

Consultation publique de la CRE n°2019-003 relative au cadre de régulation tarifaire applicable aux opérateurs d'infrastructures régulées en France

Réponse d'EDF

29 mars 2019

EDF accueille favorablement cette première consultation de la CRE relative aux futurs tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité et de gaz, en particulier la volonté de la CRE de rechercher une plus grande cohérence entre ces différents tarifs, tout en tenant compte des spécificités de chaque opérateur.

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

EDF a fait valoir auprès de l'actionnaire de RTE, la Coentreprise de Transport d'Electricité, ses observations sur le cadre de régulation tarifaire applicable au transport d'électricité.

Question 1 : Partagez-vous le bilan globalement positif du cadre tarifaire mis en œuvre par la CRE depuis 10 ans ?

Concernant les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité

EDF partage la vision de la CRE selon laquelle le cadre réglementaire lors des dernières périodes tarifaires a permis aux gestionnaires de réseau de remplir leurs missions avec un haut niveau de qualité, en particulier, la définition d'un cadre tarifaire ad hoc pour le programme Linky, puis pour le programmes de compteurs numériques dans les Zones Non Interconnectées, a permis d'équiper en compteurs communicants, à date, la moitié des clients en France. Il est essentiel de maintenir dans la durée ces deux cadres réglementaires tels qu'ils ont été définis lors du lancement des projets.

Toutefois, la formule de rémunération du cadre tarifaire général doit interroger sur la capacité des gestionnaires de réseau à faire face à leurs obligations de service public dans un contexte de transition énergétique. Les annulations des tarifs de distribution sont cependant préjudiciables au besoin de visibilité et de stabilité des parties prenantes.

EDF continue de penser que le modèle de charges de capital pour la distribution qui repose sur l'existence de plusieurs assiettes de rémunération manque de lisibilité et de robustesse économique. Il rend difficile la valorisation d'Enedis, notamment par les analystes et les marchés financiers. Cela plaide pour une simplification du modèle de charges de capital.

De plus, il est nécessaire que la trajectoire de régulation incitative définie par la CRE soit atteignable et que le cadre ne conduise pas structurellement à un CMPC nominal plus bas que prévu.

EDF

22-30, avenue de Wagram
75008 Paris
www.edf.com

Concernant les Zones Non Interconnectées au réseau métropolitain continental (ZNI), les délibérations du 22 mars 2018 ont clarifié le cadre de régulation, suite à la demande de juin 2017 d'EDF de renoncer au bénéfice de la formule forfaitaire de péréquation pour son activité de gestionnaire de réseau dans les ZNI, et d'opter pour une péréquation fondée sur ses coûts réels d'exploitation.

Concernant les tarifs d'utilisation des réseaux publics de gaz

Le cadre tarifaire mis en place par la CRE a permis la réalisation d'investissements importants pour améliorer la sécurité d'approvisionnement, la liquidité du marché et la fluidité du système gazier de transport. Cependant, EDF constate que les différents tarifs de transport de gaz ont fortement augmenté ces dernières années dans un contexte de baisse du nombre de souscriptions et de consommation.

EDF s'interroge sur la bonne anticipation de cette baisse dans les trajectoires des différents tarifs gaziers.

Dans l'ATRD, la formule d'évolution annuelle et la bonne adéquation entre la structure tarifaire et le système de profilage, ont donné une bonne lisibilité aux fournisseurs.

Question 2 : Partagez-vous les grands enjeux identifiés par la CRE pour la prochaine génération de tarifs ?

Dans un secteur énergétique en profonde évolution, les tarifs d'utilisation des réseaux constituent une pierre angulaire majeure. Il est essentiel que les gestionnaires de réseau disposent des ressources leur permettant d'exercer pleinement leur rôle dans l'accompagnement de la transition énergétique.

Il est indispensable que ces tarifs répondent aux attentes des utilisateurs de manière économiquement efficace, préservent les enjeux industriels, et permettent un accès au réseau non-discriminatoire, condition nécessaire à l'exercice d'une concurrence efficace sur le marché de la fourniture. Il est également indispensable d'avoir un cadre de régulation pérenne pour donner de la visibilité aux différents acteurs.

Concernant les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité

Le premier enjeu est la couverture des coûts exposés par les gestionnaires de réseaux et une juste rémunération de la base d'actifs en tenant compte des risques supportés, comme prévu par l'article L. 341-2 du code de l'énergie. La notion de gestionnaire de réseau efficace doit également être appliquée. Pour ce faire, il est souhaitable que la CRE reconnaisse le socle de coûts considérés comme ceux d'un gestionnaire de réseau efficace et assortisse ses demandes de révision à la baisse des coûts d'éléments permettant de démontrer qu'ils ne correspondent pas à ceux d'un gestionnaire efficace.

Une attention spécifique devra être accordée aux nouvelles activités, notamment celles en accompagnement de la transition énergétique. Celles-ci sont bien sûr éligibles à la couverture des

coûts, mais il faudra tenir compte de l'effet d'expérimentation et d'apprentissage pouvant conduire à une moindre efficacité temporaire, des risques nouveaux et éventuellement des coûts échoués.

La rémunération des activités de gestionnaire de réseaux de transport et distribution doit être fixée au niveau nécessaire et pertinent pour permettre aux gestionnaires de réseau de mener à bien leurs missions dans un contexte d'évolutions profondes et structurelles du paysage énergétique :

- accompagner les objectifs ambitieux de hausse de la part EnR dans le mix énergétique, non seulement par une hausse des activités de raccordement, mais aussi en adaptant les réseaux et systèmes pour maintenir la sûreté compte tenu des caractéristiques de ces modes de production,
- accompagner les évolutions de l'utilisation du réseau (bornes de recharge des véhicules électriques, autoconsommation, etc.),
- tout en maintenant une ambition d'amélioration permanente du service rendu aux utilisateurs du réseau,
- spécifiquement pour les ZNI, poursuivre les travaux fondamentaux d'électrification des zones isolées.

Le deuxième enjeu est d'améliorer la qualité de la répercussion des coûts par le tarif aux utilisateurs. L'objet du TURPE doit rester de répercuter aux différentes catégories d'utilisateurs les coûts de réseau que leurs utilisations engendrent, en respectant le principe de péréquation géographique et en appliquant un certain degré de mutualisation des dépenses. Il importe notamment d'éviter son utilisation comme un moyen de soutien à des utilisateurs ou des usages.

La péréquation géographique est un facteur déterminant de solidarité sociale et territoriale, auquel EDF est profondément attachée comme le sont de très nombreux acteurs ainsi que la représentation nationale.

Le fait que chaque catégorie d'utilisateurs supporte effectivement les coûts qu'elle occasionne est un enjeu d'efficacité économique et d'équité. Il est déterminant que le signal prix reflète les coûts et évite les subventions croisées entre les catégories d'utilisateurs.

Or, certains acteurs pourraient solliciter des réductions ou des exonérations ou des distorsions de la structure pour favoriser certains usages ou filières (autoconsommation, stockage, hydrogène, photovoltaïque, véhicule électrique...).

Quels que soient les mérites de ces usages et de ces filières pour le succès de la transition énergétique, EDF considère qu'un tel soutien relève de subventions décidées dans le cadre de la politique publique (aide directe ou exonérations fiscales) et non du TURPE. De plus, l'utilisation du TURPE à cet effet serait susceptible d'entraîner des contentieux de la part des catégories de consommateurs qui auraient à financer ces réductions ou exonérations et, in fine, de fragiliser la péréquation géographique.

Le troisième enjeu est de conserver des mécanismes réglementaires appropriés par rapport aux objectifs. Les trajectoires ou les seuils doivent être fixés afin d'être atteignables, proportionnés et incitatifs dans

l'intérêt partagé des utilisateurs et des gestionnaires de réseaux. Il sera donc nécessaire de mettre en place des dispositifs différenciés pour chaque catégorie de charges :

- des mécanismes incitatifs permettant à l'opérateur de conserver ou de partager avec les utilisateurs le bénéfice des gains de productivité qu'il réalise (pour des charges maîtrisables et des risques contrôlables),
- des mécanismes de régulation incitative pour les risques partiellement contrôlables (système de bonus / malus en fonction de l'atteinte de seuils pour certains indicateurs),
- des mécanismes de pass-through (CRCP) pour les risques non maîtrisables.

Si besoin, l'affectation des coûts dans chacune des catégories pourra être mise à jour.

Concernant les tarifs d'utilisation des réseaux publics de gaz

Le projet de Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE) a confirmé les perspectives de baisse de la demande de gaz à moyen-long terme sur le marché français. Il conviendra donc d'être prudent concernant les investissements futurs afin d'éviter les coûts échoués qui seraient inévitablement répercutés sur les consommateurs.

Concernant la régulation du stockage de gaz, il sera indispensable de prévoir une trajectoire d'évolution des infrastructures de stockage nécessaires à la sécurité d'approvisionnement en pleine cohérence avec la trajectoire à la baisse des consommations.

Enfin, il sera important de conserver la cohérence entre la structure tarifaire (en distribution) et le système de profilage, cette cohérence ayant donné la visibilité nécessaire aux fournisseurs.

Question 3 : Considérez-vous comme la CRE qu'une durée de la période tarifaire de 4 ans est adaptée pour l'ensemble des tarifs ?

Oui, une durée de la période tarifaire de 4 à 5 ans permet de donner de la visibilité et une stabilité juridique tout en étant adaptée à une vision industrielle. Mais il est indispensable de maintenir une clause de revoyure pour des aléas majeurs ou des évolutions significatives impactant les recettes ou les coûts des gestionnaires de réseau.

Tout changement de périodicité du tarif nécessiterait d'adapter notamment les paramètres de taux de rémunération et les aspects pouvant être traités lors des clauses de rendez-vous, compte tenu du niveau de partage des risques entre utilisateurs et gestionnaire de réseau, du niveau d'incitation envisagé et de la fixation des objectifs pour la périodicité choisie.

Une synchronisation des dates d'évolution des tarifs de réseaux d'électricité avec celle d'évolution de la Reconstitution des flux (Recoflux et les profils au 1^{er} juillet) est souhaitable.

Pour les tarifs de gaz, une synchronisation des dates d'évolution des différents tarifs (transport, distribution, stockage) et du système de profilage permettrait de limiter les impacts opérationnels, les risques supportés par les différents acteurs et augmenterait la lisibilité pour les clients finaux.

Question 4 : Etes-vous favorable à la publication par les opérateurs de prévisions indicatives du tarif au-delà de la période tarifaire en cours et sur 4 années glissantes ?

EDF comprend les demandes émanant de certains acteurs de disposer des prévisions indicatives de niveau tarifaire au-delà de la période tarifaire en cours. Certains fournisseurs ont déjà fait cette demande lors de réunions publiques afin de pouvoir réduire le risque supporté lorsqu'ils proposent des offres pluriannuelles à prix fixes (offres comprenant la part acheminement).

Toutefois, EDF relève que l'impact du CRCP sur l'évolution annuelle des tarifs (en particulier l'impact de la thermosensibilité sur la consommation) étant élevé, les évolutions annuelles proposées par la CRE avec le modèle simplifié présentent un intérêt très limité pour les acteurs.

De plus, la proposition de la CRE n'empêcherait pas l'effet de surprise à chaque début de période tarifaire, en cas de modification de la structure tarifaire ou de la répartition des recettes.

Enfin, le fonctionnement proposé n'ayant aucune valeur d'engagement ni d'approbation par la CRE, il risquerait de conduire à des incompréhensions voire à des risques de contentieux juridiques.

Dans l'éventualité où la publication de prévisions indicatives du tarif serait malgré tout mise en œuvre, EDF considère que ce serait à la CRE, et non aux opérateurs de réseaux, d'en prendre la responsabilité.

Question 5 : Etes-vous favorable aux principes de fonctionnement du CRCP envisagés par la CRE ?

Pour les charges les moins prévisibles et moins maîtrisables, un mécanisme de type CRCP corrigeant l'écart entre le prévisionnel et le réalisé afin de permettre la couverture des coûts au plus tôt est indispensable. Les charges résultant d'évolutions législatives ou réglementaires devraient cependant bénéficier d'un traitement ad hoc en cas d'impact significatif nécessitant une couverture par le tarif sans délai (clauses de revoyure ou de réouverture).

EDF est également favorable au taux d'apurement du CRCP plafonné à +/-2% et à son extension à l'ensemble des tarifs. Concernant le risque d'« effet yo-yo » évoqué par la CRE en cas d'augmentation de ce plafond, une structure du tarif reflétant mieux les inducteurs de coûts permettrait de limiter fortement ce risque (en particulier réduire la part des coûts facturés aux utilisateurs en fonction de leur volume de soutirage qui paraît aujourd'hui trop grande puisque les coûts n'évoluent pas en fonction de ces mêmes soutirages, permettrait de réduire l'effet de la thermo-sensibilité des consommations sur le CRCP).

EDF souhaite aussi souligner que la dotation FPE reçue au titre des activités de gestionnaire de réseau dans les ZNI pèse pour environ 1/3 de ses revenus d'activité réseau dans les ZNI, alors que ses charges sont réparties sur toute l'année. Or cette recette FPE n'est versée qu'en fin d'année. EDF doit donc supporter sans contrepartie un BFR important. EDF demande donc un versement du FPE mensualisé, ceci étant facilité par le fait qu'une trajectoire de dotation FPE est prévue par la CRE dans le calcul du TURPE. A défaut, l'impact du délai de paiement du FPE devrait être pris en compte dans les charges retenues pour la prochaine période tarifaire.

Question 6 : Etes-vous favorable au principe envisagé par la CRE d'évolution du calcul du CRCP pour coordonner les tarifs de transport et de distribution d'électricité ?

Oui, EDF est très favorable à ce principe. En effet, les distributeurs qui sont les premiers clients de RTE, doivent voir leurs propres tarifs mis à jour en même temps que celui de RTE, ce qui permettra de répercuter immédiatement aux utilisateurs des réseaux de distribution les évolutions du tarif du réseau de transport.

Question 7 : Etes-vous favorables à la reconduction du mécanisme de régulation incitative des charges d'exploitation en vigueur pour les prochains tarifs ?

Le mécanisme de régulation incitative des charges d'exploitation est un mécanisme vertueux car il génère une incitation à la réalisation de gains de productivité.

Cependant, les trajectoires définies ex-ante doivent être réalistes et atteignables et ne doivent porter que sur des charges maîtrisables. A défaut, cela revient à pénaliser mécaniquement le taux de rémunération affiché et peut également conduire à une sous-couverture des coûts.

En particulier, des mesures d'abaissement systématique du niveau des charges couvertes par le tarif sans que les leviers pour atteindre cette baisse ne soient à la main de l'opérateur reviendraient à mettre en péril la bonne réalisation de ses missions alors que même les activités historiques exigent des efforts croissants et des développements importants. La présomption d'efficacité de l'opérateur doit rester un socle du cadre de régulation et le benchmark doit être pertinent.

Concernant les ZNI, il est indispensable de prendre en compte la spécificité des territoires et de ne pas reproduire l'analyse menée pour la métropole continentale. Le régulateur devrait également tenir compte du fait que dans des petits systèmes, les coûts peuvent varier rapidement (territoires très isolés – donc coûteux à desservir - jusqu'alors non desservis, ampleur des raccordements illégaux et des interventions à faire pour y remédier, taille relative de certains gros objets, etc). Le niveau des coûts à une date donnée n'est donc pas nécessairement le bon niveau pour les années à venir.

Les mécanismes d'incitation sont à calibrer entre leurs coûts de mise en œuvre et leur efficacité. Notamment, la notion de charges d'exploitation partiellement incitées serait trop complexe et donc inadaptée pour un petit gestionnaire de réseau.

Concernant le stockage gaz, EDF ne partage pas le point de vue de Storengy et de Géométhane, selon lequel une régulation incitative serait prématurée. EDF relève que Teréga, également opérateur de stockages, ne partage pas ce point de vue. EDF considère que les activités de stockage sont suffisamment matures pour se voir appliquer, comme les activités de réseau, une régulation incitative incitant à l'amélioration continue de la performance, au bénéfice des utilisateurs.

Question 8 : Etes-vous favorable à la reconduction du mécanisme incitant les opérateurs à maîtriser leurs charges de capital au même titre que leurs charges d'exploitation sur un périmètre EDF

d'investissement « hors réseaux » ? Le cas échéant, pensez-vous que les systèmes d'information de pilotage du réseau ou de mise à disposition des données devraient être exclus du périmètre « hors réseaux » incité et faire l'objet d'une régulation « classique » avec inclusion automatique dans la BAR des investissements réalisés ?

EDF est favorable à la reconduction de ce mécanisme pour les charges de capital sur un périmètre d'investissements hors réseaux tels que immobilier, véhicules, informatique non spécifique, mais à condition que le mécanisme mis en place soit adapté à l'enjeu financier et que le périmètre en soit bien défini. En outre, les mécanismes de régulation ne doivent pas être un frein au besoin de transformation des activités du gestionnaire de réseau qui peuvent se traduire par un accroissement des coûts à minima transitoire (par exemple, actions de MDE sur les bâtiments).

Les charges sur les SI cœur de métier ne doivent pas être dans le périmètre incité, car il s'agit d'activités stratégiques, notamment les enjeux de digitalisation du réseau qui sont au cœur de l'évolution de l'activité du gestionnaire de réseau.

Toutefois, il semble compliqué de décliner de tels principes pour des gestionnaires de réseau de taille plus réduite (BAR multiples).

Question 9 : Etes-vous favorable au maintien des principes généraux de fonctionnement du CRCP et de partage des risques entre les gestionnaires de réseaux et les utilisateurs ?

EDF est favorable au maintien des principes généraux de fonctionnement du CRCP et du partage des risques. Il est indispensable de trouver un équilibre entre nécessaire incitation, lisibilité et faisabilité.

EDF s'exprimera sur la déclinaison concrète de ces principes lors de la consultation prévue sur ce sujet, en veillant notamment à ce que le raffinement des incitations partielles ne nuise pas à l'efficacité.

Question 10 : Etes-vous favorable à maintenir la compensation au CRCP des pertes et profits des gestionnaires de réseau dus aux variations de consommations / souscriptions ?

Concernant les tarifs de réseaux d'électricité, EDF est favorable à ce maintien car les variations de consommations et de souscriptions peuvent engendrer des écarts très conséquents aux trajectoires prévisionnelles, sans aucune prévisibilité ou maîtrise possible par les gestionnaires de réseau.

Concernant les tarifs de réseaux de gaz, EDF a émis à plusieurs reprises de fortes réserves concernant la promotion des usages gaz par les gestionnaires de réseaux de distribution. Cette promotion apparaît encore plus questionnable alors que la politique Energie Climat de la France vise une réduction forte de la consommation de gaz dans les prochaines années.

Comme l'indique la CRE dans cette consultation, les incitations à l'augmentation des raccordements semblent démesurées. Par ailleurs, elles semblent contreproductives au regard de la PPE. En effet, en cas de dépassement de la trajectoire de raccordement, GRDF perçoit :

- un bonus à travers la régulation incitative,

- et conserve l'intégralité des recettes liées aux abonnements, souscriptions de capacité et terme proportionnel à la distance (soit environ 40% des recettes).

S'agissant de ce second point, il n'y a aucune justification d'un traitement différencié entre le gaz et l'électricité. L'intégralité des recettes doit être couverte au CRCP dans la mesure où les variations de consommations et de souscriptions peuvent engendrer des écarts très conséquents aux trajectoires prévisionnelles, sans aucune prévisibilité ou maîtrise possible par les gestionnaires de réseau. Ces recettes ne sont pas maîtrisables par les gestionnaires de réseaux.

L'alignement entre les tarifs de gaz et d'électricité souhaité par la CRE devrait également conduire à supprimer les bonus d'incitation au raccordement de nouveaux consommateurs pour GRDF.

Question 11 : Etes-vous favorable à maintenir les charges de capital liées aux réseaux au CRCP pour ne pas envoyer d'incitation à réduire le volume d'investissement à court terme ?

Les charges de capital doivent être couvertes au plus juste, dans les cas de sous-consommation évoqués comme dans des cas de surconsommation : certaines catégories d'investissement peuvent présenter des évolutions fortes dans le courant d'un exercice ou d'une période tarifaire. Il est donc nécessaire de maintenir ces charges de capital au CRCP, ce d'autant plus pour accompagner les enjeux de transition énergétique.

En effet, EDF ne partage pas l'analyse de la CRE selon laquelle les charges de capital liées aux réseaux sont globalement prévisibles et maîtrisables : le poids des demandes de raccordement producteurs EnR en particulier devient très significatif et peu prévisible (forte variabilité dans le temps selon l'avancement des projets sur lesquels les gestionnaires de réseaux n'ont ni contrôle ni visibilité).

Question 12 : Etes-vous favorable au maintien des charges d'énergie/ de pertes partiellement au CRCP afin d'inciter les gestionnaires de réseau à les réduire ?

Le sujet des pertes est un sujet important, d'une part en raison du poids des pertes dans les coûts de la distribution, mais aussi en raison de son importance dans le processus de reconstitution des flux.

La CRE reconnaît que les charges correspondant aux pertes sont peu prévisibles et qu'elles ne sont pas totalement maîtrisables du fait de leur lien avec les prix de marché et de leur forte dépendance aux températures constatées.

EDF reste très réservée sur l'intérêt d'une régulation incitative des pertes pour les gestionnaires de réseau, comme exprimé dans sa réponse à la consultation de la CRE de juillet 2016 sur TURPE 5.

Il serait utile que la CRE présente un retour d'expérience sur la période tarifaire TURPE 5 (régulation centrée, atteinte du plafond, effet du déploiement des compteurs communicants...) pour étayer l'intérêt de poursuivre cette régulation.

Question 13 : Que pensez-vous du périmètre des charges prises en compte au CRCP ?

Pour EDF, le périmètre tel que fixé dans TURPE 5 est bien adapté, sauf :

EDF

22-30, avenue de Wagram

75008 Paris

www.edf.com

- les impôts, redevances et taxes, qui ne sont pas un poste raisonnablement prévisible et maîtrisable, et qui devraient être intégrés au CRCP. En effet, les taux d'impôts, redevances et taxes peuvent évoluer au cours d'une période tarifaire sans que les gestionnaires de réseau aient une quelconque maîtrise dessus.
- les risques spécifiques aux ZNI qui sont à ce jour non intégrés dans le taux de rémunération (fiscalité, taxes spécifiques, périmètre des concessions, actions d'électrification, définition des événements climatiques exceptionnels, ...).

Question 14 : Etes-vous favorable au maintien des principes qui régissent le cadre de régulation en vigueur concernant les dépenses d'investissement des différents opérateurs d'infrastructures régulées?

EDF est favorable au maintien de ces principes.

Question 15 : Partagez-vous la position préliminaire de la CRE selon laquelle une rémunération explicite des actifs amortis toujours exploités n'est pas souhaitable ?

EDF ne partage pas la position préliminaire de la CRE.

Ces actifs, si leur exploitation est nécessaire au-delà de leur durée de vie comptable pour les besoins du réseau, engendrent des risques spécifiques liés à leur âge, que les gestionnaires de réseau ne peuvent pas forcément anticiper. Dès lors, il convient soit de rémunérer le risque associé, soit de définir d'autres modalités permettant de traiter ces risques (par exemple : couverture des coûts ad hoc par le tarif en cas de modification des politiques de maintenance au vu d'études statistiques).

Question 16 : Partagez-vous la position préliminaire de la CRE selon laquelle une rémunération explicite des subventions d'investissement n'est pas souhaitable ?

Aujourd'hui, tous les actifs d'Enedis sont rémunérés a minima par la marge sur actifs, nonobstant leur mode de financement. A modèle de charges de capital inchangé, cette rémunération devrait être maintenue.

Question 17 : Etes-vous favorable aux évolutions des modalités de calcul de la rémunération des actifs des opérateurs, envisagées par la CRE, et principalement la différenciation des taux de rémunération des actifs historiques et des nouveaux actifs ?

EDF rappelle que le modèle de charges de capital devrait être simplifié (cf. question 1). Dans le modèle actuel, EDF souhaite néanmoins faire les observations suivantes.

La CRE envisage deux pistes de modifications relatives aux modalités de détermination du taux de rémunération des actifs pour mieux refléter en particulier l'évolution du coût de financement des actifs : d'une part, la différenciation des taux de rémunération des actifs historiques et des nouveaux actifs ; d'autre part une indexation du taux de rémunération dédié aux nouveaux actifs.

EDF

22-30, avenue de Wagram
75008 Paris
www.edf.com

EDF n'est pas favorable à la différenciation envisagée des taux de rémunération, car elle ne serait pas cohérente avec le mode de financement réel des actifs dans une entreprise. En effet, le financement de l'activité est en général réalisé de manière globale, sans fléchage entre les nouveaux actifs, ni les actifs d'un projet donné, et les nouvelles dettes de l'année. Ce financement global permet notamment de gérer au mieux le financement et le refinancement de l'activité, en fonction des conditions de marché, en ajustant notamment le montant de dette émise, sa maturité, voire sa devise d'émission. La différenciation envisagée serait par ailleurs une source de complexité et de perte de visibilité, injustifiée selon EDF.

Ainsi EDF préfère maintenir le système actuel avec un seul taux de rémunération pour l'ensemble des actifs du régulé, hors prime incitative spécifique sur certains actifs.

A cet égard, en revanche, il serait logique qu'une prime incitative forfaitaire soit fixée pour les nouveaux actifs, pendant une période restreinte, au-delà du taux de rémunération général, compte tenu de la prise de risque supplémentaire que constitue tout nouvel actif durant sa phase projet et de début d'exploitation.

Par ailleurs, une forme d'indexation du taux de rémunération pourrait être pertinente selon EDF à travers la définition d'une formule de référence du taux sans risque intégré dans le calcul de la rémunération, afin de refléter l'évolution de ce taux. Dans cette hypothèse, le taux sans risque pour Enedis pourrait être défini comme une moyenne sur une période longue des rendements OAT de maturité longue (proche de la durée de vie des actifs d'Enedis). Une telle formule de référence pourrait être calée de façon à conduire en 2019 au taux actuel de 2,7%. Une telle formule serait notamment un facteur de visibilité utile pour optimiser la gestion des investissements.

Cette formule de référence conduirait néanmoins, probablement, à une baisse future du taux sans risque inclus dans le taux de rémunération, et par conséquent à une baisse de ce dernier, ce qui ne serait a priori pas justifié selon EDF et demanderait à être corrigé au niveau des trois paramètres suivants :

- la prime de risque marché action qui reflète le surplus de rémunération exigée du marché actions par rapport au marché obligataire. La prime de risque marché est en effet négativement corrélée au taux long terme. Aujourd'hui, la prime de risque marché de 5% retenue par la CRE est en-dessous des standards retenus par les différents acteurs qui tablent sur des niveaux proches de 6-7 % ;
- le spread de financement, qui devrait être également plus élevé notamment pour tenir compte du financement également en devises étrangères pour des raisons de gestion du risque de liquidité et de refinancement ;
- enfin, une prime de risque additionnelle devrait être ajoutée au taux de rémunération fixé au niveau du coût moyen du capital (CMPC) pour introduire une marge suffisante permettant d'éviter le risque que la rémunération soit en-dessous du CMPC : il s'agit là encore d'un standard de marché dans les groupes industriels. A minima, une prime de risque incitative sur les nouveaux actifs pourrait être introduite comme évoqué ci-dessus.

Enfin, il convient de souligner que le risque identifié par la CRE que le taux sans risque actuel sous-jacent au taux de rémunération, plus élevé que les taux actuels, ne conduise à des surinvestissements, est sans fondement selon EDF. En effet, d'une part, le taux de rémunération global n'est en rien excessif, y compris pour les nouveaux investissements, compte tenu de la fixation des trois paramètres évoqués ci-dessus à des niveaux inférieurs à ceux du marché. D'autre part, l'analyse de l'intérêt économique d'un investissement ne tient en général pas compte des conditions de financement immédiates, compte tenu du financement global et non fléché comme évoqué ci-dessus.

Question 18 : Jugez-vous satisfaisants le principe et les paramètres (taux de partage, plafond de l'incitation) du mécanisme de régulation incitative des coûts unitaires d'investissement introduit par les délibérations tarifaires ATRD 5 et TURPE 5 HTA BT?

EDF considère que disposer d'un suivi des coûts unitaires d'investissement sur certains éléments est un indicateur pertinent dans le cadre du pilotage des activités réseau et de sélectivité des investissements, et donc qu'un mécanisme de suivi de ces coûts est justifié.

Il conviendrait cependant de mettre en perspective le suivi des coûts unitaires avec un certain nombre d'effets collatéraux néfastes pouvant apparaître dans la négociation avec les fournisseurs lorsque les coûts unitaires sont tirés à la baisse : effets sur les stocks (sur la nature des pièces et sur le temps de rotation) et donc sur la trésorerie, allongement des délais de livraison impactant les délais de raccordement, écoulement d'anciennes gammes retardant l'accès à l'innovation ou au contraire imposition de nouvelles gammes par les fournisseurs limitant les gains d'échelle, moindres possibilités de spécifications...

Concernant les ZNI, il sera indispensable que l'échantillon soit homogène et suffisamment représentatif.

A ce stade, le mécanisme de régulation des coûts unitaires d'investissement introduit en 2019 ne dispose pas d'un recul suffisant pour nous permettre de juger de sa pertinence.

Question 19 : Avez-vous des observations à formuler sur le cadre incitatif en vigueur et les évolutions envisagées par la CRE pour les grands projets de transport ?

La maîtrise des coûts de ces projets est essentielle pour les gestionnaires de réseau de transport et tous les utilisateurs des réseaux. Il semble essentiel de s'attacher au respect des budgets cibles.

Toutefois, le cadre proposé par la CRE ne peut s'appliquer que pour les grands gestionnaires de réseaux de transport et pas dans les ZNI, dans lesquels les projets sont de taille beaucoup plus réduite.

Question 20 : Avez-vous des remarques sur l'application de la régulation incitative à la maîtrise des coûts des grands projets à des projets de taille plus réduite, sélectionnés de façon aléatoire ou discrétionnaire ?

La volonté d'étendre la régulation incitative afin d'améliorer la maîtrise des coûts est vertueuse et compréhensible.

EDF

22-30, avenue de Wagram

75008 Paris

www.edf.com

Cependant, il semble difficile d'appliquer une régulation incitative sur un projet sans avoir au préalable défini les critères précis d'évaluation. En effet, le gestionnaire de réseau pourrait être pénalisé a posteriori sur des critères et des seuils dont il n'avait pas connaissance au préalable.

Question 21 : Quelles évolutions du cadre incitatif en vigueur pour les projets d'interconnexion vous sembleraient pertinentes ?

Concernant les interconnexions gaz, en principe les projets d'interconnexions devraient être réalisés sur la base d'open seasons et d'engagements de long terme de la part d'acteurs du marché.

EDF considère que l'utilisation des interconnexions est optimale dès lors que l'ensemble des opportunités d'arbitrage sont effectivement saisies, compte tenu des conditions de marché de part et d'autre de l'interconnexion et des conditions d'exploitation propres à l'ouvrage (la disponibilité technique par exemple). Une incitation basée sur la réalisation d'un taux d'utilisation fixé ex-ante fait porter au gestionnaire de réseau un risque lié aux évolutions des conditions de marché qui sont difficiles à estimer et sur lesquelles le gestionnaire de réseau de transport n'a aucune prise.

Question 22 : Etes-vous favorable à la définition des coûts échoués proposée par la CRE ?

EDF est favorable à la définition proposée par la CRE.

Question 23 : Etes-vous favorable aux principes que la CRE propose de retenir pour le traitement des coûts échoués et qui sont ceux déjà en place dans l'ATR ?

EDF n'est pas favorable aux principes proposés par la CRE pour les coûts échoués pour les tarifs de distribution et de transport d'électricité. EDF préconise de maintenir la couverture de ces coûts par le CRCP. Comme souligné par la CRE, les réseaux de distribution d'électricité sont plus sujets à des coûts échoués non maîtrisables par le gestionnaire de réseau, suite à des événements météorologiques notamment.

Question 24 : Partagez-vous l'analyse de la CRE selon laquelle seuls les frais d'études sans suite devraient être couverts par le tarif ?

EDF partage l'analyse générale de la CRE sur la couverture des frais d'étude sans suite par le tarif.

Concernant les dépenses relatives aux achats de fourniture et de travaux, EDF ne partage pas l'analyse de la CRE selon laquelle il est de la responsabilité de l'opérateur de s'assurer qu'un projet pourra être mené à son terme avant d'engager ces dépenses. En effet, certains projets pourraient être abandonnés pour des raisons externes à l'opérateur (recours juridique, évolution réglementaire). Il serait donc préférable d'adapter le périmètre des coûts couverts par le tarif en fonction de la raison du non-aboutissement du projet.

Question 25 : Pour les investissements à cycle long, êtes-vous favorable à la proposition de la CRE concernant la rémunération des immobilisations en cours (IEC)?

EDF est favorable à la rémunération des IEC au même taux que la BAR (Coût Moyen Pondéré du Capital). Il n'y a pas de raison économique que les investissements à cycle court soient traités de manière distincte des investissements à cycle long.

EDF rappelle par ailleurs défendre de manière constante la prise en compte de la BAR au 1^{er} juillet de l'année N plutôt qu'au 1^{er} janvier de l'année N+1.

Lors de la précédente consultation publique sur l'ATRD, EDF avait déjà regretté que les immobilisations en cours ne soient pas rémunérées au Coût Moyen Pondéré du Capital (CMPC) alors que les gestionnaires de réseau financent ces actifs au CMPC.

Question 26 : Etes-vous favorable au maintien d'une trajectoire de R&D telle que fixée actuellement ? Etes-vous favorable à la révision de ces montants au bout de deux ans ?

En préambule, EDF souligne que les dépenses de R&D ne doivent concerner que les activités régulées et non des activités en concurrence. Il semble, dans le cas des opérateurs gaziers, que des dépenses concernent des innovations dans le domaine concurrentiel.

Une trajectoire lisible est nécessaire pour la construction de programmes de recherche pluri-annuels cohérents et nécessitant le développement de nouveaux outils et compétences.

Offrir la possibilité aux opérateurs de demander une révision de ces montants afin d'intégrer les évolutions technologiques toujours plus rapides serait effectivement utile. Cependant, ce mécanisme ne doit pas introduire une incertitude sur les montants minimums qui pourrait conduire les opérateurs à réduire les ambitions des programmes de recherche pour en maîtriser le risque.

Question 27 : Etes-vous favorable à la mise en place d'un tel mécanisme dans le secteur du gaz ?

Avez-vous des suggestions d'évolutions qui permettraient d'améliorer le déploiement de technologies smart grids par les opérateurs ?

Ce système ne semble pas avoir fonctionné. En l'absence de retour d'expérience positif, il semble difficile de l'étendre au secteur du gaz. Une baisse du seuil pourrait être envisageable.

Une solution alternative pourrait consister à inclure ces projets dans les trajectoires R&D dès lors qu'ils sont validés par la CRE sur la base d'une analyse coûts / bénéfices.

Question 28 : Les évolutions envisagées par la CRE vous semblent-elles être pertinentes pour améliorer la transparence des opérateurs sur leurs projets de R&D et d'innovation ?

Avez-vous d'autres suggestions pour améliorer cette transparence ?

Les résultats de R&D alimentent un ensemble de participations reconnues aux instances de diffusion de la connaissance que sont les colloques, forums, publications dans les journaux scientifiques ou comités de concertation.

Plus qu'une refonte totale à ce stade il semblerait qu'un travail de fond sur la meilleure mise en visibilité des documents existants pourrait être entrepris.

Question 29 : Etes-vous favorable à la démarche envisagée par la CRE pour inciter les opérateurs à favoriser l'innovation de l'ensemble des acteurs ?

EDF ne partage pas l'analyse de la CRE selon laquelle les gestionnaires de réseaux doivent répondre à toutes les demandes des acteurs de marché. Les coûts des opérateurs étant in fine supportés par les utilisateurs des réseaux, il est indispensable d'évaluer les demandes des acteurs selon plusieurs critères :

- la demande fait-elle partie des activités des opérateurs ?
- l'opérateur de réseau est-il le plus efficace pour répondre à cette demande ?
- la demande concerne-t-elle la majorité des utilisateurs du réseau, ce qui peut justifier la mutualisation des coûts au sein du tarif de réseau, ou une minorité d'acteurs, ce qui justifierait de facturer cette demande à travers une prestation spécifique ?
- les aspects juridiques de protection des données doivent être respectés. A cet égard, EDF en tant que gestionnaire de réseau dans les ZNI doit préserver la confidentialité des informations commercialement sensibles mais également respecter le Règlement général sur la protection des données (RGPD) en vigueur depuis le 25 mai 2018 et la loi n° 2018-493 du 20 juin 2018 qui a modifié la loi informatique et libertés qui imposent le respect de la confidentialité des données personnelles et dans certaines circonstances exigent le consentement des clients pour enregistrer, collecter et utiliser leurs données.

Si l'importance des données pour la collectivité est confirmée, les coûts de publications de données doivent être couverts. Il conviendrait d'éviter également la redondance des données. L'évolution très rapide des demandes en la matière justifierait de traiter ces coûts en charges non incitées.

Par ailleurs, l'imbrication d'une multiplicité de consultations par chacun des gestionnaires de réseaux, puis par le régulateur, est peu lisible et non optimisée en termes de coût et d'efficacité. Si concertation il y a, il paraît souhaitable qu'elle soit organisée par le régulateur.

Question 30 : Quelles sont, selon vous, les thématiques prioritaires sur lesquelles les opérateurs doivent être incités ?

Partagez-vous la priorité identifiée par la CRE sur les délais de raccordement ?

EDF partage la priorité identifiée par la CRE sur les délais de raccordement. Cependant, EDF n'est pas favorable à revenir sur la « date convenue » pour fixer l'indicateur, car cette date est fixée d'un

commun accord avec le demandeur. En particulier, cette date prend en compte le délai des travaux que l'utilisateur doit réaliser.

Il est à rappeler aussi que dans un contexte de très forte hausse des demandes de raccordement (en particulier dans l'activité insulaire), un raccourcissement des délais constatés passe nécessairement par une hausse des charges d'exploitation (plus de ressources nécessaires).

Question 31 : Etes-vous favorable à la mise en œuvre envisagée par la CRE d'un ou plusieurs indicateurs statistiques sur la distribution géographique de certains indicateurs de qualité d'alimentation et de service ? Avez-vous des propositions à faire ?

Certains acteurs de marché souhaitent obtenir des indicateurs de performance à une maille plus fine que la maille nationale. EDF partage l'analyse de la CRE selon laquelle les spécificités géographiques des zones empêchent l'atteinte du même niveau de performance, quelle que soit l'efficacité de l'opérateur de réseau.

EDF n'est pas favorable à la publication de ces indicateurs à une maille départementale ou par concession :

- les gestionnaires de réseau publient déjà un nombre certain d'indicateurs pour chaque autorité concédante, dans les Comptes Rendus d'Activité de Concession,
- la publication de ces indicateurs par concession ou département pourrait mettre en risque l'acceptabilité de la péréquation géographique des tarifs de réseau. En effet, une publication à une maille locale poserait des problématiques politiques d'affichage et risquerait d'entraîner des décisions d'investissements non efficaces économiquement.

Question 32 : Etes-vous favorable à l'introduction envisagée par la CRE d'indicateurs environnementaux ? Considérez-vous qu'ils doivent faire l'objet d'une incitation ?

Le Groupe EDF s'est aussi engagé sur 6 Objectifs de Responsabilité d'Entreprise et à ce titre suit un certain nombre d'indicateurs développement durable. Trois de ces Objectifs sont liés à l'environnement et aux ressources naturelles : le climat, la biodiversité et l'efficacité énergétique.

L'analyse d'indicateurs environnementaux est ainsi déjà une priorité du groupe.

EDF est favorable à la mise en place d'indicateurs environnementaux dès lors que les objectifs sont correctement calés et atteignables et que le cadre tarifaire donne les moyens financiers aux opérateurs de réseaux d'atteindre ces objectifs.

Question 33 : Avez-vous toute autre proposition ou remarque sur le cadre de régulation tarifaire ?

Comme EDF l'avait exprimé lors de la consultation sur la dotation complémentaire du FPE relative à ses activités dans les ZNI, la régulation incitative sur la continuité d'alimentation ne paraît pas adaptée au contexte de ces territoires, du fait de l'alignement des critères retenus par la CRE pour classer les événements climatiques de grande ampleur en incidents exceptionnels sur ceux de métropole continentale. En effet, ces territoires sont soumis à des phénomènes climatiques spécifiques qui

EDF

22-30, avenue de Wagram

75008 Paris

www.edf.com

induisent une grande volatilité d'une année à l'autre des indicateurs de continuité d'alimentation tels que calculés selon ces critères, et l'atteinte de l'objectif de régulation tel que défini relève beaucoup plus du hasard que de la performance.

ooOoo