

Consultation TURPE 7



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

Table des matières

1.	Cadre de régulation tarifaire (questions 1 et 2).....	2
a.	Les grands principes tarifaires (questions 3 à 9)	4
b.	La régulation incitative à la maîtrise des charges d'exploitation (cf. p.34, questions 10 et 11) .	9
c.	La régulation incitative des investissements (cf. p.49, questions 12 et 13)	13
d.	La régulation incitative des raccordements (cf. p.55, questions 14 à 29)	14
e.	La régulation incitative de la qualité de service (cf. p.71, questions 25 à 34)	17
f.	La régulation incitative de la continuité d'alimentation (cf. p.88 question 35)	19
g.	Le développement des flexibilités au service du réseau (cf. p.96, questions 36 à 42)	19
h.	la régulation incitative de la R&D et de l'innovation (cf. p.105, questions 43 et 44)	23
i.	La régulation incitative des projets prioritaires (cf. p.106, question 45)	23
j.	L'évolution des plafonds des régulations incitatives (cf. p. 108, question 46)	24
k.	Le cas des clients non équipés d'un compteur évolué (cf. p. 109, questions 47 à 50)	24
1.	Demande tarifaire, charges nettes d'exploitation et taux de rémunération (questions 51 à 59) .	25
2.	Structure tarifaire	29
a.	Le maintien de la structure tarifaire actuelle (cf. p. 148, question 60).....	29
b.	L'optimisation du placement des plages d'heures creuses (cf. p. 150, questions 61 à 63)	30
c.	Les composantes de comptage et de gestion (cf. p. 159, questions 64 et 65)	31
d.	Le maintien des options dérogatoires pour les compteurs non-communicants (cf. p. 162, question 66).....	32
e.	La tarification de l'énergie réactive (cf. p. 162, question 67)	32
f.	L'introduction d'un tarif optionnel pour les installations de stockage (cf. p. 164, questions 68 à 72) .	32
g.	la tarification relative à l'autoconsommation (cf. p. 173, questions 73 à 75)	34

1. Cadre de régulation tarifaire (questions 1 et 2)

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

La nouvelle période tarifaire doit permettre de couvrir l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace afin de faire face aux principaux enjeux auxquels est aujourd'hui confrontée la distribution d'électricité, à savoir l'adaptation des réseaux à la transition écologique et au changement climatique, à l'électrification massive des usages et au développement des énergies renouvelables.

Si la FNCCR soutient la demande de hausse tarifaire d'Enedis pour faire face à ces nouveaux besoins d'investissements, en premier lieu liés à l'essor des raccordements et des renforcements associés, c'est sous une double réserve tenant au contrôle des remontées de dividendes à sa maison mère et à l'assurance du caractère incitatif de la régulation tarifaire.

En effet, si les investissements de réseau sont couverts au réel via l'intégration de leurs amortissements au CRCP et dûment rémunérés - ce qui constitue en soi une incitation forte à les mener à bien - nul n'ignore que la trésorerie d'Enedis est susceptible, soit de manière directe (centralisation intragroupe), soit de manière indirecte (dividendes), de se trouver un peu plus sollicitée ces prochaines années par sa maison-mère.

La FNCCR attend donc de la CRE qu'elle se montre extrêmement vigilante à ce qu'Enedis soit bien en mesure de financer des investissements de renouvellement et de modernisation du réseau, lesquels sont définis dans le cadre des contrats de concession conclus par les autorités organisatrices de la distribution d'électricité (AODE).

L'existence de ce risque semble bien reconnue par la CRE : « (...) la CRE constate que sur les années antérieures, la politique de dividendes d'Enedis a consisté à remonter une part importante de son résultat net à son actionnaire. Ainsi, sans évolution de la politique de dividendes, la CRE considère qu'il n'est pas garanti que l'augmentation du revenu autorisé d'Enedis permette d'améliorer sa capacité à autofinancer les investissements à venir. » (Voir p. 30 du dossier de consultation).

De même, la non-réalisation de la trajectoire d'investissements prise comme référence dans les précédentes décisions tarifaires interroge sur l'efficacité du dispositif incitatif.

Enfin, la recherche de l'optimum économique afin de limiter les impacts des développements nécessaires du réseau, doit rester un objectif principal.

Il importe de tirer les enseignements de ces constats. Certes, la CRE ne saurait s'immiscer dans les relations entre Enedis et sa maison mère, pas davantage que dans la réalisation de la programmation des investissements sur les réseaux de distribution qui relève du contrôle des AODE dans le cadre des concessions. Toutefois, la Fédération considère que la régulation incitative pourrait être renforcée sur les objectifs attendus d'un gestionnaire de réseau efficace, en particulier s'agissant des pertes techniques, lesquelles constituent l'un des principaux postes d'augmentation des charges d'Enedis alors que leur maîtrise dépend directement des travaux de modernisation réalisés sur les réseaux.

En synthèse, si le niveau du TURPE doit bien répondre aux nouveaux enjeux auxquels sont confrontés les réseaux et permettre à Enedis de réaliser les investissements appropriés, la FNCCR souhaite qu'un juste équilibre soit garanti entre la rémunération du GRD et les risques attachés à sa mission.

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 ?

S'agissant de la nouvelle période tarifaire, la FNCCR sera particulièrement vigilante sur les points suivants :

1. Le financement des investissements sous maîtrise d'ouvrage des AODE :

Le mur d'investissements présenté par ENEDIS dans le cadre de la consultation sur le TURPE 7 comprend nécessairement les travaux réalisés sous maîtrise d'ouvrage des AODE, lesquelles interviennent sur 75 % des réseaux. Le TURPE a vocation à financer l'ensemble des réseaux, qu'ils se situent en zone rurale ou en zone urbaine, et doit garantir une parfaite neutralité à l'égard de la répartition de la maîtrise d'ouvrage des travaux sur les réseaux convenue entre les AODE et leur concessionnaire dans le cadre des cahiers des charges des concessionnaires, conformément à ce que prévoit la loi.

A cet égard, et compte tenu de l'incertitude actuelle pesant sur le financement des travaux en zone rurale, il est indispensable de maintenir dans le CRCP l'ensemble des contributions versées par les GRD en contrepartie des investissements réalisés par les AODE (redevances, PCT, contributions au CAS FACé).

2. La transparence des données :

La consultation sur le TURPE 7 doit s'inscrire dans la transparence et permettre à la FNCCR de se prononcer en toute connaissance de cause au regard des éléments indispensables à la construction du tarif, et en particulier :

- les données issues des compteurs LINKY,
- les données sur les coûts unitaires d'Enedis (achat des pertes notamment),
- le plan de développement de réseau (celui-ci n'a à ce jour été communiqué par Enedis qu'en version projet)

3. La qualité du service public : l'indispensable prise en considération des enjeux locaux

La FNCCR souligne que ce sont les AODE qui veillent au bon fonctionnement du service public de la distribution d'électricité et qu'il leur revient de définir dans les cahiers des charges de concession les niveaux de qualité à atteindre et les conditions pour y parvenir.

La régulation incitative nationale mise en œuvre par la CRE dans le cadre du TURPE doit donc prendre en compte ces indicateurs contractuels ainsi que la programmation des investissements convenue au niveau local avec le GRD.

S'agissant de la durée moyenne de coupure, en particulier, il est indispensable de supprimer les grandes disparités constatées entre les territoires.

4. Les AODE, un acteur contournable du développement de la flexibilité des réseaux :

Depuis la loi APER, les actions en faveur de la flexibilité des réseaux figurent expressément dans le champ de la compétence des AODE. Il est donc important que le TURPE 7 tienne compte des interventions des AODE dans ce domaine et que ces dernières soient pleinement associées aux opérations mises en œuvre par Enedis. Ainsi, si la FNCCR est favorable sur le principe à l'orientation

préliminaire de la CRE visant à la répartition des gains économiques tirés de la flexibilité entre Enedis et les utilisateurs, elle s'interroge sur le niveau alloué à Enedis (20%) et souhaite qu'une partie de ces gains puisse également venir financer les actions mises en place dans les territoires par les AODE pour promouvoir la flexibilité de leurs réseaux.

a. Les grands principes tarifaires (questions 3 à 9)

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

La FNCCR partage l'opinion de la CRE selon laquelle la durée de 4 ans offre un bon compromis entre plusieurs impératifs :

- Offrir au marché et à Enedis une visibilité économique à un horizon minimal ;
- Faire jouer efficacement certaines incitations financières sans compromettre sur la durée les moyens dont dispose Enedis pour accomplir ses missions ;
- Adapter le cas échéant la tarification aux évolutions juridiques, techniques et économiques du secteur électrique.

La FNCCR considère que la clause de revoyure à deux ans est indispensable du fait de l'incertitude de certaines évolutions telles par exemple les IRVE.

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

La FNCCR comprend l'idée de profiter de la baisse de la part fourniture des TRVE pour loger un apurement accéléré du conséquent CRCP accumulé depuis 2 ans en raison principalement de la dérive du coût d'achat des pertes.

Mais elle rappelle aussi que, malgré les divers boucliers tarifaires, les factures énergétiques ont considérablement augmenté depuis 3 ans et ce dans un contexte où la mise en œuvre du dispositif du chèque énergie a présenté un certain nombre de défaillances.

En outre, tous les ménages et, a fortiori, toutes les entreprises, ne sont pas aux TRVE.

Dans un souci de protection de ces consommateurs, la Fédération préconise donc de laisser jouer les mécanismes actuels d'apurement du CRCP (-2%/+2% par an élargis le cas échéant aux -3%/+3%).

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

Sur la méthode de calcul des « charges en capital » :

La FNCCR salue la reconduction de la « méthode comptable » de détermination des charges en capital dans la mesure où cette méthode, par opposition à la « méthode économique » est assise sur la réalité des comptes d'Enedis. Elle différencie la rémunération des investissements selon que ceux-ci ont été financés par Enedis ou par le couple autorités concédantes, propriétaires du réseau / utilisateurs. Elle reconnaît les obligations comptables des contrats de concession, parmi lesquelles les composantes

majeures des droits financiers des concédants que sont les enveloppes de préfinancement des renouvellements : provisions et amortissements de financements du concédant (24,7 Milliards d'euros en instance d'utilisation au bilan 2023 d'Enedis auxquels s'ajoute une dizaine de Milliards d'euros ayant financé des renouvellements).

Ce faisant, la méthode comptable présente plusieurs avantages :

- Elle prend pleinement acte des spécificités de l'organisation électrique française et du rôle des collectivités concédantes, propriétaires du réseau, investisseuses et prescriptrices d'obligations financières dans le cadre des contrats de concession. Bâtir le TURPE en se calant sur la situation « des d'entreprises comparables du même secteur dans l'Union européenne sans se fonder sur la comptabilité particulière de chacune des concessions » pour reprendre les termes précis de la loi TECV n° 2015-992 du 17 août 2015 nierait cette réalité juridique française.
- Elle lève toute ambiguïté quant à la qualification juridique des passifs du bilan d'Enedis. Avant l'avènement de la méthode comptable (TURPE 3 bis de 2013), le concessionnaire soutenait régulièrement que les provisions pour renouvellement avaient valeur de fonds propres.
- Elle évite des retraitements lourds de conséquence pour Enedis. Revenir à la méthode économique en vigueur sous TURPE 2 et TURPE 3 (avant d'être invalidée par le Conseil d'Etat) impliquerait de restituer aux consommateurs et/ou aux autorités concédantes près de 35 Milliards d'euros de préfinancements, l'équivalent de 2 années de TURPE (Enedis + RTE).

Sur le traitement des « coûts échoués » :

Le TURPE, depuis sa création, couvre les investissements au travers des dotations aux amortissements qu'ils génèrent en compte de résultat d'Enedis. Une immobilisation allant jusqu'au terme de son plan d'amortissement est donc intégralement recouverte.

Lorsque l'immobilisation est mise hors service avant ce terme, la question se pose de la couverture des amortissements restant à couvrir, c'est-à-dire de la valeur nette comptable « échouée ».

Jusqu'au TURPE 5, celle-ci était intégrée au CRCP : l'ensemble des amortissements restants que le TURPE n'allait plus couvrir au fil de l'eau, était servi en une fois à Enedis.

Le TURPE 6 a changé de logique : le tarif couvre une trajectoire forfaitaire de coûts échoués hors opérations exceptionnelles.

La FNCCR s'oppose à un choix qui émet un signal explicite à l'attention d'Enedis : les coûts échoués constituent un poste qu'il convient de maîtriser. L'entreprise est désincitée à renouveler des immobilisations non amorties, fussent-elles partiellement défaillantes, car elle perd alors la couverture de tous les amortissements restants.

Sur le traitement des résultats sur cessions d'actifs :

La CRE prévoit de reconduire le dispositif mis en œuvre à l'occasion du TURPE 6 :

- En cas de plus-value : 80% de celle-ci est reversée au CRCP, 20% étant conservée par Enedis.
- En cas de moins-value : la CRE décide au cas par cas de l'opportunité de couverture tarifaire.

La FNCCR rappelle que les biens de retour des concessions représentent 89% des immobilisations nettes portées au bilan d'Enedis (2023). Enedis n'en étant pas propriétaire, ils ne peuvent être cédés que par les collectivités elles-mêmes après déclassement et restitution par Enedis (le cas échéant après indemnisation de leur valeur nette comptable, donc sans plus-value).

Il est regrettable que la consultation n'exprime pas la limitation de cette règle aux biens propres (ou de reprise) figurant au bilan d'Enedis.

Sur les modalités d'apurement du CRCP :

Premièrement, la CRE propose d'élargir la fourchette maximale d'apurement annuel du CRCP, de -2%/+2% du TURPE à -3%/+3%.

Son raisonnement repose sur la perspective d'un très haut niveau de CRCP dû à Enedis au 1er janvier 2025 : 3,6 Milliards d'euros sont projetés, en augmentation d'1,3 Md € sur le montant déjà conséquent arrêté au 1er janvier 2024 (2,3 Milliards d'euros), essentiellement du fait de la persistance d'un fort surcoût d'achat des pertes électriques. Ces 3,6 Milliards d'euros équivaldraient à 20% du TURPE annuel (Enedis + RTE).

Sans préjuger sur les désaccords relatifs au contenu du CRCP et à l'origine du solde à apurer, la FNCCR souscrit à la proposition d'élargissement de la fourchette. Elle considère que cet élargissement rend caduque l'idée d'apurement accéléré du CRCP (cf. réponse à la question 4).

Par ailleurs, la CRE propose de maintenir la rémunération versée à Enedis au titre de la créance du CRCP au « taux sans risque » (ou versée aux utilisateurs en cas de dette). La FNCCR souscrit à cette approche. La demande d'Enedis de réévaluation du taux d'intérêt, intégrant une composante de risque (la « marge sur actifs »), ne lui paraît pas justifiée s'agissant d'une créance certaine et recouvrable à brève échéance.

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 ?

Dans les TURPE antérieurs, le taux sans risque était défini comme le rendement moyen sur 10 ans des emprunts d'Etat (OAT) d'une maturité de 15 ans.

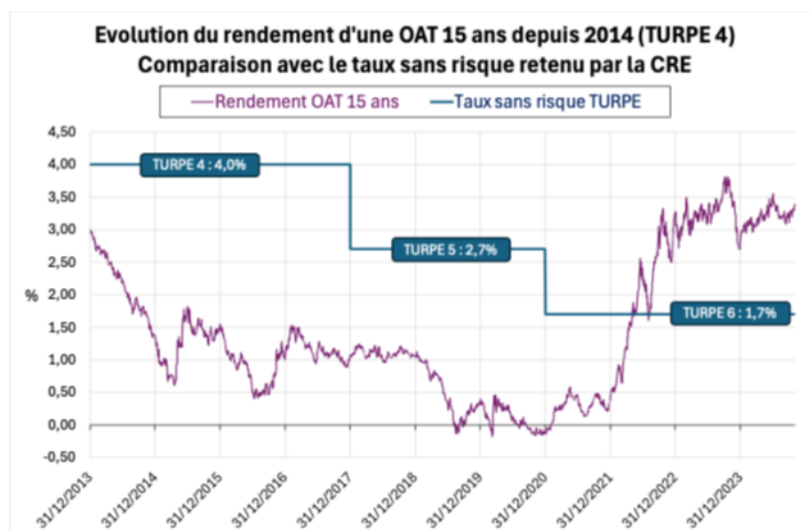
La CRE, constatant le rebond des taux d'intérêt à long terme depuis 2022, propose de recourir désormais à deux taux sans risque :

- Un taux sans risque calculé à méthode inchangée s'appliquerait aux immobilisations financées au cours des précédentes périodes tarifaires (jusqu'à TURPE 6 inclus) : 1,3%.
- Un taux sans risque fondé sur des données plus récentes s'appliquerait aux immobilisations financées au cours de la période tarifaire TURPE 7 : 3,4%.

A des fins de lisibilité, la CRE propose de ne retenir qu'un taux égal à une moyenne pondérée (70/30 ou 50/50) de ces deux références, soit un taux unique de 1,9% à 2,3%.

La FNCCR s'interroge sur ce changement de méthode. De 2014 à 2020 (TURPE 4 à 6), alors que les taux de marché baissaient, la question du découplage entre le taux moyenné sur 10 ans, servi à Enedis, et le taux instantané de marché, nettement plus bas, ne s'est pas posée. Il en est découlé une

sur-rémunération d'Enedis, parfaitement légitime dès lors qu'elle trouverait sa contrepartie dans une sous-rémunération en période de remontée des taux.



Selon les estimations de la FNCCR, ce changement de méthode bonifiera la rémunération d'Enedis de l'ordre de 200 M€/an au cours de la période TURPE 7.

En conclusion, la FNCCR émet un avis défavorable à ce changement de méthode. Si celui-ci devait malgré tout être mis en œuvre, elle souhaite que la CRE :

- retienne le bas de la fourchette proposée (1,9%) afin d'atténuer l'impact sur les utilisateurs ;
- ne change pas à nouveau de méthode lorsque, dans le cadre des prochains TURPE, les taux de marché seront orientés à la baisse.

Plus fondamentalement, la FNCCR considère que le taux sans risque devrait être fixé une fois pour toute au titre de chacune des périodes tarifaires, ce au vu de la moyenne des taux long terme observée au cours des 4 années de ladite période. Ainsi les capitaux propres régulés et les emprunts financiers seraient rémunérés de manière pérenne au regard des conditions qui prévalaient lors de leur mobilisation initiale.

Une méthode de ce type rendrait compte de la réalité selon laquelle les capitaux sont durablement rémunérés en fonction des conditions qui prévalent lors de leur mise en œuvre (cf. les emprunts sur longue durée, réalisés à taux fixe par Enedis).

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 ?

La FNCCR considère que la régulation spécifique appliquée à l'investissement Linky avait un sens durant la phase de déploiement massif, c'est-à-dire jusqu'au 31/12/2021, date à laquelle 90% des clients ont été équipés.

Il convient de banaliser les flux d'investissements postérieurs tant du point de vue de la régulation incitative des coûts unitaires que de la rémunération des capitaux investis (7,25% + 3,00%), qui n'est plus adaptée aux risques courus.

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

Jusqu'à présent, la CRE traitait les contributions de raccordement en s'appuyant sur la comptabilité d'Enedis où celles-ci sont imputées en chiffre d'affaires. Ce faisant, elle les déduit des charges à couvrir par le TURPE. Les contributions de raccordement étaient donc de fait, reversées aux utilisateurs l'année de leur enregistrement. Dès lors, les immobilisations de raccordement intégraient à 100% la base d'actifs régulés.

Enedis sollicite un changement de méthode : 54% des contributions ne seraient plus défalquées du TURPE, mais acquises à l'entreprise. Les immobilisations correspondantes ne rejoindraient la base d'actifs régulés qu'à hauteur de la différence.

En préambule de sa réponse, la FNCCR tient à préciser que ce sujet mobilise de longue date nombre de ses adhérents. Au bilan patrimonial des concessions, les immobilisations de raccordement apparaissent comme financées à 100% par le concessionnaire, sans considération de la contribution versée par les pétitionnaires, voire par les collectivités elles-mêmes (au titre des extensions jusqu'à la loi APER). La réalité économique d'adossement des contributions aux investissements est donc niée.

L'analyse de la FNCCR rejoint néanmoins celle de la CRE sur plusieurs points :

- Il ne saurait exister de découplage entre la comptabilité d'Enedis et la construction tarifaire. La demande d'Enedis imposerait donc que les contributions soient inscrites en passifs amortissables en tant que participations de tiers (et dès lors en droits des concédants dans les bilans de concession).
- Faute de différence de nature technico-économique, appliquer le changement de méthode à 54% des contributions n'est pas justifié d'un point de vue comptable.
- Le changement de méthode, s'il est économiquement neutre sur la durée d'amortissement des raccordements, induirait une réévaluation immédiate du TURPE de 5% (voire 10% si toutes les contributions étaient concernées), ce qui n'apparaît pas opportun dans le contexte économique actuel.
- A court terme, Enedis tirerait de la modification un surcroît de trésorerie cumulatif de 700 à 900 M€/an ce qui présente un risque au regard de la politique de dividendes appliquée par Enedis et sa maison-mère ainsi que le constate la CRE dans le dossier de consultation (page 32/180) : « (...) sans évolution de la politique de dividendes, la CRE considère qu'il n'est pas garanti que l'augmentation du revenu autorisé d'Enedis permette d'améliorer sa capacité à autofinancer les investissements à venir ».

Dans ces conditions, la FNCCR est favorable à la proposition d'Enedis de modification du traitement tarifaire et donc comptable des contributions de raccordement sous les réserves exprimées par la CRE. Pour lever ces réserves, la Fédération propose :

- que la modification s'applique à 100% (et non à 54%) des contributions ;
- que la CRE applique des mécanismes de neutralisation du surcoût immédiat pour les utilisateurs, en jouant en premier lieu sur paramètres de rémunération (taux sans risque, marge sur actifs), la FNCCR renvoyant à ses remarques sur ce sujet ;
- qu'un dispositif ad hoc soit mis en œuvre afin de s'assurer que les liquidités ainsi générées soient conservées par Enedis ; ce dispositif pourrait s'inspirer de celui que la CRE envisage d'appliquer

à RTE : en contrepartie d'un autofinancement partiel des investissements par le TURPE, les actionnaires s'engagent formellement à ce que les fonds correspondants ne subissent aucun prélèvement sous forme de dividendes (page 30 de la consultation TURPE HTB en cours).

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 ?

Comme indiqué en réponse à la question 5, la FNCCR est favorable à l'élargissement de la fourchette d'apurement du CRCP, pour autant que, en parallèle, le solde du TURPE 5 ne soit pas restitué de manière accélérée sur 18 mois.

Les deux autres propositions, de nature technique, n'appellent pas d'observation de la part de la Fédération.

b. La régulation incitative à la maîtrise des charges d'exploitation (cf. p.34, questions 10 et 11)

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 ?

La CRE propose de maintenir la segmentation des charges d'exploitation d'Enedis en 3 catégories :

- Charges non maîtrisables par Enedis, par conséquent non incitées ;
- Charges partiellement maîtrisables par Enedis, par conséquent « partiellement incitées » ;
- Charges maîtrisables par Enedis et par conséquent « incitées ».

La FNCCR adhère au principe de ce découpage mais ne partage pas le classement de certaines charges ainsi que cela est précisé ci-dessous.

S'agissant du classement en « charges incitées » des redevances de concession et des principaux flux vers les collectivités concédantes

Les redevances versées aux collectivités auront totalisé 332 M€/an moyens durant la période TURPE 6, soit environ 2% du tarif. La CRE les estime à 352 M€/an moyens sur la période TURPE 7.

Au cours de la période TURPE 6, la CRE leur a appliqué un traitement mixte :

- classement parmi les charges incitées,
- à l'exception de la variation due à l'adoption du nouveau modèle de cahier des charges de concession établi en décembre 2017 par la FNCCR, France Urbaine, Enedis et EDF, couverte au CRCP.

Constatant que la majorité des contrats de concession a été renouvelée, la CRE envisage d'exclure ce poste de charges du CRCP au motif qu'il serait « prévisible » et « maîtrisable » par Enedis.

La FNCCR s'oppose fermement à cette proposition.

Pour rappel, les deux principales redevances de concession stricto sensu sont :

- la redevance de fonctionnement « R1 », qui couvre notamment les actions de contrôle et de suivi des concessions et en particulier :
 - o la négociation et le suivi des investissements délibérés d'Enedis au plus près du terrain (élaboration et suivi des plans pluriannuels d'investissement établis dans le cadre des nouveaux contrats de concession) ;
 - o le contrôle de l'état du patrimoine,
 - o la tenue locale des indicateurs de qualité.
- la redevance d'investissement « R2 », qui constitue une couverture partielle de la fraction des investissements des AODE non couverte par d'autres contributions répercutées dans le tarif (FACE, article 8, PCT) ; c'est fondamentalement une redevance d'affermage, flux usuel dans les délégations de service public qui laissent à la charge de l'autorité concédante tout ou partie des investissements.

Il faut rappeler que les collectivités sont co-investisseuses sur le réseau concédé selon la répartition de la maîtrise d'ouvrage définie par les contrats et conformément à la compétence que leur reconnaît la loi en la matière. Elles y réalisent 700 à 800 M€/an moyens soit 15% à 16% du total (et près de 20% après réintégration de la PCT et de l'article 8 qu'Enedis présente comme des investissements nets du concessionnaire).

Investissements respectifs d'Enedis et des collectivités (source EDF)

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Investissements Enedis	3 767	3 998	4 254	3 961	4 378	4 415	4 886
Investissements collectivités*	721	705	725	730	743	745	812
Total investissements	4 488	4 703	4 979	4 691	5 121	5 160	5 698
Part des collectivités *	16,1%	15,0%	14,6%	15,6%	14,5%	14,4%	14,3%

* Nets (nette) de la PCT et de l'article 8 qu'Enedis inclut dans ses propres investissements

Il s'agit en premier lieu d'investissements de basse tension rurale qui concourent à l'attractivité de territoires dans lesquels les réseaux sont moins rentables, ou encore de travaux d'enfouissement qui, par-delà la visée esthétique, sécurisent le réseau d'autant qu'ils s'accompagnent souvent de la résorption des technologies les plus incidentogènes (fil nu).

Exclure les redevances du CRCP revient à en faire des « charges maîtrisables » c'est-à-dire à inciter de facto Enedis à les compresser conduisant ainsi à remettre en cause la neutralité que le TURPE devrait conserver à l'égard de la répartition de la maîtrise d'ouvrage définie dans les cahiers des charges et contraindre les AODE dans l'exercice de leur compétence alors même que celles-ci sont parties prenantes du mur d'investissement sur le réseau en lien avec la transition énergétique et l'électrification des usages.

Cette exclusion du CRCP conduit également à remettre en cause les accords convenus entre Enedis et les AODE qui tendent à faire évoluer tout au long de la vie du contrat les conditions d'éligibilité à certains termes de la R2 (le terme I en particulier qui a vocation à financer des actions des AODE en faveur de la transition énergétique).

Selon la même logique, un traitement identique (couverture en une fois et inclusion au CRCP) devrait être appliqué à toutes les contributions versées par Enedis en exécution des contrats au titre de l'exercice par les concédants de leur compétence de maîtrise d'ouvrage : part couverte par le tarif des raccordements (« PCT ») – une contribution prévue explicitement à l'article L. 342-11 du code de l'énergie que le TURPE a vocation à couvrir en vertu de l'article L. 341-2 du même code - et participation aux dépenses d'enfouissement (« article 8 »). En l'état, le mode de couverture tarifaire (inclusion à la base d'actifs régulés) a pour effet mécanique de réduire les capacités à investir d'Enedis.

La consultation ne développe pas la contribution d'Enedis au CAS FACE, fondue dans le poste « impôts et taxes ». Il conviendrait pour les mêmes motifs de rendre la contribution FACE éligible au CRCP dans la mesure où comme les autres contributions mentionnées ci-dessus elle a vocation à financer des travaux réalisés par les AODE en application de la répartition de la maîtrise d'ouvrage définie par le contrat. Rien ne justifie en effet de décorrélérer le montant de cette contribution du besoin d'investissements sur les réseaux, ni de mettre en œuvre un dispositif de financement des réseaux distinct selon que les investissements à réaliser soient situés en zone rurale ou en zone urbaine.

En synthèse, la FNCCR souhaite souligner que le TURPE doit rester parfaitement neutre à l'égard de la répartition de la maîtrise d'ouvrage convenue entre les AODE et leur concessionnaire. Les décisions tarifaires ne doivent pas avoir d'incidence sur le périmètre de la compétence de maîtrise d'ouvrage des AODE qui est consacrée par la loi (art. L. 322-6 du code de l'énergie) et relève du principe constitutionnel de libre gestion des collectivités territoriales.

Il convient également d'éviter que cette contribution ne place Enedis en risque, mais aussi pour prévenir toute sur-couverture : de l'audit des charges d'exploitation accompagnant la consultation publique (page 152), la FNCCR comprend qu'Enedis aurait bénéficié d'une sur-couverture de sa contribution FACE de 110 M€ au cours de la période TURPE 6.

S'agissant des mécanismes d'incitation en général, la FNCCR ne partage pas la position de la CRE s'agissant du traitement des pertes électriques, développé ci-dessous (question 11).

Les autres évolutions suggérées par la CRE recueillent globalement l'adhésion de la FNCCR : inclusion au CRCP de l'effet prix du tarif agent, des recettes perçues d'EDF-SEI qui rejaillissent sur la contribution d'Enedis au FPE, des charges et travaux annexes afférentes aux raccordements d'IRVE en résidentiel collectif, des coûts d'ouvrage HTA propriété de RTE, des coûts de réservation et d'activation des flexibilités à l'exclusion des coûts de recours auxdites flexibilités qui relèvent de l'activité normale d'Enedis, des recettes tirées de l'activité concurrentielle.

Question 11 (p49) Êtes-vous favorable aux évolutions envisagées par la CRE concernant la régulation incitative des pertes pour la période TURPE 7 ?

Les pertes sont estimées par la CRE à 1,9 Md €/an de 2025 à 2028, soit plus de 10% du TURPE.

La régulation incitative des pertes revêt deux volets :

- Un objectif de volume annuel, combinant pertes techniques et pertes non techniques : 6,28% à 5,98% des injections, à comparer aux 6,88% constatés en 2023, qui constituent la demande d'Enedis pour la période TURPE 7 (2025-2028).
- Un objectif de prix d'achat en cohérence avec le marché de gros de l'électricité sur la base d'une « stratégie de couverture progressive ».

De là découle une trajectoire de coût annuel incluse au TURPE. 80% de l'écart éventuel à cette trajectoire sont versés au CRCP, c'est-dire neutres pour Enedis. Les 20% restants sont conservés (gain) ou supportés (pertes) par Enedis dans la limite d'un plafond que la CRE propose de relever à de 40/+40 M€/an à -52/+52 M€/an.

Incitation volume

La CRE considère qu'Enedis devra respecter dès 2025 l'objectif de réduction des pertes non techniques de 3 TWh grâce à Linky. Déjà reporté de 2021 à 2024, cet objectif ne serait atteint qu'à hauteur de 0,5 TWh aujourd'hui. La CRE y superpose environ -1,5 TWh de réduction progressive de la fraude qui s'est amplifiée ces dernières années.

La FNCCR est en phase avec la vision de la CRE de réduction des pertes non techniques.

S'agissant des pertes techniques, la présentation de la CRE sous-entend une stabilisation en volume des pertes techniques qui peut interroger. La CRE souligne elle-même que « les choix d'investissement et de topologie du réseau » sont susceptibles d'influer sur le niveau des pertes (p. 42/180). Dans ces conditions, il est regrettable selon la FNCCR qu'une incitation spécifique à ce titre ne soit pas instituée. La Fédération souligne à nouveau sur ce point que la maîtrise de ces pertes techniques dépend directement de la réalisation des travaux de modernisation sur les réseaux.

Incitation prix

Le sujet du prix des pertes a donné lieu à des échanges entre la FNCCR et la CRE.

Premièrement, la Fédération a fait valoir que la trajectoire de coût unitaire d'achat d'Enedis ne paraît pas cohérente avec celle des prix de marché.

Le coût se tend dès avant le pic de la crise, en 2021, laissant entendre une exposition forte à des achats à court terme. Il s'envole logiquement en 2022, mais poursuit sa course, de manière moins logique en 2023 alors que les prix de marché refluent nettement. En 2024, en considérant les chiffres cités page 135/180 de la consultation, le coût restera très élevé, plus de 2 fois supérieur à la cible. On constate ainsi une surpondération des achats à court terme lorsque les prix se tendent, surpondération des achats à terme en période de prix élevés ne permettant pas de profiter des baisses ultérieures (cf. 2023-2024).

Coût d'achat des pertes d'Enedis

	2020	2021	2022	2023	2024 est.
Enedis					
Trajectoire TURPE 6		1 202 M€	1 181 M€	1 165 M€	1 159 M€
Volume de pertes	23,3 TWh	25,0 TWh	23,5 TWh	23,1 TWh	23,1 TWh
Coût effectif des pertes	1 116 M€	1 495 M€	2 220 M€	3 755 M€	2 471 M€
Coût unitaire	48 €/MWh	60 €/MWh	94 €/MWh	163 €/MWh	107 €/MWh

Deuxièmement, RTE, certes avec une courbe de charge différente, affiche des prix moyens très inférieurs à ceux d'Enedis, en phase avec une stratégie de couverture à terme : pic en 2023, reflux ensuite.

Coût d'achat des pertes de RTE

	2020	2021	2022	2023	2024 est.
RTE					
Trajectoire TURPE 6		544 M€	518 M€	517 M€	530 M€
Volume de pertes	11,1 TWh	10,7 TWh	11,2 TWh	10,2 TWh	10,2 TWh
Coût global RTE	500 M€	550 M€	464 M€	1 219 M€	530 M€
Coût unitaire RTE	47 €/MWh	49 €/MWh	46 €/MWh	120 €/MWh	52 €/MWh

La FNCCR regrette de ne pas disposer davantage d'éléments concernant les évolutions enregistrées au cours de la période TURPE 6, étant entendu que celles-ci sont, pour l'essentiel, répercutées sur les utilisateurs et expliquent l'ampleur exceptionnelle du CRCP prévisionnel au 1/1/2025 (3,6 Milliards d'euros restant à recouvrer par Enedis) et en particulier s'agissant des prix unitaires de référence que la CRE assigne à Enedis.

En synthèse, la FNCCR ne souscrit pas aux évolutions envisagées par la CRE en matière de régulation incitative des pertes, jugeant celles-ci insuffisantes :

- Elle estime qu'une incitation à la réduction des volumes de pertes techniques devrait être préservée,
- Elle s'interroge sur l'incitation à la maîtrise du prix, a fortiori dès lors que, à partir de 2026, l'accès à l'ARENH n'aura plus cours,
- Elle considère insuffisante la puissance de l'incitation à l'optimisation d'un poste qui pèse désormais plus de 10% du TURPE : tant le taux de 20% d'intéressement Enedis que (surtout) le plafond de bonus / malus de -/+52 M€, équivalent à moins de 3% de la charge prévisionnelle.

c. La régulation incitative des investissements (cf. p.49, questions 12 et 13)

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

La FNCCR réitère la position émise dans le cadre de la consultation publique TURPE 6.

La Fédération comprend que les cibles de coûts unitaires d'investissement demeurent confidentielles. Néanmoins, compte tenu de leur expérience en la matière les autorités concédantes, et a minima leurs associations représentatives, pourraient être consultées. Les écarts relatifs affichés par la CRE entre les coûts unitaires cibles et effectifs (pages 50 et 51 de la consultation), substantiels quasi-systématiquement orientés dans le même sens, pourraient ne pas refléter simplement une sous-performance d'Enedis, mais aussi un problème de méthodologie.

L'extension de la régulation incitative de coûts unitaires aux postes sources et aux postes HTA-BT paraît encore plus sujette à des biais ou à des imprécisions compte tenu de l'hétérogénéité de ce type d'équipements. La FNCCR n'y est donc pas favorable.

De même, la FNCCR ne comprend pas que la CRE n'accède pas à la demande d'Enedis de se référer à des coûts unitaires 2022-2023 plutôt que 2017-2019. Au vu de l'expérience de ses adhérents maîtres d'ouvrage de travaux sur le réseau, il n'apparaît pas que les prix aient sensiblement baissé après l'épisode d'inflation et, à tout le moins, pas au point de revenir au niveau de 2017-2019.

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

La FNCCR observe que la moitié des investissements « hors réseaux » consistent en des projets SI, liés notamment à la cybersécurité, à la publication de données, à la digitalisation du réseau, au stockage de données, à la flexibilité. Ses adhérents eux-mêmes, dans le cadre de leur activité de suivi et de contrôle de l'action locale du concessionnaire sont souvent demandeurs de compléments dans ces domaines.

Elle partage donc la position d'Enedis selon laquelle la plupart des dépenses de développement SI devraient être exclues de la trajectoire forfaitaire hors réseau, et pas seulement les dépenses liées à la cybersécurité comme l'envisage la CRE. Les impacts à venir du projet de loi sur la résilience des infrastructures d'importance vitale sont notamment à prendre en compte.

d. La régulation incitative des raccordements (cf. p.55, questions 14 à 29)

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 ?

La FNCCR est favorable au retrait des producteurs BT < 36 kVA de l'indicateur incité.

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 ?

La FNCCR est favorable aux objectifs proposés pour le respect de l'envoi des propositions de raccordement pour les différents niveaux de tension.

Pour les segments BT > 36 kVA, collectifs en BT et HTA, la FNCCR note la dégradation constatée sur le TURPE 6 et entend l'enjeu lié au volume évoqué par Enedis. Quoi qu'il en soit la FNCCR ne souhaite pas voir cet objectif réduit en deçà de 91 %.

A noter néanmoins que les demandes de raccordement à ces niveaux de tension sont sans doute les celles qui pourraient faire l'objet d'une offre alternative. Suivant les critères techniques (voir question 41 de la présente consultation) qui rendraient la proposition alternative obligatoire, il serait bon d'isoler ces propositions spécifiques du cadre incitatif, pour procéder à un suivi et apprécier les conditions dans lesquelles Enedis sera en mesure de les traiter et comment elles seront accueillies par les pétitionnaires.

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 ?

La FNCCR est favorable à cette proposition de la CRE.

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 ?

La FNCCR est favorable à cette proposition.

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 ?

La FNCCR est favorable à cette proposition sous réserve de la mise en place d'un système automatique de versement d'indemnités au-delà d'un nombre de jours de retard à déterminer.

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 ?

La FNCCR est favorable à la trajectoire proposée par la CRE.

Sur les raccordements producteurs, la FNCCR soutient la proposition d'Enedis de distinguer les raccordements producteurs BT > 36 kVA et HTA dans le suivi.

La FNCCR souligne néanmoins la dégradation constatée pour cette catégorie durant le TURPE 6 et soutient la proposition de la CRE de garder un objectif ambitieux. Elle déplore à cet égard que le niveau proposé reste très modeste en regard des objectifs TURPE6.

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) ?

La FNCCR y est favorable car parfois le délai dépasse cinq mois.

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

Non, notamment dans un souci de simplification. Des indemnités doivent en revanche être prévues par la réglementation en cas de dépassement de délai.

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 ?

La FNCCR y est favorable.

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 ?

Oui pour la phase construction (après la phase de concertation). Cependant, il conviendrait également d'améliorer le contexte normatif pour les GRD en matière de création de postes sources. On pourrait à cet égard promouvoir l'abrogation de la circulaire Fontaine, qui fait peser sur les gestionnaires de réseau des contraintes de concertations impactant très fortement les délais de construction.

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

La FNCCR s'interroge sur cette proposition dans la mesure où la publication d'un bilan annuel des raccordements constitue déjà une obligation réglementaire prévue à l'article 3 de l'arrêté du 28 août 2007 fixant les principes de calcul de la contribution due au titre des raccordements. Il ne saurait donc par principe être prévu d'incitation financière sur la publication de ce rapport.

Pour rappel, l'arrêté prévoit que doivent figurer dans ce bilan :

1. la description technique synthétique des raccordements effectués au cours de l'année précédente. Cette description présente par catégorie de puissance, le nombre, la nature et la longueur moyenne des raccordements par domaine de tension et par zone d'aire urbaine au sens de l'Institut national de la statistique et des études économiques ;
2. les éléments permettant de vérifier la bonne adéquation entre les prix facturés des raccordements, résultant de la mise en œuvre des barèmes, et les coûts exposés.

Ces éléments doivent donc à minima figurer dans le rapport.

Sur les données à ajouter dans le rapport :

- Un focus pourrait être fait sur les procédures et modalités explicites des raccordements des actifs de flexibilités telles par exemple les batteries sur les réseaux HTA et BT.
- Un focus sur les raccordements IRVE en collectif pourrait également être inséré.

La FNCCR note en effet que les deux approches des raccordements IRVE en collectif ont des impacts très différentes sur le TURPE et sur les besoins de renforcement des réseaux. Elles peuvent aussi avoir des impacts très différents en fonction des territoires urbains ou ruraux.

En effet, dans le cas d'une réalisation par le GRD, la réfaction est plus importante et le GRD se doit d'assurer la puissance souscrite pour chaque point de livraison induisant de fait un dimensionnement en conséquence (malgré le foisonnement).

Dans le cas d'un opérateur tiers, l'obligation du GRD ne concerne que le point de livraison à l'interface avec l'opérateur et, le dit opérateur peut proposer un cadre contractuel différent (un partage du risque différent, des heures spécifiques, une solution de pilotage intégrée ...) à ces usagers qui permettrait de réduire la puissance souscrite, si tant est que le GRD lui propose des raccordements alternatifs lors de la demande et/ou qu'il soit incité à le faire d'une manière ou d'une autre.

Dans le cas de l'intervention d'un tiers opérateur, si la préoccupation vis-à-vis des impacts réseaux était partagée, on viendrait réduire la mobilisation du TURPE lors de l'investissement (moindre réfaction) et réduire la puissance installée (solution de pilotage intégrée), et donc maîtriser les impacts de l'électrification des usages sur le réseau.

La FNCCR a des propositions d'organisation à partager avec la CRE pour s'assurer que les opérateurs qui interviennent partagent les intérêts du réseau et mènent à bien ces missions pour l'ensemble des territoires.

e. La régulation incitative de la qualité de service (cf. p.71, questions 25 à 34)

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

LA FNCCR est favorable aux propositions de la CRE. Néanmoins, la FNCCR souhaite rappeler que la régulation nationale opérée dans le cadre du TURPE s'articule nécessairement avec la régulation locale qu'assurent les AODE dans l'exercice de leur pouvoir de contrôle des concessions. Ces contrats fixent ainsi une série d'indicateurs sur la base desquels la qualité du service public de la distribution est évaluée dans les territoires et permet ainsi de procéder à des correctifs pour garantir le bon fonctionnement de ce service.

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 ?

La communication des compteurs Linky passe par des concentrateurs qui communiquent actuellement par les voies hertziennes soumis aux aléas des opérateurs de téléphonie ou de la maintenance de ces concentrateurs.

Pour les opérateurs de téléphonie, il pourrait être proposé que ces concentrateurs puissent être évolutifs et ainsi se raccorder directement au FTTH plus performant dans certaines régions.

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 » ?

Oui. En revanche la FNCCR insiste pour bien maintenir le périmètre existant de comptage des coupures longues.

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

LA FNCCR est favorable à l'automatisation du versement des indemnités mais souhaite que la complexité des extensions soit prise en compte dans l'extension du périmètre d'application.

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 ?

Oui, d'autant plus que les courbes de charge sont des données essentielles d'une part à la conduite du réseau mais aussi aux fournisseurs et autres parties prenantes pour le déploiement des nouveaux services.

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) ?

Oui.

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 ?

Comme évoqué en introduction, améliorer la maîtrise des pertes réseaux reste une priorité du point de vue de la FNCCR. La volatilité des prix marché et la pénétration croissante des productions décentralisées induit un fort besoin d'évolution des stratégies d'achat, et Enedis, qui figure parmi les 1ers consommateurs de France, est soumis aux mêmes aléas avec une forte répercussion sur les usagers.

La FNCCR est donc favorable à l'adaptation de l'indicateur conformément aux évolutions des règles MA-RE, au maintien de l'objectif de 98% et au principe d'incitation 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 ?

L'objectif mensuel proposé à 1.2 % paraît tout à fait cohérent ainsi que la mise en place d'une incitation asymétrique avec un malus si dégradation de ce niveau.

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 FNCCR est favorable à une incitation financière sur les écarts au périmètre des pertes. Sur le niveau d'objectif, il est difficile de se prononcer sur la base des éléments mis à disposition dans le cadre de la consultation.

Sur le niveau d'incitation, une incitation asymétrique (bonus < malus) paraîtrait pertinente pour afficher également un effort du GRD sur le niveau de revenu autorisé et son impact sur le tarif répercuté aux usagers.

Dans tous les cas, les pertes techniques et non techniques doivent être suivies tant en volumes qu'en estimations financières.

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 ?

La FNCCR est favorable à la suppression de tout indicateur redondant. Néanmoins les éléments à disposition ne permettent pas de nous assurer que l'énergie non affectée aux pertes non techniques resterait suivie tant en volume de MWh qu'en coût financier.

f. La régulation incitative de la continuité d'alimentation (cf. p.88 question 35)

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 ?

La FNCCR est favorable aux objectifs de la CRE dès lors que l'amélioration de la qualité de fourniture sur le réseau en est améliorée.

Toutefois et afin de conforter ces indicateurs, il est nécessaire d'une part d'amplifier la suppression des CPI HTA et BT et d'inciter la construction des nouvelles lignes HTA en souterrain.

LA FNCCR souhaiterait également engager un échange avec la CRE pour définir un indicateur de suivi non incité, venant traduire la disparité territoriale du critère B.

g. Le développement des flexibilités au service du réseau (cf. p.96, questions 36 à 42)

La décentralisation de la production variables et le besoin croissant de flexibilité dans la gestion du système entraînent une transformation profonde des réseaux. Les nouveaux besoins de flexibilité des réseaux seront nécessairement locaux et territorialisés : une congestion sur les réseaux en Bretagne ne pourra pas être résolue par de la flexibilité à Marseille.

L'usage des flexibilités induit des modifications dans les pratiques de dimensionnement des ouvrages, la priorisation des investissements et, in fine, l'exploitation du réseau. Si l'exploitation relève exclusivement de la responsabilité du GRD, une meilleure coordination entre les AODE et leur concessionnaire est indispensable pour gérer les reports d'investissements et les priorisations locales. Et ainsi que cela a déjà été souligné, le développement de services de flexibilité relève désormais expressément de la mission d'AODE en vertu de l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales. Elles disposent en effet de moyens d'action complémentaires à ceux du GRD pour faciliter l'émergence de flexibilité, à condition d'être réellement associées au processus.

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

La FNCCR partage l'analyse préliminaire de la CRE sur les axes prioritaires. Néanmoins, il est nécessaire de rappeler que le fait générateur du déploiement d'un actif de flexibilité ne sera que très rarement le réseau, qui viendra plutôt comme source de revenu secondaire pour ledit actif. Cet élément est une des conclusions majeures de RTE et Enedis dans leurs diverses publications sur la flexibilité. La mise à disposition des courbes de consommation résiduelle et brute (et la courbe brute de production) à la maille poste source, avec la construction d'indicateurs locaux ad hoc (nombre d'heure en autoproduction 100%, en surplus, ...), reste donc une information indispensable pour faciliter l'émergence d'un écosystème d'acteurs à même de comprendre les besoins des réseaux et, donc, dans un second temps, en capacité de proposer progressivement et collectivement (un actif seul ne pourra que rarement répondre au besoin réseau) du risque auprès du GRD pour éviter ou retarder des investissements ou accélérer le raccordement de nouveaux actifs de production/consommation.

Les AODE sont les mieux à même de pouvoir initier ou encourager des politiques publiques locales, une fois que les besoins de volume de flexibilité présents ou futurs seront identifiés sur la base de la réalité des flux locaux sur les réseaux (maille poste source/départ HTA) communiquée par Enedis. Le développement des réseaux ne saurait être décorrélé du sujet de l'aménagement du territoire relevant des collectivités territoriales. Il revient à l'AODE d'opérer ce lien entre la programmation des investissements sur les réseaux et les politiques mises en œuvre par les acteurs locaux.

C'est les motifs pour lesquels les AODE doivent être impérativement associées à la définition des solutions techniques de flexibilité.

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 principe d'incitation financière du GRD pour mieux intégrer la flexibilité, telle que ressortie des ateliers, est intéressante. Néanmoins, la FNCCR souhaite nuancer d'emblée ce propos pour rappeler que la flexibilité fait aujourd'hui partie intégrante de la bonne gestion du service public confié au GRD pour maîtriser les investissements et le tarif.

Ainsi, si la FNCCR est favorable à l'orientation de la CRE visant à répartir la valeur économique générée par la flexibilité entre Enedis et les utilisateurs, elle s'interroge sur le niveau alloué à Enedis (20%) et souhaite qu'en tout état de cause, une partie de ces gains puisse également venir financer les actions mises en place dans les territoires par les AODE pour promouvoir la flexibilité de leurs réseaux.

Il conviendra dans tous les cas de s'assurer que les revenus générés par la flexibilité puissent profiter pleinement aux réseaux. L'utilisation de ces revenus pourrait ainsi être discutée dans le cadre d'échange avec l'ensemble des territoires concernés.

Enfin, dans un souci de transparence vis-à-vis des autorités concédantes propriétaire des réseaux et dans la perspective du renforcement d'actions territorialisées conjointes entre Enedis et les AODE, la FNCCR souhaite que le détail de la méthode Critflex sur des cas d'usage concret puisse faire l'objet d'un dialogue spécifique sur chaque p territoire concerné des AODE.

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

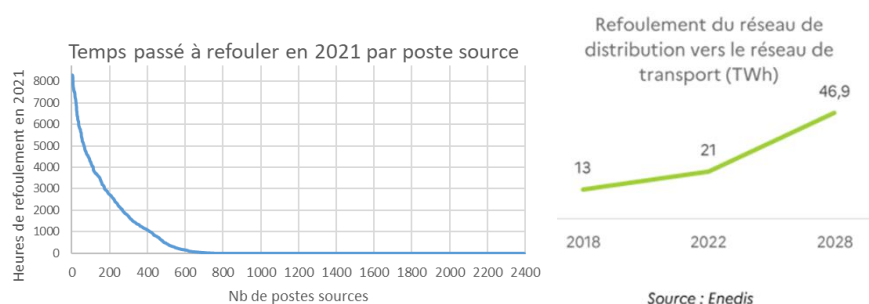
La FNCCR est favorable à la modalité d'incitation proposée par la CRE pour le déploiement de REFLEX.

La FNCCR souhaite que soit publiée une cartographie des postes sources concernés avec les dates de mises en service prévues. Cette cartographie pourrait être mise à jour une fois par an. Afin de faciliter l'accès de l'information aux usagers, cette information pourrait également être disponible sous l'outil caparéseau ou sous la nouvelle cartographie annoncée par RTE pour informer des plannings de mise à disposition des ouvrages des S3REnR (slide 22 de l'atelier CRE sur l'accélération des raccordement).

Au-delà de la cartographie, la FNCCR demande également la transparence des critères de sélection (e.g. page web dédiée en métadonnées de la cartographie) pour permettre d'une part aux acteurs de comprendre les choix effectués et d'autre part à Enedis de modifier sa liste si celle-ci devait évoluer en regard des files d'attente des raccordements.

La FNCCR demande enfin une accélération progressive du déploiement de REFLEX sur le temps du TURPE7, par exemple une cible à au moins 110 à 120 postes au total fin 2027 (en lieu et place des 100 proposé dans la consultation). En effet, selon Enedis, 400 postes sources refoulaient déjà plus de 1000 h par an en 2021, et Enedis prévoit plus qu'un doublement de l'énergie refoulée entre 2022 et 2028. Au rythme proposé, on aurait traité uniquement 400 postes en 10 ans, à savoir d'ici le mi TURPE 9 si la période tarifaire reste sur un pas de 4 ans. Ces objectifs paraissent peu compatibles avec les projections d'augmentation des énergies renouvelables.

Par ailleurs, toutes les solutions qui permettent d'intégrer plus d'EnR sans nouveau poste source restent bien moins coûteuses que la construction d'un poste. L'accélération du déploiement de REFLEX paraît donc un effort très modeste en regard du nombre de nouveau poste source prévu durant le TURPE7.



Sources Enedis (atelier CRE et présentation du plan de développement des réseaux)

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

La FNCCR est favorable à cette orientation et la trouve pertinente pour le GRD. Néanmoins la FNCCR souligne également qu'il est fondamental d'échanger dès maintenant sur cette proposition, bien avant l'échéance proposée, entre les collectivités autorités organisatrices de la distribution et leur représentation nationale, le GRD et la CRE. En effet, d'autres acteurs abordent d'ores et déjà le sujet sous un prisme différent sans forcément se préoccuper des enjeux réseaux et il serait nécessaire que le GRD ait tenu compte de la vision complémentaire des AODE sur ce type d'outil.

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

La FNCCR est favorable à la création d'indicateur de suivi de la méthodologie CritFlex. La FNCCR ajoute par ailleurs la nécessité d'organisation annuelle de REX entre la CRE, Enedis, la FNCCR et ses adhérents sur plusieurs cas d'usage éprouvé par CritFlex.

Les AODE ont par leurs activités une connaissance métier, un pouvoir de contrôle et une connaissance des enjeux patrimoniaux liés aux concessions électriques qui permettraient de compléter utilement le regard critique de la CRE sur les REX d'Enedis.

Par ailleurs cela permettrait également aux AODE d'orienter les cas d'usage à déployer dans les zones rurales le plus souvent sous leur maîtrise d'ouvrage.

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 ?

A titre liminaire, la FNCCR souhaite relever que la définition de l'offre de raccordement de référence, qui figure dans un arrêté du 28 août 2007, devrait être modifiée pour tenir compte de la réforme des raccordements opérée par la loi APER. Cette évolution devrait être l'occasion de s'interroger sur l'opportunité d'introduire de la flexibilité dans l'offre de raccordement de référence elle-même compte tenu des enjeux actuels que la réglementation de 2007 ne pouvait prendre en compte.

En tout état de cause, les critères techniques de nature à justifier une offre de raccordement flexible pourraient être les suivants, la FNCCR demeurant disponible pour échanger sur leur priorisation :

Pour la partie BT

- Création d'un nouveau poste HTA/BT alors qu'il y en a déjà un à proximité mais que la puissance disponible du palier technique est dépassée
- Mutation de transformateur ou de poste
- Création d'un nouveau départ sur le poste HTA/BT
- Nécessité d'un renforcement HTA en amont du poste HTA/BT
- Dépassement d'un palier technique matériel induisant un besoin de renforcement
- Renforcement du raccordement pour une installation de consommation existante. Exemple : bâtiment tertiaire avec une Pracc à 100 kVA qui verrait l'arrivée de plusieurs bornes de recharge pour VE et/ou une production qui obligerait à avoir une Puissance de raccordement plus importante.
- Attente de travaux prévus (sous 2 ans) dans les programmes délibérés du GRD ou de l'AODE

Pour la partie HTA

- Passage d'un poste en antenne à un poste en coupure d'artère
- Création d'un bouclage HTA
- Création d'un nouveau départ du poste source
- Extension HTA de plus de 1 km faute de capacité sur un câble HTA plus proche ?
- Attente de travaux de renforcement inclus au S3REnR et/ou d'un nouveau poste source
- Analyse avec un palier de puissance inférieure.

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 ?

Oui. L'interdépendance entre le réseau de transport et le réseau de distribution devient fondamentale à mesure que des poches du réseau de distribution se trouvent tout autant « productrices » que « consommatrices », à l'inverse du schéma centralisé de conception de la structure du réseau.

La FNCCR rappelle néanmoins que toutes les actions d'Enedis s'inscrivent dans le cadre des contrats de concession et qu'il y aura nécessité d'associer l'AODE à ces travaux.

h. la régulation incitative de la R&D et de l'innovation (cf. p.105, questions 43 et 44)

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

La FNCCR est favorable aux orientations de la CRE concernant la régulation incitative de la R&D. Néanmoins dans la mesure où les dépenses consenties sont financées par les usagers, la FNCCR demande néanmoins que la transparence du programme de R&D et des rapports bisannuels soit garantie.

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

Oui

i. La régulation incitative des projets prioritaires (cf. p.106, question 45)

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 FNCCR partage l'utilité d'une régulation incitative sur des projets jugés prioritaires. Sur la nature des projets prioritaires, la FNCCR indique que la mise à disposition des courbes de charge maille poste source doit être une priorité pour faciliter l'émergence d'un écosystème sur les flexibilités locales, qui sont celles dont le système a besoin aujourd'hui.

Sur l'analyse coût/bénéfice du pilotage de la production BT et le DERMS, la FNCCR réitère sa demande d'associer pleinement les représentants des AODE. Le GRD ne pourra pas centraliser le pilotage des flexibilités dans la mesure où celles-ci seront activées par d'autres acteurs. L'association des AODE, en leur qualité de tiers de confiance, est donc indispensable à très court terme pour préserver l'intérêt général et le service public de la distribution.

j. L'évolution des plafonds des régulations incitatives (cf. p. 108, question 46)

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 ?

Sur la régulation des coûts unitaires d'investissement, en réponse à la question 12 ci-dessus, la FNCCR a exposé, d'une part, son incapacité à juger de la démarche faute de connaissance desdits coûts unitaires, d'autre part son scepticisme quant à la non-prise en compte de demandes d'Enedis qui lui paraissent justifiées.

Elle émet donc un avis donc défavorable au relèvement de +/-30 à +/-46 M€ du plafond de bonus / malus annuel.

La FNCCR prend acte de la revalorisation des autres (principaux) plafonds de bonus / malus à due concurrence de l'évolution prévisionnelle du revenu autorisé à Enedis (+30%) et du relèvement spécifique de 50% des plafonds relatifs aux délais de raccordement.

Ces évolutions vont dans le bon sens mais restent modestes eu égard à ce qui serait nécessaire pour orienter valablement la politique d'investissements de modernisation et de renouvellement du réseau et celle d'accélération des raccordements et à l'échelle de la marge sur actif (prime de risque) de 1,5 Md € à 2 Milliards d'euros par an.

La relative modicité des plafonds rend peu efficaces les dispositifs d'incitation.

Enfin, la FNCCR s'interroge sur l'attribution quasi-systématique de bonus en cas de surperformance. Ils viennent réduire le ratio risque net / marge sur actif déjà ténue. Pour la FNCCR, il appartient à Enedis de gérer au mieux le réseau. Il n'est pas logique que les utilisateurs supportent l'atteinte d'une qualité supérieure à celle ciblée par le régulateur.

k. Le cas des clients non équipés d'un compteur évolué (cf. p. 109, questions 47 à 50)

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 ?

Nous sommes favorables à cette orientation dans la mesure où elle exempte les clients non équipés du fait d'impossibilité technique et d'adaptations locales pour les GRD ELD compte-tenu des délais de déploiement différenciés qu'ils connaissent.

On pourrait cependant envisager une composante unique forfaitaire pour l'ensemble des clients ne disposant pas de compteurs LINKY, qui exempterait les clients non équipés du fait d'impossibilités techniques.

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

Les volumes de relèves à pied (10%) proposés par la CRE sont cohérents avec la demande d'Enedis et nous semblent justifiés.

Pour ce qui concerne le volume des contrôles envisagés par la CRE, il nous semble plus cohérent que celui envisagé par Enedis.

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 ?

Nous y sommes favorables sous réserve que la transmission par un client d'un index auto-relevé (ou un relevé sur site demandé par le client) suspende la facturation du frais dès la facture suivante (et pour les 12 mois suivants en l'absence de nouvel index réel), ainsi que le propose Enedis.

A inclure dans une éventuelle composante unique forfaitaire.

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

Nous considérons qu'il devrait être fait droit aux demandes des ELD de disposer d'un délai supplémentaire si elles l'estiment nécessaire, afin de renforcer la communication auprès des consommateurs concernés et s'assurer qu'ils aient eu l'opportunité de faire remplacer leur compteur et d'éviter la facturation. Cependant, la mise en place d'une facturation résiduelle qu'après l'atteinte d'un taux de déploiement de 90 % des compteurs évolués sur le périmètre de desserte de l'ELD, et dans un délai maximal d'un an, peut répondre opportunément à cette demande.

Nous estimons ensuite que la demande des ELD d'une facturation unique à l'ensemble des consommateurs équipés de compteurs historiques (sauf impossibilité technique) sans distinction liée à la connaissance des index réels des consommateurs, est justifiée, notamment pour des raisons de développement SI.

1. Demande tarifaire, charges nettes d'exploitation et taux de rémunération (questions 51 à 59)

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 ?

Les charges nettes d'exploitation hors système électrique (RTE, pertes) couvertes par le TURPE avoisinent 5 Milliards d'euros. Le terme « nettes » renvoie à la soustraction des recettes extratarifaires (contributions aux raccordements, prestations) ainsi que de la production immobilisée.

Ces charges nettes agrègent des postes éligibles et non éligibles au CRCP.

La FNCCR considère que le sujet des charges d'exploitation doit être traité avec finesse tant celles-ci conditionnent la bonne marche des missions d'Enedis.

Elle s'inquiète de quelques formulations dans le dossier de consultation faisant naître un doute sur la précision des charges à couvrir : « L'auditeur considère qu'Enedis n'a pas démontré qu'il n'y avait pas

de double comptage entre les dépenses supplémentaires demandées dans les achats (...) et les charges de personnel associées aux nouveaux recrutements » (page 118) ou encore « L'auditeur indique que les informations transmises par Enedis sur les hypothèses sous-jacentes et la méthodologie de construction ne permettent pas de conclure à un recoupement entre le plan de performance et les ajustements poste à poste qu'il recommande. » (page 123).

La FNCCR est particulièrement attentive à quelques postes de charges parmi lesquels :

- Les dépenses d'élagage : Les évolutions réglementaires vont induire des surcoûts significatifs. La CRE, tirant les enseignements de l'audit des OPEX d'Enedis semble les intégrer (de +33 M€ en 2025 à +83 M€ en 2028 hors effet prix). Néanmoins, les déterminants de ces suppléments, de même que les coûts effectifs actuels ne sont pas connus.
- Les dépenses non immobilisées d'accompagnement de la croissance de l'activité de raccordements : la Fédération considère qu'il est justifié de donner à Enedis les moyens d'assumer l'effort à accomplir en parallèle du renforcement de la régulation incitative.

La FNCCR s'interroge sur la méthode de régulation utilisée consistant à inciter Enedis à des efforts de productivité au-delà d'une trajectoire de charges couvertes qui intègre déjà elle-même ce type d'effort (en l'espèce, via d'une part le plan de performance interne d'Enedis, d'autre part via les éventuelles coupes opérées sur certaines demandes de l'entreprise). Faut-il réellement inciter financièrement Enedis à comprimer à l'extrême ses charges d'exploitation ?

La FNCCR souhaiterait que la CRE examine la possibilité d'appliquer à tout ou partie des charges d'exploitation un mécanisme d'incitation asymétrique, similaire à celui proposé pour les dépenses de R&D :

- fixation d'une trajectoire jugée pertinente,
- tout dépassement de la trajectoire serait assumé par Enedis (comme aujourd'hui),
- une éventuelle sous-réalisation de la trajectoire immédiatement (et non plus en TURPE N+1) restituée aux utilisateurs.

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

La FNCCR a exposé en réponse à la question 11 sa position sur le coût d'achat des pertes.

Le reversement du TURPE HTB à RTE est logiquement une charge éligible au CRCP. Il n'appelle pas de remarque dans le cadre de la présente consultation.

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 ?

Les paramètres de la rémunération d'Enedis consistent dans :

- un taux de couverture des intérêts des dettes financières (hors marge pour risque gérée via la marge sur actif ci-dessous) ; la CRE propose entre 1,9% et 2,3%,
- un taux de rémunération des fonds réellement investis par Enedis, nets des apports des concédants sous toutes leurs formes (remises gratuites, provisions pour renouvellement, ...), dits «

capitaux propres régulés », avant prime de risque ; la CRE propose entre 2,6% et 3,1% avant impôt (1,9% à 2,3% après impôt),

- une marge sur actif, appliquée annuellement à la valeur nette comptable des immobilisations en service (hors Linky), calibrée en fonction du risque couru par Enedis ; la CRE propose entre 2,2% et 2,5% avant impôt ; c'est d'elle que provient la majeure part du résultat avant impôt d'Enedis ; selon les projections de base d'actifs régulés d'Enedis et en réintégrant la part Linky, elle approchera 2 milliards d'euros par an entre 2025 et 2028, plus de 10% du TURPE.

Les fourchettes proposées par la CRE émanent directement de l'étude commandée au cabinet Compass Lexicon, dont la FNCCR apprécie qu'elle ait été partagée.

La FNCCR, comme elle l'a indiqué précédemment, n'est pas favorable au changement de méthode de fixation du « taux sans risque ». Elle souhaite la conservation de la méthode appliquée depuis 2014 (TURPE 4), de laquelle découlerait un taux de couverture des intérêts de dette (avant marge) de 1,3% et un taux de rémunération des capitaux propres régulés de 1,8%.

A défaut, elle serait favorable aux bas de fourchettes proposés, soit 1,9% et 2,6%.

La FNCCR regrette que les informations fournies dans le cadre de la consultation ne permettent pas de calculer la sensibilité de la rémunération d'Enedis à ces variations de taux.

La marge sur actif de 2,2% à 2,5%, alias la prime de risque, Linky réintégré, avoisinera 2 Milliards d'euros par an. Cette fourchette découle d'une analyse comparative effectuée par le cabinet Compass Lexicon. Toutefois, démonstration n'est pas faite que les gestionnaires de réseau pris comme référence soient soumis par leur régulateur à un degré de risque équivalent à celui d'Enedis. Or tout autant que le secteur d'activité, c'est là un critère essentiel.

En tout état de cause, il ne semble pas qu'Enedis soit exposé à des risques de cette hauteur. Le cumul des plafonds de malus de régulation incitative n'atteint pas 400 M€. Quant aux autres risques, notamment celui relatif aux charges d'exploitation, hors système électrique et non éligibles au CRCP, ils paraissent insusceptibles d'engendrer une dérive de 1,5 milliard d'euros sur une seule année.

La FNCCR souhaite donc que la CRE :

- retienne au plus le bas de la fourchette de marge sur actif proposée, à savoir 2,2%, laquelle procurera déjà une rémunération substantielle à Enedis ;
- adosse la mise en risque d'Enedis à cette marge pour risque en renforçant l'intensité de la régulation incitative ; ce renforcement pourrait passer par un relèvement des plafonds de malus ainsi que par une reconsidération des bonus.

Le renforcement de la régulation incitative, notamment en matière de pertes et de continuité d'alimentation, permettrait la réalisation effective des investissements délibérés et serait de nature à infléchir la contrainte financière liée aux relations avec la maison-mère (taux de dividende dérogatoire des usages, plafonnement de l'endettement) que la CRE semble appeler de ses vœux (cf. réponse à la question 1).

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

En préambule, la FNCCR émet deux regrets :

- La trajectoire prévisionnelle d'investissement 2025-2028 présentée page 131 de la consultation publique est très synthétique (4 lignes seulement pour décrire 6,4 Milliards d'euros d'investissements annuels moyens). Par exemple, la globalisation au sein de la ligne « renouvellement, qualité & modernisation » des dépenses résiduelles relatives à Linky aurait mérité de clarifier cette ligne.
- Cette ligne « renouvellement, qualité & modernisation » recoupe par ailleurs les investissements délibérés. Elle est précisément celle qui donne lieu à programmation pluriannuelle dans le cadre des contrats de concession conclus sur la base du modèle 2017, quasi-généralisé à ce jour. Il est regrettable que la CRE n'ait pas pris l'attache préalable des représentants des AODE en amont de la consultation.

Le bilan partiel qu'Enedis dresse de la période TURPE 6, relaté pages 129/130, est instructif en creux. Les explications du dépassement la trajectoire prévisionnelle TURPE 6 sont détaillées rubrique par rubrique. Un poste semble pourtant occulté : « renouvellement, qualité & modernisation ».

Il semblerait que, depuis 2017, hormis en 2021 en raison de l'effet report de travaux de 2020, Enedis soit en dessous de la trajectoire arrêtée par le régulateur, dont la FNCCR comprend qu'elle vise à assurer la qualité du réseau à long terme.

La FNCCR ne dispose pas des éléments lui permettant de porter une appréciation étayée sur la trajectoire prévisionnelle des investissements délibérés (celle des investissements obligés, au premier rang desquels les raccordements, ne saurait susciter d'avis). Elle signalera seulement que :

- La hausse affichée de 12% entre les réalisations de la période 2021-2023 et la prévision 2025-2028 (en euros courants dans les deux cas) ne fait que répliquer l'inflation. Il ne s'agit donc pas d'une hausse réelle.
- Depuis plusieurs années, la FNCCR soutient que le vieillissement et la dégradation du réseau devraient imposer une réévaluation de la ligne « renouvellement, qualité & modernisation » entre 1,5 Md € et 2 Milliards d'euros, désormais au moins 2 Milliards d'euros compte tenu de l'inflation accumulée (cf. réponses aux consultations TURPE 4 et TURPE 5 et plan de relance). Les 1 576 M€ par an moyens programmés pour la période TURPE 7 en sont très loin.

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

Là encore, la FNCCR considère les détails transmis insuffisant pour lui permettre d'émettre un avis étayé.

Sur la régulation incitative de cette trajectoire d'investissement « hors réseaux », elle a fait connaître sa position en réponse à la question 13.

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

Le solde du CRCP devrait atteindre 3,5-3,6 Milliards d'euros au 1/1/2025, essentiellement en raison du renchérissement du coût des pertes.

Comme elle l'a expliqué en réponse à la question 11, la FNCCR s'interroge sur le niveau de ces pertes et sur la régulation qui les accompagne.

La FNCCR, comme la CRE, ne souscrit pas aux demandes de couverture a posteriori via le CRCP de la production immobilisée manquée en 2020 et des impayés définitifs du fournisseur Planète.

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

La FNCCR est favorable à la position de la CRE reposant sur le scénario prudent d'Enedis.

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 ?

La FNCCR est favorable aux profils évitant des ajustements trop brusques. Elle soutient la proposition de coefficient X non nul qui, sur la base du revenu autorisé indicatif calculé par la CRE, aboutirait à une hausse de 5% par an (par opposition à +9,1% suivis de 3 fois + 1,8% par an).

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

La FNCCR souscrit à la proposition de statu quo proposée par la CRE.

2. Structure tarifaire

La partie 5 de la présente consultation publique (cf. p. 143) porte sur les orientations envisagées par la CRE concernant la structure pour la période tarifaire TURPE 7. On distingue plus particulièrement des questions portant sur :

a. Le maintien de la structure tarifaire actuelle (cf. p. 148, question 60)

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

La FNCCR partage l'analyse de la CRE sur les différentes composantes du TURPE facturées aux utilisateurs.

En revanche, la FNCCR note que la répartition des coûts de financement des réseaux en fonction des utilisateurs suivant les niveaux de tension durant la période TURPE7 posera question pour le TURPE8.

En effet, le développement de productions décentralisées devient une donnée d'entrée qui doit être prise en compte. Une part croissante de poche du réseau de distribution se voit exportatrice de sa production locale sur des temps de plus en plus conséquents et le principe d'empilement des coûts actuels qui fait supporter uniquement aux consommateurs BT la somme des coûts de l'ensemble des niveaux de tension méritera d'être réinterrogée.

b. L'optimisation du placement des plages d'heures creuses (cf. p. 150, questions 61 à 63)

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 ?

La FNCCR est favorable aux modalités de mise en œuvre proposées par Enedis et amendées par la CRE, avec les compléments suivants :

- Les contraintes locales des réseaux n'étant pas les mêmes d'un territoire à l'autre, il conviendrait que les GRD gardent la liberté de choisir les plages d'heures creuses les plus adaptées à leurs contraintes respectives et de permettre à Enedis de ventiler les plages d'heures creuses en fonction des contraintes locales.
- Au même titre que Linky, une communication amont des usagers, des AODE et des élus locaux est indispensable pour assurer l'acceptation de cette transformation majeure pour de nombreux consommateurs individuels. À ce titre, au-delà des éléments de communication plus classiques, la mise à disposition des courbes de charges à la maille poste source dans un éco2mix local pourrait constituer un support pédagogique de premier plan pour expliquer les raisons de ces changements, par les agents d'Enedis ou d'autres parties prenantes relais. De la même manière, une cartographie territorialisée des créneaux HC/HP permettrait à l'ensemble des acteurs de mieux comprendre les choix d'Enedis et aux AODE d'en être, pour partie, le relais. Enfin, la FNCCR souhaite que les fournisseurs prennent leur part dans la communication en complément du GRD, soit en réponse à une demande du GRD soit au travers des évolutions du Contrat GRD-Fournisseur.
- Il paraît difficilement concevable que les consommateurs les plus à même de modifier leurs usages et leurs contrats (> 36 kVA et HTA) ne voient pas de modification des plages HC/HP avant 2027, alors que cette transformation des HC/HP est la première mesure structurelle décrite par RTE dans son BP2035. Par ailleurs, les acteurs économiques concernés sont possiblement les premiers à pouvoir déployer de la flexibilité dynamique, mais ils ne le feront vraiment que lorsque le cadre HC/HP sera effectif pour eux. Il est donc impératif de modifier les HC de ces consommateurs au plus tôt dans la période TURPE7.
- Le fait qu'un nombre substantiel d'usagers (15 %) conserve des HC uniquement nocturnes interroge en termes d'équité d'accès à des HC diurnes. Les HC seraient en effet possiblement plus accessibles et compréhensibles pour des évolutions d'usage volontaire des consommateurs. L'évolution des consommations constitue un des enjeux forts du système électrique de demain.

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

La FNCCR est favorable à la différenciation locale des régimes d'heures creuses. Elle réitère sa demande de mise à disposition par Enedis des courbes de charges des postes sources dans un outil de

visualisation qui permettrait aux acteurs de mieux comprendre les équilibres locaux et d'accepter puis d'utiliser au mieux cette nouvelle répartition des HC/HP.

La FNCCR demande néanmoins de définir, ou a minima de fixer, une clause de retour d'expérience pour ce dispositif. Il faudrait en effet pouvoir définir les fréquences de mise à jour à la fois possibles pour Enedis et supportables par les acteurs (consommateurs et fournisseurs) en regard de la dynamique de développement des énergies intermittentes sur le territoire (typiquement l'arrivée d'une grosse centrale solaire). Par ailleurs, cela introduira de fait une disparité entre des acteurs économiques. Cette disparité existe certes déjà pour les consommateurs professionnels < 36 kVA mais cela pourrait devenir un sujet dans la mesure où le prix de l'énergie est aujourd'hui bien plus scruté par l'ensemble des consommateurs.

La FNCCR restera vigilante au respect de l'égalité de traitement et de la transparence dans la mise en oeuvre du nouveau dispositif.

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 ?

La FNCCR est favorable au principe d'un cadre incitatif pour la mise en place des HC par Enedis.

Néanmoins, les **dates de mise en service prévues pour les clients > 36 kVA et HTA au 1er août 2028 paraissent tout à fait inadaptées en regard du caractère urgent et important du déploiement de flexibilité et de la capacité effective de ces usagers à tenir compte de ces signaux tarifaires**. Par ailleurs, les acteurs économiques pourront plus facilement déployer effectivement des dispositifs de flexibilité dynamique complémentaires une fois que le nouveau cadre HC/HP sera effectif pour eux.

Pour la FNCCR, une date d'application au 1^{er} août 2025 ou 1^{er} février 2026 paraîtrait davantage approprié aux clients > 36 kVA et HTA.

c. Les composantes de comptage et de gestion (cf. p. 159, questions 64 et 65)

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 ?

Néant.

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

Oui.

- d. Le maintien des options dérogatoires pour les compteurs non-communicants (cf. p. 162, question 66)

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 ?

La FNCCR y est favorable.

- e. La tarification de l'énergie réactive (cf. p. 162, question 67)

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

La FNCCR est favorable à la proposition de la CRE et à son application au 1er janvier 2026.

La date du 1er janvier 2026 devra permettre aux fournisseurs d'informer les utilisateurs (producteurs et consommateurs) de ces nouvelles dispositions afin de leur laisser le temps nécessaire de réaliser leurs mesures internes et d'adapter le bon dispositif permettant de limiter l'énergie réactive.

- f. L'introduction d'un tarif optionnel pour les installations de stockage (cf. p. 164, questions 68 à 72)

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 ?

Cette proposition appelle plusieurs commentaires de la part de la FNCCR.

En premier lieu, sur le contexte des stockeurs :

- Les batteries se sont déployées récemment de manière opportuniste, sur la base des revenus générés par les services systèmes nationaux et des quoteparts S3REnR les moins chers. Ce déploiement s'est néanmoins fait sans lien avec la réalité des besoins présents et futurs du réseau, par ailleurs non diffusés par le GRD. On constatait, par exemple, encore récemment une large majorité des demandes de raccordement et du parc de batteries au nord de la Loire, quand les puissances PV sont largement installées au sud. RTE rappelle pourtant que le volume du marché du service système est peu extensible et déjà relativement bien pourvu ; on constate d'ailleurs un effet de cannibalisation sur les prix.
- Au-delà des installations effectives, les stockeurs ont été largement contributeurs des demandes de PTF « pour voir », qui ont mobilisé RTE de manière importante
- Sur le terrain, de nombreuses remontées des adhérents de la FNCCR et d'autres parties prenantes expliquent enfin des pratiques commerciales d'accès aux fonciers qui ont certes pris la précaution d'aller voir les parties prenantes du territoire, mais avec, dans les faits, assez peu d'ouverture au partage de la valeur.

En second lieu, sur le mécanisme proposé :

- La FNCCR ne voit pas quel est l'apport de ce mécanisme, par rapport à des demandes locales de flexibilité du GRD calibrées en volume, horaire et prix, sous forme d'AO ou de produits de marché. La création et la gestion d'un nouveau tarif viendraient en effet générer un coût supplémentaire inutile pour le GRD.
- Si toutefois la CRE créait ce nouveau tarif pour le TURPE7, la FNCCR ne voit pas ce qui justifierait de limiter l'accès de ce mécanisme au simple stock symétrique. Un principe de neutralité technologique serait préférable, plutôt qu'un tarif sur mesure pour les stockeurs. En effet, dans une poche de réseau identifiée, celle-ci sera soit en injection, soit en soutirage, et d'autres usagers pourraient répondre aux besoins exprimés : un consommateur ou un groupe de consommateurs localisés avec une capacité de déclenchement de la demande, un producteur avec une installation hybride (EnR + stockage). Par ailleurs, un signal marché permettrait la constitution de groupes de consommateurs (gestionnaire d'un parc de VE, par exemple) à même de participer, quel que soit leur niveau de tension, là où la création d'un nouveau tarif vient restreindre techniquement le périmètre.

En troisième lieu, sur la méthode de construction du coût de cette composante :

- La FNCCR considère que la CRE évoque là un point fondamental qu'il sera nécessaire d'instruire avec les parties prenantes durant le TURPE7 pour préparer d'éventuelles évolutions dans la méthode d'empilement des coûts par poche de réseau pour le TURPE8. La pénétration massive d'EnR décentralisée induit physiquement, par construction, une nouvelle répartition des contributions entre les utilisateurs du réseau, au risque d'encourager des démarches autonomistes de la part de certains consommateurs.

En conclusion :

- La FNCCR n'est pas favorable à cette proposition de tarif spécifique, à partir de l'analyse des éléments mis à disposition dans la présente consultation. La FNCCR considère qu'un mécanisme de marché pourrait remplir ce même rôle sans induire de coût spécifique de gestion d'un nouveau tarif pour le GRD.
- Par ailleurs, si la CRE décidait néanmoins de mettre en place ce tarif, la FNCCR n'est pas favorable à la non-neutralité technologique de la proposition et à la limitation de l'éligibilité.

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 ?

L'approche proposée pour définir les zones et les plages temporelles semble pertinente. La FNCCR rappelle à ce titre la nécessité de garantir la transparence des courbes de charge des postes sources (consommation résiduelle, consommation brute, production/surplus) dans un outil en ligne (inspiré d'éco2mix) qui permettrait à l'ensemble des acteurs de constater les tendances pour chaque poche HTA. Cet outil pourrait par ailleurs se décliner plus largement par poche de réseau (HTB1, HTB2, HTA).

La FNCCR relève également que la création d'un signal marché, plutôt qu'un tarif spécifique plus complexe à définir, permettrait a priori au GRD de gérer de manière beaucoup plus souple les zones en fonction du taux de pénétration solaire, par exemple, ou encore, dans un second temps, de gérer plus facilement à H-24 la prévisibilité plus complexe des pointes induites par l'éolien.

Pour les acteurs, la transparence des données permettrait de fournir la visibilité nécessaire à la mise en place des modalités de réponse à ce signal.

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

L'approche proposée pour définir les zones et les plages temporelles semble également pertinente. La FNCCR rappelle à ce titre la nécessité de garantir la transparence des courbes de charges des postes sources (consommation résiduelle, consommation brute, production/surplus) dans un outil en ligne (inspiré d'éco2mix) qui permettrait à l'ensemble des acteurs de constater les tendances pour chaque poche HTA. Cet outil pourrait par ailleurs se décliner plus largement par poche de réseau (HTB1, HTB2, HTA).

La FNCCR pointe également que la création d'un signal marché, plutôt qu'un tarif spécifique plus complexe à définir, permettrait a priori au GRD de gérer de manière beaucoup plus souple les zones en fonction du taux de pénétration solaire, par exemple, ou encore, dans un second temps, de gérer plus facilement à H-24 la prévisibilité plus complexe des pointes induites par l'éolien.

Pour les acteurs, la transparence des données permettrait de fournir la visibilité nécessaire à la mise en place des modalités de réponse à ce signal.

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

Non, comme développé précédemment, la FNCCR souhaite que soit garantie la neutralité technologique du dispositif.

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

La FNCCR ne souhaite pas la mise en place d'une grille tarifaire spécifique et préfère le développement d'un signal marché par le GRD. A défaut la grille tarifaire proposée par la CRE à titre transitoire nécessitera un retour d'expérience à l'issue du TURPE7.

g. La tarification relative à l'autoconsommation (cf. p. 173, questions 73 à 75)

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 ?

Oui

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

Oui

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 ?

Oui, le principe reste pertinent notamment car il permet d'induire un signal tarifaire corrélé à un usage physiquement optimisé du réseau.

Sans remettre en cause son intérêt (cf. supra), la FNCCR tient à faire savoir que l'usage du TURPE spécifique induit toutefois une complexité supplémentaire dans l'étude de faisabilité technico-économique des projets si les PDL ne bénéficient pas tous du même TURPE.

L'utilisation de ce TURPE spécifique induit également une complexité supplémentaire pour le fournisseur et pour le consommateur en termes de contrôle des factures.

Des adhérents de la FNCCR soucieux de redonner du sens au modèle économique de l'ACC en regard de la réalité physique des réseaux travaillent néanmoins pour mobiliser ce TURPE spécifique, d'autant plus que celui-ci semble selon Enedis « la plupart du temps préférable pour le client » (Rapport PUCA p38). Dans un contexte où la concurrence entre les kWh allo et autoproduit redevient plus défavorable aux kWh autoproduits, les acteurs trouveront sans doute un intérêt à récupérer un peu de marge financière en mobilisant le TURPE spécifique.

Pour poursuivre dans ce sens, la FNCCR demande également la mise en place d'un TURPE ACC plus adapté à la maille géographique pour inclure les points de soutirage/injection HTA. Les mailles réseaux pertinentes pourraient donc être le « départ HTA » et/ou « poste source ».

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