

Consultation publique relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité de distribution TURPE 7

Réponse du SDE35

Contacts :

- David CLAUSSE, directeur – d.clausse@sde35.fr
- François BELINE, responsable pôle Expertise – f.beline@sde35.fr



Propos liminaire

Le SDE35 est satisfait de disposer des audits financiers, mais il reste beaucoup trop d'éléments considérés comme confidentiels notamment les parties patrimoniales qui ne sont pas confidentielles mais du ressort des AODE publiques.

Cadre de régulation tarifaire (questions 1 et 2)

La partie 3 de la présente consultation publique porte sur le cadre de régulation tarifaire actuellement en vigueur pour Enedis, ainsi que les évolutions envisagées par la CRE pour la période tarifaire TURPE 7.

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 le SDE35 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.

Le SDE35 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 du contrat de concession conclus avec nous, autorité organisatrice 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, nous considérons 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, nous souhaitons 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, le SDE35 sera particulièrement vigilant 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 au SDE35 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)

Le SDE35 et d'autres partenaires travaillent ensemble sur des cas d'usages de l'utilisation des données pour faciliter l'émergence de flexibilité.

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

Le SDE35 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 le SDE35 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.

Le SDE35 se tient à disposition de la CRE pour discuter du meilleur partage de la valeur des gains liés à la flexibilité.

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 ?

Le SDE35 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.

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 ?

Néant

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

Néant

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 ?

Néant

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 ?

Néant

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, le SDE35 tient à préciser que ce sujet mobilise de longue date nombre. 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, pour le compte de ses membres, 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 et le SDE35 sont favorables 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, nous proposons :

- 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) ;
- 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 ?

Néant

La régulation incitative à la maîtrise des charges d'exploitation (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 ?

Le SDE35 invite la CRE à consulter la réponse détaillée de la FNCCR à cette question, notamment sur le CAS FACE, la PCT et les redevances du contrat de concession.

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

Le SDE35 regrette l'absence totale de transparence sur l'évolution importantes des coûts des pertes constatées par Enedis, sans commune mesure avec celles constatées pour RTE. Faute de quoi il est difficile de se prononcer plus en avant sur les évolutions envisagées par la CRE.

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

- il estime qu'une incitation à la réduction des volumes de pertes techniques devrait être préservée,
- il 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,
- il 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.

La régulation incitative des investissements (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 ?

Le SDE35 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 notre expérience de maître 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 ?

Le SDE35 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.

Nous sommes demandeurs de compléments dans ces domaines et nous partageons 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.

La régulation incitative des raccordements (questions 14 à 29)

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

Néant

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 \leq 36 kVA et de 91 % à 94 % pour le segment BT $>$ 36 kVA, collectifs en BT et HTA ?

Le syndicat 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, le SDE35 note la dégradation constatée sur le TURPE 6 et entend l'enjeu volume énoncé par Enedis. Quoi qu'il en soit le SDE35 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 demandes auxquelles ils seraient nécessaires d'apporter une attention particulière pour introduire des offres alternatives. 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 un suivi simple et se laisser le temps de constater comment Enedis est capable de gérer la charge et quelle réception ces offres ont auprès des 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 ?

Le SDE 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 \leq 36 kVA sans extension du réseau ? Êtes-vous favorable à la trajectoire d'objectifs proposée par la CRE pour le TURPE 7 ?

Le SDE est favorable à cette proposition de la CRE.

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

Favorable mais uniquement avec la mise en place d'un système automatique de versement d'indemnités au-delà d'un nombre de jours à déterminer.

Question 19 : Êtes-vous favorable à la fusion des catégories des raccordements BT \leq 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 ?

Le SDE est favorable à la trajectoire proposée par la CRE.

Sur les raccordements producteurs, le SDE35 soutient la proposition d'Enedis de distinguer les raccordements producteurs BT $>$ 36 kVA et HTA dans le suivi.

Nous soulignons néanmoins la dégradation constatée sur cette catégorie durant le TURPE 6 et soutient la proposition de la CRE de garder un objectif ambitieux. Nous déplorons néanmoins 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) ?

Oui car les délais dépassent parfois plusieurs 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 ?

Oui

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.

Le territoire breton reste à votre disposition pour discuter des priorités du S3REnR.

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

Le SDE 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 raccordement. 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 :

1. Un focus pourrait être fait sur les procédures et modalités explicites des raccordements des actifs de flexibilités comme par exemple les batteries sur les réseaux HTA et BT.
2. Un focus sur les raccordements IRVE en collectif. Le rapport annuel sur les raccordements devrait contenir une section spécifique sur cette thématique.

Le syndicat 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 ont aussi possiblement politiquement des impacts très différentes dans leur capacité de déploiement 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.

Le SDE35 a des propositions d'organisation à partager pour s'assurer collectivement de l'intervention d'opérateurs qui partagent les intérêts du réseau pour mener à bien ces missions pour l'ensemble du territoire.

La régulation incitative de la qualité de service (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 ?

Le SDE35 est favorable aux propositions de la CRE. Néanmoins, nous souhaitons 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 télérelevés 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 et des excursions de tension.

Le travail mené conjointement avec Enedis sur le territoire breton pour l'analyse de la qualité de fourniture peut servir de contribution complémentaire.

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

Néant

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

Le syndicat 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 ?

Néant

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 ?

Le SDE35 est favorable à une incitation financière sur les écarts au périmètre des pertes. Sur le niveau d'objectif, l'absence d'historique et le manque d'élément plus transparent sur l'ensemble du processus de reconstruction ne permettent pas réellement de répondre.

Sur le niveau d'incitation, à nouveau 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 indépendamment 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 ?

Le SDE35 est également favorable à supprimer tout indicateur redondant par soucis d'efficacité collective. Néanmoins les éléments à disposition ne permettent pas nous assurer que l'énergie non affectée liée aux pertes non techniques restait suivie tant en volume de MWh qu'en coût financier.

La régulation incitative de la continuité d'alimentation (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 ?

Le SDE35 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 au renouvellement des fils nus BT.

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

Le développement des flexibilités au service du réseau (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 ?

Le SDE35 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.

Le SDE35 et les collectivités AODE, propriétaires des réseaux de distribution et seuls acteurs avec la CRE à se soucier de par leurs missions de la maîtrise des investissements sur les réseaux, seront donc les premières à pouvoir se saisir, construire et/ou encourager des politiques publiques locales, une fois que les besoins de volume de flexibilité présents ou futurs seront mis en évidence grâce à un partage transparent par Enedis de la réalité des flux locaux sur les réseaux (maille poste source/départ HTA). Il est à noter que cette demande, légitime à plus d'un titre au titre du cadre contractuel AODE/GRD, est formulée par les AODE depuis plusieurs années auprès d'Enedis dans le cadre des échanges locaux et nationaux, mais qu'à ce jour, Enedis s'y refusait. De ce fait, nous avons collectivement pris du retard dans l'émergence de cette compréhension par les acteurs, et c'est aujourd'hui une priorité sur laquelle la CRE, la FNCCR et ses adhérents AODE se doivent d'insister.

Sur le dernier point "adopter une approche conjointe entre RTE et Enedis", l'AODE doit être impérativement associée à la définition des solutions techniques de flexibilité. Il convient de rappeler à nouveau que la maîtrise d'ouvrage est partagée et qu'une concertation entre les deux maîtres d'ouvrage est dès lors indispensable. Par ailleurs, le traitement du 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.

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 est intéressante et ressortie des ateliers préliminaires. Néanmoins du point de vue du SDE35, on pourrait aussi considérer que cet élément devrait être partie intégrante de la bonne gestion du service public confié au GRD pour maîtriser les investissements et le tarif usager. De ce point de vue aucune incitation ne devrait donc être nécessaire, voir un malus si cela n'était pas utilisé. On constate ici une contradiction profonde entre la mission et l'intérêt économique de l'acteur qui la remplit.

Passé ce propos liminaire, la CRE propose une répartition de la valeur générée par de la flexibilité, équivalent à l'investissement évité calculé par l'outil Critflex, dans une proportion de 80 % pour les utilisateurs et 20% pour Enedis. Le SDE35 rappelle que le bénéfice pour les usagers est indirect et, en majorité, partagé dans le temps entre tous les utilisateurs par une moindre augmentation du TURPE. Le bénéfice proposé pour Enedis en revanche est direct, immédiat et uniquement pour Enedis. Nous proposons une meilleure répartition de la création de cette valeur avec l'AODE.

De ces éléments, auxquels s'ajoute l'augmentation globale des revenus autorisés et un enjeu collectif de maîtrise du tarif, nous considérons que le taux de 20 % trop important a priori et propose plutôt la création d'un indicateur suivi de cette valeur dégagée dont on pourrait, dans un 2nd temps, discuter de la juste répartition entre le GRD et les usagers dans un contexte global de nécessaire maîtrise des tarifs.

Au-delà de la répartition il conviendra également de discuter de l'usage. Le SDE35 considère à ce titre qu'il serait plus pertinent d'utiliser les revenus capter par ce mécanisme pour s'assurer de sa réutilisation au service du réseau et, par exemple, pas en dividende. Cette utilisation pourrait par exemple se discuter dans le cadre d'échange avec l'ensemble des territoires concernés. Cette enveloppe nationale permettrait le financement d'actions de sobriété, d'efficacité énergétique et de flexibilité.

Enfin, dans un souci de transparence entre nous, autorité concédante propriétaire des réseaux et dans la perspective du renforcement d'actions territorialisées conjointes entre Enedis, nous demandons à ce que le détail de la méthode Criteflex sur des cas d'usage concret soit discuté d'abord au national avec la CRE et Enedis pour ensuite faire l'objet de dialogue spécifique sur chaque périmètre 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 ?

Le SDE35 est favorable à la modalité d'incitation proposée par la CRE pour le déploiement de REFLEX.

Nous souhaitons ajouter l'exigence de publication d'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 être disponible sous caparéseau ou sous la nouvelle cartographie annoncée par RTE pour informer des plannings de mises 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 une transparence sur les 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.

Le SDE 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 TURPE9 si la période tarifaire reste sur un pas de 4 ans. Ces objectifs paraissent peu compatibles avec les projections d'augmentation des EnR.

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

Favorable à cette orientation. Néanmoins nous soulignons qu'il est fondamental d'en parler dès maintenant, bien avant l'échéance proposée, entre les 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 l'apport d'une vision complémentaire des collectivités 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 ?

Le SDE35 est favorable à la création d'indicateur de suivi de la méthodologie CritFlex. Nous ajoutons 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

Nous demandons à inverser l'ordre de priorité avec une ORR qui doit inclure la flexibilité, et non l'inverse. A date, le système de demande d'une offre de raccordement flexible est beaucoup trop

mal réalisé dans les formulaires pour être efficace. Nous avons un REX très parlant sur le sujet sur un projet de parc éolien dans le 35.

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.

Néanmoins que toutes les actions d'Enedis s'inscrivent dans le cadre des contrats de concession.

La régulation incitative de la R&D et de l'innovation (questions 43 et 44)

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

Le SDE 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, le syndicat 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

La régulation incitative des projets prioritaires (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 charges 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 bénéficie du pilotage de la production BT et le DERMS, le SDE réitère sa demande de sortir du dialogue bilatéral Enedis/CRE sur le sujet. L'association de la FNCCR et ses adhérents est indispensable pour traiter le sujet. Le GRD ne pourra pas être l'acteur centralisateur du pilotage des flexibilités dans la mesure où celles-ci seront activées par les acteurs pour d'autres raisons et probablement par des acteurs agrégateurs techniques « locaux » qui auront de prime abord d'autres intérêts. L'association des collectivités locales AODE est donc indispensable à très court terme pour aboutir à une organisation qui préserve l'intérêt général et le service public de la distribution auxquels nous sommes mutuellement attachés.

L'évolution des plafonds des régulations incitatives (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, le syndicat 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.

Enfin, le SDE35 s'interroge sur l'attribution quasi-systématique de bonus en cas de surperformance. Ils viennent réduire le ratio risque net / marge sur actif déjà tenu. 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.

Le cas des clients non équipés d'un compteur évolué (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 ?

Néant

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

Néant

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 ?

Néant

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

Néant

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 Mds €. 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. Le SDE35 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).

Le SDE35 est particulièrement attentif 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 : le syndicat 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.

Nous nous interrogeons 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 ?

Le syndicat 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 ?

Néant

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 ?

Néant

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

En préambule, le syndicat 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 Mds € d'investissements annuels moyens). Par exemple, la globalisation au sein de la ligne « renouvellement, qualité & modernisation » des dépenses résiduelles relatives à Linky opacifie la lecture de cette ligne.
- Cette ligne « renouvellement, qualité & modernisation » recoupe les investissements délibérés. Elle est précisément celle qui donne lieu à programmation pluriannuelle dans le notre contrat de concession conclus en 2022. 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 est occulté : « renouvellement, qualité & modernisation ».

Il s'avère que, depuis 2017, hormis en 2021 en raison de l'effet report de travaux de 2020, Enedis sous-réalise systématiquement la trajectoire arrêtée par le régulateur, dont nous comprenons qu'elle vise à assurer la qualité du réseau à long terme.

Nous déplorons cette remise en cause récurrente des projections de la CRE. De son point de vue, la sous-réalisation trahit la relative inefficacité de la régulation incitative. Ce constat doit venir réinterroger l'absence totale de prise en compte de la programmation des investissements opérée

par les contrats de concession et soumise au niveau national au Comité du Système de la Distribution Publique d'Electricité (CSDPE) au sein duquel les GRD, les AODE et l'Etat sont représentés.

Le SDE35 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). Nous signalons 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, nous soutenons que le vieillissement et la dégradation du réseau devraient imposer une réévaluation de la ligne « renouvellement, qualité & modernisation » entre 1,5 Md € et 2 Mds €, désormais au moins 2 Mds € 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 ?

Néant

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

Néant

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

Le SDE35 est favorable à la position de la CRE basé 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 ?

Néant

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

Néant

La 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 :

Le maintien de la structure tarifaire actuelle (question 60)

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

Le SDE35 partage l'analyse de la CRE sur les différentes composantes du TURPE facturées aux consommateurs.

En revanche, nous constatons que la répartition des coûts de financement des réseaux en fonction des utilisateurs suivant les niveaux de tension méritera une interrogation sur la période TURPE7 pour le TURPE8.

En effet, l'arrivée croissante de productions décentralisées devient une donnée d'entrée qui ne semble plus pouvoir être négligé dans l'approche. Une part croissante de poche du réseau de distribution se voit exportatrice de sa production locale sur des temps de plus en plus conséquent 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 réinterroger.

L'optimisation du placement des plages d'heures creuses (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 ?

Le SDE35 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, nous souhaitons 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 ?

Le SDE35 est favorable à la différenciation locale des régimes d'heures creuses. Nous réitérons notre 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.

Nous demandons 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.

Nous resterons vigilant au respect de l'égalité de traitement et de la transparence dans la mise en œuvre 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 ?

Nous sommes favorables 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 1^{er} 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.

Une date d'application au 1^{er} août 2025 ou 1^{er} février 2026 paraîtrait davantage appropriée aux clients > 36 kVA et HTA.

Nous sommes favorables au principe d'un cadre incitatif pour la mise en place des HC par Enedis.

Dans un souci de maîtrise du tarif, les bonus de cette régulation pourraient être modulés à la baisse, tout en gardant les malus.

Les composantes de comptage et de gestion (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 \leq 36 kVA, mais aussi HTA et BT > 36 kVA ?

Oui, dès lors que les composantes puissent être facturées au kVA.

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 et il serait intéressant de développer un mécanisme similaire sur les BT, pour inciter les consommateurs à revoir leur puissance d'abonnement pour dimensionner aux réels besoins de consommation/production

Le maintien des options dérogatoires pour les compteurs non-communicants (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 ?

Pour réduire les coûts de gestion d'Enedis, il y aurait un cadre dérogatoire à retirer ici pour généraliser les 4 plages. Si ça n'est pas possible, Enedis pourrait proposer un plan sur le TURPE7 pour résorber ces compteurs dès le TURPE8

La tarification de l'énergie réactive (question 67)

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

La date du 1^{er} janvier 2026 devrait permettre aux fournisseurs d'informer les usagers de réseaux (producteurs et consommateurs) par le biais de leurs fournisseurs de ces nouvelles dispositions afin de leur laisser le temps nécessaire de faire leurs mesures internes et d'adapter le bon dispositif permettant de limiter l'énergie réactive.

L'introduction d'un tarif optionnel pour les installations de stockage (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 ?

En premier lieu, sur la perception du 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, nous constatons 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, comme c'est plus le cas en EnR aujourd'hui.

En second lieu, sur le mécanisme proposé :

- Le SDE35 ne voit pas dans cette consultation d'élément justifiant l'apport nouveau de ce mécanisme, qui ne pourrait pas être géré par 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, nous ne voyons pas de raison légitime 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 :

- Nous considérons 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 sur 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 :

- Le SDE35 n'est pas favorable à cette proposition de tarif spécifique, à partir de l'analyse des éléments mis à disposition dans la présente consultation. Nous considérons 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, nous ne sommes pas favorables 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. Le SDE35 réitère à ce titre la nécessité de mise en place d'une transparence sur les 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).

Nous pointons 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. Le SDE35 souhaite plus de transparence sur les 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).

Le SDE35 souhaite 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, mais nous demandons une neutralité technologique au dispositif.

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

Nous ne souhaitons 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 méritera un retour d'expérience à l'issu du TURPE7 pour se confronter aux modélisations proposées à priori et en tirer les conséquences.

La tarification relative à l'autoconsommation (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 ?

Pour garder le lien au réseau, le SDE35 souhaite que le TURPE ACC soit appliqué par poste source et non par poste HTA-BT.

Nous sommes favorables sur le principe car cela est intéressant notamment car il permet d'induire un signal tarifaire corrélé à un usage physiquement optimisé du réseau. Cela d'autant plus que l'évolution de la définition de l'autoconsommation collective, en particulier pour *l'étendue* a progressivement décorrélé les flux financiers générés par l'ACC de la réalité physique du réseau.

Nous notons par ailleurs que la communication locale du GRD sur l'ACC n'évoque à notre connaissance jamais le sujet.

Sans remettre en cause son intérêt, elle tient à faire savoir que l'usage du TURPE spécifique induit toutefois une complexité supplémentaire dans l'étude technico-économique des projets si les PDL n'ont pas tous le même TURPE.

De plus, pour les fournisseurs et les consommateurs le problème de double facturation des kWh est encore très courant car peu de fournisseurs gèrent correctement les flux d'ACC, en particulier pour les consommateurs résidentiels avec des contrats annualisés, les régulations sont très complexes à comprendre et contrôler (et sans doute à mettre en place pour le fournisseur). L'utilisation de ce TURPE spécifique induit une complexité supplémentaire pour le fournisseur et pour le consommateur en termes de contrôle des factures.

Soucieux de redonner du sens au modèle économique de l'ACC en regard de la réalité physique des réseaux nous travaillons 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).

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

Néant