

Consultation publique de la CRE N°2020-017 du 8 octobre 2020 relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE 6 HTA-BT)

Réponse d'EDF

16 novembre 2020

Les réponses d'EDF à cette consultation sont exprimées à plusieurs titres : i) en qualité de maison-mère d'Enedis, ii) en qualité de gestionnaire de réseau d'électricité dans les Zones Non Interconnectées au réseau métropolitain continental (ZNI), iii) en qualité de producteur d'électricité et iv) en qualité de fournisseur d'électricité.

La période qui s'ouvre est une période charnière pour la transition écologique. Pour être au rendez-vous et, plus globalement, accompagner les territoires urbains et ruraux, Enedis s'engage pleinement pour la réussite de cette transition. Cette volonté a été placée au cœur du Projet Industriel et Humain d'Enedis pour la période 2020-2025, qui ambitionne de faire d'Enedis le service public préféré des Français au service de la transition écologique.

Assurer une juste rémunération du gestionnaire de réseau afin de lui permettre d'accomplir ses missions de façon efficace tout en préservant le pouvoir d'achat des consommateurs, est le double défi qu'il s'agit de relever.

La transition énergétique et écologique est au cœur de la stratégie et de la raison d'être d'EDF (« Construire un avenir énergétique neutre en CO2 conciliant préservation de la planète, bien-être et développement, grâce à l'électricité et à des solutions et services innovants. »). L'enjeu principal pour EDF pour les années qui viennent est avant tout de disposer des moyens d'être au rendez-vous de cette transition énergétique, ce qui passe notamment par une juste rémunération des capitaux investis par Enedis.

Le niveau de rémunération des capitaux qu'EDF défend dans sa réponse à la consultation, est globalement en baisse par rapport au TURPE 5, la baisse des taux sans risque profitant ainsi aux consommateurs.

EDF soutient pleinement l'évolution de la structure de la composante de soutirage proposée par la CRE dans cette consultation avec une augmentation de la part fixe et une diminution de la part proportionnelle aux soutirages. La crise sanitaire et les températures supérieures aux normales sur le premier semestre 2020 ont entraîné une baisse significative des volumes soutirés et donc des recettes d'Enedis, sans que les coûts d'Enedis ne diminuent d'autant. Cette inadéquation entre la structure des

recettes et celles des coûts génère un écart positif dans le CRCP qui va être apuré à travers une hausse supplémentaire du TURPE au cours des quatre années du TURPE 6. Il est donc nécessaire de poursuivre les évolutions en structure afin que le tarif reflète au mieux les coûts et que chaque catégorie d'utilisateurs supporte chaque année les coûts qu'elle engendre (et ainsi éviter le risque de reproduire cet effet les prochaines années).

Le reste de la réponse est confidentiel

Question 1 : Avez-vous des remarques concernant les principaux enjeux respectivement identifiés par Enedis et la CRE pour la période du TURPE 6 distribution ?

Concernant les enjeux liés à la transition énergétique

EDF partage les analyses de la CRE sur l'augmentation significative des moyens de production EnR, le développement de la mobilité électrique et de l'autoconsommation. EDF estime également nécessaire de considérer l'électrification des usages dans l'industrie et le bâtiment qui aura un impact sur les flux sur les réseaux.

Concernant les investissements (69 Md€ sur 15 ans)

EDF partage la volonté de la CRE de les maîtriser tout en permettant à Enedis de mener à bien ses missions. Le TURPE 6 va intégrer de nouveaux investissements liés à la rénovation ou au renforcement des colonnes montantes et sera marqué par la fin du déploiement massif des compteurs Linky et du différé tarifaire.

Après l'inventaire et l'intégration des colonnes montantes en concession, il sera nécessaire de clarifier :

- Les critères à retenir pour les rénover ou les renforcer : le seul critère de l'âge n'est pas suffisant, il faut également considérer leur état de vétusté, tout risque de sécurité et les demandes d'augmentation de capacité des propriétaires (augmentation de puissance ou nouveaux points de livraison).
- Le périmètre des travaux à la charge d'Enedis et ceux exclus de son périmètre.

Après la fin de la phase de déploiement massif de compteurs Linky, la période 2022-2030 sera marquée par plusieurs évolutions qu'il conviendra de traiter de façon adaptée :

- D'une part, la pleine réalisation des gains d'exploitation apportés par Linky (relève et petites interventions notamment), ce qui génèrera une baisse des charges d'exploitation.
- Et d'autre part, la réinjection du différé tarifaire dans le TURPE ainsi que la mise en place des relèves payantes pour les utilisateurs ayant refusé la pose du compteur. EDF renouvelle son souhait que la CRE communique au plus tôt sur la mise en place de ces relèves payantes avec une estimation du prix facturé, ce qui permettra aux utilisateurs de faire un choix éclairé.

Concernant la qualité d'alimentation et la qualité de service

EDF partage l'analyse de la CRE sur le niveau satisfaisant de la performance actuelle d'Enedis et sur le fait que fixer des objectifs encore plus ambitieux serait générateur de hausses excessives de coût. EDF partage également l'objectif d'améliorer la satisfaction des clients relative aux délais de raccordement et note qu'Enedis a pris un engagement en ce sens dans son projet industriel et humain.

Concernant la mobilisation des flexibilités tout en limitant au strict nécessaire les renforcements de réseau

Concernant le recours à des sources de flexibilité plutôt que des renforcements de réseau, une décision efficace nécessitera de répartir de façon optimale l'utilisation des flexibilités entre les besoins de gestion de l'équilibre offre demande et ceux liés au traitement des contraintes réseau de transport et de distribution en comparant la valeur des différents services rendus par la flexibilité (économies de gestion de l'EOD y compris la défaillance versus le coût d'anticipation des renforcements) nette des coûts de mise en œuvre. L'utilisation des flexibilités devra être régie par un dispositif assurant cette répartition optimisée.

De plus, l'accroissement de l'utilisation des flexibilités en limitant les investissements va conduire à une augmentation de la charge constatée sur les réseaux (augmentation de l'énergie transitée ou de la puissance maximale) ce qui va conduire à une augmentation des pertes techniques dans les réseaux. Cela ne modifie pas la nécessité de tirer parti des flexibilités, voire de les encourager, mais cela doit être pris en compte dans la fixation de la trajectoire de pertes à retenir pour fixer le tarif, et dans l'analyse de valeur citée précédemment.

Concernant la régulation incitative pour mesurer la transformation et la modernisation d'Enedis

EDF est convaincue que la régulation incitative est vertueuse. Mais pour être efficace, la régulation incitative devrait se concentrer sur les seuls indicateurs principaux sur lesquels le gestionnaire de réseau peut agir sans multiplier le nombre d'indicateurs. Or, EDF constate que le nombre d'indicateurs est augmenté.

Concernant le niveau et la structure du tarif

Une hausse est indispensable pour couvrir la hausse des dépenses d'investissement et la gestion des actifs ainsi qu'un niveau de rémunération en adéquation avec les risques. EDF est favorable au rééquilibrage entre les parts fixes (augmentation) et les parts proportionnelles au soutirage (diminution). EDF constate que l'écart anticipé sur les recettes pour l'année 2020 est très élevé (486 M€). Cet écart est la conséquence d'une baisse des volumes soutirés du fait de la crise sanitaire et des températures supérieures à la moyenne sur les premiers mois de l'année. Cela met en évidence le fait que facturer l'essentiel de l'utilisation du réseau en proportion des volumes soutirés ne reflète pas la structure des coûts supportés par le gestionnaire de réseau. L'évolution en structure doit donc être poursuivie afin que chaque catégorie d'utilisateurs supporte les coûts de réseau qu'elle engendre.

A cet égard, EDF tient à souligner qu'il est particulièrement important de bien caler les projections de revenu tarifaire sur des prévisions d'énergie soutirée qui ne soient pas sur-évaluées, et ce d'autant plus tant que la structure du tarif n'est pas le reflet fidèle de la structure des coûts. En effet, une sur-estimation des volumes d'énergie soutirée génèrerait automatiquement un écart positif du CRCP sur la période du TURPE 6. La crise sanitaire actuelle a déjà montré des impacts significatifs sur les volumes de l'année 2020 et ses effets sur les prochaines années sont encore difficiles à estimer.

A ce propos, EDF souhaiterait que les résultats de la concertation relative à l'impact de la crise sanitaire sur le TURPE 6 planifiée par la CRE début 2021 puissent être pris en compte avant la prise d'effet du TURPE 6.

EDF tient également à souligner l'enjeu associé à la résilience des réseaux face aux aléas météorologiques. L'amélioration de cette résilience nécessite des investissements dans les réseaux qui doivent être pris en compte dans la trajectoire tarifaire.

Le reste de la réponse est confidentiel

Question 2 : Etes-vous favorable aux grands principes tarifaires envisagés par la CRE pour la période du TURPE 6 distribution ?

EDF défend de manière constante la prise en compte de la BAR au 1er juillet de l'année N plutôt qu'au 1er janvier de l'année N+1, afin de mieux refléter la continuité des investissements d'Enedis tout au long de l'année.

Le reste de la réponse est confidentiel

Question 3 : Pour la distribution d'électricité, êtes-vous favorables à la rémunération au coût de la dette des immobilisations en cours pour les seuls investissements à cycle long ?

La réponse est confidentielle

Question 4 : Etes-vous favorable au traitement ainsi envisagé des coûts échoués ?

La réponse est confidentielle

Question 5 : Etes-vous favorable au traitement ainsi envisagé pour les plus-values et les moins-values des actifs cédés ?

EDF note que le dispositif envisagé n'est pas symétrique : ainsi en cas de plus-value, le gestionnaire de réseau conserverait 20% de la plus-value effectuée, tandis qu'une moins-value donnerait lieu à un examen *ad hoc* par la CRE. Afin de limiter les biais, une régulation symétrique est souhaitable.

Question 6 : Etes-vous favorable aux principes de fonctionnement du CRCP et d'évolution annuelle du TURPE 6 distribution (maintien du fonctionnement actuel) ?

EDF pense que la possibilité de modifier la régulation incitative de la qualité de service et de la continuité d'alimentation en cours de période devrait être écartée pour que le gestionnaire de réseau conserve une bonne visibilité et une situation équilibrée entre ses coûts et ses recettes.

Question 7 : Etes-vous favorable au périmètre des charges et produits couverts par le CRCP envisagé par la CRE selon les principes exposés ci-dessus pour le TURPE 6 distribution ?

EDF constate que la CRE propose de faire évoluer le périmètre des charges couvertes par le CRCP. EDF n'est pas favorable à certaines évolutions, détaillées ci-dessous.

Concernant les charges relatives aux contributions d'Enedis au fonds de péréquation de l'électricité (FPE)

La CRE envisage que ces charges ne soient plus couvertes au CRCP, la CRE considérant que ces charges sont désormais plus prévisibles. EDF partage la volonté de limiter les risques de dérive de certaines charges mais souligne qu'il s'agit de coûts sur lesquels Enedis n'a aucune maîtrise.

La CRE fixe elle-même, après un processus long et détaillé s'appuyant sur des auditeurs, les dotations du FPE perçues par certains gestionnaires de réseau sur la base d'une analyse de leurs comptes (SEI, Geredis, Mayotte, Wallis et Futuna).

Enedis ne peut absolument pas maîtriser ni piloter l'écart entre les dotations pour ces gestionnaires de réseau qui seront fixées par la CRE elle-même en 2021 ou 2022 pour la période 2022-2025 et les trajectoires prévues et fixées par la CRE dans la base de coûts TURPE 6 d'Enedis.

Par ailleurs, les CRCP annuels de ces gestionnaires de réseau résultent, comme pour Enedis, des aléas de consommation, de raccordement, des effets d'évènement météorologiques qui peuvent être d'ampleur importante notamment dans les ZNI et dans le contexte de crise sanitaire.

Il n'est pas dans les attributions d'Enedis de jouer le rôle « d'assureur » ni même de « contrôleur » de ces entités. Enfin, il serait juridiquement contestable que la contribution d'Enedis au FPE soit fixée par arrêté ministériel sans qu'Enedis en soit intégralement compensé via le TURPE.

EDF demande par conséquent que la dotation FPE demeure, dans son ensemble, intégrée au CRCP.

Concernant les charges relatives aux contributions d'Enedis au FACE

S'agissant du FACE, le gestionnaire de réseau subit les évolutions et n'a aucun levier d'action possible pour les infléchir (notamment pas de levier sur l'évolution de la réglementation comme le suggère la CRE), dans un contexte où des acteurs militent pour augmenter le montant du CAS. Ce point relève intégralement des pouvoirs publics.

EDF demande donc que la dotation FACE demeure intégrée au CRCP.

Concernant les autres taxes

EDF est défavorable à l'exclusion des autres taxes du CRCP. En effet, ces coûts ne sont pas maîtrisables par Enedis. De plus, la situation économique actuelle (crise sanitaire, plan de relance) risque d'impacter fortement ces taxes sans qu'Enedis dispose de leviers sur ces décisions et leurs impacts.

Concernant les charges hors réseaux

Concernant les charges hors réseaux, notamment les investissements SI, EDF considère qu'une partie significative de ces charges sont liées à des obligations réglementaires qui s'imposent à Enedis et sur lesquelles Enedis n'a que peu d'influence. Il est donc pertinent de les inclure dans le CRCP.

Concernant les charges d'exploitation associées à la remise en état du réseau à la suite d'aléas météorologiques dépassant une trajectoire de référence

EDF y est favorable car cela permet de réduire l'exposition au risque du gestionnaire de réseau face aux événements exceptionnels. Cependant, la notion de « tempête – aléa climatique de forte intensité » devrait toutefois être davantage formalisée.

Un mécanisme analogue aurait pu être retenu comme demandé par Enedis sur la cyber sécurité (« tempête numérique »).

Le reste de la réponse est confidentiel

Question 8 : Etes-vous favorable aux évolutions envisagées de la régulation incitative des pertes ?

La réponse est confidentielle

Question 9 : Etes-vous favorable aux évolutions envisagées de la régulation incitative des coûts unitaires d'investissement d'Enedis ?

La réponse est confidentielle

Question 10 : Etes-vous favorable au mécanisme de régulation incitative des investissements « hors réseaux » proposé par la CRE pour le TURPE 6 distribution ?

EDF estime que les moyens suffisants doivent être donnés à Enedis pour développer les SI nécessaires à ses missions. EDF est donc défavorable au mécanisme de régulation incitative proposé par la CRE.

EDF s'étonne en particulier de la volonté de la CRE de fixer le niveau des coûts SI pour l'année 2024 au niveau de ceux de 2019. En effet, sur les prochaines années, l'augmentation des besoins SI est significative et nécessaire, pour les multiples interfaces, pour les échanges de données, pour les productions de données et pour les enjeux de cyber-sécurité.

Question 11 : Etes-vous favorable à l'introduction de cet indicateur incité sur le délai moyen de réalisation des raccordements par Enedis ?

EDF s'interroge sur la pertinence du suivi des délais moyens de raccordement :

- Du fait de la faible volumétrie de certaines demandes,
- Et du fait du caractère peu pilotable d'un point de vue opérationnel de l'indicateur.

Par ailleurs, un objectif sur le délai moyen peut conduire à des pratiques désoptimisées et pouvant engendrer de l'insatisfaction. Par exemple, les demandes de raccordement qui arrivent très en amont du besoin réel du client pourraient conduire à des réalisations partielles ou inadaptées pour satisfaire l'objectif.

L'objectif est que les clients soient satisfaits. EDF propose de remplacer cet indicateur par le suivi de la satisfaction raccordement suite à enquête client.

De plus, les mécanismes asymétriques ne sont pas vertueux, ils sont donc à éviter.

Enfin, il ne semble pas pertinent de mettre en place cet indicateur pour les raccordements de producteurs EnR. En effet, la réglementation dispose que pour les Installations de Production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable de plus de 3 kVA, « le délai de raccordement ne peut excéder dix-huit mois. ». Les décrets n° 2016-399 et n°2016-1316 viennent préciser les jalons à considérer ainsi que le barème d'indemnités dues en cas de dépassement de ce délai. Ce dernier décret détaille de nombreux cas justifiant la suspension ou l'interruption du décompte et dispose que seul le délai réellement lié au GRD doit être indemnisé.

Il n'est pas souhaitable qu'une régulation incitative n'inclue pas toutes les exceptions et se fonde sur des jalons différents de ceux des décrets précités car cela constituerait une double peine pour le GRD et ne permettrait pas d'isoler les seuls retards dont le GRD serait responsable.

Question 12 : Etes-vous favorable aux modifications envisagées par la CRE pour la régulation incitative du traitement des réclamations ?

EDF est favorable à inciter l'indicateur « taux de réclamation multiples filtrées » car il permet de mesurer la qualité de la réponse du distributeur.

Le suivi de l'indicateur « taux de réponse aux réclamations dans un délai supérieur à 30 jours calendaires par nature et par catégorie d'utilisateur » au lieu de l'indicateur de taux de réponse en 60 jours actuellement suivi semble pertinent, tout comme l'introduction du suivi du nombre de saisines recevables reçues par le Médiateur National de l'Energie concernant l'activité d'Enedis.

EDF n'a pas d'avis sur la suppression du suivi de l'indicateur « nombre de réclamations reçues par le GRD directement des utilisateurs ».

Question 13 : Etes-vous favorable à l'introduction de deux indicateurs relatifs à la disponibilité de la ligne d'Enedis dédiée aux fournisseurs d'électricité ?

Comme indiqué dans sa réponse de juillet dernier aux propositions de la CRE sur la qualité de service d'Enedis, EDF est favorable à inciter financièrement l'indicateur relatif au taux d'accessibilité à la ligne Affaires urgentes C5 dans le but de l'améliorer encore.

Concernant l'introduction de l'indicateur incité relatif au temps d'attente inférieur à 90 secondes lors des appels à la ligne Affaires urgentes C5, EDF n'y est pas opposée mais s'interroge sur la fixation du niveau de cet indicateur. Un niveau calé à 74 % pour l'année 2021 semble ambitieux compte tenu des taux constatés les 3 années précédentes pour le décroché en moins de 120 secondes (2017 : 72,2% - 2018 : 69,9% - 2019 : 76,1%). Il ne faudrait pas que cela génère des effets non souhaités, comme par exemple le risque que le distributeur ne déplace les ressources vers des activités de front office au détriment des activités de back office. Les exigences doivent être raisonnables et accessibles pour qu'elles soient mobilisatrices.

Question 14 : Etes-vous favorable à l'introduction des deux indicateurs envisagés relatifs à la modélisation des pertes ?

EDF est favorable à une évolution de l'indicateur de l'énergie non affectée en Recotemp (ENA) avec une méthode de calcul basée sur un ratio entre la somme des valeurs absolues de l'ENA au pas demi-horaire et la consommation nationale (maille Enedis).

Cet indicateur traduirait de manière plus précise la qualité des modèles (polynôme des pertes et profilage), alors que l'indicateur actuel peut masquer une évolution de la qualité des modèles que ce soit à la hausse ou à la baisse.

EDF demande toutefois le maintien de l'indicateur actuel sur le volume annuel d'ENA utilisé pour le calcul de la Recotemp. En effet, ce calcul final est valorisé aux Prix du règlement des Ecart (et non plus au prix Spot) depuis juillet 2020. La prévision des RE doit ainsi prévoir le résultat de la Recotemp ; or il est très difficile de prévoir le volume annuel d'ENA, qui influe sur le résultat de la Recotemp.

Le suivi de ces deux indicateurs permettra donc de vérifier à la fois l'amélioration des modèles et la réduction du volume annuel d'ENA, terme générateur d'incertitude pour la prévision des RE.

EDF est par ailleurs favorable à une modélisation des pertes dont les paramètres sont calés à partir d'un calcul par bouclage (c'est-à-dire par différence entre d'une part les quantités nettes mesurées aux bornes des postes sources alimentant le GRD et d'autre part l'empilement des courbes de charge d'injection/soutirage mesurées/estimées des utilisateurs). Depuis plusieurs années, EDF demande qu'Enedis exploite les relevés quotidiens Linky pour affiner, via une méthode par bouclage au pas jour,

les paramètres du modèle de pertes. En effet un bouclage (Injections-Soutirages) qui se ferait en n'utilisant que la courbe de charge estimée M+14 des consommations profilées, sans exploiter les relevés quotidiens, transférerait intégralement les imperfections du profilage sur le modèle de pertes. Il est donc important de limiter ce biais potentiel en exploitant les relevés quotidiens qui vont rendre plus robuste la consommation des profilés au pas jour et ainsi fiabiliser le modèle de pertes au pas jour.

Dans le contexte des évolutions cibles de la Recoflux, le calcul des pertes devrait se faire par bouclage au pas quotidien grâce à l'utilisation des relevés quotidiens Linky. L'inconnue résiduelle sur les pertes portera alors sur la répartition du volume quotidien des pertes sur chaque demi-heure de la journée, et Enedis devra utiliser un modèle pour définir cette répartition.

Pour préparer la qualité de ce modèle avant le passage à la cible, il conviendrait de mettre en place un indicateur qui mesure la précision du modèle au pas jour, en le comparant à un volume journalier calculé par bouclage, qui sera la seule référence fiable en terme de réalisé.

Ceci signifie qu'il sera nécessaire qu'Enedis construise ce réalisé de manière spécifique, puisque si les relevés quotidiens sont disponibles, ils ne sont pas encore utilisés dans le processus de Reconstitution des Flux.

EDF est donc favorable à la mise en place d'un indicateur de suivi tel que proposé par la CRE, s'il mesure au pas jour la précision du modèle par rapport à un réalisé construit avec les relevés quotidiens.

Un indicateur à la maille demi-horaire aurait moins de sens car on ne disposera pas d'un réalisé fiable à la maille demi-horaire.

Question 15 : Avez-vous d'autres remarques sur la régulation incitative de la qualité de service pour la période TURPE 6 distribution ?

D'une façon générale, EDF considère qu'une régulation incitative appliquée à de nouveaux indicateurs doit être accompagnée d'une analyse coûts / bénéfices préalable au cas par cas.

En effet, l'amélioration des performances d'Enedis en termes de qualité de service génèrera obligatoirement des coûts supplémentaires. Il est donc nécessaire de comparer la hausse des coûts in fine supportée par les utilisateurs du réseau via le niveau du TURPE et le gain procuré à tous les utilisateurs.

EDF est favorable à l'introduction d'indicateurs de qualité de la remontée des courbes de charge par les GRD, et ce pour l'ensemble des GRD.

Avec le passage à une première publication des écarts en S+1 au lieu de S+3 à partir du 02/01/2021, il est primordial que la remontée des courbes de charges par les GRD en S+1 fasse l'objet d'un suivi.

Une mauvaise qualité de remontée des courbes de charge par les GRD pourrait en effet induire un recalage contre-productif de la prévision par les responsables d'équilibre, par rapport à la cible visée qui est le calcul final Recotemp, mais aussi une estimation erronée de la 1ère facture d'écarts en M+1.

Question 16 : Etes-vous favorable à la proposition de la CRE de maintenir la cible actuelle de critère B, soit 62 minutes, dans la régulation incitative de la continuité d'alimentation pour la période du TURPE 6 distribution ?

EDF note le caractère équilibré et proportionné de la proposition de la CRE. EDF y est donc favorable.

Question 17 : Etes-vous favorable à la proposition de calendrier pour l'intégration d'ici à TURPE 7 des données Linky dans le calcul du critère B ?

EDF y est favorable.

Question 18 : Partagez-vous les objectifs envisagés par la CRE pour les 3 indicateurs de qualité d'alimentation hors critère B (critère M, critère F-BT et critère F-HTA) ?

EDF n'a pas de remarque sur cette question.

Question 19 : Etes-vous favorable aux niveaux envisagés de couverture du mécanisme des pénalités pour coupure longues, qui prennent en compte l'historique des charges effectivement encourues par Enedis tout en maintenant un niveau équivalent d'incitation pour le distributeur ?

EDF soutient la prise en compte des pénalités effectivement versées par le distributeur sur la période 2017-2019, particulièrement élevées à cause des aléas climatiques exceptionnels de 2019, pour caler le niveau de couverture par le CRCP.

EDF est également favorable au maintien du niveau des pénalités forfaitaires déclinées par niveau de tension versée aux consommateurs par tranche de 5 heures.

Question 20 : Avez-vous des remarques concernant le cadre de régulation incitative de la R&D envisagée par la CRE pour le TURPE 6 distribution ?

EDF n'a pas de remarque, si ce n'est la nécessaire sanctuarisation des dépenses de R&D afin de garantir une activité pérenne et porteuse d'innovation au service de tous.

Question 21 : Etes-vous favorable aux propositions d'évolution formulées par la CRE sur le dispositif du guichet *smart grids* afin de lui donner plus de souplesse et d'efficacité ?

EDF est favorable à ces propositions d'évolution qui devraient permettre d'améliorer le guichet « Smart grids » et qui sont cohérentes avec les guichets similaires pour le gaz et pour RTE.

Question 22 : Dans le cadre du traitement prioritaire du sujet des données, êtes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE sur la mise en place d'un cadre de régulation pour la publication de données prioritaires ? D'autres données doivent-elles figurer dans cette liste de données prioritaires pour lesquelles la CRE propose de suivre le délai de publication ?

EDF est favorable à ces orientations. Toutefois, comme EDF l'avait indiqué dans sa réponse de juillet dernier aux propositions de la CRE sur la qualité de service d'Enedis, il est essentiel que, concernant la transmission en J+1 des courbes de charge Linky ou marché d'affaires, les données mises à disposition par le distributeur soient exemptes de points manquants.

Nous proposons que les indicateurs soient libellés comme suit :

- Taux de transmission en J+1 des courbes de charge complètes Linky,
- Taux de transmission en J+1 des courbes de charges complètes du marché d'affaires.

Par ailleurs, une autre donnée semble importante à suivre, celle concernant la transmission des index quotidiens et des puissances maximales quotidiennes pour les compteurs Linky. En effet, les clients sont plus intéressés par cette prestation (F305) que par celle de mise à disposition de la courbe de charge quotidienne (F300C) puisque l'on constate environ deux fois plus de demandes de F305 que de F300C.

Question 23 : Etes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE sur la mise en place d'une régulation incitative à la réalisation d'actions prioritaires ? Avez-vous des remarques sur la liste des actions prioritaires identifiées à ce stade ?

La CRE met en place un mécanisme de pénalisation financière des retards de développement des services qu'elle demande à Enedis de développer. Il est nécessaire d'allouer les moyens au gestionnaire de réseau de réaliser ces actions prioritaires. En outre, en cas de définition de nouvelle action prioritaire en cours de période TURPE 6, il conviendra d'arbitrer entre les actions ou l'allocation de moyens supplémentaires pour la réaliser.

La réalisation des actions prioritaires listées peut nécessiter des évolutions du cadre réglementaire dont les jalons se situent régulièrement sur le chemin critique (exemple récent avec les ORI). Lors d'un désaccord entre la CRE et les pouvoirs publics sur la nécessité d'une de ces évolutions, il est important de veiller à ne pas pénaliser le distributeur.

Concernant la contracyclicité du stockage, cela suppose que le stockage réponde à un signal prix reflétant les contraintes locales du réseau, ce qui est faux à ce jour puisque la majorité des batteries raccordées en distribution se valorisent en FCR. EDF n'est donc pas favorable à l'intégration de ce sujet dans les actions prioritaires.

Question 24 : Avez-vous des remarques concernant le niveau prévisionnel des charges liées au système électrique d'Enedis ?

EDF n'a pas de remarque complémentaire.

Question 25 : Avez-vous des remarques concernant le niveau prévisionnel des charges nettes d'exploitation (hors charges liées au système électrique) d'Enedis ?

La réponse est confidentielle

Question 26 : Avez-vous des remarques concernant le niveau des paramètres de rémunération pour la période du TURPE 6 distribution et notamment la prise en compte de la baisse des taux d'intérêts sur les marchés et la baisse du taux d'imposition des sociétés ?

La réponse est confidentielle

Question 27 : Avez-vous des remarques sur la trajectoire d'investissement proposée par Enedis ?

Les investissements réalisés par Enedis doivent permettre à un gestionnaire de réseau efficace d'effectuer les missions qui lui sont confiées en particulier dans le contexte actuel de transition énergétique rapide.

Par ailleurs, il est essentiel pour que le modèle de péréquation tarifaire puisse perdurer, qu'Enedis ait les moyens de respecter les engagements pris vis-à-vis des collectivités locales dans les contrats de concession signés ou en cours de renouvellement.

Question 28 : Avez-vous des remarques concernant les ajustements envisagés sur la trajectoire d'investissement « hors réseau » d'Enedis ?

EDF considère que les charges de SI cœur de métier ne doivent pas entrer dans le périmètre incité. En effet, il s'agit d'une activité stratégique, au cœur de la transformation du métier de gestionnaire de réseau. En tout état de cause, il est nécessaire de donner à Enedis les moyens de réaliser sa transformation numérique.

Question 29 : Etes-vous favorable aux ajustements envisagés par la CRE concernant l'intégration des colonnes montantes « loi ELAN » à la BAR d'Enedis ?

La réponse est confidentielle

Question 30 : Avez-vous des remarques sur les trajectoires envisagées par la CRE concernant l'évolution du nombre de clients, des puissances souscrites et des volumes acheminés par Enedis pour la période du TURPE 6 distribution ?

Question 31 : Avez-vous des remarques relatives à l'évolution tarifaire envisagée du TURPE 6 distribution ?

L'évolution tarifaire envisagée est la résultante des arbitrages effectués par la CRE sur tous les postes de coûts d'Enedis. EDF souhaite une modification de cette évolution tarifaire tenant compte de ses remarques formulées aux précédentes questions.

Question 32 : Etes-vous favorable aux modalités d'évolution du paramètre Rf envisagées par la CRE ?

EDF est favorable aux modalités d'évolution du paramètre Rf envisagées par la CRE, en cohérence avec les deux délibérations suivantes :

- La délibération de la CRE du 26 octobre 2017 qui a eu pour conséquence d'augmenter, à compter du 1^{er} janvier 2018, la composante annuelle de gestion d'un montant Rf pris en compte au titre des contreparties financières versées aux fournisseurs pour la gestion de la clientèle effectuée par ces derniers pour le compte des GRD.
- La délibération du 18 janvier 2018 qui prévoit que la contrepartie financière versée par Enedis aux fournisseurs, évolue chaque année de l'inflation, à compter du 1^{er} août 2021.

Question 33 : Etes-vous favorable à la proposition de la CRE de maintenir la forme générale des grilles tarifaires ?

EDF est favorable à la proposition de la CRE de maintenir la forme générale des grilles qui correspond à un équilibre satisfaisant entre simplicité et reflet des coûts.

Question 34 : Etes-vous favorable aux propositions de la CRE sur la baisse des composantes de comptage pour les domaines de tension BT<= 36 kVA mais aussi HTA et BT > 36 kVA ?

EDF est attentive à ce que les composantes de comptage reflètent les coûts de comptage supportés par les distributeurs.

EDF souhaite que les utilisateurs puissent constater rapidement les bénéfices générés par les compteurs communicants.

S'il est vrai que les évolutions des technologies de comptage conduisent à une baisse des coûts notamment de relève, pour tous les domaines de tension, EDF s'interroge sur les coûts et leur

accroissement (stockage, transmission des données, sécurisation du processus, ...) dans le cadre des obligations de mise à disposition des données de comptage par les gestionnaires de réseau.

Afin de favoriser l'utilisation des prestations d'accès aux données qui permettent un suivi fin de la consommation, EDF préconise que celles-ci ne soient pas facturées. Les coûts correspondants doivent donc être pris en compte dans la composante de comptage.

Par ailleurs, EDF propose d'intégrer l'impact financier de la mise en œuvre du pas de temps de règlement des écarts à 15 minutes en TURPE 6 dans les composantes de comptage HTA et BT>36 kVA, compte-tenu notamment des paramétrages de compteurs pour mesurer les courbes de puissance active et réactive et de tension au pas 5 minutes qui devront intervenir au préalable et de la possible mise à disposition des courbes au pas 5 minutes au lieu du pas 10 minutes (doublement des données).

La mise en œuvre du pas de temps de règlement des écarts pour les sites BT \leq 36 kVA va générer des coûts de profilage supplémentaires qui devront être intégrés dans la composante de comptage.

Pour les clients HTA et BT supérieurs à 36 kVA, les GRD supportent des coûts supplémentaires pour faire face aux prochains paliers techniques (fin du RTC, ...) qui vont plutôt dans le sens d'une hausse de la composante de comptage.

Question 35 : Etes-vous favorable aux grilles tarifaires envisagées pour les domaines de tension HTA et BT ?

EDF est favorable à un meilleur reflet possible des coûts de réseau avec l'application de la nouvelle méthode de calcul de la composante de soutirage proposée par la CRE.

EDF accueille favorablement l'évolution des grilles proposées, qui intègrent en particulier une augmentation de la part fixe liée à la prise en compte d'un coût de desserte. En effet, les utilisateurs qui réduisent leur soutirage en dehors des périodes de pointe voient actuellement leur facture baisser de manière bien plus importante que la baisse des coûts occasionnés pour le réseau. La nouvelle structure proposée permet de mieux refléter les coûts occasionnés par chaque catégorie de consommateurs.

EDF note que cette évolution se traduira par une augmentation significative du TURPE pour les consommateurs qui ont une faible utilisation de leur puissance souscrite, en particulier les consommateurs HTA pour lesquels l'augmentation de la part fixe est la plus importante.

Cependant le niveau prévisionnel du CRCP pour 2020 montre clairement que la structure actuelle du TURPE ne reflète pas la structure des coûts d'Enedis. En effet, la crise sanitaire en 2020 a entraîné une baisse significative des volumes soutirés et par conséquent une baisse des recettes. Force est de constater que les coûts n'ont pas baissé d'autant dans le même temps puisque l'écart anticipé sur les recettes tarifaires est de 486 M€ par rapport aux coûts supportés par Enedis. Cette structure du TURPE qui reflète trop partiellement la structure des coûts, a pour conséquence directe un niveau exceptionnellement élevé du CRCP en fin de période TURPE 5 de 588 M€ soit plus de 7 fois celui en fin de période TURPE 4 (75 M€). L'apurement du CRCP se fera sur les quatre années du TURPE 6, ce qui

constitue un report des coûts générés par les utilisateurs de 2020 sur les factures des futurs utilisateurs du réseau.

Il paraît donc nécessaire que la CRE poursuive ses travaux permettant une meilleure affectation des coûts aux catégories d'utilisateurs avec une augmentation plus importante des coûts de desserte alloués dans la part proportionnelle à la puissance souscrite et dans la part fixe annuelle du TURPE.

Dans sa consultation, la CRE indique qu'elle souhaite analyser au premier trimestre 2021 les impacts de la crise sanitaire. EDF y est favorable.

Question 36 : Etes-vous favorable à l'alignement du coefficient pondérateur pour le calcul de la tarification des dépassements de puissance en HTA sur celui de la HTB ?

EDF n'a pas d'avis sur cette question.

Question 37 : Etes-vous favorable à préciser, dans les règles tarifaires relatives à la distribution, que dans le cas où un regroupement conventionnel de points de connexion concerne des installations de production et des points de soutirage, les flux d'injection ne peuvent être déduits des flux de soutirage pour le calcul de la composante annuelle de soutirage ?

La possibilité de regroupement conventionnel ne vise pas à permettre un « netting » des soutirages par des injections dans le cas où sont regroupés des installations de production et des points de soutirage.

Ainsi, EDF est favorable à préciser, dans les règles tarifaires relatives à la distribution, que dans le cas où un regroupement conventionnel de points de connexion concerne des installations de production et des points de soutirage, les flux d'injection ne peuvent être déduits des flux de soutirage pour le calcul de la composante annuelle de soutirage.

Question 38 : Etes-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 ?

EDF partage l'appréciation de la CRE selon laquelle les coûts supportés aujourd'hui par Enedis pour la gestion des autoconsommateurs individuels ou participant à des opérations d'autoconsommation collective ne sont pas représentatifs des coûts cibles, qu'il est difficile d'apprécier aujourd'hui.

Dans la phase actuelle d'émergence de l'autoconsommation, EDF est favorable au maintien temporaire du niveau actuel des composantes de gestion jusqu'à ce qu'un chiffrage fondé sur les coûts réels puisse être établi en régime plus stable.

Une révision des composantes de gestion pourrait être envisagée lors de la clause de rendez-vous à mi-TURPE 6. Dans l'éventualité où une telle révision serait importante et pourrait impacter significativement l'économie des installations existantes, EDF souhaiterait, que les évolutions de

composantes de gestion soient lissées dans le temps, pour éviter de déstabiliser l'économie des installations d'autoconsommation déjà réalisées sur la base des conditions actuelles.

Question 39 : Etes-vous favorable au maintien du principe d'une composante de soutirage, optionnelle, à destination des utilisateurs raccordés au réseau basse tension participant à une opération d'autoconsommation collective, telle qu'actuellement en vigueur ?

EDF est favorable au maintien du principe d'une composante de soutirage optionnelle à destination des utilisateurs raccordés au réseau basse tension participant à une opération d'autoconsommation collective, conformément aux dispositions législatives en vigueur. EDF avait détaillé sa position dans sa réponse aux consultations précédentes de la CRE notamment celle de février 2018 relative à la prise en compte de l'autoconsommation dans la structure du TURPE HTA-BT et des tarifs réglementés de vente.

Question 40 : Etes-vous favorable à la suppression du paramètre de 30% de participation des flux « auto-produits » aux flux amonts ?

Aujourd'hui, les opérations d'autoconsommation collective sont très peu nombreuses et de petite taille.

L'analyse mentionnée par la CRE dans la présente consultation ne porte que sur deux opérations d'autoconsommation collective, ce qui n'est pas représentatif de ce que sera prochainement l'autoconsommation collective (la CRE indiquant que 34 opérations sont actives et 41 opérations sont déclarées en projet).

EDF partage le constat de la CRE que sur les deux opérations étudiées, il semblerait possible de supprimer le paramètre de 30% de participation des flux « auto-produits » aux flux amonts. Mais la généralisation de cette conclusion est prématurée car l'essor de l'autoconsommation collective n'a pas encore eu lieu et les nouvelles opérations pourraient être de plus grande taille et entraîner des échanges avec le réseau HTA venant modifier le constat actuel.

Il apparaît donc prématuré de supprimer ce paramètre, EDF souhaite donc que la CRE réalise une analyse complète dans deux ans sur un panel plus large et plus représentatif des opérations d'autoconsommation collective, et puisse alors décider de réviser ce paramètre sur la base d'un constat portant sur un retour d'expérience plus complet et représentatif.

Question 41 : Etes-vous favorable à l'exemption de la règle imposant de souscrire une formule tarifaire d'acheminement pour 12 mois consécutifs dans le cas où un participant à une opération d'autoconsommation collective ayant souscrit l'option tarifaire spécifique à l'autoconsommation collective quitte cette opération ?

EDF considère que, dans la mesure où un client quitte une opération d'autoconsommation collective, il est logique qu'il ne bénéficie plus du TURPE spécifique réservé aux opérations d'autoconsommation et qu'il lui soit appliqué un TURPE « classique ».

Cependant, une telle mesure dérogatoire génère un risque d'arbitrage infra-annuel. Toutefois, la formule tarifaire 4 index sera obligatoire pour tous les sites raccordés en basse tension avec une puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA en 2024, ce qui supprimera le risque d'arbitrage infra-annuel entre formules tarifaires d'acheminement saisonnalisées ou non.

Enfin, l'introduction de cette exemption nécessiterait une évolution des systèmes d'information des gestionnaires de réseau qui aujourd'hui ne permettent pas une modification de la formule tarifaire d'acheminement au cours des 12 mois suivant sa souscription. Il conviendrait donc préalablement à une décision sur le sujet d'en évaluer la faisabilité technique et financière.

Question 42 : Partagez-vous la proposition de la CRE de reconduire la règle selon laquelle une composante de soutirage optionnelle pour les participants à des opérations d'autoconsommation collective ne peut s'appliquer que dans le cas d'opérations dont l'ensemble des participants est raccordé en aval du même poste de transformation HTA/BT ?

La composante de soutirage optionnelle prévoit un prix plus faible pour les flux « auto-produits ». Ce prix plus faible est justifié par la CRE par la proximité géographique entre les moyens de production et les points de soutirage de l'opération d'autoconsommation collective, tous étant raccordés en aval du même poste de transformation HTA/BT, cette proximité géographique faisant supposer une faible utilisation des réseaux amont à la BT. C'est cette proximité géographique qui sous-tend également la proposition de la CRE de supprimer le paramètre de 30% de participation des flux « auto-produits » aux flux amonts.

Il n'y a donc aucune justification physique ou économique permettant l'accès à la formule tarifaire d'acheminement optionnelle aux participants consommateurs d'une opération d'autoconsommation collective s'ils ne sont pas raccordés en aval d'un même poste de transformation HTA/BT que tous les participants producteurs. L'application de la formule tarifaire spécifique à ces participants conduirait à une situation discriminatoire et à une rupture de l'égalité de traitement des clients placés dans la même situation. Elle doit donc être évitée.

Afin de refléter le plus justement possible ces principes, EDF est donc favorable aux règles suivantes qui ont vocation à s'appliquer tout au long du fonctionnement d'une opération d'autoconsommation collective :

- Si tous les participants (producteurs et consommateurs) à une opération d'autoconsommation collective sont raccordés en aval du même poste de transformation HTA/BT, tous les participants consommateurs peuvent souscrire la composante de soutirage optionnelle.

- Si uniquement des participants consommateurs ne sont pas raccordés en aval du même poste de transformation HTA/BT que les participants producteurs, ils ne peuvent pas souscrire la composante de soutirage optionnelle mais les autres participants consommateurs, qui sont en aval du même poste de transformation HTA/BT que les participants producteurs, peuvent souscrire la composante de soutirage optionnelle.

Ainsi, en cas d'élargissement d'une opération d'autoconsommation collective à des participants situés en aval d'un autre poste de transformation HTA/BT :

- Si c'est un nouveau participant producteur, les participants consommateurs ne peuvent pas conserver la composante de soutirage TURPE spécifique autoconsommation collective optionnelle.
- Si c'est un nouveau participant consommateur, ce dernier ne peut pas souscrire la composante de soutirage optionnelle mais les autres participants consommateurs conservent leur composante de soutirage optionnelle.

De telles règles vont être très complexes à gérer pour les gestionnaires de réseau. Il paraît nécessaire d'en tenir compte dans la fixation du niveau de la composante de gestion appliquée aux participants aux opérations d'autoconsommation collective.

ooOoo