

**Troisièmes Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité (TURPE 3)**  
**Consultation publique de la CRE sur les principes de tarification**  
**Synthèse des contributions**

## **I. Contexte**

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) a organisé, du 18 février au 12 mars 2008, une consultation publique sur les principes de tarification de l'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité, dans le cadre de la préparation d'une nouvelle proposition tarifaire conçue pour s'appliquer à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2009.

33 contributions ont été adressées à la CRE provenant, notamment, des acteurs suivants (voir liste exhaustive en annexe) :

- Réseau de Transport d'Electricité (RTE) ;
- EDF Réseau Distribution France (ERDF) ;
- les associations d'Entreprises Locales de Distribution (ELD) ainsi qu'une ELD ;
- 6 fournisseurs/producteurs ;
- 3 producteurs (ou leurs syndicats professionnels) ;
- 1 association professionnelle du secteur de l'électricité ;
- 8 consommateurs industriels ou professionnels (ou leurs syndicats professionnels) ;
- 5 autorités organisatrices de la distribution publique d'électricité (ou leur organisation représentative) ;
- 3 syndicats de salariés.

## **II. Synthèse des contributions**

### ***II.1. Régulation incitative à la maîtrise des coûts***

21 contributeurs se sont exprimés sur la régulation incitative à la maîtrise des coûts.

D'une manière générale, les différentes catégories d'acteurs accueillent favorablement la mise en place d'une régulation incitative à la maîtrise des coûts dans la mesure où ce cadre de régulation encourage les efforts de productivité des réseaux de transports et de distribution. Les syndicats de salariés émettent toutefois quelques réserves car ils craignent que ce mode de la régulation permette aux actionnaires de faire pression sur les effectifs dans un contexte où, selon eux, les efforts de productivité ont atteint leurs limites.

Les gestionnaires de réseaux soulignent que l'incitation doit être réalisée en harmonie avec les exigences relatives à la sécurité du système et de la qualité. ERDF précise que les efforts de productivité ne doivent pas être confondus avec la variation annuelle des charges dues à des demandes et exigences nouvelles (ou en croissance) génératrices de dépenses supplémentaires. Les ELD soulignent également que les gains de productivité devront être définis en tenant compte des spécificités de chaque gestionnaire de réseaux.

Le choix d'une période de trois ou quatre ans, pour une première application de ce schéma de régulation, fait consensus. Cette durée apparaît suffisamment longue pour que les gestionnaires de réseaux puissent réaliser des gains de productivité tout en minimisant le risque d'une évolution des charges réelles trop dé-corrélées des charges prévisionnelles. Les consommateurs industriels ont une préférence, à terme, pour des périodes tarifaires encore plus longues dans la mesure où cela leur donne une meilleure visibilité sur leur coût d'acheminement. Certaines associations de producteurs sont attachées à ce qu'un allongement de la période tarifaire ne conduise pas à un ralentissement de la réalisation des investissements nécessaires au raccordement et à l'évacuation de la production.

L'ensemble des acteurs s'accorde à reconnaître la nécessité d'exclure les charges d'exploitation non maîtrisables de l'assiette des charges sur laquelle doivent s'appliquer les gains de productivité. Un fournisseur s'exprime toutefois en faveur d'un objectif de productivité globale. Les autorités concédantes insistent sur le fait que l'engagement financier du concessionnaire vis-à-vis du cahier des charges de concession et de ses missions de services public ne soit pas retenu dans la définition d'objectif de productivité. Plusieurs contributeurs souhaiteraient que soit mieux précisé le périmètre des charges maîtrisables.

Les gestionnaires de réseaux soulignent que la maîtrise des charges d'exploitation ne peut s'effectuer que sur la dimension volume de ces charges, et non sur la dimension prix, dont ils considèrent qu'elle leur échappe en grande partie.

Concernant la répartition des surprofits, les opinions divergent selon les acteurs. RTE et les ELD estiment qu'ils doivent percevoir l'intégralité de ce surprofit. ERDF propose qu'un tiers soit reversé aux utilisateurs via une baisse des tarifs. Les autres contributeurs considèrent, quant à eux, qu'une partie doit être allouée aux utilisateurs de réseaux, la proportion de surprofit à redistribuer devant dépendre du niveau de la cible de productivité initiale fixée par le régulateur.

## ***II.2. Fonctionnement du Compte de Régulation des Charges et Produits***

16 contributeurs se sont exprimés sur le fonctionnement du CRCP.

La majorité des acteurs se déclare favorable à une évolution des règles de fonctionnement du CRCP dès lors qu'elle permet de lisser les « trajectoires tarifaires ». Leur avis quant à l'amortissement des écarts constatés reste partagé, même si une majorité serait plutôt favorable à amortir les écarts au CRCP au sein d'une période tarifaire.

Deux producteurs souhaitent que la régularisation du CRCP intervienne à l'issue de la période tarifaire. L'un d'eux souligne que dans le cas où les montants à régulariser sont de grande ampleur, la durée d'amortissement pourrait être adaptée (allongée sur deux périodes tarifaires par exemple). Une autorité concédante se prononce également en faveur de ce mécanisme en souhaitant que les économies réalisées soient restituées aux utilisateurs.

Deux consommateurs, un fournisseur et un syndicat de salariés sont favorables à l'amortissement de la plus grande partie des écarts au cours de la période tarifaire, en particulier dans le cadre d'un allongement de celle-ci et pour les écarts ne dépassant pas un certain seuil. Un consommateur indique que répercuter le solde du CRCP à l'issue de la période tarifaire donnerait plus de poids à la dissimulation de l'information.

Trois autres contributeurs estiment qu'ils ne peuvent se prononcer que sur la base de propositions précises. Ils soulignent que l'asymétrie d'information pose problème et que l'évolution du CRCP devrait être publiée de manière transparente et à des échéances précises (et son périmètre délimité).

Dans le cas des gestionnaires de réseaux, les observations sont différenciées selon les opérateurs.

ERDF et RTE sont favorables à la mise en place d'un mécanisme annuel d'ajustement du tarif permettant de prendre en compte les écarts éligibles au CRCP au sein d'une même période tarifaire (avec plafond pour limiter les variations). ERDF propose que seul le poste « achat des pertes » soit apuré annuellement et RTE d'adapter la durée d'amortissement du CRCP (à la hausse ou à la baisse).

ERDF suggère, en outre, un « CRCP balai » qui enregistrerait l'ensemble des écarts non pris en compte en fin de période tarifaire. Ce « CRCP balai » serait apuré lors de la période tarifaire suivante. RTE préconise que tous les écarts non encore amortis en fin de période soient agrégés au sein d'un même compte afin de définir en début de période tarifaire une durée d'amortissement unique pour l'ensemble du CRCP.

Les ELD se considèrent lésées puisque supportant les évolutions du CRCP d'ERDF au travers du mécanisme tarifaire sans en être « partie prenante », mais restent favorables à un amortissement des écarts les plus significatifs (avec palier à définir ex ante) dès l'année tarifaire qui suit leur constat. Un amortissement sur deux ans des écarts moins significatifs à l'issue de la période tarifaire accompagnerait ce dispositif annuel. Pour traiter les GRD avec équité, une ELD estime qu'il devrait y avoir un CRCP pour chaque GRD.

Sur la question du taux d'actualisation du CRCP, aucune majorité ne s'affirme, les avis étant partagés entre un taux de rémunération avant et après impôt.

Deux consommateurs soulignent le fait que si les règles d'amortissement du CRCP sont modifiées (limiter les montants stockés), la question de son taux d'actualisation sera de moindre importance.

Deux producteurs et un syndicat de salariés sont favorables à un taux d'actualisation du CRCP sur la base d'un CMPC après impôt. Deux d'entre eux mettent en avant la nécessité d'un point de vue technique d'assurer la neutralité du mécanisme sur la valeur d'entreprise des gestionnaires de réseaux.

Une autorité concédante estime que choisir un taux de rémunération après impôt reviendrait à compter deux fois l'impôt sur les bénéfices.

Trois autres contributeurs considèrent au contraire que le taux d'actualisation du CRCP doit être déterminé sur la base d'un CMPC avant impôt. Un consommateur estime que la charge fiscale est partiellement maîtrisable et un producteur relève que la rémunération du CRCP se doit d'être cohérente avec celle des sources de financement traditionnel auxquelles elle se substitue.

ERDF et RTE sont partagés sur la question :

- ERDF souhaite que le CRCP du TURPE2 soit actualisé au taux nominal avant impôt (afin de respecter les règles énoncées). Le CRCP du TURPE 3 peut, quant à lui, être rémunéré au taux après impôt et ce même au sein de la période tarifaire TURPE 3 dans le cas d'une annualisation.
- Pour RTE, il est impératif pour que le taux d'actualisation du CRCP soit choisi à un niveau neutre pour la valeur d'entreprise, soit un taux sans risque augmenté d'une prime de risque de crédit.

Les ELD seraient en faveur de la prise en compte de deux taux d'actualisation du CRCP selon l'état de ce compte à la date d'apurement (avant impôt si le CRCP est au bénéfice de l'opérateur, après impôt sinon). Dans cette hypothèse et eu égard à la nature de la charge à couvrir, l'utilisation d'un CMPC avant impôt serait maintenu pour les charges de capital.

### ***II.3. Neutralisation du risque lié aux recettes de soutirage***

19 contributeurs se sont exprimés sur la neutralisation du risque lié aux recettes de soutirage.

Concernant la question de l'impact de la production raccordée directement aux réseaux de distribution sur le niveau de soutirage sur le réseau de transport, les opinions sont assez contrastées. RTE indique que le développement de la production décentralisée étant très rapide, un décalage d'une année induit un niveau de soutirage très différent sur le réseau de transport. ERDF estime en revanche que le développement de la production décentralisée a un faible impact sur les quantités d'énergie annuelles soutirées et sur les puissances souscrites par le distributeur. Les autres contributeurs qui se prononcent sur ce sujet considèrent que pour la prochaine période tarifaire l'impact de la production décentralisée sur l'évolution du soutirage est à relativiser.

Seuls six contributeurs se prononcent clairement en faveur de l'inclusion du risque de soutirage dans le périmètre des postes éligibles au CRCP. RTE souhaite que les écarts de recettes liées à une évolution non prévue du volume de soutirage soient portés au CRCP quand ils dépassent un certain seuil. En revanche, ERDF ne souhaite pas se prémunir contre ce risque, « pour autant que le taux de croissance des volumes retenu pour le tarif soit défini sur des bases partagées ».

Les ELD, même si elles estiment que l'accroissement de l'incertitude pesant sur le volume de soutirage sur le réseau de transport ne devrait être significatif qu'à l'horizon de TURPE 4, considèrent qu'il peut être intéressant de mettre en place dès TURPE 3 un mécanisme de couverture de ce risque pour le transport afin de procéder à son calibrage. S'agissant de la distribution, les ELD souhaitent que leur cas soient traité de façon différenciée.

La plupart des contributeurs, qu'ils se prononcent en faveur ou non de la couverture du risque soutirage, indiquent que cette immunisation du risque soutirage doit être compensée par une baisse du taux de rémunération.

### ***II.4. Incitations spécifiques au coût d'achat des pertes***

23 contributeurs se sont exprimés sur les incitations spécifiques au coût d'achat des pertes.

La contrôlabilité du coût d'achat des pertes ne fait pas l'unanimité. Certains consommateurs industriels et des syndicats de salariés ayant répondu à ces questions souhaiteraient que les gestionnaires de réseaux négocient des contrats de très long terme pour l'achat de leurs pertes. Ces mêmes acteurs évoquent également la possibilité qu'une partie du coût des pertes soit, comme c'est le cas en Belgique, directement facturée aux consommateurs via un pourcentage qui viendrait s'ajouter au montant de la facture. Un fournisseur se pose la question de la raison pour laquelle ERDF n'a pas demandé à bénéficier du tarif de cession pour l'achat de ses pertes.

Les autres acteurs (autorités concédantes, gestionnaires de réseaux, producteurs et fournisseurs) sont dans leur grande majorité favorables à la régulation incitative du coût des pertes. Les associations d'ELD et certains fournisseurs soulignent également l'importance d'une politique de maintien, voire de réduction du volume de pertes.

Quelques-uns insistent sur l'importance de la méthodologie de valorisation du coût de référence. Certains d'entre-eux estiment que Powernext ne constitue pas une référence fiable et qu'il faudrait mixer les références de prix de plusieurs places de marché européennes. Les réponses à la question sur la valeur des pourcentages de bonus et malus à octroyer aux gestionnaires de réseaux sont très diverses. Certains indiquent que la valeur du pourcentage à retenir doit dépendre du coût de référence retenu. Seulement quatre contributeurs se prononcent explicitement en faveur d'un système de plancher et plafond. Un fournisseur souligne que la mise en place d'un système de plancher-plafond pourrait être contreproductif dans la mesure où en dessous du plancher le gestionnaire de réseaux

pourrait prendre des risques inconsidérés et au delà du plafond, le gestionnaire de réseaux ne serait plus incité à obtenir de meilleures conditions d'approvisionnement.

Un tiers des contributeurs sont favorables à la possibilité pour les gestionnaires de réseaux d'acheter leurs pertes sur Powernext® Futures. Les consommateurs et les fournisseurs sont partagés, les réponses allant de « sans limite » à « inenvisageable ».

RTE indique qu'il n'exclut pas de se procurer de l'énergie sur le marché organisé Powernext Futures pour couvrir ses besoins de compensation des pertes. Auquel cas, il veillerait à limiter son intervention à un niveau compatible avec la liquidité de ce marché. ERDF fait référence à l'impact d'un tel choix sur le marché organisé et souhaite que la décision qui pourrait être prise le soit en considérant les conséquences. Les petits gestionnaires de réseaux de distribution, au vu du faible volume de pertes sur leurs réseaux, n'envisagent pas d'avoir recours à des achats de pertes sur Powernext® Futures.

Les syndicats de salariés, opposés aux procédures d'achat de pertes basées sur le marché, sont en grande majorité défavorables à cette possibilité qui pourrait être offerte aux gestionnaires de réseaux.

### ***II.5. Facteurs d'évolution du revenu autorisé***

18 contributeurs se sont exprimés sur les facteurs d'évolution du revenu autorisé.

L'avis des fournisseurs et consommateurs est plutôt dans le sens d'un maintien du taux de rémunération du capital (voire diminution). RTE, ERDF et les ELD souhaitent en revanche une réévaluation à la hausse. Obtenir plus de transparence sur la décomposition des postes de charges de la part des opérateurs et se rapprocher au plus près de la BAR réelle sont aussi des demandes importantes.

Trois consommateurs et un fournisseur ne comprennent pas la demande de RTE de revoir à la hausse le taux de rémunération du capital. Ils insistent sur le fait que le transport d'électricité est une activité de monopole ne comportant aucun risque sur le capital. Le programme d'investissement annoncé (et la demande de RTE d'inclure les écarts liés au soutirage dans le CRCP) va également dans le sens d'une diminution générale du risque lié à l'activité. Un consommateur suggère d'aligner le revenu sur le taux des emprunts long terme (OAT 30 ans).

Un producteur indique au contraire que le taux de rémunération des actifs devrait être revu au minimum au taux de 8 % du fait des changements importants des conditions de marché (remontée des taux sans risque à 4,0 %, durcissement des conditions de crédit avec un spread à 0,8%).

Deux contributeurs demandent que la rémunération financière de la base d'actifs pour l'année N soit calculée sur la moyenne entre la BAR de fin d'année N et la BAR de fin d'année N-1 pour l'un ou au 1er juillet de l'année N pour l'autre.

Deux fournisseurs et producteurs considèrent que les gains de productivité liés à certains investissements (enfouissement et comptage) devraient être pris en compte dans le calcul du facteur de productivité.

Un fournisseur souhaite plus de transparence sur la décomposition des trois postes de charges (charges d'exploitation, pertes, charges de capital). Un consommateur s'estime également gêné par ces asymétries d'information.

ERDF, RTE ainsi que plusieurs autres acteurs souhaiteraient que la rémunération de la BAR de l'année N soit calculée à partir de la valeur de la BAR à mi-année (les flux d'investissements, de remises gratuites et d'amortissements étant répartis tout au long de l'année). Ils souhaitent en outre une réévaluation du taux de rémunération de la BAR, justifiée par une mise à niveau du taux sans risque.

Les ELD insistent sur le fait que le revenu autorisé sera déterminé par référence à celui des gestionnaires de réseaux de taille nationale et considèrent ne pas être traités avec équité. Ils souhaitent que soit pris en compte dans la BAR la diversité des distributions (rurales, urbaines), la quantité d'ouvrages par utilisateur nécessaire à l'activité du GRD, un transfert de la maîtrise d'ouvrage vers le GRD (textes réglementaires sur les raccordements) et la diminution des remises gratuites par les tiers.

Les ELD souhaitent que soient pris en compte, en plus des évolutions de charges du GRD, une augmentation des charges de personnel, les coûts de la séparation juridique, l'impact sur les charges d'exploitation d'un développement important de la production décentralisée raccordée en HTA ou en BT, et les charges liées à la mise en œuvre des nouvelles conditions de raccordement.

La plupart des fournisseurs soulignent qu'une augmentation du TURPE sans réévaluation des tarifs réglementés de vente aurait un impact négatif sur l'ouverture des marchés.

Deux fournisseurs souhaitent que la réfaction tarifaire sur les coûts de raccordement n'ait pas d'impact sur le niveau du TURPE.

## ***II.6. Régulation incitative de la qualité***

28 contributeurs se sont exprimés sur la régulation incitative de la qualité.

Globalement les acteurs sont, sur le principe, favorables à la régulation incitative de la qualité. Néanmoins, chaque catégorie d'acteurs a des attentes spécifiques.

Ainsi, les fournisseurs sont réticents à une mise en place, dès TURPE 3, d'une régulation incitative portant sur la continuité d'alimentation par crainte de l'asymétrie d'information. Deux fournisseurs souhaitent, en particulier, qu'avant la mise en place d'un tel dispositif, celui-ci fasse l'objet d'une phase d'expérimentation.

Pour les consommateurs industriels, les producteurs ainsi que pour les autorités concédantes, la plupart des attentes relatives à la régulation de la qualité d'alimentation se focalisent sur les indicateurs de mesure de la qualité :

- les industriels souhaitent que les problématiques de fréquence de coupures et de creux de tension soient incluses dans le dispositif incitatif ;
- les producteurs souhaitent la mise en place d'indicateurs relatifs à la continuité d'évacuation de l'énergie produite ;
- les autorités organisatrices sont inquiètes des répercussions que pourrait avoir un indicateur de qualité non différencié par zone géographique. Elles craignent en particulier qu'ERDF privilégie les zones urbaines au détriment des zones rurales. Les autorités organisatrices souhaitent également que soient pris en compte des indicateurs relatifs aux fréquences de coupures et à la tenue de tension. En la matière, elles souhaitent que soit privilégiée la recherche de cohérence entre les indicateurs mis en œuvre par la CRE, et ceux qui seront définis dans le cadre des cahiers des charges des concessions de distribution publique d'électricité.

La quasi-totalité des acteurs sont favorables à l'exclusion des événements exceptionnels. Les fournisseurs et les consommateurs souhaitent qu'en contrepartie, une définition stricte de ces événements soit adoptée. ERDF souhaite aller plus loin dans l'exclusion : il considère en effet qu'il est indispensable de corriger la qualité mesurée de l'impact des événements climatiques, sans quoi l'incitation relèverait, du moins à court et moyen terme, de la « loterie ». ERDF propose ainsi de « filtrer », chaque année, les quelques journées (en moyenne 7 jours par an) où le réseau a un comportement sans rapport avec son fonctionnement habituel. Pour ce faire, ERDF considère qu'il conviendrait de :

- définir sur la base des chroniques du passé un nombre limite d'incidents, dépassé en moyenne un très petit nombre de jours par an,
- éliminer du calcul du critère d'une année donnée les jours où le nombre d'incidents excède ce seuil.

RTE considère que les événements exceptionnels qui correspondent au « régime perturbé » défini dans le cahier des charges du réseau public de transport sont par définition non maîtrisables par RTE. Ils doivent donc être, selon RTE, exclus du dispositif de régulation incitative.

S'agissant de la qualité de service, les fournisseurs, les producteurs et les consommateurs non-industriels sont demandeurs d'engagements plus importants de la part des GRD, en particulier dans les domaines suivants :

- flux de facturation et de consommation ;
- prestations annexes en particulier en termes de délai de réalisation ;
- raccordements en particulier en termes de délai de réalisation.

ERDF propose, quant à lui, de s'engager, sous réserve de disposer des moyens appropriés, avec des contreparties financières, sur les points suivants :

- respect des rendez-vous pris ;
- respect du délai de 30 jours de réponse aux réclamations sans demande de dommages ;
- respect du délai d'envoi des propositions de raccordement.

### ***II.7. Estimation des recettes liées à la gestion des congestions internationales***

13 contributeurs se sont exprimés sur l'estimation des recettes liées à la gestion des congestions internationales.

Pour les consommateurs et leurs représentants, la méthode actuellement envisagée par la CRE pour estimer les recettes d'enchères aux interconnexions pourrait utilement être complétée par une étude sur l'évolution des congestions aux frontières et des prix à terme de l'électricité. L'amortissement des écarts entre prévisions et réalisations est également préconisé en cours de période.

RTE considère qu'il est plus difficile de gérer un manque à gagner de recettes qu'un trop-perçu, c'est pourquoi il demande que les prévisions de recettes soient calées sur l'estimation la plus basse d'une méthode de prévision probabiliste. Selon lui, l'estimation la plus basse aura de fortes probabilités d'être atteinte du fait des investissements dans les moyens de production dans les pays voisins.

A part une exception, les fournisseurs sont globalement favorables à la méthode d'estimation des recettes d'enchères fondée sur le prolongement de l'historique, considérant que les fortes incertitudes des hypothèses d'un modèle de prévision nécessiteraient des choix difficilement justifiables.

Les producteurs émettent des avis diversifiés sur la méthode d'estimation des recettes d'enchères envisagée par la CRE.

### ***II.8. Structure tarifaire***

28 contributeurs se sont exprimés sur la structure tarifaire.

Parmi les sujets évoqués, celui de la saisonnalité des tarifs a fait l'objet de nombreuses contributions.

Sur ce sujet, les positions sont assez différenciées. Ainsi, deux acteurs demandent que le TURPE soit plus différencié temporellement qu'il ne l'est aujourd'hui. Ces acteurs estiment que les « trappes » tarifaires (part production implicite dans les tarifs intégrés négative) sont dues au faible taux de différenciation temporelle du TURPE.

Un fournisseur juge prioritaire que les tarifs d'utilisation des réseaux contribuent davantage aux orientations MDE et Efficacité Énergétique mentionnées par l'article 4-IV de la loi du 10 février 2000. Selon cet acteur, une évolution en structure des tarifs est nécessaire pour faire du TURPE un réel outil d'efficacité énergétique donnant un signal à l'ensemble des fournisseurs pour proposer des offres contribuant à la diminution des émissions de CO<sub>2</sub>. Il indique qu'un dispositif permettant de valoriser dans la facture d'acheminement l'effacement des clients sur les pointes de consommation serait notamment souhaitable. Il précise toutefois que plusieurs de ces évolutions nécessitent des délais de mise en œuvre importants.

Deux autres acteurs ont une position plus nuancée sur ce sujet et admettent que les coûts de réseau sont moins différenciés temporellement que les coûts de production.

Les utilisateurs font des analyses contrastées selon qu'ils ont un faible ou un fort taux d'utilisation. Certains utilisateurs estiment qu'une plus forte saisonnalité du TURPE diminuera la part due par les utilisateurs à faible taux d'utilisation. À l'inverse, d'autres estiment que la structure tarifaire actuelle favorise les courtes utilisations. Ces utilisateurs estiment qu'une plus forte différenciation temporelle du TURPE permettrait d'augmenter la part due par les utilisateurs en période de pointe et de faire baisser la part due par tous les autres.

Un syndicat de salariés considère que surtaxer l'acheminement aux heures de pointe pénaliserait les utilisateurs les plus pauvres. Ce syndicat est favorable à un encouragement de l'utilisation aux heures creuses sans que cela ne pénalise les utilisateurs aux heures de pointe.

Un fournisseur souligne l'importance d'une structure tarifaire relativement stable dans le temps.

S'agissant de l'évolution de la composante annuelle de dépassements ponctuels programmés (extension de la période et de la durée), ainsi que de la suppression de la facturation des parties dédiées des alimentations complémentaires, la grande majorité des acteurs qui se sont exprimés sur le sujet y sont favorables. La plupart d'entre eux souhaite en complément la suppression de la facturation des parties dédiées des alimentations de secours. ERDF, quant à lui, n'est pas favorable à la suppression de la facturation des parties dédiées des alimentations complémentaires et de secours et souhaite l'étendre aux parties non dédiées.

En complément aux évolutions évoquées par la consultation, des acteurs (notamment ERDF) souhaitent des aménagements ponctuels de la structure et des règles tarifaires. Parmi les évolutions demandées, celles portant sur la composante de comptage sont de nature à avoir un impact notable tant en niveau qu'en structure.

Ainsi, ERDF souhaite :

- la simplification de la grille des redevances comptage (en allant jusqu'à fusionner les redevances de location et d'entretien, de contrôle, de relève et de profilage) ;
- une remise à plat des valeurs de la redevance de relevé en fonction du service rendu (relevé d'index ou de courbe de charge ; fréquence de mise à disposition des données) afin de rendre plus attractif, pour les utilisateurs > 250 kW, le service de relevé de courbe de charge.

Par ailleurs, les nouvelles modalités de raccordement définies en application des lois SRU et UH (décret et arrêté du 28 août 2007) prévoient que la fourniture et l'installation du comptage sont incluses dans le prix du branchement. Elles devraient selon ERDF avoir pour conséquence, pour les dispositifs raccordés selon ces nouvelles dispositions, la suppression de l'application de la part « location et coût de première pose » de la redevance de location et d'entretien, celle-ci ne couvrant plus que les coûts d'entretien et de renouvellement des matériels. Néanmoins, afin de ne pas complexifier la grille des redevances comptage du fait de ces nouvelles modalités de raccordement au réseau, ERDF propose de

ne plus distinguer les compteurs en concession et les compteurs propriété des clients. Cette disposition aurait pour effet de faciliter grandement la modernisation du parc des compteurs HTA (il y a encore en service 38 700 compteurs électromécaniques anciens, propriété des clients, soit le tiers du parc).

Un fournisseur et un producteur soulignent leur opposition à la mise en place d'un timbre d'injection HTA. Les ELD y sont quant à elles favorables. Un fournisseur souhaiterait qu'à termes il soit envisagé d'utiliser la composante « injection » du TURPE pour inciter les producteurs à raccorder leurs nouveaux moyens de production en fonction des contraintes réseaux, ceci en valorisant le gain correspondant pour le producteur.

### ***II.9. Incitations à l'intégration des marchés***

9 contributeurs se sont exprimés sur les incitations à l'intégration des marchés.

Certains consommateurs estiment que le meilleur critère permettant de juger de l'intégration des marchés est le faible niveau des différentiels de prix et la diminution des recettes d'enchères.

Les fournisseurs qui s'expriment sur la question de l'intégration des marchés proposent des critères d'adéquation physique des capacités et de possibilités de reprogrammation pour les acteurs du marché, ainsi que des incitations fondées sur des obligations de moyens. L'un d'entre eux estime que la politique énergétique de chaque pays a plus d'influence sur les différentiels de prix que les actions éventuelles de RTE.

Les producteurs proposent à la fois des critères physiques (rapport de la production disponible sur les capacités de transit) et des critères de marché (différentiel de prix, congestions) pour juger de l'intégration des marchés.

RTE demande, quant à lui que ce sujet soit approfondi en vue de TURPE 4.

## Annexe Liste des contributions

Gestionnaire de réseau	RTE ERDF ANROC/ELE/FNSICAE/UNELEG (associations d'entreprises locales de distribution) Sorégies Réseaux de Distribution
Fournisseur/Producteur	EDF Endesa France Enel Gaz de France Direct Energie Poweo
Producteur	France Hydro-Electricité Syndicat des Energies Renouvelables (SER) Dalkia
Association professionnelle du secteur de l'électricité	Union Française de l'Electricité (UFE)
Consommateur industriel et professionnel	Union des Industries Chimiques (UIC) Confédération Française de l'Industrie des Papiers, Carton et Celluloses (COPACEL) Condat Arjowiggins Union des Industries Utilisatrices d'Energie (UNIDEN) ACCOR SAUR Union des Transports Publics (UTP)
Autorité organisatrice de la distribution publique d'électricité	Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies (FNCCR) Syndicat Départemental d'Energies du Morbihan (SDEM) Syndicat Intercommunal d'Energies de la Loire (SIEL) Syndicat Intercommunal de la Périphérie de Paris pour l'Electricité et les Réseaux de Communication (SIPPEREC) Conseil Général de la Sarthe
Syndicat de salariés	CGT Mines-Energie Fédération Nationale de l'Energie et des Mines – Force Ouvrière Fédération Chimie Energie – CFDT
Autre	Administrateur salarié au Conseil de surveillance de RTE Association Force Ouvrière Consommateurs (AFOC) Agent EDF Branche Commerce (à titre personnel)