

Paris, le 13 septembre 2012

## Synthèse de la consultation publique de la Commission de régulation de l'énergie du 7 juin 2012 sur le cadre de régulation des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité

Les articles L. 341-1 et suivants du code de l'énergie donnent compétence à la Commission de régulation de l'énergie (CRE) en matière de détermination du tarif d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité (TURPE).

L'article L. 341-2 du code de l'énergie prévoit en particulier que « *les tarifs d'utilisation du réseau public de transport et des réseaux publics de distribution sont calculés de manière transparente et non discriminatoire, afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires de ces réseaux dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace* ».

L'article L. 341-3 du même code précise que la CRE « *peut prévoir un encadrement pluriannuel d'évolution des tarifs et des mesures incitatives appropriées, tant à court terme qu'à long terme, pour encourager les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution à améliorer leurs performances, notamment en ce qui concerne la qualité de l'électricité, à favoriser l'intégration du marché intérieur de l'électricité et la sécurité de l'approvisionnement et à rechercher des efforts de productivité.* »

Les tarifs en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> août 2009 (TURPE 3) sont conçus pour s'appliquer sur une durée de quatre ans. Les prochains tarifs (TURPE 4) devraient donc entrer en vigueur le 1<sup>er</sup> août 2013. Dans cette perspective et conformément aux dispositions de la loi, la CRE envisage de prolonger et de faire évoluer les mesures incitatives mises en place dans le cadre de TURPE 3.

Dans ce cadre, la CRE a recueilli en juin et juillet 2012 l'avis des acteurs intéressés sur les orientations qu'elle envisage de retenir pour les prochains tarifs.

Le présent document constitue une synthèse des contributions reçues.

# Table des matières

1. Liste des répondants .....	3
2. Durée des tarifs et indexation sur l'inflation.....	4
3. Compte de régulation des charges et des produits.....	5
3.1. Principes de fonctionnement .....	5
3.2. Périmètre .....	5
3.2.1. Recettes issues des prestations annexes créées au cours de la période tarifaire .....	5
3.2.2. Redevances de concession et contributions au financement des aides aux collectivités territoriales pour l'électrification rurale .....	7
4. Régulation incitative .....	8
4.1. Charges d'exploitation maîtrisables .....	8
4.2. Qualité d'alimentation .....	9
4.2.1. RTE.....	9
4.2.2. ERDF .....	12
4.3. Qualité de service.....	15
4.4. Pertes sur les réseaux.....	20
4.4.1. Réseau public de transport.....	20
4.4.2. Réseaux publics de distribution .....	21
4.5. Dépenses de recherche et développement (R&D) et investissements innovants .....	26
4.6. Investissements d'interconnexion .....	27
4.7. Investissements sous maîtrise d'ouvrage d'ERDF.....	31

## 1. Liste des répondants

AMORCE

Fédération Nationale des Mines et de l'Energie de la CGT (FNME CGT)

CFE-CGC Energies

Confédération Nationale des Associations Familiales Catholiques (CNAFC)

Cofely

Confédération syndicale des familles (CSF)

EDF

EON

ERDF

FAB Link

Fédérations d'Entreprises Locales de Distribution (ELD) (ANROC, ELE, FNSICAE et UNELEG)

Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies (FNCCR)

GDF SUEZ et CNR (contribution commune)

Groupement des Industries de l'Equipement Electrique, du Contrôle-Commande et des Services Associés (Gimélec)

Groupement des Particuliers Producteurs d'Electricité Photovoltaïque (GPPEP)

HESPUL

Médiateur National de l'Energie (MNE)

RTE

Syndicat des Energies du Département de l'Isère (SEDI)

Syndicat des Energies Renouvelables (SER)

Syndicat Intercommunal d'Energie d'Indre-et-Loire (SIEIL 37)

Syndicat Intercommunal de la Périphérie de Paris pour l'Electricité et les Réseaux de Communication (SIPPEREC) et Syndicat Intercommunal d'Energies du département de la Loire (SIEL) (contribution commune)

Union Française de l'Electricité (UFE)

Union des Industries Utilisatrices d'Energie (UNIDEN)

Union des Syndicats d'Energies de Rhône-Alpes (USERA)

## 2. Durée des tarifs et indexation sur l'inflation

### Q1 : Etes-vous favorable à des tarifs conçus pour s'appliquer sur une durée d'environ quatre ans et évoluant notamment comme l'inflation ?

19 acteurs (CNAFC, CSF, EDF, EON, ERDF, Fédérations d'ELD, FNCCR, GDF SUEZ, CNR, Gimélec, GPPEP, MNE, RTE, SIEL 37, SIPPAREC, SIEL, UFE, UNIDEN et USERA) sont favorables ou favorables avec réserve à des tarifs conçus pour s'appliquer sur une durée d'environ quatre ans et évoluant notamment comme l'inflation.

EDF, ERDF, les fédérations d'ELD, la FNCCR, le MNE, RTE et l'UFE souhaitent en particulier la mise en place d'une clause de rendez-vous (ou de revoyure) à mi-parcours (ou lors de l'occurrence d'événement exogènes majeurs).

GDF SUEZ est lui opposé à une réévaluation du TURPE en cours d'exercice tarifaire pour prendre en compte certaines dépenses à caractère exceptionnel.

EDF, ERDF, RTE et l'UFE souhaitent également que :

- l'équilibre de l'équation tarifaire soit vérifié sur la période des quatre années calendaires 2013 à 2016, même si les évolutions tarifaires n'interviennent pas au 1<sup>er</sup> janvier ;
- le traitement des années 2013 et 2017 soit précisé afin de garantir la couverture des coûts ;
- l'inflation définitive de 2012 soit prise en compte, soit par une indexation du tarif dès 2013, soit par un rattrapage ultérieur.

EDF, les fédérations d'ELD et l'UFE proposent que l'évolution du TURPE ait lieu le 1<sup>er</sup> juillet, au même moment que celle des tarifs règlementés de vente.

Le SIPPAREC et le SIEL souhaiteraient que puisse être examinée la permanence de certains principes de tarification au-delà de l'horizon d'une période tarifaire (sont principalement visées les modalités d'apurement du CRCP et la rémunération des investissements). A ce titre, la FNCCR estime que la question de la garantie de la pérennité de la couverture tarifaire pour des programmes d'investissements exceptionnels pour lesquels un financement exogène serait requis (ainsi que cela pourrait être le cas, selon la FNCCR, pour les dispositifs de comptage évolués) doit faire l'objet d'un traitement spécifique.

RTE et l'UFE insistent quant à eux sur la nécessité de disposer, au-delà de la période de régulation à venir, d'un cadre de régulation stable ou au moins prévisible sur le long terme, permettant de trouver les apporteurs de capitaux nécessaires aux investissements.

La CFE-CGC Energies et la FNME CGT sont opposées à une période tarifaire de 4 ans considérant que cette durée est encore largement insuffisante pour donner la lisibilité nécessaire aux gestionnaires de réseaux, l'activité des gestionnaires de réseaux étant fortement capitalistique et les investissements associés s'inscrivant sur une durée longue de 40 ans et plus.

Selon la FNME CGT cette durée est en décalage avec des investissements de long terme et leur durée d'amortissement. De même, elle rend difficile la tenue d'une stratégie industrielle cohérente sur une longue période, en particulier dans ses aspects sociaux. La FNME CGT propose une durée longue, *a minima* de 10 années, tout en n'excluant pas la mise en œuvre de mécanismes de révision.

La CFE-CGC Energies estime en outre qu'une évolution tarifaire uniquement calée sur l'inflation est à la fois réductrice par rapport à la réalité économique mais aussi clairement inadaptée aux besoins d'investissements sur les réseaux.

### 3. Compte de régulation des charges et des produits

#### 3.1. Principes de fonctionnement

**Q2 : Etes-vous favorable à la reconduction des principes de fonctionnement du CRCP (mécanisme d'apurement et taux de rémunération) ?**

18 acteurs (CFE-CGC Energies, FNME CGT, CSF, EDF, EON, ERDF, FNCCR, GDF SUEZ, CNR, GPPEP, MNE, RTE, SIEIL 37, SIPPAREC, SIEL, UFE, UNIDEN et USERA) sont favorables à la reconduction du mécanisme d'apurement du CRCP.

10 acteurs (CSF, EDF, FNCCR, GDF SUEZ, CNR, GPPEP, MNE, SIEIL 37, UNIDEN et USERA) sont favorables à la reconduction du principe de détermination du taux de rémunération du CRCP.

EON estime qu'il serait judicieux que ce taux soit réactualisé chaque année au moment du calcul du solde CRCP afin de tenir compte des évolutions du taux des emprunts d'Etat à 10 ans.

ERDF, RTE et l'UFE souhaitent que le taux de rémunération retenu soit le coût moyen pondéré du capital (CMPC) après impôt sur les sociétés afin d'assurer la neutralité des flux liés au CRCP sur la valeur d'entreprise.

Le SIPPAREC et le SIEL ne souscrivent pas au mode de détermination du taux de rémunération du solde du CRCP. En fixant pour TURPE 3 ce taux à 4,2 %, soit le rendement sans risque à long terme retenu pour le calcul de la rémunération de la BAR, ils estiment que « *la CRE a commis une double méprise :*

- *elle a retenu un taux à long terme pour tarifier un décalage de trésorerie à court terme (1 à 2 ans maximum), négligeant la pente de la courbe des taux ;*
- *elle n'a pas prévu de mécanisme d'actualisation en fonction du marché. Or, depuis la mi-2008, les taux courts se sont effondrés. »*

Selon une analyse similaire, la FNME CGT estime que le taux de rémunération du CRCP est excessif.

La CFE-CGC Energies estime que le taux de rémunération du CRCP doit davantage refléter les conditions de financement des entreprises gestionnaires de réseaux.

#### 3.2. Périmètre

En préambule, la FNCCR et le SIEIL 37 estiment nécessaire une parfaite transparence sur le détail des hypothèses de charges et de produits initiales ainsi qu'une exhaustivité de la prise en compte de tous les facteurs d'écarts exogènes.

GDF SUEZ est assez favorable aux évolutions proposées aux questions 3 et 4, et considère que l'intégration de ces deux natures de charge au CRCP permettrait de réduire le profil de risque d'ERDF, tout en évitant une clause de revoyure à mi exercice tarifaire.

##### 3.2.1. Recettes issues des prestations annexes créées au cours de la période tarifaire

**Q3 : Seriez-vous favorable à l'exclusion du périmètre du CRCP, sous réserve de la possibilité de conduire un audit, des recettes issues des prestations annexes créées au cours de la période tarifaire ?**

8 acteurs (AMORCE, CFE-CGC Energies, ERDF, Fédérations d'ELD, FNCCR, SIEIL 37, SIPPAREC et SIEL) sont favorables ou favorables avec réserve à l'exclusion du périmètre du CRCP des recettes issues des prestations annexes créées au cours de la période tarifaire.

La CFE-CGC Energies estime que cette exclusion permettrait d'améliorer le cadre de régulation qui ne permet pas actuellement aux gestionnaires de réseaux de développer des prestations en réponse aux attentes des clients et donc d'améliorer la qualité du service publics.

ERDF demande, plus globalement, que l'asymétrie de traitement entre produits et charges soit corrigée pour l'ensemble des prestations (y compris les prestations existantes en début de période tarifaire), et la neutralité tarifaire en cas de réalisation de prestations différente de la trajectoire initialement prévue. Pour TURPE 4, ERDF souhaite que soient intégrés au CRCP les revenus des prestations annexes en cas d'évolution de leurs prix en cours de période tarifaire différente de celle issue des formules d'indexation mentionnées dans la décision tarifaire relative aux prestations. Enfin, ERDF souhaite que les prestations réalisées dans un contexte concurrentiel ne soient plus incluses dans la catégorie des prestations annexes. Selon ERDF, elles doivent en effet être portées par une entité filialisée, dans le cadre d'une stricte séparation des activités monopolistiques et concurrentielles.

La FNCCR et le SIEIL 37 estiment que, s'agissant des prestations financées exclusivement par des recettes spécifiques (hors TURPE), leur exclusion du périmètre du CRCP correspondrait à une certaine logique.

Le SIPPEREC estime qu'une telle évolution serait positive dans la mesure où elle inciterait le concessionnaire à créer de nouvelles prestations, et donc à répondre au plus près aux attentes des usagers. Cependant, le SIPPEREC souligne deux réserves à l'exclusion de ces recettes :

- les prestations nouvelles proposées par ERDF en cours de période tarifaire ne doivent pas être induites par le manque de performance du concessionnaire dans la réalisation des prestations incluses dans le tarif. Le SIPPEREC suggère, pour palier cette difficulté, que toute nouvelle prestation créée en cours de période tarifaire, soit soumise à l'avis/accord des autorités concédantes ;
- le niveau de prix de la prestation créée doit être cohérent avec les coûts afférents afin de ne pas créer pour le concessionnaire en position de monopole une situation générant une rémunération au-delà du raisonnable. Le SIPPEREC suggère que le niveau de prix de toute nouvelle prestation créée en cours de période tarifaire, soit soumis à l'approbation de la CRE et des autorités concédantes.

EDF et le GPPEP sont favorables à la suppression l'asymétrie de traitement entre produits et charges, mais au lieu d'exclure les recettes, ils proposent d'inclure dans le CRCP à la fois les charges et les recettes engendrées par les nouvelles prestations créées au cours de la période tarifaire.

6 acteurs (CSF, EON, GDF SUEZ, CNR, MNE, SEDI) sont opposés à cette évolution.

EON considère que cette exclusion reviendrait à permettre aux gestionnaires de réseau de distribution de réaliser des surprofits au-delà de ce que la régulation économique de la CRE l'autorise. L'existence de ces derniers n'est pas justifiée dans le contexte de monopole dans lequel se trouvent les gestionnaires de réseaux.

GDF SUEZ s'étonne qu'ERDF puisse lier la création de nouvelles prestations, surtout si elles entrent dans le périmètre de ses missions, à la perception des recettes qu'elles génèrent, sans pour autant les inclure au CRCP. Selon GDF SUEZ, ERDF en tant qu'opérateur en monopole dont les revenus sont régulés n'a pas à bénéficier de recettes qui échapperaient aux principes de la régulation tarifaire. Pour ces raisons, GDF SUEZ est opposé à l'exclusion du périmètre du CRCP des recettes issues de prestations annexes créées au cours de la période tarifaire.

Plus largement, GDF SUEZ est attaché au principe d'une couverture des coûts par le montant de la prestation facturé aux bénéficiaires du service. Toutefois, dans l'intérêt des acteurs du marché, une partie du coût de la prestation doit pouvoir être prise en charge par le tarif d'acheminement comme la CRE l'a décidé à propos de la facturation de certaines prestations gaz (interventions pour impayé par exemple). Pour que de telles décisions puissent intervenir en cours de période tarifaire, les coûts - et les recettes - doivent rester dans le périmètre du CRCP.

D'autre part, selon GDF SUEZ, la proposition d'ERDF n'est pas acceptable venant d'un acteur régulé et en situation de monopole, car ERDF n'a pas à proposer directement des services aux clients, même s'il assume

le risque financier du lancement. GDF SUEZ estime que seul le fournisseur est l'interlocuteur du client, comme la législation française le prévoit avec le contrat unique. A ce titre, selon GDF SUEZ, la commercialisation par ERDF de prestations permises par les compteurs évolués rendrait encore plus aigüe la confusion entre ERDF et EDF. Elle affaiblirait la capacité de différenciation des fournisseurs, et par là-même l'exercice de la concurrence sur le marché français déjà fortement handicapé par le niveau des TRV et la persistance des ciseaux tarifaires.

### 3.2.2. *Redevances de concession et contributions au financement des aides aux collectivités territoriales pour l'électrification rurale*

#### **Q4 : Seriez-vous favorable à la proposition d'ERDF d'inclure dans le périmètre du CRCP les redevances de concession et les contributions au financement des aides aux collectivités territoriales pour l'électrification rurale ?**

15 acteurs (CFE-CGC Energies, FNME CGT, EDF, ERDF, Fédérations d'ELD, FNCCR, GDF SUEZ, CNR, MNE, SEDI, SIEIL 37, SIPPAREC, SIEL, UFE et USERA) sont favorables ou favorables avec réserve à l'inclusion dans le périmètre du CRCP des redevances de concession et des contributions au financement des aides aux collectivités territoriales pour l'électrification rurale.

La CFE-CGC Energies estime que la faculté pour les autorités concédantes d'être maîtres d'ouvrage en zone d'électrification rurale leur permet d'investir dans les réseaux publics de distribution tout en faisant supporter les coûts par ERDF de manière directe (redevances) ou indirecte (FACE), sans régulation possible par ERDF. Les volumes de travaux, leur financement comme leur pertinence technique et économique n'étant en rien maîtrisés par ERDF, il est dès lors logique pour la CFE-CGC Energies d'intégrer ces flux financiers dans le périmètre du CRCP. Plus globalement la CFE-CGC Energies considère qu'une mise en cohérence entre le cadre de régulation tarifaire et les mécanismes de l'économie concessionnaire permettrait de mieux allouer les ressources du service public de distribution, en particulier vers les défis industriels auxquels les réseaux de distribution sont confrontés.

La FNME CGT estime qu'il serait sans doute opportun d'engager une réflexion sur la mise en œuvre d'une coordination et d'arbitrages permettant des décisions d'investissement des collectivités territoriales en cohérence avec les besoins globaux d'investissement sur le réseau.

ERDF constate que les flux financiers vers les collectivités territoriales dépendent largement de critères qui ne relèvent ni du contrôle ni de la régulation du gestionnaire de réseau. A ce titre, ERDF ne peut ni en prendre la responsabilité, ni supporter le poids de leur maîtrise. Pour ERDF, la question n'est pas celle du risque financier mais celle de la responsabilité des différents acteurs en la matière. Il estime donc qu'une diminution du CMPC serait sans fondement et s'oppose fermement à toute approche qui consisterait à vouloir en diminuer le taux. Selon ERDF, il appartient aux pouvoirs publics de décider du bon niveau de financement des collectivités et établissements de coopération intercommunale, et de juger de la bonne utilisation des moyens acquittés *in fine* par les consommateurs, dans le cadre d'une régulation qu'ils auront choisie. ERDF précise que l'inclusion dans le CRCP des redevances ne modifie en rien la responsabilité de l'entreprise publique quant au contrôle de leur assiette, en raison de ses obligations comptables. ERDF souhaite ainsi la « neutralisation » de ces flux pour ce qui le concerne, non pour réduire un quelconque risque, mais pour lever toute incompréhension ou conflit en la matière.

GDF SUEZ estime que les versements d'ERDF aux concédants doivent se limiter aux redevances strictement définies par les textes réglementaires, d'autant plus que, selon GDF SUEZ, une confusion de rôles est toujours possible dans le cadre de la relation tripartite entre l'autorité concédante, ERDF (contrat de concession de distribution) et EDF (contrat de concession de fourniture au TRV).

Le SIPPAREC, le SIEL et l'USERA notent que cette extension du CRCP couvrirait l'un des principaux risques financiers résiduels de l'exploitant ERDF. Toutes choses égales par ailleurs, ils attendent donc de la CRE une diminution sensible de la prime de risque incluse au taux de rémunération de la BAR.

L'UFE estime que la détermination du niveau des aides et subventions aux collectivités doit donc relever des pouvoirs publics et leurs variations doivent logiquement être intégrées au CRCP.

2 acteurs (AMORCE et CSF) sont opposés à cette évolution.

AMORCE estime que les redevances de concessions versées par ERDF aux autorités concédantes sont définies dans les contrats de concession de distribution d'électricité. Ces contrats sont majoritairement signés pour des durées supérieures à 20 ans et font l'objet de peu de modifications par rapport au modèle établi entre ERDF et la FNCCR. Ainsi, selon AMORCE, le risque porté par ces redevances est quasi nul et ne justifie pas, en l'état, une inclusion des redevances de concession dans le CRCP. AMORCE serait favorable à l'inclusion des redevances de concession au CRCP à la condition que les contrats de concession de distribution d'électricité fassent l'objet d'une réelle négociation entre les autorités concédantes et le gestionnaire du réseau de distribution, notamment en ce qui concerne les redevances.

La CSF estime qu'une telle évolution reviendrait à déconnecter les choix d'investissements de ces collectivités d'une contrainte de financement. Selon la CSF, les redevances et contributions doivent être prévues pour 4 ans en fonction des besoins d'investissement planifiés par les collectivités concernées.

#### 4. Régulation incitative

En préambule, ERDF, RTE et l'UFE précisent que :

- les dispositifs incitatifs doivent être soutenables en terme d'enjeu financier ;
- les objectifs doivent être atteignables ;
- les dispositifs doivent être neutres en espérance ;
- les leviers d'action doivent être prévisibles.

##### 4.1. Charges d'exploitation maîtrisables

#### **Q5 : Etes-vous favorable à un renforcement de l'incitation portant sur les charges d'exploitation maîtrisables ?**

9 acteurs (EDF, ERDF, FNCCR, GDF SUEZ, CNR, MNE, RTE, SIEIL 37 et UFE) sont favorables ou favorables avec réserve à un renforcement de l'incitation portant sur les charges d'exploitation maîtrisables.

EDF accueille favorablement la proposition de la CRE qui vise à rendre symétrique l'incitation de maîtrise de leurs charges d'exploitation par les gestionnaires de réseau, tant que l'objectif est raisonnablement atteignable.

La FNCCR et le SIEIL 37 sont favorables aux mesures d'encouragement à la productivité des gestionnaires de réseaux à condition que les charges d'exploitation ciblées soient effectivement bien maîtrisables, et que le mécanisme de régulation conduise bien à une réduction de la quantité de facteurs de production par unité d'*output*, à qualité constante ou croissante, et non à une réduction de la qualité ou de la quantité des services et prestations rendus par le gestionnaire de réseau concerné.

RTE estime que le périmètre doit être limité autant que possible aux charges maîtrisables et que la trajectoire cible doit être calée pour être atteignable.

Sans être opposés au principe proposé, le SIPPEREC et le SIEL s'interrogent sur le moment et sur les modalités de mise en œuvre. Alors même que, selon eux, la qualité du réseau s'est continuellement dégradée ces dernières années, ils s'interrogent sur la façon de vérifier que les économies, qui resteraient acquises à ERDF ne s'opèreraient pas au travers d'une baisse de l'effort d'entretien / maintenance. Sur un autre plan, le SIPPEREC et le SIEL demandent qu'une véritable transparence préside au contenu des « charges maîtrisables », qui permette de vérifier publiquement les postes sur lesquels des économies ont pu être dégagées et ceux qui auraient suivi une pente contraire. Ils déplorent que cette transparence ait fait défaut dans la documentation afférente à TURPE 3, laquelle affichait un volume de « charges maîtrisables » de 3,9 à 4,0 Mds €/an, sans élément de décomposition.



L'USERA estime que les autorités concédantes de Rhône-Alpes ont pu constater que lors de la décennie précédente, le concessionnaire a réalisé de fortes économies sur l'exploitation et l'entretien du réseau public de distribution qui ont entraîné parallèlement une dégradation de la qualité de l'électricité. Aussi, les Syndicats d'énergie sont très prudents sur ce point, même s'ils sont sensibles aux économies qui pourraient être générées. Selon eux, il est primordial que la transparence sur les charges maîtrisables soit mise en œuvre afin que les autorités concédantes puissent s'assurer du maintien du niveau de qualité de l'électricité sur leur territoire.

3 acteurs (CNAFC, EON et UNIDEN) sont opposés à l'évolution proposée.

La CNAFC souhaite le maintien d'un taux d'intéressement de 50 % en faveur de l'utilisateur sur les économies d'exploitation réalisées par rapport aux prévisions annuelles.

EON estime qu'il serait contre-productif d'octroyer 100 % des gains au gestionnaire de réseau en cas de dépassement des objectifs de régulation incitative alors même que les utilisateurs financent le dispositif sur la base de ces objectifs. Il paraît donc normal que ces derniers se voient rétrocéder une partie de l'éventuel « trop perçu ».

L'UNIDEN n'est pas favorable à un tel changement, la mesure actuelle semblant être suffisamment équilibrée :

- l'effet de pénalisation est très incitatif ;
- les utilisateurs doivent aussi bénéficier du gain en cas de bonne performance (notion de service public).

La FNME CGT estime quant à elle que ce mécanisme incitatif est inutile et contre-productif.

La CFE-CGC Energies considère que la régulation sur les charges d'exploitation maîtrisables n'a de sens que si elle est compréhensible, reste proportionnée et repose sur des objectifs atteignables et définis en cohérence avec les moyens donnés aux gestionnaires de réseaux par les ressources tarifaires. A défaut, elle conduirait à un excès de productivité qui ne peut que conduire à une dégradation de la qualité du service public. En tout état de cause, la CFE-CGC Energies estime que cette régulation doit évoluer vers d'avantage d'équité *via* un mécanisme rendu symétrique. Selon la CFE-CGC Energies, les gestionnaires de réseaux doivent garder la totalité des excédents par rapport à la trajectoire.

## **4.2. Qualité d'alimentation**

GDF SUEZ et la CNR se retrouvent en général dans les formulations de la CRE, et considèrent que toute incitation des gestionnaires de réseaux en faveur d'une meilleure qualité de l'électricité va dans le bon sens (questions 6 à 13).

### **4.2.1. RTE**

#### **Q6 : Seriez-vous favorable à un ajustement de la force de l'incitation portant sur la durée moyenne de coupure pour RTE ?**

8 acteurs (EDF, GPPEP, RTE, SIPPEREC, SIEL, UFE, UNIDEN et USERA) sont favorables ou favorables avec réserve à un ajustement de la force de l'incitation portant sur la durée moyenne de coupure pour RTE.

Le GPPEP souhaite que le plafond et le plancher restent inchangés.

RTE est favorable à l'utilisation de la valorisation de l'énergie non distribuée (END) pour déterminer la force de l'incitation portant sur la durée moyenne de coupure, ce qui serait cohérent avec les facteurs de planification de réseau.

L'UFE estime qu'un renforcement de la force de l'incitation limité à l'évolution de la valeur de l'END ne poserait pas de problème, que ce soit sur la pente ou sur le plancher et le plafond. En revanche, toute

augmentation plus significative du plancher ou du plafond serait contraire au principe de soutenabilité financière de la régulation incitative.

Pour l'UNIDEN toute incitation supplémentaire pour améliorer la continuité de l'alimentation est vue comme un signal positif, pour les industriels de l'UNIDEN, si elle fait sens économiquement, les coupures d'alimentation électrique pouvant être à l'origine, pour ces industriels, de dommages très significatifs (casse de machine et/ou perte de production). L'UNIDEN estime toutefois que des actions d'amélioration peuvent être réalisées sans investissements majeurs, un nombre important de coupures étant dû à des facteurs humains.

1 acteur (MNE) est opposé à l'évolution proposée. Pour le MNE, plutôt que d'augmenter le montant du bonus/malus, il serait préférable de compléter le dispositif par un dédommagement des consommateurs.

2 acteurs (FNME CGT et Cofely) sont opposés au mécanisme incitatif actuel.

La FNME CGT estime que des facteurs exogènes (climat par exemple) qui échappent à RTE influent sur cet indicateur même s'il peut être représentatif, en le moyennant sur une plus longue période, de l'efficacité de l'entreprise.

Cofely estime que la péréquation des prix devrait (autant que raisonnable) s'accompagner d'une standardisation de la qualité. Selon Cofely, il ne faut pas que les gestionnaires soient jugés en fonction de résultats basés essentiellement sur des zones denses considérées comme prioritaires, aux dépens de zones peu consommatrices délaissées.

**Q7 : Estimez-vous pertinente une révision à la hausse de la durée moyenne de coupure de référence pour RTE ? Dans l'affirmative, quelle serait la hausse pertinente selon vous ?**

4 acteurs (FNME CGT, EDF, RTE et UFE) sont favorables à une révision à la hausse de la durée moyenne de coupure de référence pour RTE.

La FNME CGT estime que, faute de la suppression de cette incitation, une hausse de la durée semble un minimum.

EDF estime qu'au regard de l'historique de durée moyenne de coupure de RTE sur les dernières années, il apparaît pertinent qu'un ajustement à la hausse de la durée de référence soit opéré, de telle sorte que l'objectif reste ambitieux mais atteignable.

RTE est favorable à une estimation de la durée moyenne de coupure qui prenne acte de l'absence de tendance significative à l'amélioration depuis 15 ans, ce qui ne signifie pas qu'il n'y a pas eu d'amélioration globale de la qualité de fourniture aux bornes du RPT. Selon RTE, la moyenne géométrique de la durée moyenne de coupure sur la période 2000-2011, calculée dans le respect des règles décrites par la décision TURPE 3, est de 3 minutes sur la période 2000-2011 (2,8 minutes si on exclut les grèves et les délestages). RTE estime que c'est cette cible qu'il est pertinent aujourd'hui de retenir pour TURPE 4. Enfin, selon RTE, il convient de noter que les effets des décisions d'investissement ou de management interne sur des valeurs aussi faibles en matière de durée moyenne de coupure sont peu mesurables compte tenu de la très bonne qualité de fourniture observée depuis plusieurs années. Le dépassement de ce niveau, qui apparaît comme une asymptote technique, ne pourrait que s'accompagner de dépenses, notamment d'investissement, extrêmement élevées, et finalement peu favorables au consommateur.

8 acteurs (EON, GPPEP, HESPUL, MNE, SIPPEREC, SIEL, UNIDEN et USERA) sont opposés à cette hausse.

EON estime que porter la durée moyenne de coupure de référence à 3 minutes pourrait être préjudiciable pour le réseau entier. En effet, selon EON, une durée moyenne de coupure de 3 minutes sur le réseau de transport a un sens pour une partie du territoire qui représente notamment deux régions : PACA et Bretagne. De plus, EON considère que les investissements qui seront réalisés par RTE doivent diminuer l'impact des

incidents comme ceux de 2008 et 2009. Par conséquent, EON est favorable au maintien d'une durée moyenne de coupure fixée à 2,4 minutes.

HESPUL estime qu'une régionalisation de cet indicateur serait plus pertinente.

Le MNE suggère, que si comme l'indique la CRE le niveau de qualité actuel ne peut pas être estimé de façon incontestable, d'introduire une marge d'erreur et d'envisager qu'aucun bonus/malus ne soit versé autour d'un intervalle de durée de coupure (par exemple entre 2,2 et 2,6 minutes).

Le SIPPEREC et le SIEL considèrent que toute révision à la hausse de la durée moyenne de coupure de référence pour RTE constituerait un message à contre-sens des objectifs à poursuivre :

- l'acceptation d'une durée moyenne de coupure plus élevée n'est pas le reflet des attentes des usagers qui considèrent légitimement pouvoir attendre du gestionnaire de réseau un niveau de qualité en constante amélioration ou a minima un niveau de qualité constant. Un recul de la qualité attendue, qui se traduirait immédiatement et inévitablement par un recul de la qualité constatée n'est donc pas acceptable ;
- l'incitation du gestionnaire de réseau à poursuivre ses investissements dans les zones « à risques » telles que PACA ou dans les réseaux d'interconnexion ne serait plus sous-tendue par une recherche d'amélioration de la performance.

Le SIPPEREC et le SIEL considèrent donc qu'aucune hausse de la durée moyenne de coupure ne serait pertinente. Tout au plus un maintien du niveau d'exigence pour la période de TURPE 4 au même niveau que celui de TURPE 3 pourrait être envisagé sous réserve de la démonstration apportée par RTE que les conséquences des investissements prévus par RTE ne permettent pas d'améliorer la qualité.

L'USERA n'est pas favorable à cette proposition qui ne répond pas à l'évolution des usages. Selon elle, les besoins en électricité de qualité sont de plus en plus prégnants sur l'ensemble du territoire et les administrés n'imaginent pas voir la qualité de l'électricité se dégrader.

**Q8 : Estimez-vous pertinente la proposition de RTE de créer une incitation sur la fréquence moyenne de coupure ?**

**Q9 : Seriez-vous favorable au souhait de RTE que l'introduction d'une incitation sur la fréquence moyenne de coupure ne modifie pas la force globale de l'incitation ?**

11 acteurs (FNME CGT, EDF, GPPEP, HESPUL, MNE, RTE, SIPPEREC, SIEL, UFE, UNIDEN et USERA) sont favorables ou favorables avec réserve à la introduction d'une incitation sur la fréquence moyenne de coupure.

La FNME CGT estime que, faute de suppression de l'incitation sur la durée de coupure, l'introduction d'un indicateur sur la fréquence moyenne de coupure est logique.

EDF est favorable à l'introduction d'un indicateur sur la fréquence moyenne de coupure. En effet, selon EDF, la fréquence de coupure est un indicateur qui reflète bien la perception du consommateur final, en particulier pour le réseau de transport où la durée moyenne de coupure reste faible en comparaison de celle qui est perçue aux niveaux de tension inférieurs. S'agissant de l'introduction de nouveaux indicateurs, EDF considère pertinente l'idée de tester au préalable sur une période tarifaire l'effet de la régulation incitative. EDF estime que le maintien du plafond actuel de pénalité pour couvrir les deux indicateurs que sont la durée moyenne et la fréquence de coupure permettrait d'expérimenter ce nouveau dispositif.

Le MNE est favorable à cette proposition, sous réserve que la force globale de l'incitation (durée + fréquence) soit augmentée.

RTE précise que sa proposition vise à mettre en conformité les objectifs réglementaires du TURPE avec les principes d'une régulation incitative efficace. Le retour d'expérience sur la période de TURPE 3 a en effet mis en valeur, selon RTE, la sensibilité de la durée moyenne de coupure à des événements exogènes

uniques, pouvant conduire à un malus maximal pour RTE avec une probabilité significative. RTE estime que l'introduction d'un second indicateur sur les fréquences de coupure permettrait de mieux refléter l'action opérationnelle de RTE. Mais, pour RTE, cette introduction ne devrait pas s'accompagner d'une évolution du plancher ni du plafond : le plancher / plafond global des incitations relatives à la qualité d'alimentation ne devrait pas excéder la valeur actuelle (20 M€). Par ailleurs, RTE rappelle qu'il fait partie des GRT qui s'engagent auprès de leurs clients sur des seuils contractuels de qualité, et leur versent des indemnités en cas non-respect de ces engagements.

Retenir une incitation sur la fréquence moyenne de coupure est une suggestion que le SIPPEREC, le SIEL et l'USERA considèrent comme pertinente à la condition impérative que l'incitation sur la durée moyenne soit *a minima* maintenue au même niveau d'exigence et au même niveau de pénalité/bonus généré afin de ne pas pénaliser une partie des usagers (les plus « petits » consommateurs) pour mieux tenir compte d'autres usagers (les industriels par exemple).

L'UNIDEN estime que pour nombre d'industriels électro-intensifs la répétitivité des coupures est autant voire plus dommageable que leur durée : créer une incitation sur la fréquence moyenne de coupure apparaît donc, de prime abord, pertinente. Comme indiqué en réponse à la question 6, L'UNIDEN est favorable à ce que l'incitation soit plus élevée qu'à ce jour tant qu'elle fait du sens d'un point de vue économique. Il est donc primordial de faire attention aux surcoûts potentiels en cas de décisions d'investissements, de la part de RTE, pour réduire la fréquence moyenne de coupure.

#### 4.2.2. ERDF

##### **Q10 : Seriez-vous favorable à la réintroduction des coupures pour travaux dans le calcul de l'incitation sur la durée moyenne de coupure ?**

17 acteurs (AMORCE, CFE-CGC Energies, FNME CGT, CSF, EDF, EON, ERDF, Fédérations d'ELD, FNCCR, GPPEP, HESPUL, SEDI, SIEIL 37, SIPPEREC, SIEL, UFE et USERA) sont favorables ou favorables avec réserve à la réintroduction des coupures pour travaux dans le calcul de l'incitation sur la durée moyenne de coupure.

ERDF souhaite que la valeur cible concernant le temps de coupure pour travaux intègre l'impact des contraintes réglementaires (PCB, évolution de la réglementation du travail pour les travaux d'élagage au voisinage des ouvrages, etc.) et prenne en compte le fait que certains travaux (pouvant nécessiter des coupures) relèvent de la décision de maîtres d'ouvrages différents (autorités organisatrices de la distribution).

A ce titre, le SEDI demande à la CRE de prévoir une indemnisation des autorités concédantes lorsqu'ERDF obtient un bonus en partie grâce à leur mobilisation.

Le CFE-CGC Energies souhaite que le niveau d'exigence retenu tienne compte de toutes les contraintes qui s'imposent aux gestionnaires de réseaux comme les contraintes réglementaires et les impacts des travaux des autorités concédantes.

##### **Q11 : Seriez-vous favorable à un ajustement de la force de l'incitation portant sur la durée moyenne de coupure pour ERDF ?**

10 acteurs (CSF, EDF, EON, FNCCR, GPPEP, SIEIL 37, SIPPEREC, SIEL, UNIDEN et USERA) sont favorables ou favorables avec réserve à un ajustement de la force de l'incitation portant sur la durée moyenne de coupure pour ERDF.

La CSF estime que l'incitation doit prévoir une cible nationale et des cibles par territoire (départements ou concessions) afin d'amener une évolution de la qualité pour l'ensemble des consommateurs.

EDF considère que la modification de la force d'incitation ne doit pas conduire à une atteinte immédiate du plafond ou du plancher. Pour cette raison, EDF recommande de simuler au préalable l'évolution envisagée (cf. question 12).

Le SIPPEREC, le SIEL et l'USERA s'interrogent sur le pouvoir incitatif d'un dispositif plafonné à  $\pm 50$  M€ ( $\approx 0,5$  % du chiffre d'affaires).

5 acteurs (CFE-CGC Energies, FNME CGT, ERDF, MNE et UFE) sont opposés à l'évolution proposée.

La CFE-CGC Energies n'est pas favorable à l'ajustement de la force de l'incitation considérant qu'elle n'entraîne pas automatiquement l'ajustement des moyens associés et que la sensibilité aux aléas climatiques de l'indicateur retenu ne permet pas d'en faire un indicateur pertinent de la performance industrielle des gestionnaires de réseaux.

ERDF estime que le critère retenu pour la régulation incitative de la qualité pour TURPE 3 n'est pas un critère maîtrisable par les actions d'ERDF. Pour ERDF, il ne correspond donc pas aux critères d'une régulation incitative efficace. ERDF considère que la période TURPE 3 a clairement mis en évidence la sensibilité aux aléas climatiques de cet indicateur qui traduit essentiellement l'intensité des variations climatiques annuelles et assez peu la performance du distributeur. ERDF souligne que le bilan en perspective sur la période 2009-2012 conduit à pénaliser ERDF, malgré les efforts d'amélioration des réseaux qui ont été mis en œuvre sur la période, tant en ce qui concerne les investissements, en forte croissance, que pour les efforts de maintenance. ERDF indique que dans ces conditions, si la CRE souhaitait conserver cet indicateur, il n'est pas envisageable pour ERDF d'accepter un ajustement à la hausse de la force de l'incitation, sauf à renforcer une régulation non maîtrisable pour le gestionnaire de réseau et donc inefficace. Plus généralement, ERDF souligne que l'évolution de l'incitation doit tenir compte des moyens qui pourront être alloués aux investissements. A cet égard, ERDF rappelle le lien direct entre ceux-ci et le taux de rémunération du capital investi arrêté par le régulateur. Enfin, ERDF souligne le caractère inéquitable de ce mécanisme. En effet, alors que 25 % des investissements sont réalisés par d'autres acteurs, ERDF est seule à assumer la responsabilité de la qualité, notamment par la régulation incitative sur la qualité d'acheminement.

Le MNE estime que, plutôt que d'augmenter le montant du bonus/malus, il serait préférable de compléter le dispositif par un dédommagement des consommateurs.

**Q12 : Seriez-vous favorable à la mise en place du filtrage proposé par ERDF accompagné d'une augmentation sensible (par exemple un doublement) de la force de l'incitation ?**

7 acteurs (CFE-CGC Energies, FNME CGT, EDF, ERDF, GPPEP, UFE et UNIDEN) sont favorables ou favorables avec réserve à la mise en place du filtrage proposé par ERDF.

La CFE-CGC Energies est favorable à la désensibilisation demandée par ERDF car elle permettrait de mieux traduire les efforts du gestionnaire de réseau et de ses salariés pour améliorer la qualité du service public, sous réserve que l'ajustement de la force de l'incitation complétée de ce filtrage soit en rapport avec les moyens alloués au gestionnaire de réseau.

ERDF estime que, si la CRE retient un tel indicateur, maîtrisable et reflétant mieux les progrès structurels, pourrait alors être associé à un réexamen de la force de l'incitation, dans des limites raisonnables.

Le GPPEP est favorable à ce filtrage à condition de mettre en place un indicateur dédié sur le rétablissement lors des périodes filtrées.

L'UFE estime que l'augmentation de l'incitation est à mettre en regard du niveau de maîtrise de l'indicateur. En revanche, toute augmentation plus significative du plancher ou du plafond serait, selon l'UFE, contraire au principe de soutenabilité financière de la régulation incitative.

L'UNIDEN est favorable au filtrage proposé par ERDF s'il permet effectivement de mieux identifier les efforts réalisés par ERDF.

8 acteurs (CSF, EON, FNCCR, MNE, SIEL 37, SIPPEREC, SIEL et USERA) sont opposés à ce filtrage.

EON n'est pas favorable à la mise en place du filtrage proposé par ERDF qui pourrait considérablement dégrader la qualité d'acheminement de l'électricité. En effet, selon EON, même si certains phénomènes climatiques sont difficilement maîtrisables, leurs conséquences doivent pouvoir être amoindries en renforçant la qualité du réseau de distribution.

La FNCCR et le SIEIL 37 considèrent que l'élimination, en complément des événements exceptionnels, des trois jours les plus perturbés dans l'année, discréditerait purement et simplement la démarche de régulation incitative concernant la durée moyenne de coupure, en nuisant considérablement à la crédibilité de la régulation nationale.

Le SIPPAREC et le SIEL se posent la question du calcul d'un tel indicateur et du contrôle de ce calcul qui deviendra complexe, voire impossible, puisqu'il nécessitera de disposer de données diverses qu'ERDF pourrait ne pas divulguer ainsi que d'une expertise des systèmes d'information dont seul ERDF dispose. De plus, le SIPPAREC et le SIEL considèrent que tout retraitement de la donnée brute ne fait qu'éloigner la valeur de l'indicateur de la réalité du vécu de l'utilisateur. Enfin, les Syndicats ne comprennent pas l'argument managérial avancé par ERDF : le TURPE et ses composantes ne sont pas et ne doivent pas devenir un indicateur de management des équipes d'ERDF. Pour les Syndicats, le management des équipes consiste en un pilotage d'activités qui contribuent à la performance globale mais qui doit disposer d'indicateurs de performance directement liés à ces activités (le temps d'intervention en heures ouvrables / en astreinte ; les actions de maintenance en fonction d'analyses de risques,...). Le SIPPAREC et le SIEL sont donc fermement opposés à la mise en place de ce filtrage des incidents quelles que soient les contreparties proposées par ERDF.

L'USERA s'interroge sur la transparence et la compréhension d'indicateurs qui ne sont exploitables et contrôlables que par le concessionnaire.

**Q13 : Seriez-vous favorable à la mise en place en distribution d'une incitation sur la fréquence moyenne de coupure ?**

10 acteurs (FNME CGT, CSF, EDF, GPPEP, HESPUL, MNE, SIPPAREC, SIEL, UNIDEN et USERA) sont favorables ou favorables avec réserve à la mise en place en distribution d'une incitation sur la fréquence moyenne de coupure.

La CSF favorable à la mise en place d'une incitation sur la fréquence des coupures sous réserve de faire évoluer le calcul de l'indicateur. La CSF estime que l'incitation doit prévoir une cible nationale et des cibles par territoire (départements ou concessions) afin d'amener une évolution de la qualité pour l'ensemble des consommateurs.

EDF considère que, de la même manière que pour RTE (cf. question 9), ce nouvel indicateur ne doit pas conduire à accroître le risque financier des gestionnaires de réseau. Il convient donc, selon EDF, de le tester sur TURPE 4 avec un plafond financier identique couvrant les deux indicateurs de durée et de fréquence moyenne de coupure.

Le MNE est favorable à l'introduction d'une incitation sur la fréquence moyenne des coupures, sous réserve que, comme pour RTE, la force globale de l'incitation soit augmentée.

Selon la même analyse que pour le réseau de transport, le SIPPAREC, le SIEL et l'USERA considèrent cette introduction comme pertinente pour ERDF à la condition impérative que l'incitation sur la durée moyenne soit *a minima* maintenue au même niveau d'exigence et au même niveau de pénalité/bonus généré.

3 acteurs (ERDF, FNCCR et SIEIL 37) sont opposés à la mise en place en distribution d'une incitation sur la fréquence moyenne de coupure.

ERDF n'est pas favorable car il considère que le critère filtré qu'il a proposé est mieux adapté aux enjeux de la distribution car il traduit plus fidèlement la qualité perçue par les clients. De plus, selon ERDF, il recouvre les trois leviers d'amélioration de la qualité d'alimentation sur lesquels le distributeur peut agir : en amont, la

fiabilité (*via* le contrôle de la défaillance des composants de réseau), puis, la structure (le nombre de clients coupés par un même incident) et enfin, en aval, la réactivité (rapidité de réalimentation *via* les automatismes, les agents d'intervention pour le dépannage, la FIRE pour les cas d'aléas majeurs). ERDF estime que l'ajout d'une incitation complémentaire sur la fréquence de coupure n'apporterait pas d'avantages par rapport au temps moyen de coupure, dans la mesure où elle obérerait les efforts d'ERDF sur le traitement aval des incidents (toutes les activités de dépannage) et notamment l'automatisation des réseaux.

La FNCCR et le SIEL 37 considèrent qu'avant d'envisager l'intégration de la fréquence moyenne de coupure dans le dispositif de régulation incitative, il est nécessaire qu'un arbitrage politique soit rendu sur l'incorporation de ce critère dans la définition réglementaire de la qualité de l'électricité.

#### **4.3. Qualité de service**

##### **Q14 : Avez-vous des remarques sur les évolutions envisagées par la CRE pour les indicateurs incités financièrement qui existent déjà (hors indicateurs relatifs aux raccordements) ?**

###### Nombre de rendez-vous planifiés non respectés par ERDF ayant donné lieu au versement d'une compensation financière à la suite d'une réclamation

5 acteurs (EON, HESPUL, MNE, UFE et USERA) sont favorables à la mise en place d'une détection automatique des rendez-vous planifiés non respectés par ERDF et au principe du versement automatique d'une compensation financière aux utilisateurs.

Le MNE demande à ce que le mécanisme soit étendu, sur demande du client, aux rendez-vous programmés dans le cadre de la relève cyclique.

9 acteurs (CNAFC, CSF, EDF, ERDF, FNCCR, GDF SUEZ, CNR, SIPPEREC et SIEL) sont favorables mais expriment des réserves.

EDF demande à ce que la détection automatique soit étendue aux interventions non réalisées suite à un défaut du distributeur. EDF est favorable au versement automatique d'une compensation financière aux utilisateurs mais demande à ce que ce versement soit fait *via* le fournisseur.

ERDF affirme que la mise en place de l'automatisation nécessitera des développements SI qui ne pourront pas être mis en œuvre avant le début du TURPE 4 et demande à ce que le versement de la compensation financière soit fait par ERDF.

GDF SUEZ et la CNR sont vivement opposés à ce que le versement de la compensation financière soit fait directement par ERDF.

La FNCCR, le SIPPEREC et le SIEL demandent à ce qu'il y ait une parfaite transparence sur l'outil utilisé pour la détection automatique. Ils estiment que l'évolution proposée nécessite de s'assurer qu'ERDF n'est pas incité à réduire le nombre de plages de rendez-vous disponibles pour les utilisateurs. Ils suggèrent donc d'introduire un indicateur de suivi du délai moyen de prise de rendez-vous en parallèle de l'automatisation du versement de la compensation financière.

###### Taux de mises en service réalisées dans les délais demandés

6 acteurs (EDF, EON, GDF SUEZ, CNR, HESPUL et UFE) sont favorables à la mise en place d'une incitation sur le taux de mises en service dans les délais demandés.

EDF, GDF SUEZ et la CNR estiment que l'incitation doit se limiter aux mises en service avec déplacement.

5 acteurs (CSF, FNCCR, MNE, SIPPEREC, SIEL) sont favorables à la mise en place d'une incitation mais émettent des réserves.

La FNCCR, le SIPPEREC et le SIEL souhaitent revenir au délai de 48 h de la garantie des services.

La CSF demande à ce que l'incitation soit versée directement aux utilisateurs.

Le MNE demande à ce que l'incitation prenne la forme d'une indemnité versée directement par ERDF aux clients qui en font la demande (et pas via le CRCP).

#### Taux de réponse aux réclamations des utilisateurs de réseau dans les délais

9 acteurs (EDF, EON, GDF SUEZ, CNR, SIEIL 37, SIPPAREC, SIEL, UFE et USERA) sont favorables aux propositions de la CRE d'introduire un bonus/malus versé au CRCP pour le taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours.

6 acteurs (CSF, FNCCR, HESPUL, MNE, SIEIL 37, USERA) sont favorables à l'introduction d'une incitation financière mais émettent des réserves.

La CSF, la FNCCR, le SIEIL 37 et l'USERA sont défavorables à la demande d'ERDF d'abaissement de l'objectif de l'incitation pour les réclamations ayant pour motif la qualité d'alimentation.

La FNCCR estime que l'impératif de qualité d'alimentation doit être privilégié et qu'il est donc particulièrement inopportun d'émettre un contre-signal sur le fait que réclamations des usagers relatives à la qualité d'alimentation ne sont pas traitées dans les mêmes délais que pour les autres réclamations.

Le MNE estime que la cible et l'objectif de l'incitation sur le taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours est très peu ambitieux. Le MNE propose que, compte tenu du délai important nécessaire pour traiter les demandes relatives à la qualité d'alimentation, qu'à défaut d'une réponse sur le fond dans les 15 jours, soit accepté un accusé réception informant du délai. Il propose également de prévoir le versement d'une indemnité de l'ordre de 25 euros si le délai annoncé n'est pas tenu.

ERDF demande à verser lui-même la compensation financière pour les réclamations traitées dans un délai supérieur à 30 jours.

HESPUL estime que l'évolution proposée par la CRE est souhaitable sous réserve que ne soient introduits que des malus sur les délais de 15, 30 jours et au-delà.

#### Taux de disponibilité du portail fournisseurs et Délai de transmission à RTE des courbes de mesure demi-horaires de chaque responsable d'équilibre

1 acteur (EON) est favorable aux évolutions des objectifs et des cibles des indicateurs relatifs au « taux de disponibilité du portail fournisseurs » et au « délai de transmission à RTE des courbes de mesure demi-horaires de chaque responsable d'équilibre ».

3 acteurs (ERDF, GDF SUEZ et CNR) sont favorables aux évolutions envisagées mais expriment des réserves.

ERDF est favorable au relèvement de l'objectif lié au « taux de disponibilité du portail fournisseurs » à condition de maintenir les montants actuels des incitations.

GDF SUEZ et la CNR souhaiteraient qu'une pondération puisse être introduite pour tenir compte du degré de pénalisation de l'indisponibilité en fonction du moment où celle-ci apparaît.

1 acteur (HESPUL) estime que le versement d'un bonus n'est plus justifié dans la mesure où les objectifs sont désormais atteints ou dépassés chaque année.

1 acteur (CFE-CGC Energies) considère que le relèvement de l'objectif pour le taux de disponibilité du portail SGE de 96 % à 98 % est déraisonnable.



### Taux de compteurs avec un relevé sur index réel dans l'année pour les consommateurs BT ≤ 36 kVA

12 acteurs (CSF, EON, EDF, ERDF, FNCCR, GDF SUEZ, CNR, Gimélec, SIPPEREC, SIEL et UFE, USERA) sont favorables à la mise en place d'une incitation financière pour le « taux de compteurs avec un relevé sur index réel (relevés ou auto relevés) dans l'année pour les consommateurs BT ≤ 36 kVA ».

Le SIPPEREC et le SIEL estiment que l'auto relevé permet d'éviter l'estimation sur index, source de régularisation ultérieures parfois difficiles à gérer financièrement par les usagers.

1 acteur (GPPEP) est défavorable à l'introduction de ce nouvel indicateur. Il estime que l'arrivée de *Linky* permettra des taux de relève bien meilleurs et est donc opposé à la mise en place d'un indicateur qui sera, selon lui, amené à disparaître.

### Autres indicateurs proposés par les acteurs

Certains acteurs ont proposé la mise en place d'autres indicateurs que ceux proposés par la CRE.

EDF propose d'introduire un suivi du taux de rectification des relevés et du taux de publication dans les délais prévus du flux de données de relève, de facture et d'événements contractuels.

GDF SUEZ et la CNR suggèrent d'introduire deux nouvelles incitations financières. La première incitation proposée le respect des échéances d'évolution SI du distributeur sous la forme d'une pénalité reversée au CRCP pour les retards pris dans le déploiement de toute évolution « structurante » du SI demandée par les acteurs et retenue par ERDF. La seconde incitation proposée porte la disponibilité des ouvrages de raccordement aux centrales de production en mesurant les temps moyens de coupure et leur dispersion.

Le MNE propose d'introduire une incitation financière sur le taux d'alimentation en libre-service (ALS) supérieur à 8 semaines sur le principe du bonus/malus versé au CRCP. Le MNE justifie cette proposition par le fait qu'en cas de dépassement de la durée d'ALS et de constat de consommation sans fournisseur, les consommateurs font l'objet de redressements qui peuvent être lourds. Il estime par ailleurs que cette incitation contribuerait à une réduction du niveau des pertes non techniques.

### **Q15 : L'harmonisation de certains mécanismes incitatifs avec ceux mis en place dans le secteur du gaz vous semble-t-elle pertinente ?**

13 acteurs (EDF, ERDF, FNCCR, GDF SUEZ, CNR, Gimélec, GPPEP, MNE, SIEL 37, SIPPEREC, SIEL, UFE et USERA) considèrent que l'harmonisation entre les indicateurs appliqués à la distribution d'électricité et ceux appliqués à la distribution de gaz naturel est pertinente.

ERDF est favorable à ce qu'une cohérence soit recherchée mais en tenant compte des spécificités de la distribution de chaque énergie.

La FNCCR, le SIPPEREC et le SIEL estiment que l'harmonisation de certains indicateurs permettra de comparer le service rendu aux usagers du service public de l'électricité et du gaz naturel.

Le MNE estime que la recherche de cohérence ne doit pas conduire à chercher à affaiblir les critères mais à rechercher un alignement vers les critères les plus ambitieux en termes de qualité de service tout en maîtrisant les coûts.

1 acteur (FNME CGT) est défavorable à l'harmonisation de certains indicateurs de qualité de service.

La FNME CGT estime que les activités et surtout les obligations d'ERDF et de GrDF sont différentes et que cela rend difficile un traitement identique.

### **Q16 : Etes-vous favorable aux évolutions envisagées par la CRE dans le domaine des raccordements en particulier sur les délais d'envoi des propositions de raccordement et les délais de réalisation des travaux de raccordement ?**

### Délai d'envoi des propositions de raccordement

EDF est favorable à la mention sur les documents contractuels du droit à bénéficier d'une indemnité en cas de retard dans l'envoi de la proposition de raccordement.

2 acteurs (ERDF et HESPUL) sont favorables aux propositions de la CRE mais émettent des réserves.

ERDF demande, pour le marché de masse en soutirage, à restreindre le versement de la compensation financière au cas où le raccordement est réalisable dans un délai de 3 mois à compter de la réception du dossier. ERDF justifie cette demande par le fait que l'utilisateur peut transmettre, dès obtention de l'autorisation d'urbanisme, un dossier de raccordement réputé complet sans que le raccordement ne puisse être réalisé car la maison n'est pas encore construite. ERDF explique que le devis est envoyé au consommateur lorsque la construction est « hors d'eau hors d'air ». Le délai de 10 jours est donc le plus souvent dépassé. Selon ERDF, si le délai de 10 jours devait être respecté, la proposition de raccordement s'annulerait au bout de 3 mois et obligerait à la refaire. ERDF évalue ce type de situations à 8 % des demandes de raccordement.

HESPUL est favorable à la mise en place d'une incitation sur le délai d'envoi des propositions de raccordement mais demande à ce que la compensation financière soit versée automatiquement aux utilisateurs.

### Délai de réalisation des travaux de raccordement

9 acteurs (CSF, EON, GDF SUEZ, CNR, Gimélec, GPPEP, SIPPEREC, SIEL et USERA) sont favorables à l'incitation sur le délai moyen de réalisation des travaux de raccordement et sur la date convenue de mise en exploitation des ouvrages.

GDF SUEZ et la CNR estiment que l'incitation financière liée au respect de la date convenue de mise en exploitation des ouvrages est à même de représenter la satisfaction individuelle compte tenu de la grande diversité des situations et qui nécessite généralement un ajustement entre les deux parties. GDF SUEZ et la CNR pensent par ailleurs que la mise en place d'une incitation financière sur le délai moyen de réalisation des travaux de raccordement calculé par catégorie d'acteurs permettra de tenir compte des spécificités de chaque segment.

EON estime que le mécanisme incitatif doit inciter à réduire le délai moyen de raccordement.

Le SIPPEREC et le SIEL demandent à ce que l'indicateur sur la date convenue de mise en exploitation des ouvrages soit fondé sur la date de demande initiale de raccordement, qu'il considère comme incontestable contrairement à la date convenue. Le SIPPEREC et le SIEL considèrent que le délai moyen est un indicateur important car il peut être calculé à partir d'éléments exogènes et incontestables (date de demande initiale de raccordement et date de mise en service). Ils estiment par ailleurs qu'il permet de refléter le vécu des usagers.

2 acteurs (FNME CGT, SER) sont favorables avec réserve aux évolutions envisagées par la CRE.

La FNME CGT demande à ce que le mécanisme incitatif soit accompagné d'un plan de recrutement de personnel statutaire pour répondre aux sollicitations des usagers.

Selon le SER, tout retard subi par le producteur dans le processus de raccordement est très préjudiciable pour son projet. Le SER est demandeur d'une régulation incitative liée au respect de la date convenue de mise en exploitation des ouvrages. Le SER estime que les gestionnaires de réseaux sont soumis à certains délais qu'ils ne peuvent pas maîtriser. En conséquence, le SER est d'avis que la régulation ne devrait porter que sur des délais maîtrisables. Le SER est favorable à une incitation sur les délais moyens mais uniquement pour le segment des installations de petite puissance car, selon lui, les délais de raccordement des installations de puissance importante ont tendance à s'allonger du fait de l'épuisement des capacités de raccordement dans certaines zones.

2 acteurs (ERDF et UFE) sont favorables uniquement à la mise en place d'une incitation sur la date convenue de mise en exploitation des ouvrages.

ERDF et l'UFE affirment que les délais de raccordement ne sont pas totalement maîtrisables par ERDF (besoins de renforcement des réseaux existants, entrée en vigueur du décret n° 2011-1241 du 5 octobre 2011 relatif à l'exécution de travaux à proximité de certains ouvrages souterrains, aériens ou subaquatiques de transport ou de distribution, etc.).

ERDF est opposé à la mise en place d'une incitation sur le délai moyen de réalisation des travaux de raccordement. Pour les raccordements en soutirage, ERDF explique l'allongement des délais de raccordement par la mise en place d'une démarche d'accompagnement en amont des utilisateurs. ERDF estime que pour cette catégorie de raccordements, le délai de réalisation est « facialement » allongé alors même que la satisfaction des clients est améliorée. Concernant les raccordements en injection, ERDF rappelle qu'il a été victime des aléas de politique publique qui ont entraîné des pics importants de demandes de raccordement. ERDF n'écarte pas le risque que l'évolution par à-coups des demandes de raccordement photovoltaïque se poursuive. ERDF relève par ailleurs que, pour les petits producteurs, le décret du 10 janvier 2012 fixe une pénalité pour les délais de réalisation des travaux de raccordement et que cette pénalité est exclusive de toute autre indemnité qui serait prévue par le TURPE. Enfin, ERDF considère qu'en raison de la saturation croissante des réseaux et de l'installation croissante d'installations de production en zone rurale, les raccordements des grands producteurs nécessitent des travaux de plus en plus longs notamment au niveau des postes sources ainsi que des renforcements dans le domaine de tension HTB.

L'UFE estime que l'attente du consommateur est de disposer de son raccordement au moment où il en a besoin et que de ce fait, il est essentiel que le distributeur s'engage à respecter la date convenue et non un délai normé.

1 acteur (MNE) demande la mise en place d'une pénalité par jour de retard dans la réalisation des travaux de raccordement.

1 acteur (CFE-CGC Energies) pense que la création d'incitation sur les délais d'envoi des propositions de raccordement et de réalisation des travaux de raccordement doit être accompagnée d'une analyse des facteurs externes.

**Q17 : Etes-vous favorable à l'introduction d'une régulation incitative de la qualité de service pour les ELD d'électricité de plus de 100 000 clients ?**

7 acteurs (FNME CGT, EDF, EON, FNCCR, GPPEP, MNE et SIEIL 37) sont favorables à l'introduction d'une régulation incitative de la qualité de service pour les ELD d'électricité de plus de 100 000 clients.

5 acteurs (CSF, Fédérations d'ELD, GDF SUEZ, CNR et UFE) sont favorables à l'extension d'une régulation incitative mais émettent des réserves.

La CSF souhaite la mise en place d'une automatisation du versement des compensations financières aux utilisateurs et ce en même temps que pour ERDF.

Les ELD de plus de 100 000 clients sont favorables à l'extension des incitations financières liées aux rendez-vous planifiés et au délai d'envoi des propositions de raccordement à condition que les compensations financières ne soient versées que sur demande des utilisateurs.

La priorité de GDF SUEZ et de la CNR porte sur l'uniformisation des interfaces distributeurs/fournisseurs et sur la convergence vers celles d'ERDF et estime que les ELD de plus de 100 000 clients devraient être incitées sur des indicateurs représentatifs de cette convergence.

L'UFE estime que l'introduction d'une régulation incitative de la qualité de service pour les ELD d'électricité de plus de 100 000 clients pourrait être envisageable pour certains critères permettant le versement d'indemnités aux clients si ceux-ci sont spécifiquement adaptés à leur contexte propre.

#### 4.4. Pertes sur les réseaux

##### 4.4.1. Réseau public de transport

#### **Q18 : Partagez-vous l'analyse de RTE selon laquelle ses marges de manœuvre pour maîtriser le taux de pertes sur le réseau de grand transport sont faibles ?**

10 acteurs (GDF SUEZ, FNME CGT, GPPEP, RTE, UFE, UNIDEN, Gimélec, Cofely, EDF, UNIDEN) considèrent que les marges de manœuvre du GRT pour réduire les pertes sur le réseau de grand transport sont faibles.

EDF estime qu'à infrastructure donnée (lignes et transformateurs), les marges de manœuvre de RTE pour maîtriser le taux de pertes sur le réseau de grand transport et sur les réseaux de répartition sont faibles.

RTE confirme son analyse et l'UFE rejoint RTE pour considérer que :

- les volumes de pertes sur le réseau de grand transport dépendent avant tout de la localisation des moyens de production appelés ainsi que des transits internationaux, facteurs exogènes que RTE ne peut maîtriser ;
- les décisions (investissement ou conditions d'exploitation) de RTE sont prises en fonction de multiples critères, parmi lesquels la minimisation du volume des pertes est un critère important mais pas unique ;
- la part du volume de pertes maîtrisables par RTE (liée à des décisions d'investissement et d'exploitation) est très faible par rapport à la part non maîtrisable.

L'UNIDEN est a priori favorable à une incitation sur les volumes de pertes. Pour autant, l'UNIDEN considère que tout investissement doit être rentable économiquement. Par ailleurs, selon l'UNIDEN, le taux de pertes est fonction du couple injection-soutirage que ne maîtrise pas RTE.

#### **Q19 : Que pensez-vous de la mise en place pour TURPE 4 d'un suivi des actions menées par RTE pour réduire le taux de pertes sur les réseaux de répartition (HTB2 et HTB1) ? Selon vous, quels seraient les indicateurs de suivi les plus pertinents ?**

3 acteurs (Cofely, EDF et EON) se prononcent en faveur d'un suivi des actions de RTE pour réduire le volume de pertes.

Cofely et EDF considèrent ainsi qu'il est nécessaire de mettre en place un suivi des actions de RTE pour réduire le taux de pertes, que ce soit sur le réseau de grand transport ou sur réseau de répartition.

Cofely suggère de contraindre les gestionnaires de réseaux à préconiser des solutions à pertes réduites lors de leurs achats de matériels (lignes et transformateurs) même si cela génère des surcoûts d'investissement.

Pour EDF, RTE a des leviers d'action sur les volumes de pertes par le biais de ses choix d'investissement. EDF propose ainsi de comparer les prévisions de taux de pertes fournies par RTE à la CRE à des cibles de taux de pertes qui soient représentatives des technologies « standard » actuelles. EDF propose d'associer à cette mesure un suivi renforcé des ouvrages du réseau qui génèrent le plus de pertes.

EON estime qu'il conviendrait de s'assurer que le gestionnaire du réseau de transport engage les efforts nécessaires pour réaliser des investissements à pertes réduites.

3 acteurs (FNME CGT, UNIDEN et GDF SUEZ) mettent en avant l'arbitrage entre les moyens alloués au suivi des indicateurs et les effets réels en termes de réduction des volumes de pertes.

La FNME CGT estime ainsi qu'un tel suivi est inutile dans la mesure où les actions que RTE pourraient mettre en place pour réduire les pertes n'influeraient qu'à la marge sur le coût des pertes.

L'UNIDEN n'est en faveur d'une mesure de suivi des actions de RTE pour réduire les pertes que dans la mesure où cela permet effectivement de réduire les pertes et donc le coût d'utilisation des réseaux.

GDF SUEZ considère que la généralisation de compteurs à l'interface du réseau de grand transport et du réseau de répartition n'est pas nécessaire puisque RTE a d'ores et déjà une représentation détaillée de son réseau. GDF SUEZ estime que cette modélisation permettra de quantifier l'impact des actions en faveur d'une réduction des pertes et leur pertinence économique.

2 acteurs (RTE et UFE) proposent de définir des indicateurs qualitatifs, dans la mesure où il est difficile selon eux de déterminer des indicateurs quantitatifs pertinents compte tenu de la multiplicité des facteurs influant sur le volume de pertes. RTE et l'UFE considèrent que ces indicateurs ne doivent pas être associés à des objectifs et encore moins à des incitations financières.

#### 4.4.2. Réseaux publics de distribution

#### **Q20 : Selon vous, ERDF dispose-t-il d'autres leviers d'action que ceux évoqués pour maîtriser le taux de pertes sur les réseaux de distribution ?**

AMORCE considère que les actions de maîtrise de la demande ont pour effet de réduire le volume de pertes dans la mesure où elles permettent de diminuer les appels de puissance à la pointe. AMORCE considère que la consommation d'électricité produite localement constitue un deuxième levier de réduction des pertes et propose la mise en place d'une prise en charge entière ou partielle par ERDF des frais de raccordement d'une installation de production dans les zones que le gestionnaire de réseau aura préalablement défini, en concertation avec les autorités concédantes et les collectivités menant des Plans Climat-Energie Territoriaux (PCET), comme des zones favorables du point de vue du réseau à l'accueil de production locale.

HESPUL considère qu'ERDF a d'autres moyens d'action pour réduire les pertes :

- choix de dimensionnement des sections, accomplissement systématique de deux relevés annuels et l'installation de compteurs évolués notamment ;
- les PCET et les Schémas Régionaux du Climat, de l'Air et de l'Energie vont permettre à ERDF de mieux anticiper le développement de la production décentralisée, et d'orienter ses choix d'exploitation et de développement du réseau en conséquence ;
- les producteurs pourraient être encouragés à s'équiper d'appareils permettant la tenue de tension ;
- le stockage au niveau de la boucle de distribution et des transformateurs HTB/HTA et HTA/BT permettrait de diminuer sensiblement les volumes de pertes, à un coût moindre que celui du stockage diffus ;
- ERDF pourrait inciter les consommateurs à participer à des programmes de gestion de la demande : campagnes d'information, incitation au stockage et au déploiement d'équipements à puissance variable.

GDF SUEZ estime que la rémunération du réglage de tension par tous les utilisateurs volontaires du réseau est une solution pour diminuer les volumes de pertes.

L'UNIDEN considère que l'optimisation des choix d'exploitation du réseau (schéma de conduite, réglage de tension) constitue un autre levier à la main d'ERDF pour réduire les pertes.

L'USERA estime qu'ERDF peut réduire les pertes techniques en agissant sur les choix d'exploitation et d'entretien du réseau d'une part, et sur les choix d'investissement et de renouvellement des ouvrages d'autre part. USERA considère également que le surdimensionnement des transformateurs HTA/BT implique des pertes supplémentaires. Enfin, l'USERA insiste sur les améliorations selon lui nécessaires des opérations de comptage et de relève.

Le Gimélec considère qu'une autre solution serait d'autoriser par voie réglementaire l'auto-consommation de l'électricité produite sur les réseaux de distribution. Le Gimélec souligne également que les difficultés d'intégration des données climatiques par anticipation sont pour lui exagérées compte tenu des technologies actuelles.

Le SIPPAREC et le SIEL estiment que les actions dont dispose ERDF pour réduire les pertes techniques sont effectivement les choix d'exploitation, les choix de développement de réseau, les investissements sur le

réseau en termes de renforcement et de renouvellement ; et les actions de détection d'erreur de comptage et d'absence de comptage pour réduire les pertes non techniques. La FNCCR et le SIEL posent la question de la prise en compte par le TURPE du financement des actions réalisées par les autorités concédantes maîtres d'ouvrage et concourant à la réduction des pertes, dans la mesure où cela permet de diminuer *in fine* les charges d'exploitation du concédant.

EDF considère que la maîtrise des pertes recouvre deux aspects : d'une part une prévision des pertes la plus exacte possible, d'autre part la recherche d'une réduction des volumes de pertes réalisés.

Sur ce deuxième point, EDF considère que les leviers d'action d'ERDF pour réduire les pertes sont les investissements dans du matériel à pertes réduites, l'incitation à l'accueil de la production décentralisée dans les zones préférentielles pour le réseau (ce qui devrait être facilité selon EDF par la mise en place des Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des Energies Renouvelables) et la réduction des pertes non techniques.

ERDF considère quant à lui qu'il n'existe pas d'autres leviers d'actions pour réduire les pertes sur les réseaux de distribution que ceux mentionnés dans le texte de consultation.

ERDF rappelle tout d'abord que la réduction des pertes est un critère qui entre ainsi dans l'optimisation des solutions de développement du réseau.

Concernant la proposition d'imposer à ERDF une trajectoire de remplacement des transformateurs par des transformateurs à faibles pertes, le gestionnaire de réseau met en avant le fait que seul ce type d'équipement est désormais acheté. Selon ERDF, les analyses réalisées indiquent qu'il n'y aurait pas d'intérêt économique à anticiper le remplacement, dans le seul intérêt de réduire les pertes, des transformateurs « classiques » encore en état de fonctionner.

Concernant les leviers d'action sur les pertes non techniques, ERDF rappelle qu'elle réalise environ 800 GWh de redressement de pertes non techniques par an. ERDF considère que le niveau d'effort actuel est adapté, dans l'attente de pouvoir exploiter les possibilités qu'offriront les dispositifs de comptage évolués.

**Q21 : Considérez-vous préférable de fonder une incitation sur les résultats des actions menées d'ERDF plutôt que sur les moyens mis en œuvre par le gestionnaire de réseau pour réduire les pertes ?**

4 acteurs (GDF SUEZ, HESPUL, CFE-CGC Energies et UNIDEN) sont favorables à une incitation sur les résultats des actions d'ERDF.

GDF SUEZ considère que l'asymétrie d'information entre ERDF et les acteurs concernés et l'évolution des taux de pertes depuis l'ouverture des marchés montrent qu'il est préférable d'inciter sur les résultats obtenus plutôt que sur les actions menées.

HESPUL estime que fonder une incitation sur les moyens mis en œuvre ne garantit en aucune manière l'efficacité de ces moyens.

L'UNIDEN considère également que ce sont les résultats qu'il est important de suivre puisque ce sont eux qui ont un impact réel sur la facture finale des utilisateurs.

8 acteurs (ERDF, EDF, FNME CGT, GPPEP, Cofely, SIPPEREC, SIEL, USERA et EON) se prononcent explicitement en faveur d'une incitation portant sur les moyens mis en œuvre par ERDF pour réduire les volumes de pertes.

ERDF considère que les indicateurs disponibles à ce jour ne permettent pas d'apprécier fidèlement le résultat des efforts menés pour maîtriser le taux de pertes sur les réseaux de distribution, et ce bien qu'elle ait engagé depuis plusieurs années des travaux pour mieux comprendre les nombreux facteurs influençant les pertes. En l'absence d'indicateur de performance pertinent en termes de résultat, ERDF juge donc

préférable de mettre en place un suivi des moyens mis en œuvre pour mieux appréhender l'évolution du taux de pertes, sans incitation financière.

EDF se dit favorable aux incitations portant sur les moyens mis en œuvre par ERDF afin de réduire son niveau de pertes, et propose de mettre en place pour ERDF, comme pour RTE, une régulation qui vise à inciter ERDF à investir dans des moyens économes en pertes, dans le respect des critères de rentabilité usuels. EDF se dit également favorable à la proposition émise par la CRE sur la mise en place d'un indicateur de suivi des quantités d'énergie redressées par ERDF. Selon EDF, les énergies redressées venant pour l'essentiel en diminution des pertes d'ERDF, il n'est pas nécessaire de renforcer l'incitation financière déjà existante par un nouveau dispositif.

La FNME CGT estime également qu'une incitation sur les moyens est plus facile à mettre en œuvre et à suivre qu'une incitation sur les résultats, du fait notamment du nombre significatif de paramètres non contrôlables par ERDF.

Le GPPEP est favorable à une obligation de moyens plutôt que de résultats dans un premier temps.

Comme pour le transport, Cofely considère qu'il est nécessaire de contraindre les gestionnaires de réseaux à préconiser des solutions à pertes réduites lors de leurs achats de matériels (lignes et transformateurs) même si cela génère des surcoûts d'investissement.

Le SIPPAREC, le SIEL et USERA relèvent que les concessionnaires n'ont aucune visibilité sur le taux de pertes du réseau qu'ils concèdent ni sur les actions menées par le concédant. Le SIPPAREC et le SIEL estiment qu'une incitation sur les moyens pourra utilement être mise en place avec TURPE 4, et que cela permettra plus de transparence dans les choix menés par le concessionnaire.

Par ailleurs, le SIPPAREC et le SIEL considèrent que la mise en place de l'ARENH réduit la pertinence de la régulation incitative sur le coût d'achat des pertes et estiment nécessaire de revoir l'indicateur de performance en l'orientant sur les moyens mis en œuvre pour réduire le volume de pertes plutôt que sur le coût d'achat. USERA se dit également favorable à une incitation financière avec un indicateur basé sur les moyens mis en œuvre et non sur les coûts.

EON est favorable à la mise en œuvre d'un système permettant d'inciter ERDF sur les volumes de pertes, notamment par le biais de la mise en place d'un programme de R&D pour améliorer le degré de prévisibilité des pertes.

La FNCCR estime que la proposition de directive sur l'efficacité énergétique va sans doute imposer aux gestionnaires de réseaux des programmes de réduction des pertes, ce qui irait selon elle dans le sens d'une obligation de moyens sans exclure d'y associer un suivi et une évaluation des résultats obtenus. La FNCCR considère par ailleurs que compte tenu de la difficulté à évaluer la performance d'ERDF, une étude complémentaire sur le lien entre les moyens mis en œuvre et les résultats obtenus est un préalable indispensable à la mise en place d'une incitation à la réduction des volumes de pertes.

Enfin, le Gimélec estime que les deux approches doivent être combinées dans une incitation portant à la fois sur les résultats et sur les investissements dans du matériel à pertes réduites dans la mesure où cela est économiquement pertinent.

**Q22 : Que pensez-vous de l'introduction d'une incitation financière sur le taux de pertes réalisé sur les réseaux publics de distribution en cours de période tarifaire TURPE 4 ? Selon vous, un retraitement de l'indicateur de performance et du taux de pertes cible est-il nécessaire ? Si oui, quels seraient les éléments à prendre en compte lors de ce retraitement ?**

3 acteurs (EON, UNIDEN et HESPUL) souhaitent que soit mise en place une incitation financière pour réduire les pertes sur les réseaux de distribution.

EON considère que l'incitation financière sur la réduction des volumes de pertes peut être mise en œuvre au cours de TURPE 4, en définissant la cible de performance sur la base des taux de pertes historiques. EON

estime que la force de l'incitation pourrait être relativement faible jusqu'à la fin de TURPE 4 et augmenter progressivement au cours de TURPE 5 afin de laisser un temps d'adaptation à ERDF.

L'UNIDEN considère que toute incitation, si elle est pertinente économiquement, est bonne à mettre en place, et estime que la définition d'un indicateur macroscopique sur les pertes techniques et non techniques conviendrait.

HESPUL considère qu'une incitation financière doit être instaurée sur un système de bonus/malus avec obligation de résultat sur les pertes techniques. HESPUL propose de retraiter la cible à atteindre en fonction de la situation géographique du réseau (urbain, rural et semi-rural), de l'effet du climat, du nombre réel de jours unifiés comparé à l'année de référence, du taux de production décentralisée et du taux de pénétration des compteurs évolués. HESPUL estime que dans le cas où ERDF toucherait un bonus du fait de la réduction des pertes induites par la production décentralisée, les producteurs ayant participé à l'atteinte de la cible doivent recevoir une partie du bénéfice, en proportion de leur contribution à réduire la pointe (injection pure ou auto-consommation).

2 acteurs (ERDF et GPPEP) sont explicitement en défaveur d'une incitation financière sur les volumes de pertes sur les réseaux de distribution.

ERDF considère qu'aucun des indicateurs disponibles à ce jour, et en particulier le taux de pertes mesuré après réconciliation temporelle, ne permet d'apprécier fidèlement le résultat des efforts qu'ERDF pour maîtriser le taux de pertes sur les réseaux de distribution. ERDF estime que, en cas de mise en place d'une incitation financière sur la réduction du taux de pertes, ni le caractère maîtrisable, ni l'appréciation objective de la performance, ni l'équité de traitement entre acteurs ne seraient vérifiés.

ERDF considère que pour construire un indicateur reflétant la performance d'ERDF en matière de maîtrise du taux de pertes, il serait indispensable de corriger les taux observés des effets dont ERDF n'est pas responsable et qui échappent donc à sa maîtrise. ERDF estime qu'il s'agit notamment de l'influence du climat, de l'impact du développement de la production décentralisée, des évolutions du niveau et des modes de consommations, ou encore du traitement des clients sans fournisseurs.

ERDF rappelle que des travaux ont été engagés afin d'être en mesure de retraiter le taux de pertes mesuré après réconciliation temporelle de tous les effets identifiés à ce jour mais souligne :

- que les retraitements des effets identifiés ne sont pas tous disponibles à ce jour ;
- que les retraitements disponibles ne sont pas encore robustes par manque de retour d'expérience ;
- qu'il est possible que d'autres effets non identifiés à ce jour aient un impact sur le taux de pertes.

Le GPPEP estime qu'il ne faut pas mettre en place d'incitation financière pour la période TURPE 4.

Selon CFE-CGC Energies, les incertitudes comme les facteurs indépendants des gestionnaires de réseaux, notamment de distribution, sont encore trop nombreux pour que l'incitation soit strictement objective. La CFE-CGC Energies souhaite que l'enjeu de la précarité énergétique soit pleinement intégré aux réflexions en matière de réduction des pertes non techniques et que l'appréciation portée sur les efforts d'ERDF pour réduire le taux de pertes prenne en compte les pertes engendrées par la précarité énergétique. La CFE-CGC Energies demande qu'une éventuelle incitation sur le taux de pertes intègre également l'impact de la production décentralisée.

EDF n'est pas favorable à une régulation incitative qui se baserait sur le taux de pertes, considérant d'une part que ce ratio ne reflète pas bien la relation polynomiale existant entre volume transité et volume de pertes et, d'autre part, que le développement rapide des EnR influe sur la répartition des pertes entre les niveaux de tension.

GDF SUEZ souhaite qu'ERDF soit incité à réduire ses pertes, à les contrôler et à les prévoir de façon plus précise. GDF SUEZ estime que les processus relatifs aux pertes en électricité présentent une forte inertie, contrairement à ceux appliqués en gaz.



## Autres sujets sur les pertes

De nombreux acteurs ont souhaité soulever d'autres sujets relatifs aux pertes.

2 acteurs (UNIDEN et EDF) estiment qu'il serait pertinent de maintenir la régulation incitative sur le coût d'achat des pertes dans la mesure où l'intégralité de l'approvisionnement des gestionnaires de réseaux ne se fera pas à l'ARENH et donc que des achats sur le marché continueront d'être effectués.

3 acteurs (GDF SUEZ, EDF et ERDF) mettent en lumière les problématiques liées à la prévision des pertes sur les réseaux de distribution.

GDF SUEZ considère que la priorité doit être d'inciter ERDF à améliorer ses prévisions de pertes afin de réduire les risques encourus par les fournisseurs à cause d'une mauvaise modélisation des pertes.

EDF soutient le redressement en niveau du modèle de pertes d'ERDF, et estime que la prochaine étape importante consiste à améliorer la modélisation de la saisonnalité des pertes. EDF rappelle qu'une étude à ce sujet est actuellement engagée dans le cadre du groupe de travail « Amélioration continue et SI Reconstitution des flux ».

EDF souhaite également que soient conservées les incitations sur la justesse des prévisions prévues dans le TURPE 3 : couverture des coûts dans la limite de 1 TWh d'énergie non affectée à l'issue du processus de réconciliation temporelle, et de 4 % d'écarts pour ERDF (8 % pour RTE) sauf si l'audit mené par la CRE conclut à la nature incontrôlable par le gestionnaire de réseau de l'augmentation des volumes de pertes .

Dans sa réponse à la consultation, ERDF rappelle qu'un programme de travail a été engagé pour mieux comprendre les causes d'incertitudes, améliorer les modélisations, mettre sous contrôle les résultats et renforcer les prévisions. ERDF considère que les premiers résultats de ces études permettent :

- de confirmer la robustesse industrielle du système de reconstitution des flux ;
- de mettre en évidence des facteurs d'influence des résultats des réconciliations temporelles :
  - l'impact du climat, du modèle de profilage et de la production décentralisée sont les facteurs d'influence prépondérants sur le volume de pertes,
  - l'effacement des consommations, le refoulement sur le réseau de transport, le taux d'évolutions des consommations ont une influence dont les effets sont à quantifier,
  - les pertes non techniques constituent un volume de perte dont l'évolution est difficilement appréhendable car liée à de nombreux paramètres : sociaux-économiques, évolution des processus clients, implémentation de nouveaux systèmes de comptage ...
- de confirmer la nécessité de poursuivre les travaux tout en mesurant qu'ils sont menés sur des données historiques, que par conséquent ils embarquent les tendances du passé et peuvent difficilement anticiper les évolutions de contexte.

ERDF s'engage à poursuivre ses travaux de compréhension de l'évolution du taux de pertes et des différents facteurs l'influençant, au bénéfice de l'ensemble des acteurs du système électrique.

Concernant les prévisions de pertes, EDF et GDF SUEZ sont particulièrement vigilants sur la justesse des prévisions de pertes transmises par les gestionnaires de réseaux dans le cadre du dispositif ARENH.

Ces deux acteurs soulignent que, contrairement aux autres catégories de consommateurs pour lesquelles un complément de prix permet de garantir a posteriori la cohérence entre les droits ARENH et la consommation réalisée, le décret du 28 avril 2011 prévoit que le calcul de la quantité d'ARENH dédiée aux pertes des gestionnaires de réseaux ne se base que sur une courbe prévisionnelle. Ce cadre n'incite pas les gestionnaires de réseaux à veiller à la justesse de leurs prévisions de pertes, ce qui pourrait conduire à la livraison de quantités d'ARENH supérieures aux quantités reflétant la juste part des pertes dans la consommation nationale. Dans ce cas, la consommation de la clientèle profilée se trouverait sous-estimée, ce qui biaiserait le calcul des droits à l'ARENH de tous les fournisseurs concernés et leur imposerait ainsi un

surcoût financier. EDF ajoute que l'effet d'opportunité dont bénéficieraient les gestionnaires de réseaux créerait alors un préjudice financier direct dont il pâtirait.

EDF et GDF SUEZ proposent qu'une pénalité soit appliquée à un gestionnaire de réseau dès lors que sa prévision générant des droits ARENH est supérieure à son historique de pertes et que cette prévision s'avère injustifiée au regard de la courbe de charge de ses pertes constatées *ex post*. EDF estime que le niveau de cette pénalité reste à déterminer afin d'être suffisamment incitative. EDF considère également comme indispensable que la plus grande transparence soit faite sur les quantités d'ARENH dédiées aux pertes des gestionnaires de réseaux, et que, dans tous les cas, il est nécessaire que soient rendues publiques les quantités de produit ARENH dédiées aux pertes, les courbes prévisionnelles utilisées pour calculer ces quantités, et les méthodes de prévision employées pour construire ces courbes.

Enfin, EDF et ERDF soulèvent dans leurs réponses les impacts du processus de reconstitution des flux sur les volumes de pertes réalisés.

EDF considère que le principe de conservation des énergies permet d'assurer l'efficacité économique du dispositif de profilage et que le processus de réconciliation temporelle est juste et vertueux car il permet d'attribuer à chaque responsable d'équilibre les volumes d'énergie correspondant aux volumes réellement facturés à ses clients.

ERDF rappelle que, dans le cadre du processus de reconstitution des flux, les pertes sont estimées selon des règles établies entre les acteurs, et traduites dans le mécanisme d'ajustement, et que les modèles de pertes et de profilage ont été approuvés en 2004 pour l'ouverture des marchés aux clients à index. Au terme de six années de fonctionnement, ERDF dresse le constat suivant :

- le mécanisme à double processus est conservatoire en énergie et répartit l'énergie entre les acteurs à chaque étape ;
- les résultats des réconciliations temporelles présente une forte volatilité entre 0,6 et 2,6 TWh, et les temporalités du mécanisme ne permettent pas un ajustement du modèle de pertes garantissant le respect du tunnel de  $\pm 1$  TWh de TURPE 3 ;
- les causes d'incertitudes sont multiples, diffuses, et renforcées par l'évolution continue du contexte.

#### **4.5. Dépenses de recherche et développement (R&D) et investissements innovants**

**Q23 : L'exclusion de tout ou partie des dépenses de R&D du périmètre des charges d'exploitation maîtrisables vous semble-t-elle pertinente pour éliminer toute contre-incitation, pour les gestionnaires de réseaux, à diminuer leurs dépenses de R&D ?**

11 acteurs (FNME CGT, CFE-CGC Energies, CSF, EDF, EON, ERDF, Gimélec, GPPEP, HESPUL, UNIDEN et USERA) sont favorables à l'exclusion des dépenses de R&D du périmètre des charges d'exploitation maîtrisables.

La CFE-CGC Energies estime que l'effort de recherche et d'innovation des gestionnaires de réseaux doit être renforcé dans les prochaines années pour relever les défis industriels et technologiques auxquels les réseaux électriques seront confrontés.

Le Gimélec estime que la R&D est un élément essentiel de la compétitivité hors prix pour les industriels éco-électriques du Gimélec. Il lui semble donc par essence logique que les dépenses de R&D soient exclues du périmètre des charges d'exploitation maîtrisables.

HESPUL estime que cette évolution est importante dans un contexte de hausse des investissements dans les réseaux de distribution.

5 acteurs (AMORCE, GDF SUEZ, CNR, SIPPAREC et SIEL) sont favorables mais émettent des réserves.

GDF SUEZ et la CNR estiment que les mécanismes de contrôle financiers proposés par la CRE devront être complétés par des contrôles portant sur les objectifs des programmes de R&D ainsi que sur les conditions de transparence et de non-discrimination.

GDF SUEZ et la CNR estiment que la forte interaction des programmes concernant les *smart grids* avec les acteurs du marché ainsi que le nombre important de démonstrateurs financés en partie par le TURPE (et la plupart du temps en partenariat avec EDF) renforcent la nécessité d'une régulation et d'un contrôle par la CRE.

Le SIPPEREC et le SIEL demandent à ce que soit prévue une supervision publique des projets de R&D non pas sous la forme d'audits *a posteriori* comme le prévoit la CRE mais *a priori*, dès la définition des programmes de R&D.

L'UFE estime qu'en pratique cette exclusion n'aura pas d'effet sur les charges d'exploitation liées à la R&D, qui obéissent, selon l'UFE, à une logique de long-terme et sont donc peu volatiles.

RTE n'a pas de préférence quant à l'exclusion ou non des dépenses de R&D du périmètre des charges d'exploitation maîtrisables. RTE affirme avoir toujours considéré que la R&D était un levier indispensable d'innovation et d'anticipation des évolutions du contexte énergétique et y a toujours consacré les montants nécessaires, indépendamment du régime réglementaire associé.

#### **Q24 : Etes-vous favorable à la restitution aux utilisateurs des sommes allouées à la R&D et non utilisées par les gestionnaires de réseaux ?**

7 acteurs (AMORCE, FNME CGT, CSF, EON, GDF SUEZ, CNR et HESPUL) sont favorables à la restitution aux utilisateurs des sommes allouées à la R&D et non utilisées par les gestionnaires de réseaux.

HESPUL estime que cette restitution est indispensable afin de développer, chez les gestionnaires de réseaux, une culture de l'innovation qui leur fait aujourd'hui largement défaut.

6 acteurs (GPPEP, RTE, SIPPEREC, SIEL, UFE et UNIDEN) sont favorables mais émettent des réserves.

RTE estime que la période de référence utilisée pour le mécanisme de restitution doit être suffisamment longue afin de s'assurer que les sous-consommations éventuelles soient avérées.

L'UFE et l'UNIDEN sont favorables à cette restitution à condition qu'elle tienne compte des décalages éventuels de dépenses dus par exemple à des retards pris par certains projets.

3 acteurs (ERDF, CFE-CGC Energies, Gimélec) sont défavorables à la restitution aux utilisateurs des sommes allouées à la R&D et non utilisées.

ERDF estime que le versement au CRCP des sommes allouées à la R&D et non utilisées sanctionnerait des erreurs d'estimations financières des programmes de recherche et d'innovation dans une vision annuelle sans que cela ne produise d'incitation positive à la R&D. Pour ERDF, la restitution des montants non utilisés pourrait conduire à engager des projets à faible rentabilité.

La CFE-CGC Energies considère que les travaux de R&D doivent s'apprécier dans la durée et ne pas faire l'objet d'incitations financières court-termistes comme pourrait l'être l'éventuelle restitution des sommes allouées non utilisées.

#### **4.6. Investissements d'interconnexion**

#### **Q25 : Seriez-vous favorable à l'introduction d'une incitation financière à la réalisation des investissements dans les interconnexions ?**

4 acteurs (EDF, EON, FAB Link et Gimélec) sont favorables au principe d'une incitation financière au développement des interconnexions.

EDF estime qu'il s'agit d'un moyen efficace.

5 acteurs (CNR, Cofely, GDF SUEZ, RTE et UFE) expriment des réserves.

Cofely est opposé à l'exportation de production subventionnée et souhaite la limitation des capacités de pointe.

GDF SUEZ et la CNR sont favorables à une incitation à la bonne exploitation et à une mise à disposition maximale des capacités mais estime que l'incitation à investir n'est pas primordiale car l'investissement dépend des difficultés à faire passer les liaisons entre pays.

L'UFE et RTE indiquent qu'une incitation spécifique aux interconnexions est pertinente si elle conduit à des conditions de rémunération favorisant les investissements économiquement justifiés.

4 acteurs (FNME CGT, GPPEP, HESPUL et UNIDEN) sont défavorables au principe d'une incitation financière au développement des interconnexions.

La FNME CGT estime que l'incitation irait à l'encontre du débat démocratique nécessaire au développement des infrastructures et que la part commerciale des échanges est trop privilégiée.

Le GPPEP est opposé aux interconnexions qu'il juge aller à l'encontre de la production locale. Il estime qu'il faut privilégier le stockage à moyen terme.

HESPUL estime que des actions en faveur des énergies renouvelables sont prioritaires par rapport au développement des interconnexions, sauf si l'on démontre leur nécessité, auquel cas l'incitation serait inutile.

L'UNIDEN estime que ce n'est pas le rôle de RTE de sélectionner les interconnexions à réaliser. Par ailleurs, l'UNIDEN juge que les investissements dans les interconnexions électriques ne sont pas dirigés vers le consommateur français.

**Q26 : Le mécanisme incitatif proposé vous semble-t-il répondre aux enjeux de développement des capacités d'échange ?**

1 acteur (Gimélec), pense que le mécanisme proposé répond aux enjeux de développement des capacités d'échange. Le Gimélec estime que l'incitation semble correspondre à une vraie logique de localisation des investissements les plus rentables.

5 acteurs (EDF, EON, FAB Link, UFE et RTE) expriment des réserves.

EDF estime que la décision d'investissement doit être fondée sur des critères de long-terme et que le différentiel de prix n'est pas adapté pour une telle évaluation.

EDF préfère des incitations à minimiser les coûts et les délais de réalisation des projets une fois la décision d'investissement prise.

EON considère que l'incitation répond à l'enjeu de fluidification du marché, mais pas à ceux de l'intégration des énergies renouvelables, de sécurité d'approvisionnement et d'alimentation.

FAB Link pense que l'incitation va dans le bon sens mais que l'implémentation pose question.

RTE et l'UFE estiment que le mécanisme proposé ne permet de répondre à l'objectif de fluidification du marché de l'électricité. Par ailleurs RTE et l'UFE estiment que le mécanisme pourrait s'avérer contre-incitatif pour des projets évalués comme prioritaires au niveau européen et demandent à ce que soit garanti, pour ces projets, le même niveau de rémunération que pour les autres investissements.

3 acteurs (FNME CGT, CNR et GDF SUEZ) pensent que le mécanisme proposé ne répond pas aux enjeux de développement des capacités d'échange.

La FNME CGT juge que le mécanisme est technocratique.

GDF SUEZ et la CNR pensent que les investissements sont déjà rémunérés par le TURPE et que le problème principal n'est pas le financement mais la difficulté d'acceptation.

#### **Q27 : Jugez-vous pertinent de fonder l'incitation sur le surplus global net ?**

6 acteurs (CNR, EON, FAB Link, GDF SUEZ, RTE et UFE) expriment des réserves.

EON pense que l'incitation doit être calibrée afin de correspondre aux besoins réels de développement du réseau.

FAB Link pense que le surplus global net est un bon critère théorique mais que la mise en œuvre est difficile. Il estime en outre que RTE serait exposé à des risques qu'il ne maîtrise pas.

GDF SUEZ et la CNR sont réservés à l'égard d'une incitation fondée sur une captation partielle du surplus économique généré par les interconnexions. Ils estiment aussi que le surplus est difficile à mesurer et l'incitation difficile à mettre en œuvre pratiquement.

RTE estime que le surplus global net est en théorie un bon indicateur mais que sa mise en œuvre pratique conduira à un niveau de complexité qui le rendra peu lisible.

RTE et l'UFE sont plutôt favorables à faire porter l'incitation directement sur les coûts d'investissement et la capacité disponible.

2 acteurs (EDF et FNME CGT) sont défavorables au fait de fonder l'incitation sur le surplus global net.

EDF considère que le gestionnaire du réseau de transport ne maîtrise pas toutes les variations de surplus calculées à partir des prix de marché et qu'il existe des interdépendances entre les interconnexions.

#### **Q28 : Quel niveau de risque doit selon vous porter RTE en matière d'investissements dans les interconnexions ?**

1 acteur (FAB Link) est favorable au fait que RTE porte un risque en matière d'investissements dans les interconnexions.

FAB Link estime que RTE doit porter un risque pour autant qu'il puisse le contrôler et est favorable au fait de fixer à l'avance les facteurs non-maîtrisables.

1 acteur (EON) estime que RTE supporte très peu de risque.

EON pense que la rémunération doit en tenir compte.

3 acteurs (EDF, CNR et GDF SUEZ) sont réservés.

GDF SUEZ et la CNR estiment que le niveau de risque doit être limité au risque industriel lié à la mise en œuvre légale et opérationnelle, mais pas à l'opposition locale.

EDF estime que RTE ne doit pas porter de risque lié aux prix de gros et aux volumes d'échange.

3 acteurs (FNME CGT, UFE et RTE) sont défavorables au fait que RTE porte un risque en matière d'investissements dans les interconnexions.

RTE ne souhaite pas porter de risque lié aux investissements dans les interconnexions. Il indique que porter un tel risque pourrait l'amener à réaliser des arbitrages entre investissements afin de maintenir ses ratios financiers.

L'UFE estime qu'il serait contre-productif de faire porter un risque à RTE qui le conduirait à renoncer à certains investissements en raison d'incertitudes liées à la régulation.

**Q29 : Seriez-vous favorable à la proposition de fixer à l'avance les prix et les résiliences de marché pour le calcul de l'incitation ?**

2 acteurs (FAB Link et RTE) sont favorables à la proposition de fixer à l'avance les prix et les résiliences de marché pour le calcul de l'incitation.

RTE estime que cela lui permettra de ne pas porter un risque sur des éléments non maîtrisables.

4 acteurs (FNME CGT, CNR, EDF et GDF SUEZ) sont défavorables à la proposition de fixer à l'avance les prix et les résiliences de marché pour le calcul de l'incitation.

GDF SUEZ et la CNR estiment que les prix ne sont pas une mesure objective sur laquelle baser une incitation même s'ils sont d'avis que ces calculs sont nécessaires pour la démonstration de l'utilité économique des investissements en nouvelles interconnexions.

**Q30 : Seriez-vous favorables à la proposition de calculer l'incitation à partir des coûts d'investissement observés plutôt que prévisionnels ?**

4 acteurs (CNR, FAB Link, GDF SUEZ et Gimélec) sont favorables à la proposition de calculer l'incitation à partir des coûts d'investissement observés plutôt que prévisionnels. Le Gimélec estime que baser l'incitation sur les coûts prévisionnels pourrait avoir pour conséquence une dérive budgétaire.

3 acteurs (RTE, UFE et EDF) sont favorables à condition que soient exclus les éléments exogènes pouvant conduire à une hausse des coûts d'investissement.

RTE demande par ailleurs à ce que le périmètre des coûts concernés soit défini de manière précise.

**Q31 : Que pensez-vous de la proposition de calculer l'incitation à partir des flux commerciaux supplémentaires observés plutôt que prévisionnels ?**

1 acteur (Gimélec) est favorable à la proposition de calculer l'incitation à partir des flux commerciaux supplémentaires observés plutôt que prévisionnels.

1 acteur (FAB Link) est favorable avec réserve à la proposition de calculer l'incitation à partir des flux commerciaux supplémentaires observés plutôt que prévisionnels. FAB Link pense qu'il faut seulement tenir compte des réductions de capacités physiques et non des réductions de flux liés au marché.

4 acteurs (FNME CGT, CNR, EDF et GDF SUEZ) sont défavorables à la proposition de calculer l'incitation à partir des flux commerciaux supplémentaires observés plutôt que prévisionnels.

La FNME CGT y voit la prééminence de l'incitation commerciale.

EDF souhaite des incitations à réaliser efficacement des projets identifiés comme rentables en complément d'une bonification de la rémunération du gestionnaire du réseau de transport ; la rémunération serait au niveau standard si l'investissement était réalisé dans de mauvaises conditions.

GDF SUEZ et la CNR estiment qu'il n'est pas possible de décrire ce qu'auraient été les flux sans l'interconnexion.

2 acteurs (RTE et UFE) estiment qu'il est difficile de se prononcer sur ce point sans étude plus précise.

RTE et l'UFE pensent par ailleurs que l'évaluation des flux commerciaux supplémentaires sera complexe notamment parce que l'ouvrage considéré fera partie d'un réseau maillé. Par ailleurs, RTE et l'UFE considèrent que les flux commerciaux ne sont pas liés uniquement à la capacité disponible mais aussi à des paramètres non maîtrisables par RTE (évolution des parcs de production, des modèles de marchés, etc.). L'UFE est plutôt favorable à une incitation sur la disponibilité physique de la liaison.

**Q32 : Seriez-vous favorable à un encadrement de l'incitation financière (fixation de valeurs maximales de bonus et de malus) ? Si oui, seriez-vous favorable à un encadrement symétrique de part et d'autre du taux de rémunération, ou à un encadrement dissymétrique ? Quelles sont les niveaux qui vous semblent pertinents pour le plancher et le plafond d'incitation ?**

7 acteurs (FNME CGT, CNR, EDF, FAB Link, GDF SUEZ, GPPEP et RTE) sont favorables à un encadrement de l'incitation financière. EDF souhaite un plancher au niveau de rémunération standard. GDF SUEZ et la CNR souhaitent que l'incitation reste faible par rapport au taux de rémunération. GPPEP souhaite une symétrie dans un premier temps. RTE souhaite un encadrement de l'incitation financière autour d'un CMPC bonifié, avec un malus maximum fixé de telle sorte que la rémunération de RTE ne puisse être inférieure à la rémunération standard.

#### **4.7. Investissements sous maîtrise d'ouvrage d'ERDF**

**Q33 : Seriez-vous favorable à la mise en place des mesures incitatives sur les coûts unitaires d'investissement d'ERDF ?**

8 acteurs (EDF, EON, GDF SUEZ, CNR, Gimélec, SIPPAREC, SIEL et USERA) sont favorables ou favorables avec réserve à la mise en place des mesures incitatives sur les coûts unitaires d'investissement d'ERDF.

EDF estime qu'une régulation portant sur les coûts unitaires est concevable mais qu'elle doit tenir compte de la diversité des investissements réalisés par ERDF. Les coûts d'investissements sont en effet très différents selon les régions et il convient de tenir compte des besoins prioritaires de certaines zones. Dans le cas où l'introduction du suivi de tels indicateurs serait envisagée, EDF recommande de la conduire dans un premier temps sur un périmètre limité, afin d'évaluer sa pertinence avant d'envisager un éventuel élargissement.

Le SIPPAREC, le SIEL et l'USERA comprennent et partagent le souci de la CRE de veiller à une efficacité des investissements d'ERDF. Mais ils estiment qu'avant la question de la tenue des coûts, se pose celle du respect de la trajectoire d'investissement définie par la CRE. A ce titre, les Syndicats s'étonnent qu'aucune question ne soit consacrée à ce thème pourtant crucial. Les Syndicats ne peuvent donc que suivre la prudence de la CRE, tant serait grand selon eux le risque qu'une mesure instruite précipitamment induise une baisse de la qualité des investissements, voire une baisse des investissements physiques eux-mêmes. Parallèlement, les Syndicats renouvellent leur demande d'étude des moyens d'inciter à la réalisation de la trajectoire physique d'investissement.

8 acteurs (AMORCE, CFE-CGC Energies, FNME CGT, Cofely, ERDF, FNCCR, UFE et UNIDEN) sont opposés à l'évolution proposée.

AMORCE considère que dans une logique d'optimisation des investissements réalisés par le gestionnaire sur le réseau de distribution, la question du choix du type d'investissement doit être posée avant celle de son coût unitaire.

La CFE-CGC Energies estime que la pluralité des investissements d'ERDF, la disparité des critères de dimensionnement entre zones urbaines et rurales comme le caractère aléatoire et non maîtrisable des contraintes réglementaires et de l'évolution des coûts des matières premières et de main d'œuvre rendent à la fois peu pertinente et inéquitables la mise en place de mesures incitatives sur les seuls coûts unitaires d'investissement d'ERDF. La CFE-CGC Energies considère qu'avant de mettre en place une régulation sur les coûts unitaires d'investissement, il est indispensable d'établir un diagnostic ou point zéro en distinguant les coûts unitaires en fonction du maître d'ouvrage et en fonction de critères dimensionnants tels que urbain / rural.

La FNME CGT n'est pas favorable en l'état de la réflexion. Elle estime qu'un suivi permettant la constitution de données de références, pour une réflexion future, semble plus approprié. Elle souligne que si de telles incitations devaient être mises en place la prudence s'imposerait. En effet, de telles incitations pourraient, selon la FNME CGT, entraîner un recours à des appels d'offres et des achats uniquement basés sur la recherche du moins disant. Cette démarche pourrait avoir à moyen terme des effets négatifs et contre-productifs. Elle souligne qu'une attention particulière doit être portée sur la notion de rapport coût/qualité.

Cofely considère que trop de facteurs indépendants de la volonté du distributeur peuvent influencer ces prix.

ERDF n'est pas favorable à la mise en œuvre dès TURPE 4 d'un mécanisme de régulation sur les coûts unitaires d'investissement. En effet, selon ERDF, un tel coût unitaire intègre de multiples paramètres qui sont aléatoires sur une période tarifaire :

- les aléas règlementaires (règlement de voirie, décret n° 2011-1241 du 5 octobre 2011 relatif à l'exécution de travaux à proximité de certains ouvrages souterrains, aériens ou subaquatiques de transport ou de distribution) dont l'impact sur le coût des travaux est encore mal défini ;
- les disparités de coûts en fonction de programmes réalisés (travaux en centres urbains denses, travaux en zones rurales, *etc.*) ;
- les évolutions des coûts des matières premières et de la main d'œuvre.

La FNCCR suggère de placer ERDF, lorsqu'elle est donneuse d'ordres (achat de matériels, de travaux, de services...), dans les mêmes conditions que les autorités organisatrices maîtres d'ouvrage, autrement dit, d'une part en appliquant les dispositions du Code des marchés publics ou du droit de la commande publique dans toute leur rigueur et à ce titre en veillant à éviter des offres anormalement basses, et d'autre part en respectant les normes constructives, notamment la norme NF C 11-201 et les normes produits, notamment la norme NF C 33-210 s'agissant des câbles. La FNCCR estime également que les critères de choix des offres devraient alors prendre en compte le coût complet des achats, également désigné « coût d'usage », qui comprend, outre le prix d'acquisition, les coûts ultérieurs d'utilisation, d'entretien et de renouvellement.

L'UFE estime qu'une co-construction d'une méthode sur la période TURPE 4 en partant d'un suivi de l'évolution des coûts unitaires de construction de réseau sur 3 ans, pour les réseaux souterrains HTA, BT et aérien BT pourrait être une méthode plus adaptée.

L'UNIDEN souligne qu'il n'est pas certain que les paramètres proposés puissent être bien maîtrisés par ERDF notamment du fait de la complexité de son périmètre d'investissement. De plus, un moindre coût pour une moindre qualité n'est pas rentable à long terme pour l'utilisateur final.

#### **Q34 : Seriez-vous favorable à la mise en place de mesures incitatives sur le projet de comptage évolué d'ERDF ?**

9 acteurs (AMORCE, EDF, EON, ERDF, GDF SUEZ, CNR, Gimélec, HESPUL et UFE) sont favorables ou favorables avec réserve à la mise en place de mesures incitatives sur le projet de comptage évolué d'ERDF.

EDF accueille favorablement cette proposition afin de se prémunir contre toute dérive des coûts et des délais. EDF estime que les mesures incitatives pourront être définies précisément quand l'ensemble des caractéristiques du projet sera connu (performances techniques du dispositif, bilan économique actualisé, modalités de financement et plan de maîtrise des risques de l'investissement). EDF propose d'introduire une clause de rendez-vous dans la période tarifaire de TURPE 4, ce qui permettra d'introduire les mesures incitatives spécifiques au projet de comptage évolué.

EON considère que certaines mesures incitatives pourraient être mises en œuvre afin de garantir l'efficacité du dispositif notamment :

- le respect du budget prévisionnel d'investissement dans la phase de déploiement ;
- la qualité des données transmises aux fournisseurs d'électricité dans la phase opérationnelle : exactitude des données, taux de transmission dans les délais, qualité des courbes de charge, *etc.*



ERDF estime que l'équilibre économique du projet *Linky* repose notamment sur des hypothèses :

- de dépenses, investissement et pose des compteurs et des concentrateurs, coûts de développement des SI, coûts de relève et d'intervention ;
- de planning et de modalités de déploiement, un déploiement industriel sur l'ensemble du territoire permet d'optimiser les coûts du matériel et de pose ;
- d'économie sur les pertes commerciales et de gains générés par l'automatisation du relevé cyclique et d'une partie importante des interventions ;
- financières, mode de financement du projet, pérennité de l'exploitation des installations de comptage, taux de rémunération des capitaux investis.

ERDF souligne que les risques du projet relèvent de ces quatre rubriques, tels que dépenses supérieures aux prévisions, gains moindres à ceux prévus, plannings de déploiement décalés ou désoptimisés, cumulés avec un planning de renégociation des contrats de concessions, dont le pic est concomitant avec la fin du déploiement ainsi que les modalités de financement du projet non encore précisées. ERDF estime que ces risques seront supportés pour une part notable par ERDF. Selon ERDF, ils constituent donc des éléments justifiant une rémunération basée sur un CMPC majoré.

ERDF considère que l'ajout d'éventuelles mesures incitatives complémentaires doit alors être cohérent avec le niveau de risque qui sera porté *in fine* par ERDF. Ces mesures seront de plus à envisager de manière différenciée selon les critères concernés et doivent tenir compte de la période de mise en œuvre du projet, pour éviter tout effet d'aubaine ou de sanction injustifiée.

ERDF estime donc nécessaire d'attendre que le déploiement ait atteint un rythme de croisière pour envisager une régulation incitative qui soit un levier de performance, maîtrisable et utile au consommateur final. ERDF souligne en particulier qu'il convient de ce fait que les appels d'offre soient achevés, que les procédures de pose soient maîtrisées par les entreprises prestataires, et que le système de comptage soit opérationnel, pour plusieurs millions de compteurs.

Selon ERDF, les domaines soumis à incitation pourraient être :

- la maîtrise des dépenses d'investissement maîtrisables par ERDF, sur la base d'une fourchette de sensibilité, fonction des conditions de marché ;
- la qualité de la pose perçue par le consommateur final ;
- la performance du système, en cohérence avec les règles du marché ;
- le respect du planning de référence du déploiement, une fois celui-ci arrêté et prenant en compte les potentielles interférences exogènes.

En raison des enjeux du projet de compteurs communicants, GDF SUEZ souhaite que des mesures incitatives soient mises en place :

- en phase de déploiement, l'incitation pourrait porter sur le respect des investissements, les plannings de pose et les taux de communications établis avec le SI d'ERDF ;
- en phase opérationnelle, elle porterait progressivement sur la qualité de transmission des données aux fournisseurs : exactitude des données, taux de transmission dans les délais, qualité des courbes de charge et mise en place des grilles fournisseur ;
- un indicateur portant sur les pertes non techniques pourrait être mis en place progressivement avec un objectif de suivi dans un premier temps, puis d'incitation par la suite.

L'UFE est favorable à la mise en place d'un cadre de régulation incitative spécifique au projet de comptage évolué d'ERDF afin de garantir la maîtrise des coûts et délais pour son déploiement. L'UFE accueillerait positivement des mesures incitatives complémentaires, sous réserve qu'elles soient cohérentes avec le niveau de risque qui sera porté *in fine* par ERDF, lorsque les modalités de financement seront finalisées. Les indicateurs spécifiques pourront être définis lorsque l'ensemble des caractéristiques du projet sera connu. Ils

seront à envisager de manière différenciée selon les critères concernés et pourraient faire l'objet d'une concertation le moment venu.

2 acteurs (FNME CGT et UNIDEN) estiment le projet d'ERDF insuffisamment mature pour envisager la mise en place d'un cadre de régulation incitative.

Le GPPEP juge de telles incitations incongrues dans la mesure où il estime que le comptage évolué ne présente pas d'intérêt pour les particuliers.

La FNCCR et le SIEIL 37 considèrent qu'avant toute mesure incitative, il est nécessaire que les fondamentaux soient précisés et partagés par l'ensemble des parties prenantes :

- les compteurs et dispositif de comptage sont propriétés des autorités organisatrices du service public de la distribution d'électricité ;
- les coûts exposés, y compris ceux liés à une éventuelle souscription d'emprunt (remboursement du capital et des intérêts), sont couverts par le TURPE.

De plus, pour le FNCCR, il conviendrait que le projet de comptage évolué soit clarifié en termes de calendrier et de mise en conformité avec le projet de directive européenne sur l'efficacité énergétique.

Le SIPPEREC et le SIEL s'interrogent sur l'opportunité d'un tel investissement compte tenu des résultats de l'expérimentation par ERDF des compteurs *Linky* et de l'arrêté du 4 janvier 2012 qui a été adopté à l'issue de cette expérimentation pour définir les fonctionnalités des nouveaux compteurs.

L'USERA est très vigilante car ce projet de compteurs évolués doit obligatoirement répondre aux attentes des usagers et aux besoins de MDE des Syndicats d'Energies. Elle souligne qu'une vigilance accrue sera portée aux dépenses d'investissement de cette opération et à la qualité de son déploiement en toute transparence avec la communication adéquate attendue par les usagers. Elle considère que ce compteur évolué doit, de plus, répondre aux objectifs d'information et de mesure défendus à la fois par le MNE et les associations de consommateurs.

Les fédérations d'ELD soulignent que la plupart des ELD auront des coûts différents des coûts moyens nationaux de déploiement des dispositifs de comptage sur leur zone de dessertes que le financement envisagé *via* un tarif péréqué (TURPE) ne permettra pas d'approcher.