

## Consultation publique de la CRE n°2019-018 du 17 octobre 2019 relative à la qualité de service et aux actions des gestionnaires de réseaux en faveur de l'innovation des acteurs pour le secteur de l'électricité

### Réponse d'EDF

---

2 décembre 2019

EDF accueille favorablement cette consultation qui donne l'opportunité de s'exprimer en amont de la prochaine décision tarifaire.

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, iii) en tant que producteur et iv) en tant que maison-mère d'Enedis.

Le présent document détaille les réponses d'EDF aux questions posées dans la consultation en particulier :

- Pour qu'une régulation incitative soit efficace, elle doit être réaliste avec des objectifs atteignables sur lesquels le gestionnaire de réseau dispose de leviers d'action pour les maîtriser, elle doit porter sur les activités essentielles, le nombre d'indicateurs doit être limité afin de garantir leur cohérence.
- Le revenu autorisé des gestionnaires de réseau doit tenir compte à la fois des moyens financiers nécessaires pour atteindre les objectifs fixés et du niveau de risque supporté.
- EDF souhaite que la CRE présente sa vision d'ensemble du dispositif en matière de régulation incitative (notamment le degré de priorité des différents objectifs et la force des incitations mises en place pour les atteindre), de qualité de service et d'innovation.
- EDF souhaite également que la CRE partage la méthode et les objectifs visés lorsqu'elle révisé les indicateurs.
- EDF souhaite que des analyses coûts / bénéfices soient faites lorsque la CRE propose d'augmenter des objectifs afin de comparer le gain pour les utilisateurs des réseaux généré par l'augmentation de la qualité de service et le coût nécessaire pour atteindre ces objectifs, ce coût étant répercuté aux utilisateurs des réseaux à travers le TURPE.
- Dans cette consultation, la CRE propose de réduire le nombre d'indicateurs existants tout en en créant de nouveaux. EDF trouve souhaitable de concentrer les indicateurs sur les missions principales des gestionnaires de réseaux et de limiter le nombre d'indicateurs incités afin d'améliorer la lisibilité de la régulation incitative et de faciliter le suivi.

EDF attire l'attention de la CRE sur le fait que ses réponses sur des objectifs précis ne peuvent être engageantes en l'absence de visibilité sur les moyens financiers accordés aux gestionnaires de réseau pour remplir leurs objectifs. Le niveau de revenu autorisé fera l'objet d'une consultation publique spécifique ultérieure.

**Question 1 : Êtes-vous favorable aux nouveaux niveaux d'objectifs des 6 indicateurs existants envisagés par la CRE ?**

Concernant les niveaux d'objectifs des indicateurs envisagés par la CRE, EDF émet plusieurs réserves :

- L'évolution à la hausse de tous ces objectifs est faite pour les années 2020 et 2021, qui correspondent à la période TURPE5. La CRE n'envisage pas à ce stade de faire évoluer le niveau de revenu autorisé pour le TURPE5, alors même que la régulation doit être équilibrée entre objectifs de performance et moyens financiers attribués aux gestionnaires de réseau.
- Dans les graphiques présentés par la CRE, on constate que l'historique est relativement court (un an et demi).
- Les niveaux envisagés sont très ambitieux et supérieurs aux niveaux réalisés jusqu'à présent. Il ne semble ni pertinent ni efficace que tout gain de régulation incitative réalisé par un gestionnaire de réseau soit « confisqué » dès la période suivant par le relèvement de l'objectif. Il serait inefficace qu'un gestionnaire de réseau soit incité à ne pas trop dépasser des objectifs pour limiter le risque que les objectifs soient augmentés lors de la période tarifaire suivante.
- Enfin, le nombre de compteurs Linky va augmenter significativement les deux prochaines années. Le déploiement des compteurs Linky n'est pas en phase opérationnelle stable mais reste encore pour les deux prochaines années un projet de déploiement massif de compteurs. Le nombre de télé-relevés journaliers et le nombre de télé-prestations vont donc augmenter significativement. EDF s'interroge sur le niveau des objectifs proposés par la CRE.

**Question 2 : Y a-t-il des indicateurs non pertinents ou ayant perdu de leur intérêt à ce stade du déploiement de Linky et de son environnement associé ?**

EDF n'a pas de position sur cette question.

**Question 3 : Êtes-vous favorable aux orientations de la CRE s'agissant de la régulation de la migration des compteurs dans le système d'information Ginko ?**

EDF partage l'analyse de la CRE selon laquelle la fin programmée du système DISCO permettra d'améliorer le nombre de compteurs transférés dans Ginko.

EDF est cependant réservé sur les niveaux très ambitieux des objectifs envisagés par la CRE pour le taux de compteurs posés en masse communicants dans Ginko en moins de 60 jours (75% en 2020 et

85% en 2021, le taux étant de 63,9% en 2019) et sur le fait que seul un malus soit envisagé sans bonus associé.

#### **Question 4 : Êtes-vous favorable aux niveaux des incitations envisagées par la CRE ?**

EDF émet des réserves sur les niveaux des incitations qui augmentent toutes significativement, notamment la multiplication de la force des pénalités (par 2 en 2020 et 3 en 2021). Le délai d'application proposé par la CRE est très court puisque la CRE annonce une délibération pour fin 2019, début 2020 ce qui ne laissera que peu de temps à Enedis pour mettre en place les moyens opérationnels d'atteindre les nouveaux objectifs.

#### **Question 5 : D'autres indicateurs pourraient-ils être envisagés permettant de s'assurer de l'exploitation des données collectées dans l'intérêt de la qualité et / ou du coût du service rendu ?**

L'introduction d'un nouvel indicateur mesurant le taux de transmission des données quotidiennes permettrait de vérifier que le service est correctement rendu aux clients qui accèdent à leurs données quotidiennes par le biais de l'espace Enedis ou par les applications des fournisseurs.

De plus, nous souhaitons ce même indicateur pour les données quotidiennes relatives aux sites raccordés en HTA et en BT > 36 kVA d'une part, pour les courbes de charges et d'autre part, pour les index et autres données du compteur. Aujourd'hui nous utilisons largement le service de transmission récurrente de la courbe de charge à une fréquence quotidienne et nous constatons des dysfonctionnements que nous déclarons à l'Opérateur Informatique (OI) d'Enedis. Ne faudrait-il pas suivre le nombre d'incidents déclarés à l'OI ayant trait aux problèmes relatifs à l'accès aux données ?

#### **Question 6 : Etes-vous favorable à la proposition de la CRE d'ajuster les niveaux des objectifs des trois indicateurs mentionnés au regard des performances d'EDF SEI sur ces indicateurs ? Etes-vous favorable aux niveaux envisagés des objectifs et incitations des indicateurs existants ?**

##### Concernant le taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours :

Les résultats sur le taux de réponse dans les 15 jours enregistrés à date se situent sur le périmètre complet couvert par l'activité d'EDF SEI en tant que gestionnaire de réseau et fournisseur à 85%.

La proposition de révision des taux à 90% pour 2020 et 93% pour 2021 versus 78% et 83% initialement constitue donc une forte progression.

EDF propose une trajectoire plus progressive sur l'ensemble du périmètre d'EDF-SEI de : 87% en 2020 et 90% en 2021.

##### Concernant le taux de respect de la date de raccordement :

#### **EDF**

22-30, avenue de Wagram  
75008 Paris  
[www.edf.com](http://www.edf.com)

Au regard des résultats atteints sur les dernières années, la proposition de révision des taux cibles de respect de la date de mise en service convenue pour EDF SEI est pertinente et conforme à la logique vertueuse de la régulation incitative.

#### Concernant le critère B :

Au regard des résultats enregistrés par EDF-SEI sur ces dernières années sur le critère B, le niveau de l'objectif actuellement fixé (329 mn avec la méthodologie issue du TURPE 5) peut sembler en effet peu ambitieux, les résultats atteints en 2017 et 2018 étant largement meilleurs que ce niveau. Toutefois EDF attire l'attention sur le fait que, quelle que soit la méthodologie retenue, les fluctuations annuelles liées aux aléas climatiques et sociaux sont importantes car la petite taille des territoires ne permet pas le foisonnement statistique d'évènements naturels impactants mais non catégorisés comme exceptionnels ; EDF souligne que sur ce point, les années 2018 et 2019 ont été favorables.

Aussi, afin de mieux lisser ces fluctuations annuelles, EDF propose que le niveau d'objectif soit calculé sur la moyenne des quatre années 2015-2018 donnant une valeur de 224,6 minutes selon les nouvelles modalités envisagées. La réduction de l'indicateur qui en résulterait devrait alors s'accompagner d'une réduction de l'amplitude de l'impact maximal de ce critère, pour tenir compte de cet effet de forte variabilité annuelle exogène qui ne devrait légitimement apporter ni effet d'aubaine ni pénalisation excessive. En cohérence avec la réduction de moitié de l'incitation, le plafond et le plancher maximal associés à ce critère devraient être ramenée à +/- 1,75 M€/an.

#### **Question 7 : Souhaitez-vous que la méthode utilisée pour calculer le critère B (durée moyenne de coupure des utilisateurs BT) d'EDF SEI soit modifiée en utilisant la définition d'évènement climatique exceptionnel retenue par EDF SEI ?**

EDF est favorable à la modification proposée de la méthode utilisée pour calculer le critère B, qui correspond à un retour à la méthode qu'elle utilisait jusqu'à 2017. En effet cette méthode permet un meilleur filtre des phénomènes naturels même si, comme indiqué ci-dessus, aucune approche ne permet de gommer la forte variabilité annuelle.

En outre, pour les quatre territoires dont le nombre de clients dépassaient les 100 000 clients, définir le seuil de qualification des événements exceptionnels à la valeur fixe de 100 000 clients coupés et non à une proportion du nombre de clients du territoire introduisait une importante inégalité de traitement entre ces territoires. En effet ce seuil de 100 000 clients coupés représentait à fin 2018 26% du nombre total de clients BT de la Réunion, mais plus de 54% du nombre total de clients BT de la Martinique (Corse 39%, Guadeloupe 43%, Guyane et COM seuil fixé par défaut à 50%).

#### **Question 8 : Que pensez-vous de la proposition de la CRE de demander à Enedis d'étudier la possibilité de simplifier le modèle de prévision des pertes utilisé pour la reconstitution des flux ?**

EDF est 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.

Ce chantier d'exploitation des relevés quotidiens était au programme du GT Recoflux pour l'élaboration du modèle de pertes 2019 ; en raison du faible déploiement de Linky sur la période d'étude, l'approche par bouclage sur les relevés quotidiens n'a pas été concluante. Il est prévu qu'Enedis poursuive ce travail pour le polynôme 2020 ; plus le déploiement Linky sera avancé, plus cette approche devrait être payante.

**Question 9 : Que pensez-vous de la proposition de la CRE d'adapter les indicateurs relatifs à la fiabilité du bilan électrique (modification de l'indicateur de l'énergie non affectée en Recotemp (ENA) et introduction d'un indicateur de la qualité de la remontée des courbes de charge) ?**

EDF est favorable à la mise en place d'un indicateur supplémentaire qui serait la moyenne annuelle de la valeur absolue de l'Energie Non Affectée (ENA) au pas demi-heure. 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 sera valorisé aux Prix du règlement des Ecart (et non plus au prix Spot) à partir de juillet 2020. La prévision des RE devra 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 favorable à l'introduction d'indicateurs de qualité de la remontée des courbes de charge par les GRD. EDF insiste depuis plusieurs années en GT Recoflux sur la nécessité de disposer de la vision finale de la qualité de la remontée des courbes de charges par les GRD en fin de processus mais aussi sur l'importance de disposer d'une vision de cette qualité dès le premier calcul en S+1. En effet les RE utilisent le résultat S+1 pour recalculer leurs prévisions : si ce premier calcul de référence S+1 est faussé en raison d'une mauvaise qualité de remontée des courbes de charge par les GRD, cela peut induire un recalage contre-productif de la prévision par les RE, par rapport à la cible visée qui est le calcul final Recotemp.

**Question 10 : Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE de réduire le nombre d'indicateurs suivis ? Quels sont les indicateurs qui devraient être supprimés ?**

EDF est favorable à la démarche générale de limitation du nombre d'indicateurs suivis afin de rendre la régulation incitative plus efficace car centrée sur les indicateurs et / ou activités essentiels du gestionnaire de réseau.

**Question 11 : Etes-vous favorable à la démarche proposée par la CRE d'inciter Enedis non plus sur le respect d'une date convenue mais sur la base d'un délai nominal entre la demande de raccordement et la mise en service effective, hors délais dépendant de facteurs exogènes (autorisations administratives par exemple) ?**

L'indicateur proposé par la CRE agrège deux éléments : l'écart entre la date convenue et la date de réalisation, et le délai minimal proposé par Enedis.

La date convenue peut être celle demandée par le client pour des raisons externes à Enedis. Il ne paraît donc pas approprié que l'incitation porte sur un délai nominal. Toutefois, il est souhaitable qu'Enedis ne propose pas de délai minimal trop long.

EDF est donc favorable au maintien de l'incitation sur le respect de la date convenue. En cas de doute sur le délai minimal ou la date proposés par Enedis, la CRE pourrait conduire un audit.

**Question 12 : Êtes-vous favorable à l'introduction du suivi par les ELD du délai moyen de raccordement par catégorie d'utilisateurs ?**

EDF partage la volonté exprimée par la CRE de limiter le nombre d'indicateurs incités ou suivis et n'est donc pas favorable à l'introduction d'un indicateur supplémentaire pour le suivi des délais moyens de raccordement.

La mise en place de l'indicateur de suivi du délai moyen de réalisation des travaux de raccordement par catégorie d'utilisateurs avec la segmentation proposée dans la délibération reste techniquement possible. Cela étant, l'expérience dans les Zones Non Interconnectées montre que l'interprétation et l'utilisation d'un tel indicateur de suivi s'avèrent délicates et compliquées. En effet, selon la nature des travaux à réaliser, nous pouvons avoir des délais très courts ou très longs, et ce aussi bien sur les segments  $\leq 36\text{kVA}$  que  $> 36\text{kVA}$  BT ou HTA. L'écart type important se justifie, entre autre, par :

- Un montage contractuel plus ou moins court : Proposition Technique et Financière suivie d'une Convention de Raccordement ou alors Convention de Raccordement Directe,
- Des documents administratifs (autorisation de voirie, servitude, convention de passage ...) qui peuvent s'avérer longs et complexes à obtenir,
- Une complexité d'ouvrages raccordement variable,
- Certains types de raccordement se rencontrent assez peu fréquemment sur chacun de nos territoires. Il serait alors nécessaire de s'assurer que le calcul d'un délai moyen a alors du sens,
- Des contraintes spécifiques à nos territoires (saison des pluies, période cyclonique, périodes estivales à fortes fréquentation ...) peuvent rendre compliqué et discutable la mise en place d'un délai moyen,

- La volonté parfois exprimée par des clients d'être mis en service à des dates plus éloignées que ce qui nous serait possible (disponibilité des ouvrages à leurs charges ...). Une régulation sur les délais moyens pourrait avoir des effets pervers, comme le fait de demander au client de revenir plus tard pour faire sa demande au plus près de son besoin.

Par ailleurs EDF souhaite qu'à terme les indicateurs de respect de la date convenue et les indicateurs de respect des délais de transmission des devis soient remplacés par un indicateur sur la qualité perçue sur les opérations de raccordement (cf. question 13).

**Question 13 : Etes-vous favorable à l'introduction du suivi d'un indicateur de qualité perçue sur les opérations de raccordement d'Enedis, tel que proposé par la CRE ?**

La qualité perçue évaluée sur la base des réponses facultatives à un questionnaire post-intervention apporte des éléments intéressants pour le gestionnaire de réseau. Cependant, il semble difficile d'en faire un indicateur de qualité fiable, les réponses des utilisateurs étant subjectives et le taux de réponse n'étant pas homogène selon le degré de satisfaction. EDF n'est donc pas favorable à l'introduction d'un tel indicateur.

Concernant les Zones Non Interconnectées, dans le domaine du raccordement, la spécificité d'EDF-SEI est d'être un opérateur intégré qui traite à la fois les demandes de raccordements et les aspects contractuels, ce qui permet d'envisager d'autres façons d'évaluer la performance dans ce domaine. EDF ne dispose pas, à date, d'enquêtes de satisfaction harmonisées sur l'ensemble de ces territoires, mais une réflexion est engagée sur le sujet et des expérimentations sont conduites.

EDF envisage la généralisation de ces enquêtes de satisfaction sur la qualité perçue des opérations de raccordement à tous les territoires. EDF propose le remplacement à terme des indicateurs de respect de délais ou de mesure de délais moyens par cet indicateur de satisfaction de la qualité perçue. Cette proposition permet en même temps de répondre à l'enjeu de simplification des indicateurs souhaité par la CRE.

**Question 14 : Êtes-vous favorable à la démarche proposée par la CRE pour fiabiliser le calcul du critère B (durée moyenne de coupure des utilisateurs BT) ? Etes-vous favorable au calendrier proposé par la CRE ?**

Le déploiement par EDF-SEI des compteurs numériques dans les Zones Non Interconnectées ayant un décalage de trois ans par rapport au programme Linky d'Enedis, cette question pour EDF ne sera à envisager que lors de la période TURPE ultérieure. Par ailleurs, l'infrastructure du Système d'informations d'EDF-SEI n'est pas rigoureusement identique à celle d'Enedis. L'intégration d'un outil tel qu'OKOUME nécessiterait donc au préalable de mener une étude technico-économique d'urbanisme SI.

**Question 15 : L'introduction d'une incitation financière sur l'indicateur de suivi des clients mal alimentés vous semble-t-elle pertinente ?**

EDF n'est pas favorable à la mise en place d'une incitation financière sur l'indicateur de suivi des clients mal alimentés. Outre le souhait de EDF de limiter le nombre d'indicateurs incités, un tel dispositif viendrait se rajouter aux dispositions sur le même sujet déjà en place dans le cadre de la relation concessionnaire entre le gestionnaire du réseau de distribution et l'Autorité Organisatrice de la Distribution d'Electricité (AODE), en particulier celle de la consignation d'une somme d'argent en cas de non-respect du niveau de qualité exigé prévue par les articles L322-12, R322-11 et R322-15 du code de l'énergie.

EDF attire par ailleurs l'attention sur la spécificité des systèmes insulaires qui engendre des variations de la tension et de la fréquence dans des plages plus importantes. Cette fragilité des systèmes insulaires est reconnue par la norme européenne EN50160 qui prévoit des variations plus importantes pour la fréquence dans les systèmes isolés. L'arrêté du 24 décembre 2007 relatif aux niveaux de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité a porté le seuil de clients mal alimentés en tension pour les zones non interconnectées à 5% au lieu de 3% pour la Métropole continentale.

**Question 16 : Etes-vous favorable à la proposition de la CRE d'inciter financièrement les trois indicateurs actuellement suivis de disponibilité des lignes téléphoniques d'Enedis ?**

EDF est actuellement satisfaite des performances des lignes téléphoniques d'Enedis.

Une analyse coûts / bénéfices préalable sur ces deux indicateurs paraît nécessaire. En effet, l'amélioration des performances d'Enedis sur ces deux indicateurs 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.

**Question 17 : Partagez-vous l'avis des acteurs rencontrés par la CRE et les résultats de l'enquête de satisfaction réalisée par RTE selon lesquels la qualité de service du gestionnaire de réseau de transport est globalement satisfaisante ?**

**Et question 18 : Partagez-vous l'analyse de la CRE s'agissant de la définition des enjeux prioritaires pour la qualité de service de RTE, enjeux qui pourraient faire l'objet de nouveaux indicateurs ?**

EDF répond en tant que fournisseur et en tant que producteur.

EDF est globalement satisfaite de la qualité du service offert par le gestionnaire de réseau de transport même si des axes d'amélioration pourraient apporter une valeur considérable aux acteurs.

EDF estime que l'élargissement du panel d'indicateurs ne doit pas être une fin en soi et considère que mieux vaut privilégier la qualité/pertinence à la quantité des indicateurs.

Dans le cadre des évolutions des mécanismes de marché, le respect par RTE de ses engagements, notamment en termes de délais de mise en œuvre, est considéré comme crucial (ex : mise en œuvre de TERRE repoussée d'un an). EDF tient à signaler que les coûts supportés par les acteurs pour adapter

**EDF**

22-30, avenue de Wagram

75008 Paris

[www.edf.com](http://www.edf.com)



leurs processus et systèmes informatiques sont considérables. Ceux-ci peuvent en effet augmenter de manière significative si RTE ne respecte pas son planning, si l'étendue des évolutions diffère de celle initialement prévue, ou si les livrables sont de mauvaise qualité. Compte tenu des nombreuses évolutions du design actuel (équilibre, exploitation du système), EDF considère qu'une régulation incitative pourrait donner les signaux pertinents afin que RTE donne systématiquement une visibilité suffisante (ex : feuille de route) voire engageante sur certains livrables clé, susceptible d'accroître l'efficacité économique. Une telle régulation s'apparenterait au cadre incitatif consacré au déploiement des infrastructures physiques d'interconnexion.

La qualité des services fournis aux responsables d'équilibre doit également être ciblée. A titre d'exemple, la disponibilité des guichets infrajournaliers de programmation est de la plus haute importance car elle permet de rééquilibrer le périmètre d'équilibre en cas d'aléas. Le respect de l'horaire théorique de fermeture des guichets devrait donc faire l'objet d'un suivi et l'indicateur associé pourrait tenir compte, via une pondération, des fermetures de plusieurs guichets successifs qui sont davantage impactantes.

**Question 19 : Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE de mettre en place un suivi des délais moyens de raccordement ainsi que du respect des délais de raccordement figurant dans la convention de raccordement ?**

Le faible nombre de cas présentés par la CRE ne semble pas justifier la mise en place d'un tel suivi, d'autant plus que la représentativité statistique serait faible.

Pour ce qui concerne l'activité d'EDF en tant que gestionnaire des réseaux HTB dans les Zones Non Interconnectées, le très faible nombre de raccordements HTB par an ne permet pas de calculer des moyennes pertinentes sur les délais de raccordement. Par ailleurs, les contraintes imposées par les différentes parties prenantes induisent des délais administratifs difficiles à maîtriser. EDF n'est donc pas favorable à la mise en place d'un suivi des délais moyens de raccordement ainsi que du respect des délais de raccordement figurant dans la convention de raccordement.

**Question 20 : Partagez-vous l'analyse de la CRE selon laquelle il apparaît pertinent de mettre en place un suivi des écarts entre les coûts figurant dans la PTF et les coûts réellement constatés ?**

EDF ne conteste pas l'intérêt de la réalisation d'un retour d'expérience sur chaque projet de raccordement HTB mené. Cependant, le faible nombre de raccordements ne semble pas justifier la mise en place d'un suivi des écarts, la faible volumétrie rendant difficile la généralisation des analyses.

Cependant le nombre de cas de raccordements HTB traités par EDF dans les Zones Non Interconnectées s'avère très faible. Le contexte de chaque projet et de chaque territoire est souvent très différent, ce qui rend difficile la reproductibilité de ces analyses.

**Question 21 : Partagez-vous l'analyse de la CRE selon laquelle le dispositif actuel relatif à la continuité d'alimentation est satisfaisant ?**

En tant que producteur et fournisseur, EDF partage cette analyse.

**Question 22 : Que pensez de la proposition de la CRE de mettre en œuvre un mécanisme incitatif asymétrique concernant la qualité d'alimentation ?**

L'enjeu est de maintenir la qualité actuelle :

- en identifiant les points de vulnérabilité en amont, notamment pour les infrastructures de transport (et éviter incident tel que celui de Montparnasse)
- en assurant les process sensibles en zone rurale.

Il ne semble pas certain qu'une régulation incitative asymétrique améliore la qualité.

**Question 23 : Êtes-vous satisfait du respect des engagements contractuels de RTE quant à la qualité de l'électricité ?**

En lien avec la question 18, EDF en tant que producteur et fournisseur, souhaiterait que soit introduit un indicateur lié à l'énergie cumulée n'ayant pas pu être injectée par les producteurs pour cause de contraintes réseau provenant de RTE, tenant compte notamment des opérations de maintenance du réseau programmées ou non programmées ayant eu une répercussion pour le producteur. Nous considérons que cet indicateur peut apporter des enseignements sur l'efficacité de la politique de maintenance de RTE et conduire à des éventuelles incitations dans des futurs exercices tarifaires.

EDF souhaiterait que le factuel de l'incident, lors d'une indisponibilité non programmée d'un ouvrage décrit dans le CART, soit enrichi avec la description factuelle par RTE des maintenances réalisées sur l'ouvrage en question. Cette description permettrait de renforcer la confiance dans la maintenance réalisée par RTE et éviterait d'effectuer des réclamations inutiles le cas échéant.

EDF salue la mise en œuvre de solutions innovantes telles que le déploiement des comptages sous IP (cadrés par le §4 du CART) couplé à la mise à dispositions des données via les portails Data et Services. Nous développons ce point en question 32.

**Question 24 : Que pensez-vous de la proposition de la CRE de faire rentrer cet indicateur dans la liste des indicateurs que RTE doit publier ?**

EDF confirme l'intérêt d'introduire un indicateur lié à l'onde de tension. EDF estime que les difficultés proviennent non seulement lorsque « le niveau de tension se situerait souvent dans la borne supérieure de l'intervalle défini par RTE » mais également lorsque la participation des producteurs au réglage entraîne des excursions de puissance réactive importantes. Un indicateur lié au « chemin parcouru » en tension pourrait être calculé dans le cadre du TURPE.

**Question 25 : Considérez-vous qu'il soit nécessaire d'améliorer la planification des travaux ? Que pensez-vous des deux propositions de RTE ?**

EDF, en tant que producteur et fournisseur, est globalement satisfaite de la planification des travaux au travers du contrat de gestion prévisionnelle avec RTE. EDF accueille favorablement les propositions de RTE.

EDF tient à rappeler que les interventions urgentes de RTE, telles que prévues par le CART, doivent répondre à des phénomènes non prévisibles (ex : des aléas) et ne devraient pas être la conséquence d'une action curative suite à une maintenance insuffisante. La fiabilité du réseau, notamment en ce qui concerne le réseau permettant l'injection des groupes de production (Réseau Amont et Evacuation), doit être maintenue avec des standards très élevés (voir réponse à la question 23).

**Question 26 : Êtes-vous satisfait du traitement actuel des réclamations par RTE et partagez-vous l'analyse de la CRE quant à l'intérêt d'inciter RTE sur l'indicateur relatif au taux de réponses sous 30 jours ?**

Le respect des délais de réponse aux réclamations est certes un élément important mais il n'est pas suffisant pour évaluer la qualité du traitement des réclamations par RTE. EDF estime que la durée globale de traitement des réclamations serait un indicateur plus approprié.

L'introduction d'un objectif incité portant sur le taux de réponse sous 30 jours pourrait en effet pousser RTE à rendre plus rapide son processus de réponse (ex : accusé de réception comportant des éléments succincts) sans que cela ait pour autant un effet bénéfique sur le niveau global de satisfaction du traitement des réclamations.

**Question 27 : Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE de mettre en place une incitation au respect des délais d'intervention prioritaire de dépannage de compteur et aux niveaux d'engagement seuil proposés ?**

**Question 28 : Êtes-vous favorable à l'introduction d'un indicateur sur les délais d'installation/changement de compteurs ?**

Dans la consultation, la CRE indique que seules 49 nouvelles installations de comptage ont été effectuées par RTE en 2018. Il semble donc disproportionné d'introduire un nouvel indicateur pour un nombre si faible de cas. De plus, si le nombre de cas reste aussi faible, chaque cas aura un poids significatif dans l'indicateur ce qui nuira à l'interprétation de l'évolution de l'indicateur d'une année sur l'autre. EDF est donc défavorable à l'introduction de cet indicateur.

**Question 29 : Êtes-vous d'accord avec la liste des données prioritaires proposée par la CRE pour Enedis ? D'autres données que celles proposées par la CRE devraient-elles faire l'objet d'un suivi voire d'une incitation financière ?**

Il est important de rester prudent sur les demandes de mise à disposition des données par les différents acteurs. En effet, il n'est pas souhaitable que des coûts significatifs soient engagés et couverts par le TURPE et donc in fine payés par tous les utilisateurs du réseau, pour mettre à disposition des données

EDF

22-30, avenue de Wagram

75008 Paris

[www.edf.com](http://www.edf.com)

pour un nombre réduit d'acteurs, utilisateurs ou non du réseau, destinées le plus souvent à une utilisation commerciale.

La création de prestations spécifiques, payantes dans le catalogue de prestations peut être une solution alternative.

Concernant la liste proposée par la CRE, EDF partage le fait que la cartographie des congestions de réseau est utile aux acteurs. Cependant, une telle cartographie est fortement basée sur des prévisions, qui ne sont pas auditable et qui contiennent une incertitude forte extérieure à Enedis. Il est préférable d'avoir des prévisions très court-terme ou des publications ex-post. En outre, une analyse des coûts qui seraient à engager sera à mettre au regard des gains attendus, notamment en termes de flexibilité, liés à la mise à disposition de ces données auprès des acteurs.

Il sera nécessaire que les moyens financiers nécessaires à l'accomplissement de ces missions soient accordés à Enedis.

EDF est favorable à l'ajout dans la liste des données prioritaires des prestations relatives aux boîtiers IP mais n'est pas favorable à la mise en place d'un indicateur sur le taux de disponibilité du portail « tiers ».

**Question 30 : Etes-vous en accord avec la liste des données prioritaires proposée par la CRE pour RTE ? D'autres données que celles proposées par la CRE devraient-elles faire l'objet d'un suivi voire d'une incitation financière ?**

EDF est favorable à la mise en place d'un suivi de la disponibilité et de la fiabilité de l'ensemble des données essentielles pour les acteurs. EDF estime que la publication rapide de ces données est également un élément essentiel pour en garantir la transparence et l'utilisation efficace par les acteurs. EDF, comme la CRE, considère que les données relatives au mécanisme de capacité, comme le niveau de capacité certifiée évoluée, devraient faire partie de la liste des données prioritaires et que leur qualité et les délais de publication devraient faire l'objet d'un suivi.

EDF estime que la mise à disposition de données supplémentaires par les opérateurs de réseau serait bénéfique :

- Le Common grid model français aux différents horizons de temps et jusqu'au J-1,
- Les prévisions de redispatching et de countertrading en J-1 entre 18h et 20h,
- Le détail des actions de gestion des congestions à maille régionale, ex-post,
- Le niveau NRSFP en J+1 et sur une base historique portant sur les cinq dernières années.

Concernant la mise en place d'une incitation financière EDF estime qu'elle ne peut pas porter sur les données dont la publication est imposée par la réglementation en vigueur et notamment par les règlements européens N° 543/2013 et N° 1227/2011. Il serait en effet inopportun d'attribuer un bonus à un gestionnaire de réseau pour la publication de données alors même que celle-ci est obligatoire.

**Question 31 : Etes-vous favorable à la mise en place d'une régulation incitative portant sur un calendrier et des modalités de mise à disposition des données par les opérateurs de réseau d'électricité ?**

**Et question 32 : Êtes-vous favorable à l'introduction d'indicateurs de suivi mesurant la qualité des données transmises par les opérateurs de réseau ?**

Comme souligné en introduction, il est souhaitable qu'une régulation incitative pour être efficace porte sur les missions principales des gestionnaires de réseau et comporte un nombre limité d'indicateurs. EDF est donc défavorable à la mise en place d'une régulation incitative sur la mise à disposition des données.

EDF estime qu'il est important de continuer à améliorer la qualité et la transparence des données de marché fournies par les gestionnaires de réseau et elle est favorable à la mise en place d'une régulation incitative portant sur un calendrier et des modalités de mise à disposition de ces données.

EDF est également favorable à l'introduction d'indicateurs de suivi mesurant la qualité des données jugées essentielles par les acteurs du système électrique qui leur sont mises à disposition par les opérateurs de réseau.

A titre d'exemple, les retards de publication des données relatives au périmètre d'équilibre, comme les données de comptage et les écarts, sont préjudiciables aux responsables d'équilibre, en les privant d'une boucle de recalage sur leurs prévisions.

En ce qui concerne le comptage sous IP, ces données peuvent s'avérer utiles aux responsables d'équilibre pour maîtriser leur périmètre sous condition que la mise à disposition de ces données soit cadrée par des engagements de RTE en termes de rapidité, fiabilité et continuité de service. En l'absence de tels engagements, comme c'est le cas actuellement, il s'avère risqué pour un acteur d'en utiliser pleinement dans ses processus opérationnels.

EDF partage les axes proposés par la CRE pour la mesure de la qualité des données : la complétude et l'exactitude des données ainsi que le respect des délais de transmission.

Enfin, la mise à disposition des données par les gestionnaires de réseau ne doit pas se borner à celles requises réglementairement. EDF a souligné un certain nombre de données dont leur publication pourrait s'avérer très utile.

**Question 33 : Êtes-vous favorable à la mise en place d'une régulation incitative pour assurer le respect des délais de mise en œuvre des demandes formulées par la CRE ?**

**Et question 34 : Ces actions des gestionnaires de réseaux vous semblent-elles prioritaires ? Quelles modalités de détermination des sujets devant faire l'objet d'une incitation financière vous semblent-il nécessaire de mettre en œuvre ?**

Il conviendrait que ces demandes fassent l'objet d'une évaluation de leur coût et que ce coût de déploiement soit pris en compte dans les trajectoires de TURPE (et de FPE) fixées par la CRE.

Les actions identifiées par la CRE sont de nature à faciliter la mise en place d'évolutions favorisant le développement d'usages innovants des réseaux.

**EDF**

22-30, avenue de Wagram

75008 Paris

[www.edf.com](http://www.edf.com)

EDF s'interroge sur l'effet que la mise en place d'une régulation incitative pourrait avoir sur la qualité et les délais des livrables, en particulier quant aux évolutions réglementaires susceptibles de générer un gain d'efficacité pour le système électrique (par ex. méthodes de calcul de capacité régionale, plateformes d'équilibrage européennes,...).

Si un mécanisme d'incitation est mis en place EDF souhaite que la liste de ces objectifs soit définie après une consultation des acteurs.

EDF regrette par ailleurs que certaines des études demandées par la CRE dans le cadre de la Feuille de Route Equilibrage n'aient pas été publiées par RTE, en particulier celles relatives au filtrage et à la liquidité des plateformes européennes d'échange d'offres d'ajustement.

ooOoo