindre 5,4 % en 2028.

La CRE envisage donc de fixer une incitation financière symétrique avec une force de l'incitation de 100 k€ par 0,1 % d'écart supérieur au taux cible.

Enedis prend acte que le principe retenu pour calculer le taux de référence repose sur l'utilisation d'un taux moyen constaté sur l'année 2023 complète. Ce principe peut être questionné au regard des éléments suivants :

- Le passage au système cible représente une forte rupture pour le calcul des écarts. Le calcul des pertes est désormais bouclant au pas jour, portant les aléas de qualification et correction des relèves des 38 millions de compteurs, des mesures ELD, des injections RTE et producteurs. Alors que précédemment, le taux d'écart était mesuré sur l'écart entre la prévision du modèle de pertes et la réalisation du modèle,
- Le passage en Recoflux Cible n'est effectif que depuis juillet 2023. Le premier semestre 2023 serait à exclure. Le taux d'écart constaté sur le second semestre 2023 est de 7,2%,

- Le passage en pas 1/4h, avec l'impossibilité d'acheter à ce pas début 2025, va accroître le volume des écarts.

Ainsi, Enedis est favorable au maintien de cet indicateur mais questionne le seuil retenu.

Question 34. Êtes-vous favorable à la suppression de l'indicateur sur la qualité de prévision des pertes relatives à l'ENA, ainsi qu'à la suppression d'indicateurs de suivi de la qualité de service relative au bilan électrique envisagées par la CRE ?

Enedis est favorable à cette proposition visant à supprimer cet indicateur car la refonte du processus Recoflux fait disparaître l'énergie non affectée (ENA) en fusionnant le processus écart et Recotemp.

Enedis est favorable à la suppression de l'indicateur sur la transmission des BGC en S-1 car il est redondant avec l'indicateur précédent.

Enedis est aussi favorable à la suppression des indicateurs de suivi de la qualité de service relative au bilan électrique envisagée par la CRE.

Enedis est favorable aux deux indicateurs de suivi relatifs à la qualité de la prévision des pertes au pas ½ horaire et au taux de transmission à RTE des courbes de charge pour les sites participants au mécanisme d'ajustement.

Question 35. Êtes-vous favorable aux niveaux d'objectifs proposés par la CRE pour les critères B, M, F-BT et F-HTA ? Êtes-vous favorable à la fixation lors de la première mise à jour tarifaire du TURPE des objectifs des critères F-BT et F-HTA pour les années 2026, 2027 et 2028 ?

Sur les niveaux d'objectifs proposés par la CRE pour les critères B, M, F-BT et F-HTA :

Bien qu'exigeants, les niveaux d'objectifs proposés pour les critères M, F-BT et F-HTA semblent cohérents avec l'analyse d'Enedis des leviers d'amélioration de la qualité d'alimentation en TURPE 7.

Pour le critère B, la méthode proposée par le consultant consiste à :

1. Estimer une valeur de référence 2024 égale à la moyenne des résultats de (2020-2023), soit 61,7',
2. Puis à appliquer une pente de -0,63%/an (médiane des évolutions observées sur la période 2017-2023).

Enedis partage la pente proposée (2.).

Toutefois, la valeur de référence (1.) peut être enrichie par notre vision plus claire du point de sortie du critère B à fin d'année 2024. A partir des données constatées à fin septembre 2024, et d'une estimation des 3 derniers mois de l'année basée sur l'historique des 10 dernières années (en excluant « l'effet Ciaran »), nous estimons un point de sortie 2024 aux alentours de 65', sensiblement supérieur à la moyenne (2020-2023). Le point de sortie définitif dépendra des conditions climatiques de fin d'année. Néanmoins, cette estimation donne une tendance qui met bien en exergue les défis auxquels Enedis est confrontée sur la qualité d'alimentation dans le contexte de changement climatique, illustré très récemment par la tempête Kirk et les inondations du mois d'octobre 2024.

Sur cette base, Enedis propose une trajectoire plus réaliste qui consiste à appliquer l'évolution médiane de -0,63% sur une valeur de référence à 62' (vs 61,7') en 2024, voisine de la moyenne (2020-2024). Ce point de référence à 62' serait, par ailleurs, identique à l'objectif fixé par la CRE en TURPE 6 pour 2024, ce qui présente l'avantage de la cohérence et de la continuité de la régulation incitative de la qualité d'alimentation entre TURPE 6 et TURPE 7.

	2025	2026	2027	2028
Seuil 62' en 2024 + évolution médiane	61,61	61,22	60,84	60,45

Il est par ailleurs à noter que cette trajectoire est plus ambitieuse que la demande initiale d'Enedis.

Un point de référence à 61,31' en 2025 introduirait une marche significative de près de 0,7' dès 2025 (soit l'équivalent de 4,4 M€ de malus supplémentaire en 2025, à performance égale), qui rend l'ensemble la trajectoire en TURPE 7 difficilement atteignable, notamment au regard :

- Du volume de travaux à réaliser en TURPE 7 pour raccorder les EnR et renforcer la résilience des réseaux, qui vont générer un critère B travaux en hausse,
- De l'accélération du changement climatique, qui induit une hausse des événements météorologiques d'ampleur.

Sur la fixation lors de la première mise à jour tarifaire du TURPE 7 des objectifs des critères F-BT et F-HTA pour les années 2026, 2027 et 2028 :

Enedis accueille favorablement cette proposition de la CRE. Enedis pourra ainsi consolider l'impact de la nouvelle chaîne sur les critères F-BT et F-HTA en 2025 grâce à l'observation des deux chaînes sur un historique d'environ deux ans.

Enedis propose de fixer les cibles fin 2025 pour une application au 1^{er} janvier 2026 afin que les objectifs soient connus avant le début d'année.

Question 36. Partagez-vous l'analyse préliminaire et les axes prioritaires identifiés par la CRE pour le développement des flexibilités au service des réseaux ?

Enedis partage globalement les axes prioritaires avec des approches différentes sur le rôle des flexibilités en alternative à l'investissement et la systématisation des offres de raccordement flexibles.

Toutefois, Enedis considère que la régulation incitative envisagée par la CRE porte sur des objets trop nombreux et d'importance inégale. Elle devrait se focaliser sur les enjeux principaux (par exemple Reflex), et inversement, le suivi renforcé envisagé sur Critflex ou la régulation incitative sur les ORA, notamment les ORA consommateurs dont la pertinence de la standardisation n'est pas démontrée à date, devraient être allégés.

Elle devrait par ailleurs ne pas porter sur des objectifs de moyens internes à Enedis (processus ou outils internes) mais sur des objectifs de résultats visibles pour les utilisateurs du réseau.

La régulation devrait par ailleurs être symétrique (prévoir des bonus lorsque des malus sont envisagés), et ne pas constituer systématiquement une pénalisation potentielle d'Enedis, qui conduit de fait en espérance à réduire les moyens dont Enedis disposera pour développer les flexibilités et assurer la transformation induite par la transition écologique.

Intégrer les flexibilités dans les méthodes de dimensionnement des réseaux

Le projet Reflex s'intègre pleinement dans cet axe prioritaire. Enedis intègre les flexibilités dans ses études de dimensionnement, ce qui permet de créer des gains en matière de délai de raccordement et de coût des ouvrages mutualisés.

Enedis insiste toutefois sur la complémentarité entre investissements et flexibilités. Enedis s'engage à poursuivre l'utilisation systématique de l'outil CritFlex développé pour évaluer l'opportunité de reporter la date d'un investissement dans un poste source ou sur un départ HTA, motivé par des enjeux de soutirage. Toutefois, sur le long terme, le renforcement du réseau est souvent plus compétitif. En effet, contrairement à une flexibilité, un investissement réseau réduit la non-qualité et les pertes techniques.

Faciliter la participation aux mécanismes de flexibilité

Enedis partage l'approche de la CRE sur cet axe et en est un contributeur majeur.

En effet, Enedis joue un rôle central dans le fonctionnement des différents marchés sur lesquels les flexibilités sont valorisées (marché de gros de l'énergie, mécanismes d'équilibrage, mécanisme de capacité), de la certification des sites à la reconstitution des flux permettant le traitement financier des écarts des Responsables d'équilibre, en passant par le contrôle du réalisé qui s'appuie sur les données des compteurs communicants d'Enedis. L'expertise d'Enedis permet également la valorisation des flexibilités sur le diffus (méthode des panels) et la réduction du cône d'incertitude pour les acteurs dans un secteur de plus en plus flexible (ex : profilage dynamique). Ainsi, en octobre 2024, environ 5 GW (283 600 sites d'injection, de soutirage et de stockage sur le RPD) sont certifiés contre 190 600 en janvier 2024 pour environ 4 GW, pour les marchés de capacités, d'équilibrage et d'effacement.

Enedis s'engage également fortement dans le recours aux flexibilités marchés pour la résolution des congestions locales sur le RPD. Elle poursuivra la publication des opportunités de flexibilités.

Par ailleurs, Enedis a engagé des travaux communs avec RTE afin d'évaluer l'opportunité de mise en place d'un marché permettant la dépose de besoins et d'offres en continu pour résoudre les congestions des réseaux RPT et RPD, s'appuyant sur une plateforme conjointe, en vue de maximiser le recours aux flexibilités.

Élargir les offres de raccordements flexibles

Enedis émet des réserves sur cet élargissement. Toute réflexion sur la définition ou la généralisation de ces offres doit être fondée sur une analyse coûts-bénéfices favorable pour l'utilisateur et pour la collectivité. Enedis détaille son analyse à la question 41.

Adopter une approche conjointe entre RTE et Enedis

Enedis et RTE ont d'ores et déjà engagé des actions communes autour des flexibilités pour les réseaux, dans un cadre de coopération renforcée. Au regard des volumes d'actifs flexibles raccordés au RPD, la poursuite de ces travaux est nécessaire au bon fonctionnement du système électrique et à la maîtrise des impacts des flexibilités sur le RPD.

Ces travaux permettront notamment de s'adapter de manière agile à la future réglementation européenne issue du nouveau code de réseau européen en cours de rédaction.

Enedis prend note de la volonté de la CRE d'instaurer un cadre de régulation conjoint à Enedis et à RTE.

Enedis attire toutefois l'attention de la CRE sur la nécessité que les régulations incitatives propres à chaque gestionnaire de réseaux soient cohérentes entre elles pour ne pas constituer un frein à la coordination entre gestionnaires. A cet égard, Enedis note que la CRE envisage une régulation incitative de RTE sur l'ENE. Enedis estime que cette régulation incitative serait contradictoire avec celle que la CRE veut imposer à Enedis sur Reflex et sur la généralisation des offres de raccordements flexibles pour les producteurs, qui, par construction, sont susceptibles de générer de l'ENE sur le RPT, tout comme, plus globalement, le raccordement de tout nouveau projet ENR. Enedis n'y est donc pas favorable.

Question 37. Êtes-vous favorable à l'orientation préliminaire de la CRE visant à attribuer à Enedis 20 % des gains économiques permis par la flexibilité ?

Le gisement d'économies permis par la flexibilité dans le cadre des renforcements HTA ou poste source est minime. Enedis considère que cette mesure n'aura pas d'impact significatif.

Par ailleurs, lors du processus de décision des investissements, l'incitation financière en faveur des flexibilités, telle qu'envisagée, ne modifiera pas l'équilibre entre investissements et flexibilités dans la mesure où l'analyse est réalisée aux bornes de la collectivité.

Question 38. Êtes-vous favorable à l'orientation préliminaire de la CRE visant à inciter Enedis à la mise en œuvre du projet REFLEX ?

Enedis reconnaît Reflex comme un projet prioritaire au service de l'augmentation des capacités d'accueil et se mobilise fortement en vue d'une généralisation. Enedis émet des réserves sur la granulométrie de la régulation incitative proposée.

Remarques sur la trajectoire :

Enedis tient à souligner que la trajectoire qu'il avait présentée à la CRE portait sur un nombre de transformateurs et non de postes source.

Enedis s'engage à atteindre une centaine de transformateurs Reflex fin 2027, qui représenteront une cinquantaine de postes-source, et la trajectoire présentée par la CRE de 20 transformateurs fin 2025, puis 60 fin 2026 et 100 fin 2027 paraît atteignable. La liste précise ne peut être figée dès aujourd'hui sur les 3 années à venir : le développement des demandes de raccordement ou les modifications de plannings de travaux peuvent conduire à la faire évoluer. La cible de 100 transformateurs correspond à une cinquantaine de postes-source et Enedis fournira la liste exhaustive (transformateur/poste source) à fréquence annuelle.

Par ailleurs, Enedis ne se considère pas engagée par le ratio indiqué dans la phrase « *Cette première phase concernerait environ un tiers de l'ensemble des postes sources où Reflex représente aujourd'hui un intérêt (...)* ». A partir de 2028, Reflex sera déployé progressivement sur les postes-sources pour lesquels cette approche présentera de la valeur.

Remarques sur l'incitation financière

Enedis estime que l'incitation financière devrait être symétrique, et non pas prendre uniquement la forme d'un « malus ». À titre de comparaison, Enedis note que la CRE envisage pour RTE une régulation incitative symétrique sur NAZA se traduisant potentiellement par une prime lors d'un écart positif à la trajectoire de déploiement prévue.

Au regard des processus opérationnels sous-jacents à la bascule d'un transformateur en mode Reflex, le pas de temps mensuel pour évaluer les écarts nous paraît également très contraignant. Un pas trimestriel avec une franchise d'un trimestre serait plus adapté à ces contraintes.

Remarques sur le cadre réglementaire

La phase d'expérimentation de Reflex est encadrée par un bac à sable réglementaire. Il est à noter que la généralisation de ce projet nécessitera une évolution réglementaire qu'Enedis a d'ores et déjà proposée à la DGEC. Il est nécessaire que la régulation incitative ne porte que sur les délais qui incombent à Enedis et ne porte pas sur des retards qui ne seraient pas de la responsabilité d'Enedis.

Question 39. Êtes-vous favorable à l'orientation préliminaire de la CRE visant à inciter Enedis à la mise en œuvre du DERMS ?

Enedis a engagé un projet et a mobilisé des ressources pour se doter d'un DERMS, SI innovant, pour adresser la complexité induite par la transition écologique et assurer la gestion dynamique des réseaux. Cette solution doit permettre à Enedis de gérer les contraintes sur le réseau public de distribution et de contribuer à la gestion des contraintes sur le RPT, tout en veillant au respect des limites d'exploitation du RPD et au maintien de la performance opérationnelle du distributeur.

Le DERMS, module complémentaire à l'outil de conduite des réseaux de distribution, est indispensable au distributeur pour permettre la gestion des flux qui s'exercent sur le RPD. Il doit répondre à une exigence de fiabilité, de performance et de sécurité industrielle et cyber très importante. Développé dans un contexte de forte mutation du système, cette solution doit également être évolutive.

Une double incitation sur les coûts (cf. 3.3.2.2.3.) et les délais de mise en œuvre pourrait conduire à des arbitrages préjudiciables sur la qualité de la solution et les exigences citées plus haut. Par ailleurs, Enedis note que le consultant Schwartz & Co propose de supprimer intégralement le financement de ce projet, ce qui serait incompatible avec une RI. Enedis rappelle par ailleurs qu'il a été proposé de supprimer intégralement le financement du projet de rétroingénierie de l'outil hérité de conduite SITR. Or, ne pas migrer SITR vers EOS reviendrait à interdire la mise en place du DERMS, ce qui serait incompatible avec une RI sur le DERMS.

Pour assurer cette transformation métier et SI d'envergure, Enedis envisage de mener l'ensemble de ses travaux tout au long du TURPE 7 et au-delà. Compte tenu du caractère innovant et sans précédent pour le GRD, Enedis prévoit une fin de déploiement d'un *minimum viable product* (MVP) du DERMS au plus tard courant 2028.

Compte-tenu des enjeux de ce projet et sous réserve de la couverture intégrale des charges, Enedis n'est pas opposée à une régulation incitative sur les délais présentés par Enedis qui sont :

- Un début du pilote au 1^{er} semestre 2027,
- Une fin de déploiement (sur l'ensemble des ACR) au 1^{er} semestre 2028.

Question 40. Êtes-vous favorable à l'orientation préliminaire de la CRE visant à suivre l'application de la méthodologie CritFlex par Enedis ?

Enedis n'est pas favorable à la mise en place d'un suivi imposant une publication régulière d'indicateurs sur la mise en œuvre de Critflex.

Enedis rappelle que l'étude d'une solution de flexibilité pour reporter un investissement, qui ne s'applique qu'aux affaires de renforcement visant à lever une contrainte en soutirage (en schéma N ou N-1) sur un ouvrage source ou HTA, est déjà mise en œuvre.

L'obligation de reporting régulier envisagée par la CRE de ce processus d'optimisation interne ne paraît pas prioritaire, ni répondre à un besoin des utilisateurs du réseau.

Enedis peut fournir ponctuellement à la CRE le nombre de CritFlex positifs ou négatifs, comme elle l'a déjà fait.

Question 41. Selon quels critères considérez-vous qu'Enedis devrait proposer systématiquement une offre de raccordement flexible en complément de l'offre de raccordement de référence ?

Les offres de raccordement alternatives pour optimiser le coût et/ou le délai de raccordement des utilisateurs flexibles doivent créer de la valeur pour le client et pour la collectivité. Toute réflexion sur la standardisation ou la généralisation de ces offres doit être fondée sur une analyse technico-économique favorable. Avant de répondre à la question des critères pour la systématisation des offres, il est important de préciser les segments où une standardisation est pertinente.

Par ailleurs, Enedis estime que la typologie des offres présentée dans le tableau n°20 mériterait certains ajustements. En effet, les offres de raccordement anticipé (et non « offres de raccordement anticipées ») devraient apparaître comme une sous-catégorie des offres de raccordement de référence puisqu'il ne s'agit que d'anticiper la mise en service et non pas de changement la solution de raccordement.

Dans le cas de l'intégration des flexibilités dans le dimensionnement du réseau à l'initiative des gestionnaires de réseau, l'offre de raccordement de référence devient une offre impliquant potentiellement des flexibilités, puisqu'il n'en existe pas d'autre. Cette approche est bien cohérente avec ce qui est écrit au § 3.7.2.2 (« Il n'est donc pas pertinent de dimensionner tous les réseaux de manière à être capable d'y injecter la totalité de la production installée à tout instant. Les gestionnaires de réseau font donc évoluer leurs règles de dimensionnement afin d'optimiser les coûts de l'insertion des EnR dans le cadre du dimensionnement optimal du réseau pour RTE et du projet Reflex pour Enedis »).

Définition des offres

Utilisateurs raccordés en BT :

La valeur technico-économique d'offres flexibles pour les utilisateurs en basse tension n'est pas démontrée. Sur la période tarifaire à venir, Enedis actualisera l'analyse coût-bénéfice d'un pilotage des producteurs BT et poursuivra ses expérimentations, notamment pour une borne IRVE en domaine public.

Enedis n'est donc pas favorable à une régulation incitative qui donnerait une obligation de mise en place d'une offre de raccordement alternative pour les producteurs BT sur TURPE 7, tant que l'analyse coût-bénéfice est négative.

Producteurs EnR HTA :

A date, Enedis dispose d'une offre de raccordement standardisée pour les offres de raccordement alternative à modulation de puissance (ORA-MP) à destination des producteurs EnR. Un bilan est fourni à la CRE annuellement.

Stoqueurs HTA :

Pour le stockage, Enedis est favorable à la mise en place de ce type d'offres et a lancé une expérimentation. De nombreux stockeurs souhaitent se raccorder en zone contrainte sur le RPD et/ou RPT. Pour éviter des renforcements longs et coûteux (respectivement : pour anticiper des raccordements longs), des offres de raccordement alternatives (respectivement : des offres de raccordement anticipé) permettraient de répondre aux attentes de ces acteurs, qui disposent d'un processus pilotable et compatible avec leur modèle économique. Ces offres permettraient également à Enedis d'augmenter les gisements de flexibilités en zones contraintes à l'injection et les volumes activés sur les mécanismes de flexibilité locales en zone Reflex.

Enedis souligne toutefois qu'avant la mise en œuvre du DERMS, ces offres doivent reposer sur des limitations statiques et non dynamiques (ex. : gabarit de la cloche solaire). Cette exigence est cohérente avec l'orientation prise par la CRE pour expérimenter un TURPE stockage en zone saturée par la production PV. Par ailleurs, ces offres doivent emporter des obligations d'envoi d'information pour assurer l'observabilité et des exigences d'installation permettant de réceptionner des signaux de la part du GRD.

Enedis a noté la volonté de la CRE d'instaurer un projet prioritaire autour du cadrage de ces offres et partage cet enjeu. Toutefois, préalablement à la fixation de l'échéance (1^{er} août 2026 dans la consultation publique), Enedis et la CRE devront valider que le cadre réglementaire actuel permet bien la standardisation de telles offres. Là encore, la régulation incitative devrait être symétrique et ne porter que sur les délais qui incombent à Enedis et non sur des retards qui ne seraient pas de la responsabilité d'Enedis.

Consommateurs HTA :

A date, la pertinence de la standardisation d'une offre n'est pas démontrée. Enedis voit le gisement comme modeste. En effet, l'impact des limitations doit être compatible avec l'intérêt économique à bénéficier d'une ORA. Il faudrait par ailleurs prévoir une évolution réglementaire permettant d'éviter que l'ORA à modulation de puissance ne dévoie le principe de déclaration de la puissance de raccordement. Par conséquent, Enedis s'interroge sur l'opportunité d'une régulation incitative sur ce volet. En tout état de cause, toute régulation incitative devrait être symétrique et ne porter que sur les délais qui incombent à Enedis et non sur des retards qui ne seraient pas de la responsabilité d'Enedis, et les délais envisagés par la CRE sont trop resserrés.

Systematisation

Pour les segments où l'offre de raccordement alternative est pertinente (producteurs et stockeurs HTA), Enedis considère que cette systématisation n'a de sens que si l'ORR est longue et/ou coûteuse.

En particulier pour les producteurs EnR HTA, l'arrêté du 12 juillet 2021 d'application de l'article D.342-23 du code de l'énergie fixe des seuils en puissance d'injection non garantie et en énergie écrêtée. Cet arrêté interdit à Enedis de proposer une offre de raccordement à modulation de puissance lorsque les simulations montrent qu'ils ne seraient pas respectés.

Pour les stockeurs HTA, une telle systématisation ne peut être demandée avant la construction du cadre (cf. *Définition des Offres*).

Question 42. Êtes-vous favorable à la mise en place d'une régulation incitative commune à Enedis et RTE portant sur l'exécution d'actions prioritaires communes ?

Enedis prend note de la volonté de la CRE d'instaurer un cadre de régulation conjoint à Enedis et à RTE.

Enedis est défavorable aux modalités de l'incitation proposée qui est punitive et basée uniquement sur des pénalités de retard dès le premier mois, et qui devrait, si la CRE décidait de la mettre en œuvre, être équilibrée.

Mise en compatibilité sur l'ensemble des territoires des automates NAZA et du projet Reflex

À court terme, RTE et Enedis ont convenu d'un processus opérationnel transitoire de coexistence entre NAZA et les événements sur le RPD nécessitant la limitation des producteurs (Reflex, travaux,...). Ce processus n'empêche pas le déploiement des NAZA et permet de concilier celui-ci avec la trajectoire de déploiement de Reflex sur laquelle Enedis s'est engagée (cf. supra) sur les années 2025-2027. Il sera formalisé dans une note conjointe RTE-Enedis. Enedis considère qu'il répondra à la demande de la CRE d'une compatibilité de NAZA et Reflex et pour lequel elle envisage une régulation incitative pour une mise en œuvre avant le 1^{er} janvier 2026.

En parallèle, RTE et Enedis ont engagé des travaux communs pour établir une solution pérenne adaptée à l'ensemble des transformations initiées au sein des deux gestionnaires de réseaux, qui se dérouleront tout au long du TURPE 7. Cette solution pourra être déployée à échéance du DERMS pour Enedis.

Publication de règles de gestion des demandes d'activation simultanées sur les différents mécanismes de marché pour l'EOD ou les flexibilités réseaux

Ces règles s'inscrivent dans les travaux de déclinaison du nouveau code réseau sur les flexibilités distribuées (Network Code Demand Response). L'échéance fixée aux gestionnaires de réseau doit être compatible avec les délais prévus dans le code. Enedis et RTE partagent que dix-huit mois à compter de la publication du code est un délai réaliste pour mettre à jour les règles nationales.

Lancement d'une expérimentation commune à RTE et Enedis visant à mettre en place un appel au marché commun sur des zones sélectionnées

Enedis et RTE se mobilisent pour une cible au 1^{er} janvier 2026.

Question 43. Êtes-vous favorable aux orientations de la CRE concernant la régulation incitative de la R&D ?

Enedis considère qu'il n'a jamais été aussi nécessaire d'investir en R&D et d'innover pour un distributeur d'électricité :

- Pour améliorer sa performance,
- Pour faire face à la transition énergétique en cours.

Le budget proposé par Enedis dans le cadre de sa demande tarifaire pour la RI R&D reflète cet impératif d'innovation face aux enjeux sans précédent du réseau de distribution.

Enedis a formalisé une stratégie d'innovation qui lui permet d'afficher des priorités claires d'innovation et les agenda associés pour 23 « Objets Prioritaires d'Innovation ». Ces objets prioritaires ne sont pas exhaustifs et notre demande tarifaire inclut certains projets moins

volumineux mais tout aussi nécessaires. Ces derniers n'avaient pas été documentés dans la demande tarifaire initiale conformément au cahier des charges de la CRE se limitant à la documentation des projets avec un budget > 1 M€, mais sont indispensables pour qu'Enedis soit au rendez-vous de la transition écologique. Enedis les a depuis présentés en détail à la CRE.

Enedis est favorable à la reconduction des modalités d'incitation actuelles concernant la RI de la R&D. Enedis anticipe un besoin croissant de ressources dédiées à la R&D et à l'innovation et rappelle la nécessité de permettre à Enedis de disposer des ressources nécessaires pour accompagner l'évolution des usages des réseaux électriques.

Réduire les ressources conduirait nécessairement à des renoncements ; il paraît essentiel que la trajectoire de charges R&D et innovation pour TURPE 7 soit supérieure à celle retenue pour TURPE 6.

Question 44. Êtes-vous favorable à la suppression du guichet Smart Grids pour la période du TURPE 7 ?

La CRE mentionne qu'Enedis n'a pas sollicité de ressources via le guichet Smart Grids au cours de la période TURPE 6, ni au cours de la période TURPE 5. Elle propose de ne pas maintenir ce dispositif, au regard de l'absence de mobilisation à ce jour.

Le guichet Smart Grids concerne la couverture des charges d'exploitation relatives au déploiement de technologies dites « Smart Grids » non prévues dans la décision tarifaire. Or le développement de ces technologies nécessite essentiellement des investissements. C'est pourquoi Enedis n'a pas sollicité le guichet.

Il est à noter qu'Enedis a déployé pendant la période de TURPE 6 de nombreuses solutions Smart Grids comme par exemple 5 000 postes HTA/BT intelligents, 12 000 Internet Of Things (IoT) sur le réseau HTA pour localiser les défauts, 1000 monitoring à distance des transformateurs des postes sources, 700 capteurs d'inondation connectés dans les zones concernées, des outils utilisant les données issues de Linky pour mieux gérer le réseau BT et offrir des nouveaux services aux clients, aux territoires et aux acteurs du marché, des offres de raccordement alternatives pour les producteurs HTA, de l'outil CritFlex pour évaluer l'opportunité de proposer un service de flexibilités en alternative à un investissement, des appels d'offres pour rechercher des flexibilités, de l'intelligence artificielle pour optimiser la rénovation des lignes aériennes, détecter préventivement le risque de panne, optimiser nos investissements, prévoir les impacts des tempêtes ou encore réaliser des prévisions de production et de consommation à la maille des postes sources.

Ces réussites sont les fruits des travaux de R&D et des démonstrateurs des années passées. Les solutions Smart Grids font maintenant partie du quotidien des métiers d'Enedis. Le déploiement de nouvelles solutions Smart Grids peut être traité de la même façon que pour les autres projets.

Le maintien du guichet Smart Grids n'est donc pas demandé par Enedis.

Question 45. Êtes-vous favorable aux orientations préliminaires et aux actions prioritaires envisagées par la CRE pour Enedis sur la période TURPE 7 ? Identifiez-vous d'autres actions prioritaires ?

La CRE envisage, pour la période du TURPE 7, de reconduire le mécanisme de régulation incitative portant sur les actions prioritaires. A ce stade, la CRE identifie cinq actions prioritaires pour Enedis, dont quatre relatives au développement des flexibilités et une relative à la mise à disposition des données. La CRE envisage de rehausser le plafond de ce dispositif pour Enedis à 20 M€/an.

Enedis souhaite tout d'abord rappeler qu'elle répond aux différentes recommandations de la CRE et aux exigences réglementaires et législatives qui lui incombent. Elle met en œuvre ces recommandations dans les meilleurs délais selon un calendrier compatible avec ses contraintes internes et les facteurs externes à prendre en compte : priorités issues de la concertation, disponibilité de certaines technologies, etc.

Enedis n'est pas favorable au caractère asymétrique de ce dispositif qui expose Enedis uniquement à des malus.

Enedis considère que la régulation incitative envisagée par la CRE porterait sur des objets trop nombreux et d'importance inégale. Elle devrait se focaliser sur les enjeux principaux (par exemple Reflex), et inversement, la régulation incitative sur les ORA, notamment les ORA consommateurs dont la pertinence de la standardisation n'est pas démontrée à date devrait être allégée.

Cette régulation engendrerait une rupture majeure puisqu'elle serait fondée non pas sur l'atteinte d'indicateurs financiers ou extra-financiers mais sur la mise en œuvre de concepts, projets et outils potentiellement complexes. Elle devrait ainsi ne pas porter sur des objectifs de moyens internes à Enedis (processus ou outils internes) mais sur des objectifs de résultats visibles pour les utilisateurs du réseau. A ce titre, Enedis est défavorable à une régulation incitative sur le DERMS.

Voir pour plus de détail les réponses aux questions 36 à 42 et 29.

Question 46. Êtes-vous favorable à l'orientation préliminaire de la CRE concernant la hausse des plafonds des régulations incitatives de qualité de service, de qualité d'alimentation, de coûts unitaires et des raccordements ?

La CRE justifie l'augmentation de ces plafonds par la hausse du revenu autorisé entre TURPE 6 et TURPE 7. Pour Enedis, l'augmentation de la force d'incitation doit correspondre à la hausse des charges propres à Enedis et engagées par elle sur la période TURPE 7, alors que la hausse du revenu autorisé intègre notamment l'apurement du CRCP à fin TURPE 6 et la hausse du TURPE HTB. Enedis propose une augmentation proportionnelle à la seule hausse des charges d'exploitation et de capital, soit 15,6% dans la demande tarifaire d'Enedis. Ce coefficient devra être adapté en fonction de la décision finale de la CRE sur les charges d'exploitation et de capital.

Question 47. Êtes-vous favorable à l'orientation préliminaire de couvrir les coûts du parc de compteurs historiques par la facturation d'une composante spécifique à l'ensemble des clients non équipés de compteurs évolués hors impossibilité technique ?

Enedis est favorable à cette orientation visant à couvrir les coûts du parc de compteurs historiques par la facturation d'une composante spécifique à l'ensemble des clients non équipés de compteurs évolués hors impossibilité technique.

Question 48. Partagez-vous les volumes de relève à pied et de contrôles envisagés par la CRE ?

Enedis confirme les volumes de relève à pieds et de contrôles envisagés par la CRE. Comme indiqué par la CRE dans la consultation publique, la trajectoire de charges proposée par Enedis correspond aux volumes de relève à pied et de contrôles proposés par Enedis.

La CRE proposant des volumes plus élevés, le surcroît de charges induit devra être intégré dans le revenu autorisé. En fonction des seuils définitifs arrêtés par la CRE, Enedis transmettra une estimation de ces nouvelles charges à la CRE.

Question 49. Êtes-vous favorable à une composante tarifaire additionnelle pour les clients qui n'auraient pas transmis d'index ou n'auraient pas pris de rendez-vous ?

Enedis est favorable à cette orientation à une composante tarifaire additionnelle pour les clients qui n'auraient pas transmis d'index ou n'auraient pas pris de rendez-vous. Cette situation implique pour Enedis un déplacement chez le client, qui génère des coûts qu'il paraît normal de refacturer à ce client et non à l'ensemble des clients détenteurs de compteurs historiques.

Enedis souhaite attirer l'attention de la CRE sur le planning de mise en œuvre conditionné par la date de publication définitive de la délibération post CSE qui intègre les délais suivants :

- La période d'envoi des courriers de prévenance (informant les clients des nouvelles modalités de facturation) pourrait être raccourci à 5 mois de février à juin, mais il conviendrait d'éviter de réduire davantage ce délai,
- La publication des guides flux (F15) doit intervenir 6 mois avant la montée de version effective, soit au plus tard le 1^{er} février pour une mise en œuvre au 1^{er} août.

Enedis demande à la CRE de tenir compte de ces délais dans la fixation de la date d'entrée en vigueur. Ces délais sont importants dans les processus SI des acteurs, Enedis et fournisseurs.

Question 50. Êtes-vous favorable à l'orientation préliminaire de la CRE concernant la facturation du comptage non communicant chez les ELD ?

Enedis est favorable à ce que les modalités de facturation du comptage non communicant soient identiques chez tous les gestionnaires de réseau de distribution, par respect notamment du principe fondamental de péréquation géographique du TURPE.

Question 51. Avez-vous des observations sur l'analyse préliminaire de la CRE relative aux charges nettes d'exploitation d'Enedis pour le TURPE 7 ?

Tout d'abord, Enedis tient à rappeler que l'affichage d'une trajectoire de charges nettes d'exploitation globale peut donner une image trompeuse en laissant croire que l'ensemble des écarts sont définitifs alors que près de la moitié en moyenne a été restituée aux consommateurs pendant le TURPE 6, comme il est rappelé dans la réponse à la question n°10.

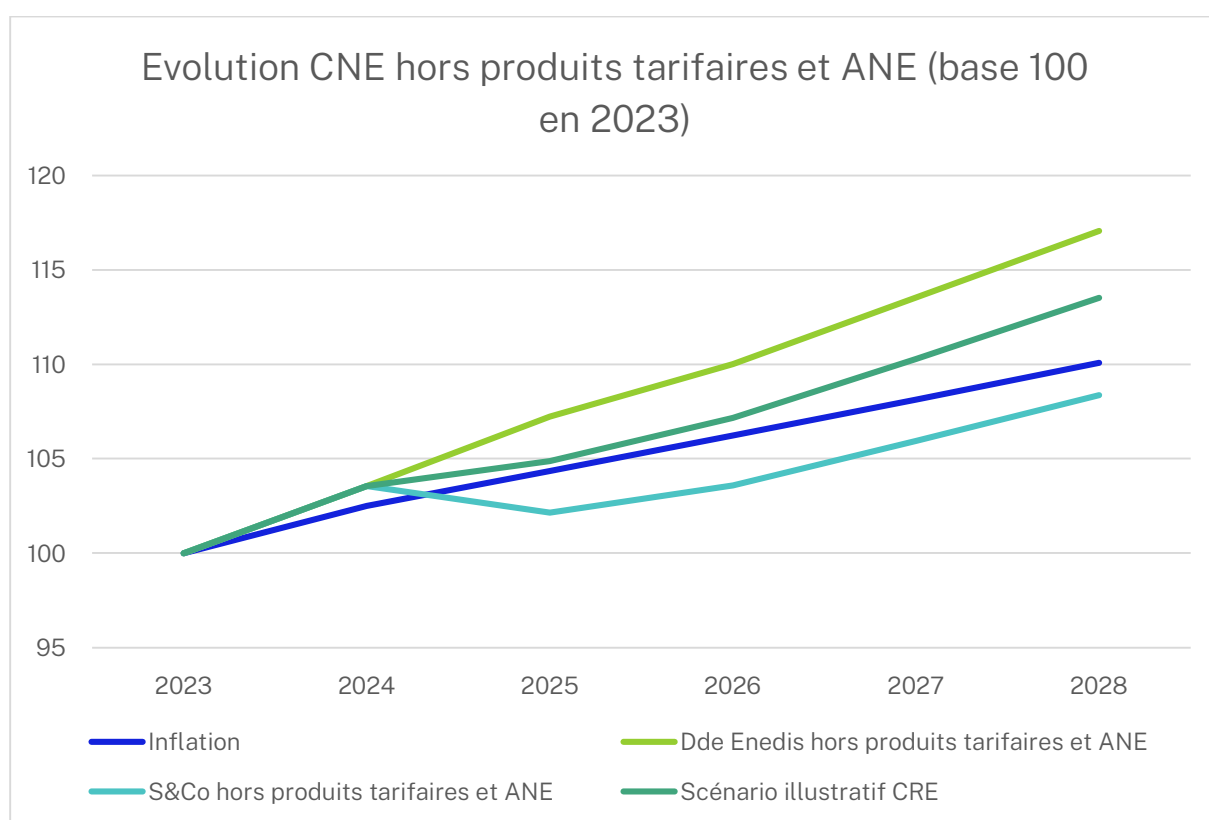
Concernant l'écart à la trajectoire TURPE dans son ensemble, le constat à fin 2023 (-1,25 % sur l'écart cumulé par rapport à la trajectoire TURPE 6 HTA-BT corrigée de l'inflation réelle) mériterait d'être nuancé au regard du prévisionnel 2024 puisque nos dernières prévisions font état d'un dépassement de 89 M€ sur l'ensemble de la période TURPE 6, soit +0,11 %/an en moyenne. Il n'y a donc pas eu de surdimensionnement du TURPE 6.

En second lieu, il est pertinent de rappeler que la sensibilité à l'IPC des différentes rubriques de CNE incitées est très hétérogène. À titre d'exemple, la formulation de la consultation publique selon laquelle il y aurait eu une baisse du FACE est trompeuse puisque l'écart de « performance » d'Enedis ne provient en réalité que de la revalorisation du FACE à l'inflation dans le mécanisme TURPE alors que le fonds n'a pas été revalorisé sur les quatre ans de TURPE 6. À l'inverse de cet effet d'aubaine, d'autres rubriques ont augmenté plus que la revalorisation à l'inflation. En particulier, la croissance

considérable des Capex de raccordement a nécessité de revoir à la hausse la trajectoire d'effectifs, que ce soit en Opex ou en PIMO, alors que ces éléments sont incités.

Au-delà de ce constat, évoquer le fait que « cette performance profitera aux consommateurs d'électricité en servant de base au calcul des charges d'exploitation d'Enedis pour la période TURPE 7 » démontre que la dimension de rupture d'activité, présentée et justifiée par Enedis dans l'ensemble de ses implications, n'est pas correctement prise en compte. Le TURPE 7 ne peut pas consister en un prolongement de TURPE 6 simplement revalorisé à l'inflation, ce qui ne refléterait pas les évolutions d'activité prévues sur la période.

Dès lors, les objectifs de productivité présentés dans le scénario illustratif (et encore davantage la borne basse, laquelle est dépourvue de tout réalisme) supposeraient des mesures radicales. En effet, ils s'ajouteraient au plan de plan de performance ambitieux d'Enedis. Pour rappel, cette ambition a été inscrite pour la première fois dans une demande tarifaire. Elle est en cours de sécurisation et constitue un vrai challenge pour l'entreprise.



Concernant la trajectoire du consultant détaillée dans la consultation publique, Enedis a pu apporter à la CRE, au cours de réunions de travail constructives, les justifications infirmant les incompréhensions ou erreurs de raisonnement figurant dans le rapport, en particulier :

- Achats et services : démonstration de l'absence de double comptage entre les dépenses supplémentaires demandées dans les achats et les charges de personnel associées à la croissance d'activité ;
- Charges de personnel : démonstration de la fiabilité des assiettes retenues pour calculer les modélisations liées au SNB, le niveau des retenues sur paie, le niveau des taux de cotisations prévoyance et complément supplémentaire maladie, l'assiette de calcul de l'intéressement ;

- Main d'œuvre immobilisée : démonstration que l'ajustement proposé via le maintien du taux de PIMO constitue bien une mesure de productivité sans la moindre justification, s'ajoutant aux ajustements sur la main d'œuvre proposés par ailleurs ;
- R&D : démonstration du bien-fondé de l'existence de projets d'un coût unitaire < 1 M€ et de la conformité des projets proposés aux missions d'Enedis ;
- Obligations d'élagage et de débroussaillage : démonstration des risques associés au décalage de la courbe de 10% chaque année dès lors qu'il y a accord sur le niveau cible à atteindre, au plus tard, en 2028.

En synthèse, Enedis considère qu'elle a déjà intégré l'impératif de modération de la hausse de la facture pour le client final à travers ses propres arbitrages en amont de la validation du PMT, auxquels s'ajoute un plan de performance volontariste qui, pour être accompli, nécessitera des actions de rupture de la part de l'ensemble des entités managériales et de ses salariés.

Question 52. Avez-vous des observations sur le niveau de charges de système électrique envisagé par la CRE sur la période TURPE 7 ?

La trajectoire retenue pour le calcul des charges d'achat d'énergie pour compenser les pertes est plus basse que celle élaborée par Enedis. Dans un contexte de fraude inédit, la trajectoire d'Enedis tient compte du niveau observé fin 2023 (6,88%), qui a augmenté en 2024 pour atteindre un niveau proche de 7% fin 2024.

Enedis s'est engagée à revenir puis à maintenir dans la durée sur la période 2025-2028 un taux de 6,88% moyennant des effectifs complémentaires pour lutter contre les pertes et les fraudes.

La trajectoire de volume retenue par la CRE semble donc ambitieuse dans le contexte de fraude actuel.

La modification du volume de pertes crée par ailleurs un déséquilibre potentiellement significatif dans le calcul du bilan électrique. Les moindres pertes doivent se traduire par une augmentation des volumes facturés pour garantir l'équilibre injections = soutirages.

Concernant le prix d'achat des pertes électriques, Enedis rappelle son souhait de bénéficier du nouveau dispositif du Versement Universel Nucléaire en cours de discussion.

Question 53. Avez-vous des remarques sur l'analyse préliminaire de la CRE concernant le niveau des paramètres de rémunération pour le TURPE 7 HTA-BT ?

Enedis estime que la fourchette proposée par la CRE ne reflète pas suffisamment les conditions actuelles de marché (augmentation significative et durable des taux de marché) à un moment où Enedis doit investir massivement pour réussir la transition écologique, en décalage avec ce que les autres régulateurs ont attribué récemment aux autres GRD européens confrontés aux mêmes défis qu'Enedis (investissements conséquents + taux élevés).

Ceci est particulièrement vrai pour la borne basse de la fourchette avec un taux global (marge sur actifs + taux de rémunération des CPR) en hausse de seulement +10 bps par rapport à TURPE 6 HTA-BT. La fourchette de taux présentée par la CRE dans sa consultation publique conduirait en effet à une hausse comprise +10 bps et +90 bps en net retrait par rapport aux hausses attribuées récemment par les régulateurs d'autres pays européens aux GRD, soit a minima de +150 bps comme le montre le tableau ci-dessous :

	Période précédente	Période future	Ecart
--	--------------------	----------------	-------

Italie	Moyenne 2020-2023 = 7,2 % nominal avant IS	2024 = 8,7 %	+150 bps
Norvège	Moyenne 2020-2023 = 6,6 % nominal avant IS	2024 = 8,4 % (valeur provisoire qui sera ajustée en 2025 sur la base des taux réalisés)	+160 bps
Danemark	2018-2022 = 3,7 % nominal avant IS	2023-2027 = 5,4 % nominal avant IS	+170 bps
Finlande	Moyenne 2020-2023 = 5,3 % nominal avant IS	2024 = 7,4 %	+210 bps
Valeur min proposée dans la CP	TURPE 6 (2021-2024) = 4,8 % nominal avant IS (2,5 % de marge sur actifs + 2,3 % pour les CPR)	TURPE 7 (2025-2028) = 4,9 % nominal avant IS (2,3 % de marge sur actifs + 2,6 % pour les CPR)	+10 bps
Valeur max proposée dans la CP	TURPE 6 (2021-2024) = 4,8 % nominal avant IS (2,5 % de marge sur actifs + 2,3 % pour les CPR)	TURPE 7 (2025-2028) = 5,7 % nominal avant IS (2,6 % de marge sur actifs + 3,1 % pour les CPR)	+90 bps

Enedis considère ainsi que seules les bornes hautes du niveau de chaque paramètre de rémunération sont pertinentes.

Sur les paramètres pris individuellement, Enedis a les remarques suivantes :

Sur le taux sans risque :

Comme indiqué en réponse à la question 6, Enedis est favorable au changement de méthode envisagé par la CRE pour la fixation du taux sans risque afin de mieux refléter l'évolution des conditions économiques de court terme, à savoir l'utilisation d'un taux sans risque basé sur une moyenne pondérée entre :

- Un taux sans risque de long terme fondé sur la moyenne 10 ans du rendement des OAT de maturité 15 ans ;
- Un taux sans risque de court terme fondé sur le taux de rendement implicite de ces mêmes OAT moyenné sur les 4 années de la période TURPE 7.

Enedis souhaite, comme le propose la CRE, que cette pondération soit basée sur la part des actifs historiques et des nouveaux actifs au sein de l'assiette « CPR + dette », soit une répartition de 50/50 entre ces deux taux correspondant à la borne haute de la fourchette.

En effet, l'assiette « CPR + Dette » évolue de la même manière qu'une BAR : au 1^{er} ordre, cette assiette augmente des CAPEX mis en service et diminue des dotations aux amortissements. Il est donc possible d'estimer la proportion moyenne des investissements réalisés pendant la période TURPE 7 au sein de cette assiette. Selon l'analyse d'Enedis, cette proportion est de l'ordre de 50% (cf. tableau ci-dessous).

En Md€	2025	2026	2027	2028	Moyenne	Proportion
CPR + dette hors Linky au 01/01/N	14,3	16,6	19,1	21,8	17,9	100%
<i>Dont nouveaux actifs*</i>	0,0	5,5	11,2	17,1	8,5	47%
<i>Dont anciens actifs</i>	14,3	11,1	7,9	4,7	9,5	53%

*Estimation réalisée sur la base d'une durée d'amortissement normative de 38 ans.

A contrario, Enedis estime que la pondération utilisée par la CRE pour le calcul de la fourchette basse (soit 70/30) est inadaptée au cas d'Enedis. Il semble en effet que cette pondération soit fondée sur la part respective des anciens et des nouveaux actifs dans la BAR de RTE (cf. consultation publique du 11 octobre 2024 relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité). Or les méthodes de rémunération de RTE et d'Enedis sont très différentes. En particulier, dans le cas d'Enedis, l'assiette sur laquelle le taux sans risque s'applique (i.e. l'assiette « CPR + Dette ») est toute proportion gardée beaucoup plus réduite que celle de RTE (i.e. la BAR de RTE). Cette particularité couplée à la forte dynamique d'investissement d'Enedis explique donc que la proportion des nouveaux actifs au sein de l'assiette en question soit sensiblement plus élevée que dans le cas de RTE.

Par ailleurs, Enedis souhaite souligner que les taux de marché se sont stabilisés à un niveau haut depuis le début 2024 (soit au moment de l'élaboration de la demande tarifaire d'Enedis) et, par conséquent, la mise à jour des taux de long terme et de court terme à fin 2024 (soit lors de la finalisation de l'élaboration de la délibération TURPE 7 HTA-BT) ferait augmenter ces deux taux de +10 bps par rapport à l'étude réalisée, soit 1,4 % pour le taux sans risque de long terme et 3,5 % pour le taux implicite moyenné sur les 4 années du TURPE 7.

Enedis considère donc que le niveau objectif de taux sans risque pour TURPE 7 devrait s'élever à minima à 2,3 % nominal avant IS (soit un taux de rémunération des CPR de 3,1 % nominal avant IS sur la base d'un taux d'IS de 25,83 %).

Sur le spread de dette :

Enedis n'est pas opposée à la non prise en compte d'un spread de dette si la contrepartie est une hausse du bêta de l'actif comme l'indique le consultant de la CRE, Compass Lexecon, dans son rapport sur les paramètres de rémunération des charges de capital d'Enedis pour les activités régulées de distribution d'électricité pour la période 2025-2028 :

« Nous relevons cependant que la méthode d'estimation du Bêta de l'actif utilisé dans la formule de la marge sur actif est uniquement fondée sur l'analyse des Bêtas de l'actif des comparables. Ces Bêtas sont estimés à partir de leur Bêta des fonds propres désendettés. Cette approche considère donc que la dette est financée au taux sans risque, i.e., n'intègre pas de prime de dette. Cette considération peut être pertinente pour le positionnement du Bêta retenu par la CRE dans la fourchette de valeurs estimée dans ce rapport. »

Enedis considère que la contrepartie de la non prise en compte d'un spread de dette est une hausse du bêta de l'actif par rapport à celui de TURPE 6 HTA-BT.

Sur la marge sur actifs :

La borne basse de la marge sur actifs de 2,3 % inférieure à celle de TURPE 6 HTA-BT n'est pas justifiée sur la base des éléments disponibles :

- La prime de risque a augmenté depuis 2020 (soit l'année de fixation des paramètres de TURPE 6 HTA-BT) (cf. lignes en bleu) et la prime de risque marché retenue par la CRE pour les électriciens n'a pas de raison objective d'être différente de celle définie pour les gaziers dans les délibérations CRE de 2023 (soit 5,2 %),

Période	Prime de risque de marché					
	Monde		Europe		France	
	Moyenne arithmétique %	Moyenne géométrique %	Moyenne arithmétique %	Moyenne géométrique %	Moyenne arithmétique %	Moyenne géométrique %
	[A]	[B]	[C]	[D]	[E]	[F]
1900-2018 [1]	4,3%	3,0%	4,2%	2,9%	5,3%	3,0%
1900-2019 [2]	4,4%	3,1%	4,2%	3,0%	5,3%	3,1%
1900-2020 [3]	4,3%	3,1%	4,0%	2,8%	5,2%	2,9%
1900-2021 [4]	4,4%	3,2%	4,2%	2,9%	5,4%	3,2%
1900-2022 [5]	4,4%	3,3%	4,5%	3,2%	5,7%	3,4%
1900-2023 [6]	4,5%	3,3%	4,5%	3,3%	5,7%	3,5%

Source : DSM 2024

- Le bêta endetté moyen des transporteurs électricité constaté sur les marchés a augmenté récemment (rendement brut hebdomadaire sur 1 an à fin janvier 2024 de 0,45 vs 0,36 pour les périodes plus longues) et celui sous-jacent à la proposition de la CRE est inférieur au bêta attribué aux autres GRD européens (moyenne de 0,40). Même si la CRE estime qu'une telle hausse n'est pas envisageable, il n'en reste pas moins qu'Enedis a un bêta bien inférieur à celui de ses comparables alors que les risques d'exploitation du réseau sont similaires entre les GRD des différents pays européens.

Paramètres du bêta retenus Paramètres du levier et taux d'imposition	Brut			
	Rendements hebdomadaires			
	1 an [E]	2 ans [F]	5 ans [G]	10 ans [H]
Moyenne, échantillon TURPE 6 EU	0,45	0,35	0,36	0,36
Moyenne, échantillon TURPE 6 EU excl. REN	0,51	0,40	0,39	0,38
Moyenne, échantillon complet	0,47	0,47	0,52	0,52
Échantillon TURPE 6 EU				
Elia Group SA/NV	0,81	0,55	0,41	0,35
Redeia Corp SA	0,36	0,31	0,37	0,41
Terna - Rete Elettrica Nazionale	0,43	0,36	0,44	0,41
National Grid PLC	0,44	0,39	0,33	0,37
REN - Redes Energeticas Nacionais SGPS SA	0,20	0,14	0,23	0,24

Bêta de l'actif
après impôt
sur sociétés

		[A]
TURPE 6		
France	[1]	0,36
Benchmark TURPE 7		
Belgique (Wallonie), 2025-2029	[2]	0,40
Belgique (Bruxelles), 2025-2029	[3]	0,39
Allemagne, 2024-2028	[4]	0,40
Pays-Bas, 2022-2026	[6]	0,39
Espagne, 2020-2025	[7]	0,40
Royaume-Uni, 2023-2028	[8]	0,35
Italie, 2022-2027	[9]	0,40
Portugal, 2022-2025	[10]	0,41
Norvège, 2023-20XX	[11]	0,40
Danemark, 2023-2027	[12]	0,39
Finlande, 2024-2031	[13]	0,48
Autriche, 2024-2028	[14]	0,40
Tchéquie, 2021-2025	[15]	0,51
Irlande, 2021-2025	[16]	0,41
Moyenne, pays européens	[17]	0,41
Médiane, pays européens	[18]	0,40

Enedis considère donc que le niveau minimum de marge sur actifs pour TURPE 7 ne peut pas être inférieur à 2,6 % nominal avant IS.

Sur le taux d'IS :

Enedis demande que soient pris en compte les taux d'IS tels qu'ils seront définis dans la loi de finances pour 2025.

Question 54. Avez-vous des remarques sur la trajectoire d'investissements proposée par Enedis ?

Enedis se félicite que la trajectoire d'investissements dont elle a dûment argumenté les sous-jacents soit jugée cohérente avec les attendus de la PPE et que la CRE envisage de la retenir pour établir le TURPE 7.

Enedis rappelle que la forte accélération du déploiement des EnR ainsi que le développement des nouveaux usages électriques sont dépendants de politiques publiques incitatives et d'un contexte économique favorable. Ces deux éléments comprennent une part d'incertitudes à un horizon de quatre ans, sans que le sens général de la transition écologique n'en soit affecté à plus long terme.

Les besoins en renouvellement, qualité et modernisation du réseau sont en revanche bien moins sujets à des changements de rythme de court terme, afin notamment de faire face aux exigences croissantes de résilience des réseaux à l'encontre de différents risques, dont ceux impliqués par le changement climatique.

Question 55. Avez-vous des remarques sur les analyses préliminaires de la CRE concernant la trajectoire d'investissements « hors réseaux » d'Enedis ?

Concernant la trajectoire de dépenses d'investissements au titre des Systèmes d'Informations :

Le consultant Schwartz&Co ajuste la trajectoire de de 159 M€, soit 11% de la trajectoire des dépenses d'investissement au titre des SI. Cela revient à :

- Supprimer complètement les investissements relatifs :
 - o Aux activités cœur de refonte du SI de conduite : DERMS, digitalisation du contrôle commande,
 - o A la mise en conformité d'Enedis en tant qu'Opérateur d'Importance Vitale (OIV) vis-à-vis de la Loi de Programmation Militaire : projet XIII,

La suppression complète de ces investissements revient à stopper les projets dans leur ensemble

- Supprimer partiellement les investissements relatifs :
 - o Aux activités cœur de refonte du SI de conduite (MOA et MOE) : EOS et la bascule du SI de conduite de l'Agence de Conduite Régionale de Paris,
 - o Aux SI de données de mesure du marché de masse, du marché d'affaires, de production des bilans d'énergie réglementaires : STM et le futur de STM,
 - o Aux SI de transformation numérique : Data à l'Échelle, B4All,
 - o Aux SI relatifs à l'intégration des flexibilités,
 - o Aux SI relatifs à la mobilité électrique et aux publications en libre accès.

La suppression partielle de ces investissements revient à stopper les projets dans leur ensemble car ces budgets sont pour une proportion importante relatifs aux activités de MOA métier (conception stratégique et fonctionnelle, pilotage, recettes...) indissociables du projet SI adossé.

Enedis alerte les services de la CRE sur sa capacité à mener à bien des projets dimensionnants : en l'absence de prise en compte des Capex associés dans la trajectoire de CCN TURPE 7, Enedis ne pourra pas réaliser ces projets dont certains font par ailleurs l'objet d'une proposition de suivi dans la consultation publique (notamment le DERMS).

Concernant l'ajustement sur les dépenses d'investissements au titre des Véhicules :

L'ajustement (-2,4 M€/an) est réalisé au motif d'une hypothèse d'évolution des coûts d'un véhicule électrique moins élevée que dans la prévision d'Enedis. Enedis rappelle à la CRE que le consultant a ignoré l'existence d'un effet panier dans la trajectoire prévisionnelle. En effet, la trajectoire d'électrification imposera d'électrifier progressivement des véhicules dont le prix d'acquisition sera plus élevé (davantage de fourgons que de véhicules de société dans le mix d'équipement, à mesure de la mise sur le marché de ce type de véhicules).

Question 56. Avez-vous des remarques concernant le solde du CRCP au 1^{er} janvier 2025 ?

À propos du refus de prise en compte de la production immobilisée perdue en 2020 du fait de la crise sanitaire à hauteur de +49,0 M€ au motif que cette demande de couverture a posteriori n'était pas prévue par le cadre de régulation du TURPE 6, Enedis tient à rappeler à la CRE le contenu de sa délibération n°2021-105 du 25 mars 2021. La CRE y convenait que « la crise sanitaire a ainsi entraîné un retard du programme prévisionnel d'investissement représentant selon les opérateurs entre 5 et 20% des montants des programmes d'investissement pour l'année 2020 » qui induit « une

baisse des charges de capital et de la production immobilisée pour 2020 et un report vers les années ultérieures ». Or, à plusieurs reprises, Enedis a démontré à la CRE le caractère irrattrapable des dépenses engagées en 2020. Le report d'activité sur les années suivantes n'a pas constitué une compensation de 2020 mais bien une charge supplémentaire sur les années correspondantes. Enedis maintient donc sa demande de prise en charge des 49 M€ au titre du CRCP de TURPE 6.

Si le passage en irrécouvrable au titre de la défaillance de fournisseur n'était effectivement pas un élément prévu explicitement par TURPE 6, Enedis rappelle que sa demande d'intégration au CRCP découle des carences du contrat GRD-F et du montant de garantie à première demande associé, la CRE n'ayant pas jugé nécessaire de l'imposer aux « petits » fournisseurs. Or, ces derniers sont justement les plus susceptibles de défaillance en cas de crise, comme celle des prix de l'énergie de la période 2021-2023 l'a montré. Enedis rappelle qu'outre Planet Oui, les fournisseurs Bulb, Hydroption et Hydroption Collectivité ont également été défaillants (seule la créance de Planet Oui a été passée en irrécouvrables à ce stade, les décisions des tribunaux pour les autres fournisseurs n'ayant pas encore été rendues).

Dans sa délibération n°2022-317 du 1^{er} décembre 2022 portant projet de décision modifiant les délibérations de la Commission de régulation de l'énergie n°2021-12 du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité (TURPE 6 HTB) et n°2021-13 du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE 6 HTA-BT), la CRE met en place, pour le reste de la période TURPE 6, 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. Cette délibération est bien appliquée puisque dans la consultation publique sur le TURPE HTB, la CRE indique qu'elle ne retient pas dans l'estimation du solde du CRCP de RTE au 1^{er} janvier 2025 les montants d'impayés des responsables d'équilibre dont la faillite n'a pas été constatée, elle retient donc les montants d'impayés des responsables d'équilibre dont la faillite a été constatée. Un traitement similaire pour les GRD est donc cohérent.

Enedis maintient donc sa demande de prise en charge dans le solde du CRCP au 1^{er} janvier 2025 des irrécouvrables du fournisseur Planète Oui qui a fait faillite, qui répond aux critères de la CRE pour RTE.

Enfin, concernant le taux, Enedis estime qu'il est nécessaire que le CRCP soit rémunéré au CMPC pondéré, en lieu et place du taux sans risque, afin d'être représentatif de son coût de financement. En effet, le CRCP constituant un différé de chiffre d'affaires, il génère un besoin de trésorerie qu'Enedis doit financer. À ce titre, le solde de CRCP très significatif en fin de période tarifaire TURPE 6 justifie l'évolution du taux de rémunération, compte tenu de la durée d'apurement (jusqu'à 7 ans pour les montants ayant constitué le CRCP en 2022).

Question 57. Avez-vous des remarques concernant les trajectoires de consommation et de consommateurs desservis pour la période TURPE 7 ?

Enedis considère que les trajectoires proposées par la CRE correspondent à sa meilleure estimation à date et n'a pas de remarques particulières.

Question 58. Avez-vous des remarques concernant les options d'évolution de marche tarifaire ou de lissage du revenu autorisé d'Enedis sur la période TURPE 7 ?

Enedis ne se prononce que sur le principe d'une marche tarifaire, le niveau affiché des indexations reposant sur un niveau de charge à couvrir qu'Enedis conteste. Il conviendra aussi de mettre à jour les charges avec le niveau effectif du TURPE HTB.

Concernant la marche envisagée, Enedis y est favorable. Ce dispositif permettrait un point de sortie du chiffre d'affaires en 2028 plus proche du revenu autorisé qu'en cas de lissage via une pente tarifaire.

Question 59. Êtes-vous en accord avec la proposition de maintien des modalités d'évolution du Rf et du Ccard ?

Il semble plus juste de les faire évoluer chaque année du même pourcentage d'évolution que la composante de gestion hors Rf et CCard.

Question 60. Êtes-vous favorable au maintien des différentes composantes du TURPE (comptage, gestion, soutirage, injection, etc.) ?

Enedis est favorable au maintien des différentes composantes du TURPE qui permettent de refléter les coûts générés par les différentes catégories d'utilisateurs du réseau.

Dans le paragraphe 5.2.2 de la consultation publique, il est indiqué « Parmi les acteurs souhaitant une évolution de la part puissance, la CRE n'a toutefois pas reçu de proposition d'évolution de la méthodologie utilisée ». Enedis souhaite rappeler que des échanges ont eu lieu avec la CRE sur les méthodes et que des logiques de modélisation similaires peuvent conduire à des résultats différents en termes de répartition des composantes puissance et énergie. La répartition part puissance/part énergie n'est pas seulement un résultat de la méthodologie de la CRE. Les propositions pour TURPE 7 conduisent in fine à augmenter la part énergie, ce qui ne reflète pas le rôle assurantiel croissant du réseau. En effet, des utilisateurs raccordés en nombre aujourd'hui, comme les bornes de charge ou des autoconsommateurs, ont besoin d'une puissance toujours disponible mais utilisée de manière discontinue. Ils génèrent des coûts de réseau qui ne sont pas aujourd'hui reflétés dans leur facture. Ne pas continuer le rééquilibrage initié pour TURPE 6 conduit à ce que les utilisateurs qui consomment de l'énergie dans la durée paient pour les autres et paient encore davantage à l'issue de TURPE 7. C'est un message à contre temps qui ne fera qu'accroître les évolutions à réaliser pour TURPE 8 pour que les tarifs reflètent les coûts entre les clients raccordés au réseau public. Enedis souhaite que les travaux de préparation du TURPE 8 soient engagés rapidement en TURPE 7 et portent en premier lieu sur ce rééquilibrage.

Question 61. Êtes-vous favorable aux modalités de mise en œuvre proposées par Enedis et aux orientations proposées par la CRE concernant l'évolution du placement des heures creuses ?

Enedis est bien sûr favorable aux modalités de mise en œuvre des évolutions du placement des heures creuses qu'elle a proposées.

Concernant la mise en place d'un indicateur reportant le taux de bascule entre les contrats Base et les contrats HP/HC, Enedis est favorable au principe, mais souhaite alerter la CRE sur les modalités de construction et de mise en œuvre de cet indicateur.

En effet, d'autres facteurs peuvent influencer la bascule entre le contrat Base et le contrat HP/HC. Par exemple, la CRE, dans sa consultation publique n°2024-10 du 10 juillet 2024 relative aux évolutions de la méthode de construction des tarifs réglementés de vente d'électricité, a proposé

une suppression de l'option Base pour les puissances souscrites allant de 18 à 36 kVA, pour lesquelles l'option est déjà en extinction, et une mise en extinction de l'option Base pour les puissances allant de 9 à 15 kVA. Si la CRE retenait ces propositions, il y aurait mécaniquement une bascule d'un grand nombre de contrats Base vers des contrats HP/HC ou autres.

Afin d'éviter des biais méthodologiques, des échanges sont nécessaires pour identifier le ou les indicateurs les plus pertinents pour suivre les éventuels impacts d'un changement de plage d'heures creuses selon le type de contrat souscrit par le client.

Question 62. Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE pour la différenciation locale des régimes d'heures creuses en HTA ?

Les dispositions réglementaires actuelles du TURPE permettent une différenciation géographique du placement des heures creuses en HTB comme en HTA.

Pour définir les règles d'affectation des heures creuses HTA, deux paramètres devront être pris en compte :

- Les contraintes d'utilisation des réseaux,
- La recherche d'une cohérence avec les incitations du TURPE HTB, et donc le placement des heures creuses HTB.

Question 63. Êtes-vous favorable aux orientations de la CRE visant à inciter Enedis à la tenue des délais pour la mise à jour des plages temporelles des compteurs ?

Au vu de l'enjeu du placement des heures creuses, Enedis comprend la volonté de la CRE d'inciter Enedis sur ce déploiement. Toutefois, il est prématuré de fixer dès maintenant le calendrier et les paramètres de cette régulation. En effet, Enedis débute ce mois-ci les premiers travaux de concertation pour la mise en œuvre opérationnelle de ce chantier.

La concertation portera sur la gestion opérationnelle (lotissement et échéancement, coordination Enedis-fournisseurs, cadencement, prévenance clients, ...) qui doit permettre le succès d'un chantier de longue durée et portant sur un nombre important de points de comptage, soit un stock de plus de 28,5 millions de compteurs à ce jour, auquel s'ajoutera le flux de tous les nouveaux raccordements et des compteurs nouvellement communicants.

Dans ce cadre, Enedis et les fournisseurs vont partager leurs contraintes réciproques, notamment :

- Les capacités de traitement de téléopération d'Enedis pour le changement des heures creuses,
- Le maintien de la capacité d'Enedis à traiter les autres prestations téléopérées demandées par les fournisseurs,
- La capacité des fournisseurs à intégrer les flux d'information générés par les reprogrammations d'heures creuses,
- La prévenance nécessaire du client final dont la compréhension est primordiale pour le succès de ce chantier,
- Les développements SI, en particulier pour permettre la prise en compte de la saisonnalité des heures creuses, tant dans les SI d'Enedis (SI de facturation, contractuels, de comptage...), que dans ceux des fournisseurs.

Ainsi, la concertation opérationnelle amènera à un échéancement et un lotissement définitifs du chantier qui aura potentiellement un impact sur les délais, et conduira à ajuster le calendrier initial.

En revanche Enedis ne pourra, en aucun cas, procéder à des évolutions des heures pleines / heures creuses « sur mesure » en fonction des portefeuilles de chacun des fournisseurs.

Enedis estime que, concernant les compteurs BT ≤ 36 kVA, la régulation ne peut pas prendre en compte les compteurs en offre fournisseur à 6 cadrans, ni les compteurs non téléopérables ou en échec de téléopération, déjà soumis à d'autres régulations incitatives. La régulation incitative proposée revient à fixer un objectif absolu de zéro compteur restant à programmer au 1^{er} août 2027, impossible à atteindre compte tenu du flux. Si une régulation incitative devait être retenue, Enedis estime que son objectif devrait être équilibré entre bonus et malus.

Question 64. Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE de maintenir les modalités de calculs pour la composante de comptage et de gestion pour les domaines de tension BT ≤ 36 kVA, mais aussi HTA et BT > 36 kVA ?

Enedis y est favorable.

Question 65. Êtes-vous favorable au maintien des composantes de CMDPS en HTA et en BT > 36 kVA tel que proposé par la CRE ?

Enedis y est favorable.

Question 66. Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE de maintenir les options tarifaires dérogatoires pour les clients non éligibles aux options à quatre plages temporelles ?

Enedis est favorable à ce maintien pour les clients non éligibles à quatre plages temporelles. Enedis rappelle que l'option tarifaire LU est également maintenue pour les clients qui y sont éligibles, cette option étant présente dans les grilles présentées en annexe de la consultation publique.

Question 67. Êtes-vous favorable aux propositions de la CRE concernant l'énergie réactive ?

Enedis est globalement favorable aux propositions de la CRE concernant l'énergie réactive. Ces propositions sont cohérentes avec les évolutions mises en œuvre pour le TURPE 6 HTB et avec celles proposées dans la consultation sur le TURPE 7 HTB. Elles visent à mobiliser l'ensemble des leviers, y compris le levier des incitations tarifaires, pour gérer les problèmes d'élévation de tension sur les réseaux.

Enedis souhaite néanmoins les aménagements suivants concernant la composante d'énergie réactive en HTA :

- Conserver un seul niveau de composante d'énergie réactive pour les flux de soutirage d'énergie active en HTA, en saison haute et en saison basse,
- Fixer un niveau de composante d'énergie réactive pour les flux d'injection d'énergie active en HTA plus cohérent avec les leviers dont les utilisateurs du réseau disposent et les engagements qu'ils prennent dans le cadre des contrats d'accès au réseau de distribution en injection,
- Enedis s'interroge sur le maintien de la composante d'énergie réactive pour les sites de soutirage d'énergie active en BT ≥ 36 kVA, dans la mesure où ces sites sont facturés sur la puissance apparente qui tient compte de la puissance réactive.

Enedis souhaite également préciser la formule indiquée dans la consultation :

- o Puissance réactive injectée $< Q_f$ avec $Q_f = - 25 \% * P_{smax}$;

Enfin, comme indiqué dans sa réponse à la consultation sur le TURPE HTB, Enedis s'interroge sur la répercussion de l'entière de la hausse des coûts du réactif identifiés en HTB aux réseaux de distribution. Une part croissante du réactif sur le réseau de transport est injectée par les réseaux de distribution et ses utilisateurs, mais il est étonnant que les gabarits de facturation comme les niveaux de composante d'énergie réactive restent inchangés pour les utilisateurs du réseau de transport (producteurs, consommateurs) et ne tiennent pas compte de la nature même des réseaux de transport et des travaux qui s'y rapportent (enfouissement).

Question 68. Êtes-vous favorable à la mise en œuvre d'un tarif optionnel injection-soutirage accessible de manière transitoire aux installations de stockage raccordées au réseau HTA au sein des zones pour lesquelles l'apparition de contraintes locales de réseau est particulièrement prévisible ?

Enedis rappelle son désaccord de principe avec ce tarif qui porte sur un usage spécifique et conduit à une différenciation tarifaire par zone géographique. Les réponses publiques des acteurs à la 1^{re} consultation de la CRE montrent qu'ils sont d'ailleurs soit en faveur ou en défaveur de ce tarif mais tous opposés à ses modalités de mise en œuvre.

Comme indiqué dans la consultation publique, Enedis a proposé à la CRE de lancer une expérimentation sur un périmètre restreint, afin d'analyser les impacts d'une telle proposition sur les coûts du GRD, sur les modifications de comportement des clients concernés et sur les aspects financiers (gains pour les clients-stockeurs concernés mais aussi étendue des transferts de coûts entre catégories d'utilisateurs du réseau).

Enedis note que la CRE a retenu le principe d'un dispositif transitoire limité à certaines zones.

Enedis maintient que sa proposition d'expérimentation sur un nombre plus restreint de zones serait plus adaptée. Elle permettrait, par ailleurs, d'identifier quels seraient les indicateurs de succès de ce tarif pour le réseau là où le seul indicateur mis en avant par la CRE porte sur des évolutions de factures pour des acteurs spécifiques en fonction de leur participation à tel ou tel marché. Enedis estime que des simulations de factures individuelles ne constituent, en aucun cas, une justification technico-économique de la valeur de ce tarif pour le réseau. Une expérimentation permettrait d'établir le retour d'expérience indispensable avant toute décision de pérennisation en TURPE 8. Sur ce sujet, Enedis s'étonne de la formulation dans la consultation publique « *cette composante serait transitoire avec un déploiement limité, dans un premier temps, aux zones de réseau les plus contraintes et prévisibles, dans l'objectif de l'étendre, dans un second temps à l'ensemble du territoire métropolitain continental pour la période du TURPE 8* », formulation qui semble préjuger de l'intérêt de ce tarif pour le réseau en actant d'ores et déjà sa généralisation.

Enedis insiste sur la nécessité d'organiser un retour d'expérience en cours de TURPE 7 afin de :

- Suivre le nombre d'utilisateurs ayant souscrit cette option tarifaire,
- Mesurer ses impacts sur le comportement des utilisateurs du réseau l'ayant souscrite, notamment en distinguant l'impact des prix de marché et l'impact du signal tarifaire porté par le TURPE,
- Quantifier les impacts sur les coûts des gestionnaires de réseau, et les comparer aux réductions de factures des utilisateurs ayant souscrit cette option.

Concernant la mise en œuvre de cette option tarifaire, Enedis note que la CRE parle dans la consultation du 1^{er} août 2026. Or Enedis instruit l'impact des nouvelles hypothèses sur les coûts et

les délais de mise en œuvre dans les systèmes d'information et n'est pas en mesure de confirmer dès aujourd'hui cette échéance.

Question 69. Êtes-vous d'accord avec les critères envisagés par la CRE pour définir les zones dans lesquelles une installation de stockage pourrait souscrire au tarif injection-soutirage ?

Afin d'éviter toute contestation, Enedis souhaite que la CRE définisse plus précisément les critères définissant les zones :

- Pour les poches dimensionnées en soutirage, sur quel horizon de temps évalue-t-on la notion de poste source nécessitant à « moyen terme » des renforcements ?
- Dans quel contexte qualifie-t-on que la poche est saturée en soutirage (contrainte en N, contrainte en N-1, capacité à accueillir un nouveau site de consommation) ?
- Les calculs sont-ils faits par zone de desserte de chaque gestionnaire de réseau ou à la maille métropolitaine continentale ?
- Pour les poches dimensionnées par l'injection photovoltaïque, quel est le critère permettant de déterminer que ce sont des « poches concernées par un S3REnR à dominante photovoltaïque » ?

Par ailleurs, afin d'éviter toute sur-rémunération et par cohérence d'ensemble des dispositifs de flexibilité, Enedis estime indispensable que les stockeurs bénéficiant d'un contrat au titre des appels d'offres de flexibilité locales ne puissent pas bénéficier de ce tarif.

Question 70. Êtes-vous d'accord avec les règles envisagées par la CRE pour placer les heures de pointe du tarif injection-soutirage ?

Enedis est favorable aux plages de pointe fixes en soutirage proposées, qui sont cohérentes avec les postes horo-saisonniers des autres options tarifaires, en particulier les heures de pointe fixe du tarif HTA 5 postes.

Pour les zones d'injection, la durée de 500 heures par an, soit quatre heures par jour pendant 125 jours consécutifs, semble très élevée. Enedis propose de limiter à 312 heures comme proposé par la CRE pour les zones contraintes en soutirage.

Question 71. Êtes-vous d'accord avec les critères d'éligibilité envisagés par la CRE pour le tarif injection-soutirage ?

Le critère défini par la CRE est « un ensemble d'équipements de stockage de l'électricité permettant de stocker l'énergie électrique en la soutirant entièrement sur les réseaux publics d'électricité, puis de la restituer exclusivement et en totalité (hors pertes techniques) en énergie électrique sur les réseaux publics d'électricité (et réciproquement)... ».

Enedis s'interroge en premier lieu sur la capacité de ce critère à cibler de manière univoque le stockage par batterie. Pour être mise en œuvre, cette définition devrait être plus précise sur la maille temporelle de comparaison des volumes injectés et soutirés, sur la quantification des pertes techniques.

Par ailleurs, Enedis ne souhaite pas endosser la responsabilité consistant à vérifier qu'un utilisateur de réseau satisfait ou non au critère d'éligibilité préalablement défini par la CRE.

Question 72. Êtes-vous favorable aux grilles tarifaires de la composante injection-soutirage et aux modalités de mise en œuvre ?

Le niveau des grilles proposées semble inapproprié. En effet :

- A comportement inchangé, ces grilles conduiraient à une baisse de facture pour certains clients de -46%, ce qui ne peut, en aucun cas refléter, les coûts d'utilisation du réseau,
- Les sites qui, à comportement inchangé, verraient leur facture augmenter, ne souscriront pas cette option,
- Ainsi, cette option tarifaire ne serait qu'une subvention croisée entre utilisateurs du réseau, au bénéfice exclusif des moyens de stockage.

Enedis s'interroge également sur le rôle donné au TURPE par la CRE en termes d'incitation au fonctionnement des batteries, qui, compte tenu de l'ampleur des écarts de prix entre plages tarifaires, semble se voir confier un rôle prédominant par rapport à celui du marché de gros, alors que les batteries sont des actifs flexibles dont la valeur réside notamment dans la capacité à adapter le profil d'injection/soutirage en fonction des évolutions des prix du marché de gros à une maille temporelle plus proche de celle de l'équilibre offre-demande.

Enedis est, par ailleurs, favorable à une durée minimale d'engagement de 12 mois dans cette option tarifaire ; cette durée s'applique à toutes les options tarifaires du TURPE et permet d'éviter des comportements opportunistes.

Enfin, « la CRE envisage de préciser que l'application d'un coefficient tarifaire négatif de la composante injection-soutirage ne peut conduire, sur la période d'une année civile, à l'acquittement d'une facture au titre de l'utilisation du RPT négative ».

Enedis y est favorable et souhaite que cette contrainte s'applique à chaque facture d'utilisation du RPD mensuelle. En effet, appliquer cette contrainte sur une facturation annuelle reviendrait à faire du net-metering entre les périodes été / hiver, des factures négatives par exemple l'hiver pouvant être compensées par des factures positives les mois d'été.

Enedis indique également qu'elle serait en capacité de mettre en place cette nouvelle option tarifaire à fin septembre 2027, et non pas au 1^{er} août 2026 comme précisé dans la consultation, sauf à ce que la CRE priorise différemment les évolutions SI à mettre en œuvre sur l'horizon du TURPE 7. Enedis rappelle à la CRE que les évolutions SI sur cet horizon sont nombreuses et sollicitent bien souvent les mêmes systèmes d'information.

Question 73. Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE de maintenir le niveau actuel des composantes de gestion des autoconsommateurs individuels et des participants à des opérations d'autoconsommation collective ?

Le niveau des composantes de gestion spécifiques pour les autoconsommateurs individuels et collectifs ne reflète pas les coûts générés chez les GRD. L'écart entre les coûts et les recettes est substantiel et conduit à une subvention croisée entre utilisateurs du réseau. La hausse envisagée par la CRE du nombre d'autoconsommateurs ne permettra pas de rapprocher suffisamment les recettes tarifaires des coûts générés.

Enedis est donc défavorable à la proposition de la CRE de maintenir le niveau actuel de ces composantes et souhaite leur augmentation.

Enedis souligne que contrairement à la question, dans les grilles proposées en annexe, le niveau de ces composantes n'est pas stable mais est en baisse par rapport au niveau des grilles applicables le 1^{er} novembre 2024.

Enedis souhaite que la composante de gestion spécifique s'applique aux CACSI.

Enedis souhaite également que soit instruite la question d'une composante de gestion spécifique pour les sites de stockage qui choisiront l'option tarifaire pour les sites qui injectent et qui soutirent pour refléter les coûts de gestions supplémentaires qu'ils vont générer. La question du traitement de ces sites au regard de leur impact sur le réactif se pose également.

Question 74. Êtes-vous favorable à l'extension de la composante de gestion spécifique à l'autoconsommation collective à la HTA ?

Enedis y est favorable, l'absence de composante de gestion spécifique à l'autoconsommation collective pour les utilisateurs raccordés en HTA ne provenant que d'un décalage temporel entre la délibération sur le TURPE 6 et la modification du code de l'énergie permettant l'accès des utilisateurs raccordés en HTA à une opération d'autoconsommation collective. La situation actuelle crée une discrimination entre les participants à une opération d'autoconsommation collective au regard de ceux qui sont raccordés en BT et qui se voient appliquer la composante de gestion spécifique, qu'il convient de corriger au plus vite.

Question 75. Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE de maintenir le principe de l'option tarifaire d'autoconsommation collective distinguant flux autoproduits et alloproduits ?

Enedis est favorable au maintien de cette option tarifaire tout en soulignant qu'elle crée un lien artificiel avec le réseau. En effet, dans le cas de l'autoconsommation collective, consommation et production circulent sur le RPD, il n'y a pas de réalité électrique dans l'ACC, producteurs et consommateurs peuvent être sur des mailles de réseau différentes. L'énergie injectée sur le réseau par les producteurs de l'opération est répartie vers les consommateurs participants selon une clé de répartition, c'est une brique numérique, une modalité transactionnelle visible sur la facture d'électricité du consommateur indépendante des flux physiques qui sont les seuls à prendre en compte du point de vue du réseau. Les participants d'une opération ne sont pas fixes dans le temps, il peut y avoir des entrées/sorties au sein de l'opération.

Enedis ne partage pas le constat fait par la CRE sur les raisons d'absence de souscription à cette option tarifaire. La principale raison de non-souscription par les fournisseurs de cette option (la quasi-totalité des participants à une opération d'autoconsommation collective étant en contrat unique, la souscription de l'option tarifaire est faite par le fournisseur) est à rapprocher de l'impossibilité pour les fournisseurs de connaître à l'avance la répartition du soutirage entre les flux allo-produits et les flux autoproduits pour chaque période tarifaire. En effet, cette répartition dépend intégralement du niveau de production de l'opération d'ACC, de la décision par la personne morale organisatrice de l'opération d'ACC d'affectation pour chaque heure des flux autoproduits entre les différents participants à l'opération d'ACC, décision prise pour optimiser le montant total des factures de fourniture des participants. Les fournisseurs n'ont donc pas la capacité d'estimer si cette option tarifaire serait moins avantageuse qu'une autre option tarifaire.

Concernant le point soulevé par la CRE de la connaissance par la PMO du fait que tous les participants à une opération d'autoconsommation collective sont en aval du même poste source de distribution publique :

- Il existe une incertitude quant à la pérennité du choix : lorsqu'une opération d'ACC a démarré avec cinq participants tous à l'aval d'un même poste de distribution publique et que certains d'entre eux souscrivent à la composante de soutirage, qu'advient-il si un nouveau participant intègre l'opération et que celui-ci n'est pas à l'aval de ce même poste de distribution publique ? Faut-il automatiquement dé-souscrire la composante spécifique ACC ? Si oui quelle est l'option tarifaire à souscrire en remplacement ?
- Maintenir la FTA spécifique alors que le participant quitte l'opération serait pénalisant pour lui. Si l'on opte pour la résiliation automatique en sortie d'opération, quelle option tarifaire appliquer dans l'attente du choix du fournisseur ?
- Ces incertitudes conjuguées au parcours client pour y souscrire sont les principaux freins, partager l'information relative au poste DP aux fournisseurs ne changera pas ces difficultés d'autant plus que cette information ne sera pas fiable.

Question 76. Avez-vous d'autres observations sur la consultation publique relative au TURPE 7 HTA-BT ?

TURPE 7 intervient à un moment charnière de la transition écologique. La proposition tarifaire d'Enedis a été construite à partir du cadre de régulation existant alors que le réseau change, que les moyens à déployer sont substantiels et que les usages évoluent. Quelques évolutions ont été proposées par Enedis ou par la CRE qui illustrent les limites du cadre existant que ce soit en terme économique ou financier.

∞