

## **Troisièmes Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité (TURPE 3)**

### **Consultation publique de la CRE sur les principes de tarification**

#### **Note explicative détaillée sur les principes de tarification**

## **I. Introduction**

### ***I.1. Contexte***

Dans l'exposé des motifs de la proposition tarifaire actuellement en vigueur, la CRE a indiqué avoir conçu sa proposition tarifaire pour une durée de deux ans, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2006. Dès l'entrée en vigueur des tarifs actuels, des travaux ont été menés avec les gestionnaires de réseaux afin de faire évoluer le mode de régulation vers une approche plus incitative intégrant, d'une part, un objectif de productivité sur le périmètre des charges d'exploitation et, d'autre part, un objectif de qualité de service. Pour que les prochains tarifs répondent pleinement à ces objectifs, la CRE a estimé nécessaire de poursuivre ces travaux au-delà de 2007. En conséquence, il est envisagé de proposer des tarifs d'accès aux réseaux publics d'électricité qui s'appliqueraient à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2009. En 2008, et jusqu'à l'entrée en vigueur des prochains tarifs, les dispositions du TURPE 2 continueront donc de s'appliquer.

Par ailleurs, l'année 2007 a été marquée par la conclusion du processus de filialisation de l'activité de Distribution (en particulier pour EDF, la création de la filiale ERDF) et par l'ouverture totale du marché à la concurrence. La CRE n'a pour l'instant pas de vision précise de l'évolution des charges de cette activité sur les années à venir et des orientations tarifaires souhaitées par ERDF. S'agissant du transport, ces éléments ont déjà été communiqués par RTE.

### ***I.2. Objectifs de la consultation publique***

L'objet de cette consultation est de présenter les principales orientations qui pourraient être retenues pour la prochaine période de régulation, de premiers éléments de calage du niveau des charges à couvrir par le tarif, ainsi que des aménagements à la marge de la structure tarifaire qui pourraient être mis en œuvre. Par ailleurs, dans le cadre de cette consultation, la CRE souhaite engager une réflexion sur la pertinence et les modalités d'un schéma incitatif visant à encourager les gestionnaires de réseaux à favoriser l'intégration des marchés européens de l'électricité.

### ***I.3. Orientations envisagées pour TURPE 3***

Les principales orientations de travail de la CRE pour TURPE 3 sont les suivantes :

- Proposer une évolution du cadre de régulation tarifaire vers un schéma plus incitatif, en conformité avec le Règlement européen 1228/2003 qui stipule dans son article 4 : « Les redevances d'accès aux réseaux appliquées par les gestionnaires de réseaux sont transparentes, prennent en considération la nécessité de garantir la sécurité des réseaux et reflètent les coûts effectivement engagés dans la mesure où ils correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace et ayant une structure comparable et sont appliquées de façon non discriminatoire. »
- Proposer des aménagements au fonctionnement actuel du Compte de Régulation des Charges et Produits (CRCP) :
  - o possibilité d'inclusion des écarts de recettes de soutirage dans le CRCP,
  - o incitations à améliorer la performance de la politique d'achat des pertes.

#### ***1.4. Eléments de calage du niveau tarifaire***

Les premiers éléments d'information sur les charges des gestionnaires de réseaux qui ont été transmis à la CRE font apparaître la nécessité de revoir le calage du niveau tarifaire.

Dans ses premiers chiffrages communiqués à la CRE et sur la base d'un taux de rémunération de 8 %, RTE estime à environ 6 % la hausse de ses charges brutes totales (charges d'exploitation brutes et charges de capital) en euros courants, entre le niveau retenu pour l'élaboration de TURPE 2 et le niveau ressortant de ses estimations pour 2009, dont 4 % provenant principalement de la hausse du coût d'achat des pertes et 2 % liés à la demande d'augmentation du taux de rémunération. RTE estime la hausse annuelle de ses charges brutes totales à environ 3 % pour les années 2010 et 2011. Les évolutions de charges communiquées par RTE sont en cours d'analyse.

ERDF a, à ce stade, identifié deux inducteurs de hausse des charges à couvrir lors de la prochaine période tarifaire. Il s'agit :

- du solde du CRCP constaté à l'issue de TURPE 2 lié principalement à la hausse continue des coûts d'achat de pertes sur les dernières années ;
- de la hausse des investissements industriels dans les réseaux et dans le dispositif de comptage à venir (projet « pilote » déployé sur les années 2009-2010).

#### ***1.5. Eléments de structure***

S'agissant de la structure tarifaire, la CRE n'envisage de proposer que des aménagements à la marge.

## **II. Un cadre de régulation plus incitatif pour TURPE 3**

### ***II.1. Intérêt et caractéristiques d'une régulation incitative***

Lorsque les régulateurs proposent des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité permettant aux gestionnaires de réseaux de recouvrer tout juste leurs coûts observés, ils leur ôtent toute possibilité de gains additionnels. Etant donné l'information imparfaite dont disposent les régulateurs sur les coûts des gestionnaires de réseaux, cette politique tarifaire n'incite pas ces derniers à produire au minimum de leur coût de production, et à rechercher l'efficience productive. Pour pallier les inconvénients liés à cette asymétrie d'information, un nombre croissant de régulateurs recourent à des modes de régulation dite incitative. Ces schémas de régulation incitative reposent sur un constat simple. Fournir un effort de réduction de coût, et rechercher ou révéler son efficience productive, provoque une « désutilité ». Les gestionnaires de réseaux ne s'engageront donc dans cette voie que s'ils sont récompensés pour cet effort. Ils seront donc d'autant plus incités à réaliser des gains de productivité qu'ils percevront en contrepartie une récompense élevée pour cet effort.

Un schéma incitatif couramment adopté consiste à définir préalablement à la période de régulation la formule d'évolution du tarif. Dans cette formule tarifaire, l'évolution du tarif tient non seulement compte de l'inflation, mais également d'objectifs de productivité fixés ex-ante par le régulateur<sup>1</sup>. Cette formule tarifaire ne peut normalement pas être modifiée en cours de période. Il résulte que les tarifs ne sont donc pas strictement liés aux coûts du gestionnaire du réseau.

Au cours de cette période de régulation, tout ou partie de l'écart entre le volume des recettes issues de l'application de la formule tarifaire et les coûts constatés des gestionnaires de réseaux est conservé par ces derniers. Avec l'adoption d'un tel mécanisme, le gestionnaire de réseau est ainsi incité à réaliser des gains de productivité au-delà de ceux qui lui sont imposés (la cible de productivité). Ce sont ces gains additionnels, dits « surprofits » en termes économiques, qu'il pourra ainsi conserver durant la période de régulation, partiellement ou dans leur intégralité. Lors des révisions tarifaires, ces dépassements de gains de productivité requis sont reversés aux consommateurs sous la forme d'une

---

<sup>1</sup> Dans la pratique, la formule tarifaire est souvent plus complexe car tient compte également d'autres facteurs comme l'évolution de certaines charges non maîtrisables par le gestionnaire de réseau.

baisse des tarifs. Le mécanisme incitatif est illustré dans la figure 1.

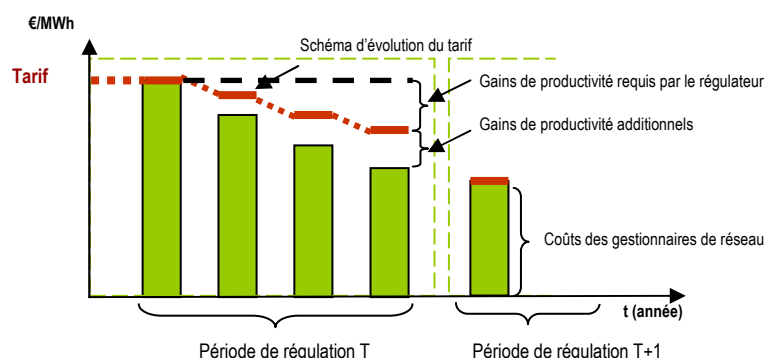


Figure 1 : Schéma de régulation incitative

La mise en place d'un tel schéma tarifaire offre une meilleure visibilité aux gestionnaires de réseaux et à leurs clients dans la mesure où l'évolution des tarifs est fixée pour une plus longue période.

Le caractère plus ou moins incitatif de ce type de schéma de régulation incitative dépend du calibrage des paramètres liés à ce schéma incitatif, en particulier de la durée de la période de régulation, des objectifs de productivité ainsi que du mécanisme de partage des gains de productivité entre utilisateurs et gestionnaires de réseaux.

## II.2. Les principaux paramètres à définir

### a) Durée de la période de régulation

La durée d'une période tarifaire constitue le facteur principal du pouvoir incitatif de ce mode de régulation. Plus la période est longue, plus l'incitation à la réduction des coûts est accentuée puisque les gestionnaires de réseaux pourront conserver plus longtemps les gains de productivité excédant l'objectif de productivité fixé par le régulateur.

Le succès de ce type de mécanisme incitatif repose sur l'engagement du régulateur à ne pas modifier les règles tarifaires pendant la période de régulation préalablement fixée, même si les gestionnaires de réseaux réalisent des gains de productivité très différents de l'objectif initialement fixé. Dans le cas contraire, les gestionnaires de réseaux ne seraient pas incités à réaliser de tels efforts.

L'engagement du régulateur sur une période de tarification pluriannuelle suppose une définition précise des périmètres des charges contrôlables et non contrôlables, et une bonne visibilité à moyen terme sur les charges contrôlables qui sont susceptibles d'évoluer en cours de période de régulation.

Le choix de la durée de la période de régulation dépend donc du pouvoir incitatif que l'on souhaite conférer aux mécanismes tarifaires, mais il reste contraint par les informations fournies au régulateur par le gestionnaire de réseau.

**Compte tenu de ce qui précède, la CRE réfléchit à l'adoption d'une période de 3 ou 4 ans pour la première application d'un schéma de régulation incitative. Pour cette première période d'application, ce schéma serait appliqué seulement à RTE et à ERDF.**

### b) Le taux d'inflation

L'évolution du tarif doit refléter l'augmentation générale des prix auquel doivent faire face les gestionnaires de réseaux. Beaucoup de pays, comme le Royaume Uni, ont opté pour un indice des prix à la consommation. Toutefois il pourrait être envisagé l'utilisation d'autres indices de prix, s'ils correspondaient mieux aux charges des gestionnaires de réseaux.

### c) La fixation d'un objectif de productivité

Dans le cadre d'une régulation incitative, la formule d'évolution des tarifs d'utilisation du réseau de transport et de distribution est établie préalablement à la période de régulation sur la base des charges des gestionnaires de réseaux, de l'inflation et des objectifs de productivité fixés par le régulateur. Cet exercice requiert, d'une part, de définir l'assiette des charges sur laquelle les gains de productivité seront réalisés et exige, d'autre part, une connaissance, de la part de l'autorité de régulation, des gains de productivité potentiels minimums réalisables par les gestionnaires de réseaux dans des délais compatibles avec la période de régulation.

Dans le cadre de la définition de l'assiette d'application de la régulation incitative, le régulateur peut fixer des objectifs d'efficience sur l'ensemble des charges – *objectifs de productivité globale* – ou uniquement sur une partie de celles-ci – *objectifs de productivité différenciés par type de charges (charges d'exploitation ; charges de capital)*.

Mettre en place des objectifs de productivité globale ou un objectif spécifique aux investissements requiert une bonne visibilité sur l'évolution passée des charges de capital afin de pouvoir en déduire une évolution réaliste. Cette visibilité passe par une décomposition des investissements en un facteur volume et un facteur de coûts unitaires. Les incitations ne porteraient que sur la part contrôlable du facteur de coûts unitaires des investissements<sup>2</sup>. Actuellement, la CRE travaille sur ces sujets, en préparation de TURPE 4.

Pour la prochaine période de régulation, la CRE pourrait envisager de définir une cible de productivité portant sur le périmètre des charges d'exploitation maîtrisables. Cette cible serait déterminée en tenant compte du contexte économique au sein duquel les gestionnaires de réseaux opèrent.

Pour neutraliser le risque supporté par les gestionnaires de réseaux lié à l'évolution des charges d'exploitation non-maîtrisables, la CRE pourrait proposer de maintenir le Compte de Régularisation des Charges et des Produits (CRCP), instauré dans le cadre de TURPE 2<sup>3</sup>.

**Pour TURPE 3, la CRE pourrait proposer de fixer des gains de productivité sur les seules charges d'exploitation maîtrisables des gestionnaires de réseaux et de maintenir un mécanisme de neutralisation de l'incertitude liée aux postes de charges jugés difficilement prévisibles et non maîtrisables.**

### d) Les modalités de partage des gains entre opérateurs et utilisateurs.

Le principe de la régulation incitative consiste à accorder un surprofit au gestionnaire de réseau en contrepartie des efforts entrepris par ce dernier pour réduire ses coûts. Ce surprofit est concédé du fait d'une connaissance imparfaite du régulateur des coûts efficients des gestionnaires de réseaux. Toutefois le régulateur peut souhaiter limiter ce surprofit et adopter des mécanismes de partage.

***Le premier mécanisme de partage est intrinsèque à la fixation de la cible de productivité*** au sein de la formule tarifaire. Cette cible, dépendante du niveau des gains de productivité espérés par le régulateur en fonction de sa connaissance, constitue le bénéfice immédiat que le régulateur souhaite redistribuer aux utilisateurs des réseaux. Plus cette cible est exigeante, plus les utilisateurs perçoivent de façon immédiate les gains de la régulation incitative.

---

<sup>2</sup> Les investissements de ces dernières années ont subi une augmentation des coûts liés à l'insertion environnementale et aux matières premières, sur lesquels les gestionnaires de réseaux ont peu de marges de manœuvre.

<sup>3</sup> Le CRCP est un mécanisme permettant de mesurer, pour des postes préalablement identifiés, les écarts entre les charges et produits réels et les charges et produits sur la base desquels ses propositions tarifaires sont fondées. Voir section III.

Toutefois la cible de productivité souhaitée par le régulateur dans la formule tarifaire ne doit pas décourager les gestionnaires de réseaux dans leurs efforts de productivité et encore moins exposer ces gestionnaires à des risques financiers inconsidérés.

On peut envisager un mécanisme de partage qui consiste à redistribuer aux utilisateurs les surprofits ou les pertes, selon une clé de répartition. Ce dispositif peut être complété par la mise en place d'un système de plancher ou plafond qui limite le niveau de surprofit ou de perte réalisé par un gestionnaire au cours d'une période tarifaire. Ces dispositifs protègent le régulateur contre les risques de surprofit excessif ou d'invivabilité financière pour les entreprises mais présentent le principal inconvénient de réduire le pouvoir incitatif de la régulation.

Alternativement, des mécanismes vertueux, appelé « menus de contrats » peuvent être mis en place. Le régulateur propose un choix de contrats au gestionnaire de réseau. Chaque contrat est caractérisé par une cible de productivité et un taux de partage du surprofit entre le gestionnaire de réseau et les clients, avec un taux de partage d'autant plus favorable au gestionnaire de réseau que la cible de productivité est ambitieuse. Le gestionnaire de réseau choisira, parmi les différents contrats proposés, celui qui correspond le mieux aux gains de productivité qu'il s'estime capable de réaliser.

**Dans une première étape de la régulation incitative, la CRE pourrait proposer de rétribuer les efforts réalisés par un gestionnaire de réseau en lui concédant tout ou partie des surprofits engendrés par des gains de productivité réalisés au-delà du seuil fixé dans la formule tarifaire, selon une règle définie *ex ante*.**

#### ***Questions :***

1. Que pensez-vous de l'évolution envisagée du cadre de régulation actuel vers un mode plus incitatif ?
2. Dans le cadre d'un premier schéma de régulation incitative, une période tarifaire de 3 ou 4 ans vous paraît-elle appropriée ?
3. Pensez-vous que la définition d'objectifs de productivité sur les seules charges d'exploitation maîtrisables soit pertinente dans une première étape de mise en place d'un schéma de régulation incitative ?
4. Quelle proportion de surprofits jugez-vous utile de concéder aux gestionnaires de réseaux pour les récompenser des efforts de productivité réalisés au-delà de l'objectif initial ?

### **III. Périmètre et fonctionnement du CRCP**

#### **III.1. Périmètre**

Des écarts peuvent survenir entre les hypothèses retenues pour l'établissement des tarifs et le niveau de coûts et de recettes effectivement supportés par les gestionnaires pour certaines catégories de charges et de produits évoluant sous l'influence de facteurs externes et difficilement prévisibles, dont les gestionnaires de réseaux publics pourraient ne pas maîtriser pleinement les effets.

Lors de l'établissement des actuels tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité, la CRE a décidé de mettre en place un mécanisme, le CRCP, permettant de corriger *ex post* les éventuels écarts constatés sur ces postes, à savoir :

- les charges de capital (charges d'amortissement et de rémunération de la base d'actifs régulés dont le niveau dépend des investissements effectivement réalisés par les gestionnaires de réseaux) ;
- les charges liées à la compensation des pertes sur les réseaux électriques publics ;
- les produits liés aux mécanismes de gestion des congestions aux interconnexions du réseau de transport avec les pays voisins ;
- les recettes issues des prestations complémentaires pour ERDF.

Dans le cas particulier des pertes, il est envisagé de mettre en place une régulation incitative portant sur le coût d'achat.

La CRE réfléchit à une évolution du périmètre des charges et des produits éligibles à ce mécanisme. RTE propose à ce titre d'inclure au CRCP les écarts entre prévisions et réalisations constatés au niveau des recettes de soutirage (voir section IV).

#### **III.2. Fonctionnement**

##### a) Durée d'amortissement

L'exposé des motifs de TURPE 2 prévoyait un amortissement sur cinq ans du solde du CRCP constaté à l'issue d'une période tarifaire. Or, des écarts importants ont été constatés en 2006 et 2007 au niveau des recettes d'interconnexions du réseau de transport entre les prévisions qui avaient été retenues pour l'élaboration de l'actuel tarif et les réalisations. Ces écarts sont venus alimenter de manière significative le solde du CRCP dont l'amortissement a vocation, dans le cadre réglementaire actuel, à s'opérer via une diminution du niveau des charges à couvrir lors des prochaines périodes tarifaires. La mise en place de mécanismes permettant de prendre en compte les écarts sur les postes éligibles au CRCP au sein même d'une période tarifaire est actuellement examinée. De tels mécanismes auraient vocation à répercuter ces écarts sur le niveau du revenu autorisé d'une année sur l'autre au sein de la même période tarifaire. Ils permettraient ainsi de mieux lisser les évolutions des tarifs et des indicateurs financiers des gestionnaires des réseaux publics.

RTE propose une modulation de la durée d'amortissement des soldes du CRCP à l'issue de chaque période tarifaire en fonction de l'ampleur des écarts constatés dans une optique de lissage de ses trajectoires tarifaires et financières.

##### b) Taux de rémunération

Le taux de rémunération du CRCP actuellement en vigueur est de 7,25 % nominal. Il correspond au coût moyen pondéré du capital (CMPC) des gestionnaires de réseaux publics d'électricité retenu pour l'élaboration des tarifs actuellement en vigueur et déterminé sur une base nominale avant impôt.

RTE estime qu'un mécanisme de correction ex-post des écarts doit être neutre sur sa valeur d'entreprise et considère que la rémunération du CRCP au CMPC avant impôt ne remplit pas cette condition. A cette fin, RTE demande que le taux du CRCP soit déterminé à partir d'un taux après impôt.

Le taux en vigueur pour le fonctionnement du CRCP ne vise pas spécifiquement d'objectif de neutralité financière sur la valeur d'entreprise des gestionnaires de réseaux. Pour TURPE 2, la CRE, estimant que le CRCP présente des caractéristiques de risque se situant entre celles d'une dette et celles de fonds propres, a déterminé ce taux de manière normative en référence au CMPC.

### Questions :

5. Que pensez-vous de l'évolution des règles de fonctionnement envisagées (notamment l'amortissement des écarts constatés au sein et/ou au-delà d'une période tarifaire) ?
6. Pensez-vous que le taux d'actualisation du CRCP doit respecter le principe de neutralité sur la valeur d'entreprise des gestionnaires de réseaux et ainsi être déterminé sur la base d'un CMPC après impôt ?

## IV. Inclusion des écarts de recettes de soutirage comme un poste éligible au CRCP

Pour caler le niveau des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution d'électricité, les taux de croissance annuels des soutirages sur ces réseaux doivent être estimés.

Ces estimations doivent tenir compte de l'évolution attendue des consommations de chaque type d'utilisateur. Ainsi, le cas des réseaux de distribution doit être distingué du cas du réseau de transport, la proportion de soutirage relatif au secteur industriel étant plus importante dans le cas du réseau de transport.

taux de croissance annuels des soutirages RTE	2005 / 2004	2006 / 2005	2007 / 2006	2008 / 2007	2009 / 2008	2010 / 2009
-Exposé des motifs TURPE 2-2005-2007	+ 1,5 %	+ 1,5 %	+ 1,5 %			
-Prévisions 2007-2010-			- 1,3 % (1)	+ 1,1 %	+ 0,9 %	+ 0,9 %

soutirages annuels RTE ( TWh )	2005	2006	2007	2008	2009	2010
-Exposé des motifs TURPE 2-2006-2007		451,55	458,32			
-Prévisions 2007-2010-			445,72	450,54	454,76	459,01
réalisés yc aléa climatique	450,46	445,55				
réalisés corrigés aléa climatique	439,90	438,10				

Les soutirages réalisés en 2006 sont inférieurs aux prévisions de TURPE 2 de 1,3 %. Toutefois, la consommation brute en énergie est une donnée insuffisante à elle seule pour appréhender de manière pertinente l'évolution tendancielle de la consommation. Les fluctuations que l'on constate d'une année sur l'autre tiennent en grande partie aux variations des conditions climatiques. C'est pourquoi les soutirages mesurés dans les conditions de températures réelles sont converties en soutirages « corrigés de l'aléa climatique » qui auraient été observés à climat normal, c'est-à-dire selon une chronique de températures représentative des températures moyennes de chaque jour de l'année.

La comparaison entre les soutirages 2006 corrigés de l'aléa climatique et les prévisions de TURPE 2, du fait d'un hiver plutôt clément en 2006, creuse l'écart précédemment constaté qui atteint presque les 3 %.

Pour la période 2007 - 2010, RTE prévoit un taux de croissance du soutirage global de seulement 1 % en moyenne annuelle. Cette prévision de croissance est plus faible que celle établie lors de l'élaboration de TURPE 2 pour la période 2005 à 2007 (+ 1,5 %). Cette baisse du taux de croissance prévisionnel est principalement due aux évolutions structurelles qui sont susceptibles de se poursuivre dans certains secteurs industriels ainsi qu'au développement de la production décentralisée sur les réseaux de distribution.

La prévision de taux de croissance des soutirages des réseaux de distribution vus du réseau de transport est également en retrait, passant de + 1,56 % en 2007 à + 1,13 % en 2010. Cette baisse du taux de croissance prévisionnel est principalement due à l'anticipation de croissance des injections par des producteurs éoliens sur les réseaux de distribution, qui diminueraient d'autant les soutirages vus du réseau de transport.

Selon RTE, l'incertitude relative aux prévisions de soutirages se serait accrue. D'une part, RTE est confronté à la difficulté d'évaluer avec précision l'impact sur les soutirages des évolutions de certains secteurs industriels. D'autre part, pour la prochaine période de régulation, s'ajoute l'incertitude liée à la multiplication des producteurs présents sur les réseaux de distribution. L'augmentation des injections sur les réseaux de distribution entraîne mécaniquement une diminution des soutirages vus du réseau de transport. En revanche, le raccordement de ces nouveaux moyens de production n'impacte pas le soutirage vu des réseaux de distribution.

L'incertitude sur les prévisions du soutirage vu des réseaux de distribution serait en revanche beaucoup plus restreinte car principalement liée à l'aléa climatique. Or, par la nature de l'aléa climatique, le risque sur le soutirage est symétrique : il est aussi probable de sous-estimer que de surestimer les soutirages futurs.

À l'horizon de TURPE 4, les soutirages sur les réseaux de distribution pourraient également être impactés par la mise en œuvre de politiques de maîtrise de la demande d'énergie (MDE).

Dans ce contexte, le gestionnaire du réseau de transport souhaiterait inclure dans le périmètre des postes éligibles au CRCP les écarts entre les recettes réalisées et les recettes prévues. Dans le cas où elle serait retenue, cette solution réduirait sensiblement le profil de risque du gestionnaire du réseau de transport.

#### **Questions :**

7. Pensez-vous que le développement de la production raccordée directement au réseau de distribution augmente significativement l'incertitude pesant sur le soutirage sur le réseau de transport ?
8. Êtes-vous favorable à l'inclusion des écarts de recettes liés au risque soutirage dans le périmètre des postes éligibles au CRCP ? Le cas du transport doit il être traité à part de celui de la distribution ?

#### **V. Mécanisme incitatif visant à la réduction du coût d'achat des pertes**

La loi du 10 février 2000 dispose que les gestionnaires des réseaux de transport et de distribution d'électricité sont responsables de l'achat des pertes sur leurs réseaux respectifs. L'achat des pertes par les gestionnaires de réseaux français a un impact tarifaire très important. À titre d'exemple, l'exposé des motifs de la seconde proposition tarifaire prévoyait qu'en 2006, les pertes représenteraient un peu plus de 30 TWh et coûteraient près d'un milliard trois cent millions d'Euros, soit environ 10 % des charges à couvrir par les recettes tarifaires.

Etant donné l'importance des charges relatives à l'achat des pertes, la CRE doit s'assurer que les gestionnaires de réseaux mettent en œuvre tous les efforts nécessaires à la minimisation de ce coût.



Dans cette optique, la CRE étudie la possibilité de mettre en place des incitations à la minimisation des coûts d'achat des pertes.

RTE et ERDF<sup>4</sup> procèdent à l'achat des pertes sur leurs réseaux via des consultations publiques. Selon les termes de la loi 2000-108 et de la directive 2003/54/CE, les gestionnaires de réseaux doivent respecter une procédure d'achat transparente, non discriminatoire et reposant sur des règles de marché. Les gestionnaires de réseaux disposent de trois grands types de produits de compensation des pertes :

- les produits à terme sont achetés par blocs annuels, trimestriels et mensuels, en distinguant les heures « peak » et « base ». Le coût d'achat des produits à terme représente environ 95 % du coût total des pertes.
- Les options et débits sont des produits horaires valorisés au prix spot. Ils compensent les écarts négatifs et positifs entre le volume de produits à terme et les estimations horaires J-2 des gestionnaires de réseaux.
- Les écarts entre le volume de pertes effectivement constaté et l'estimation J-2 sont valorisés aux prix révélés par le mécanisme d'ajustement.

Le coût d'achat des pertes dépend donc en grande partie des coûts d'achats des produits à terme. Le volume des besoins en produits à terme est déterminé par chaque gestionnaire de réseau plusieurs années en avance. De plus, les gestionnaires de réseaux ont la liberté de choisir les dates de consultations publiques pour l'achat des produits à terme. La combinaison de ces caractéristiques fait du coût d'achat des produits à terme un élément de coût en partie contrôlable par les gestionnaires de réseaux. Il est par conséquent important de mettre en place des mécanismes qui garantissent que les gestionnaires de réseaux mettront en œuvre tous leurs efforts pour minimiser ce coût.

L'exposé des motifs de TURPE 2 indiquait que « *tout ou partie des trop-perçus [ou] des manques à gagner* » seraient placés dans le CRCP. La solution consistant à inscrire au CRCP 100% des écarts présente l'inconvénient de ne pas inciter le gestionnaire de réseau à réaliser des économies. En effet, s'il parvient à acheter au meilleur prix, l'intégralité des trop-perçus est reversée aux utilisateurs.

La CRE estime que les gestionnaires de réseaux peuvent réduire le coût d'achat des produits à terme s'ils y sont incités. C'est pourquoi un schéma de régulation incitative a été discuté avec RTE. Ce schéma offrirait la possibilité de mesurer la performance du gestionnaire de réseau par rapport à un coût cible et de le récompenser (ou de le pénaliser) en fonction de l'écart entre le coût réalisé et ce coût cible.

Le coût cible est établi à partir d'une politique d'achat prédéfinie et des prix constatés des différents produits cotés sur Powernext®. Pour définir la politique d'achat de référence, la CRE a considéré qu'il était préférable de limiter le risque pris par les gestionnaires de réseaux en les incitant à recourir en priorité aux produits annuels, puis trimestriels et enfin mensuels. Afin d'assurer l'efficacité de la politique d'achat vis-à-vis des fluctuations de prix, les gestionnaires de réseaux sont incités à acheter des produits du même type que ceux proposés sur le marché volontaire Powernext® Futures en étalant leurs achats sur toute la période de cotation<sup>5</sup>.

Les prix considérés pour le calcul du coût cible sont, produit par produit, les cotations moyennes constatées sur Powernext® Futures sur toute la période de cotation. Les gestionnaires de réseaux indiquent subir des surcoûts inhérents à leurs modalités d'achat et de facturation par rapport au prix

---

<sup>4</sup> Pour ce qui concerne un grand nombre d'Entreprises Locales de Distribution (ELD), le décret 2005-63, associé à la loi 2000-108, leur accorde le droit d'acheter l'énergie consommée par les pertes sur leurs réseaux au tarif de cession. Ce tarif est celui auquel ils achètent l'énergie qu'ils fournissent à leurs clients n'ayant pas exercé leur éligibilité.

<sup>5</sup> Chaque produit est en vente sur Powernext® Futures pendant une période bien déterminée, appelée période de cotation. Par exemple, le produit annuel 2009 est en vente du 1<sup>er</sup> janvier 2006 au 31 décembre 2008 (3 ans en avance).

Powernext®. Leur coût cible obtenu devrait donc être majoré d'un coefficient exprimé en pourcentage. Ce coefficient pourrait être minoré en autorisant éventuellement le gestionnaire de réseau à acheter une partie des produits à terme sur Powernext® Futures.

Dans le cas où le gestionnaire de réseau aura réalisé une bonne performance en obtenant un coût d'achat de ses pertes inférieur au coût cible majoré, il lui serait accordé un bonus de  $X_{\text{Bonus}}\%$  du gain réalisé. Cette récompense du gestionnaire de réseau représente la partie du gain qui ne contribuera pas à une baisse des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité.

Dans le cas contraire, si le coût d'achat de ses pertes est supérieur au coût cible majoré, le gestionnaire de réseau supporterait un malus de  $X_{\text{Malus}}\%$  de la contre-performance réalisée. Ce malus entraînerait, pour les utilisateurs une moindre hausse des charges à couvrir.

Ces ajustements des tarifs à la hausse ou à la baisse pourraient s'appliquer année par année ou bien au cours de la période tarifaire suivante. Selon le principe de fonctionnement du CRCP, ils s'appliqueront à la période tarifaire suivante ou année par année.

Le schéma de régulation peut être assorti d'un plafond de récompenses et d'un plancher de pénalités de manière à protéger le gestionnaire de réseau contre des pénalités excessives et l'empêcher d'avoir des récompenses trop importantes. Par équité, le plafond et le plancher sont le plus souvent symétriques et sont exprimés en % du revenu autorisé. Ce paramètre doit être fixé au regard du risque maximum acceptable par le gestionnaire de réseau et les utilisateurs.

#### **Questions :**

9. Selon vous, le caractère contrôlable des coûts de l'achat des pertes est-il suffisant pour justifier la mise en œuvre d'une régulation incitative visant l'optimisation de la politique d'achat des pertes ?
10. Quelle devraient être, selon vous, la valeur des pourcentages de bonus et malus ?
11. Doit-on mettre en place un système de plancher/plafond ?
12. Pour quelles parts de leurs besoins en produits à terme pensez-vous qu'il serait acceptable qu'un gestionnaire de réseau se procure de l'énergie sur le marché organisé Powernext® Futures ?

## **VI. Niveau de revenu autorisé<sup>6</sup>**

Dans le système tarifaire actuellement en vigueur, la détermination du revenu autorisé sert de base à la fixation des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité.

Le revenu autorisé aux gestionnaires de réseaux publics incorpore, de manière générale, des charges de capital et des charges d'exploitation.

### ***VI.1. Facteurs d'évolution des charges de capital***

Les charges de capital comportent une part d'amortissement et une part de rémunération financière du capital immobilisé par les gestionnaires de réseaux publics d'électricité, la base d'actifs régulés (BAR).

---

<sup>6</sup> Dans la construction tarifaire actuelle, le revenu autorisé correspond au total des charges de capital et des charges d'exploitation nettes ayant vocation à être recouvré par les gestionnaires de réseaux via les tarifs d'utilisation des réseaux proprement dits et divers produits « para-tarifaires » incluant notamment, pour RTE, les recettes d'enchères d'interconnexion.

Le niveau des charges de capital dépend de deux facteurs : l'assiette de rémunération, la BAR, d'une part, et le taux appliqué à cette assiette, d'autre part.

a) Assiette de rémunération

Pour RTE, dans le cadre de la proposition tarifaire actuellement en vigueur, la BAR est calculée à partir de la valeur nette comptable des actifs (hors immobilisations financières) retraitée des subventions d'investissement reçues. La fixation de la rémunération financière pour l'année N est calculée sur la BAR au 31 décembre N-1.

RTE demande à ce titre que la rémunération financière en N soit calculée sur la BAR de milieu d'année définie comme la moyenne entre la BAR de fin d'année N et la BAR de fin d'année N-1.

Les prochains tarifs intégreront vraisemblablement les effets de la hausse des investissements prévus par RTE dans les années à venir, tels que ressortant du programme d'investissements approuvé par la CRE le 20 décembre 2007. RTE prévoit de réaliser des investissements à hauteur de 965 M€ en moyenne sur la période 2008-2011, à comparer aux 628 M€ réalisés en moyenne sur la période 2004-2007. Ces investissements conduiront logiquement à une hausse de l'assiette de la rémunération financière.

S'agissant des réseaux de distribution, les autorités concédantes sont propriétaires des actifs et les gestionnaires de réseaux de distribution concessionnaires sont soumis au régime spécifique des concessions. Aussi la rémunération financière est-elle calculée sur la base de la valeur nette des actifs corrigée, jusqu'au 31 décembre 2004, des financements initiaux des concédants pour 11 300 M€ et, depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2005, du montant des financements des concédants de l'année.

b) Taux de rémunération

Le taux de rémunération des actifs est actuellement déterminé par la mesure du coût moyen pondéré du capital (CMPC) et se situe, pour les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité actuellement en vigueur, à 7,25 % nominal avant impôt.

Le tableau ci-après détaille les valeurs utilisées lors de la dernière proposition tarifaire pour apprécier ce taux.

Taux sans risque nominal	3,55 %	A
Spread sur la dette	0,35	B
Bêta actifs	0,45	C
Bêta des fonds propres	0,74	$D = C * (1 + G / (1 - G)) * (1 - F)$
Prime de marché	4,50 %	E
Taux d'Impôt sur les sociétés	34,93 %	F
Dette nette / (Dette nette + Fonds Propres)	50 %	G

Coût de la dette avant Impôt sur les Sociétés	3,9 %	$H = A + B$
Coût des fonds propres après Impôt sur les Sociétés	6,9 %	$I = A + D * E$
<b>CMPC nominal avant impôt</b>	<b>7,25 %</b>	<b><math>J = I / (1 - F) * (1 - G) + H * G</math></b>

Comme pour chacune de ses propositions tarifaires, la CRE réexaminera les conditions de calcul des charges de capital. Elle a notamment confié une étude à un consultant extérieur sur le moyen pondéré du capital pour les réseaux électriques et les infrastructures gazières. Elle pourra s'appuyer sur les conclusions de cette étude dans le cadre de l'élaboration de la proposition tarifaire.

Le niveau du CMPC arrêté pour la prochaine proposition tarifaire devra prendre en compte les éventuelles évolutions du cadre réglementaire, notamment la neutralisation du *risque soutirage* (voir section IV) supporté par les gestionnaires de réseaux.

## VI.2. Facteurs d'évolution des charges d'exploitation

Les charges d'exploitation couvertes par les tarifs ressortent d'une analyse détaillée par la CRE des postes de dépenses des gestionnaires de réseaux, cohérente avec les principes de tarification des réseaux, notamment celui, posé par l'article 4 du règlement européen n° 1228/2003 du 26 juin 2003, de couverture des « *coûts effectivement engagés dans la mesure où ils correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace* ».

Pour évaluer les charges d'exploitation à couvrir par le prochain tarif, la CRE s'appuiera sur la comptabilité générale des opérateurs, l'audit des comptes 2006, le chiffrage des charges à couvrir sur la période 2009-2011 communiqué par les opérateurs et des analyses des gains de productivité potentiels atteignables par les gestionnaires de réseaux.

Dans ce cadre, et sans préjuger des résultats des analyses actuellement en cours de réalisation, le niveau des charges d'exploitation couvertes retenu par la CRE dans sa prochaine proposition tarifaire pourrait intégrer les éléments suivants :

- une évolution à la hausse de certains postes de charges, notamment ceux impactés par la hausse des prix de l'électricité ces dernières années (achats des pertes sur les réseaux publics d'électricité) ;
- la fixation d'objectifs de productivité sur un périmètre de coûts maîtrisables par les gestionnaires de réseaux, conformément à l'orientation de la régulation tarifaire vers une approche plus incitative ;
- l'amortissement, en cohérence avec les principes tarifaires actuellement en vigueur et selon des modalités pratiques restant à préciser, des soldes des CRCP des gestionnaires des réseaux publics constatés en 2008. Concernant RTE, ce solde intégrera notamment les trop-perçus de recettes liées à la gestion des congestions internationales, accumulés sur la période 2005-2008.

## VI.3. Premières estimations des évolutions des charges à couvrir

a) RTE

**Dans ses premiers chiffrages communiqués à la CRE, RTE estime à environ 6 % la hausse de ses charges brutes totales (charges d'exploitation et charges de capital) entre le niveau retenu pour l'élaboration de TURPE 2 et le niveau ressortant de ses estimations pour 2009. RTE estime la hausse annuelle de ses charges brutes totales à environ 3 % pour les années 2010 et 2011.**

Les évolutions estimées par RTE entre TURPE 2 et 2009 se présentent comme suit :

(en M€)	TURPE 2 (2006-2007)	Estimations RTE 2009	Variation TURPE 2 / 09 (%)
Charges d'exploitation	-2 844	-3 005	6 %
<i>Dont achats de pertes</i>	<i>-504</i>	<i>-664</i>	<i>32 %</i>
Charges de capital	-1 350	-1 456	8 %
<b>Charges brutes totales</b>	<b>-4 194</b>	<b>-4 461</b>	<b>6 %</b>

L'estimation de hausse des charges brutes à couvrir en 2009 communiquée par RTE prend en compte un taux de rémunération de la BAR de 8,00 %, à comparer à celui de 7,25 % actuellement en vigueur. A taux constant, la hausse en 2009 des charges brutes totales de RTE par rapport aux estimations retenues pour TURPE 2 serait de 4 % environ, provenant principalement de la hausse du coût d'achat des pertes.

#### b) ERDF

ERDF a, à ce stade, identifié deux inducteurs de hausse des charges à couvrir lors de la prochaine période tarifaire. Il s'agit :

- du solde du CRCP constaté à l'issue de TURPE 2 lié principalement à la hausse continue des coûts d'achat de pertes sur les dernières années ;
- de la hausse des investissements industriels dans les réseaux et dans le dispositif de comptage à venir (projet « pilote » déployé sur les années 2009-2010).

#### *Questions :*

13. Que pensez-vous des évolutions envisagées pour la détermination du niveau du revenu autorisé des gestionnaires de réseaux ?

### **VII. Estimation des recettes d'enchères**

Dans la proposition tarifaire de TURPE 2, la CRE avait choisi de déduire les recettes d'interconnexion des charges à couvrir. La CRE pourrait proposer de reconduire pour TURPE 3 un schéma similaire, pour tout ou partie des recettes d'interconnexion.

Les recettes liées à la gestion des congestions internationales s'établissent à un niveau durablement élevé sur la période récente. La CRE remarque que ces recettes représentent désormais une part significative du chiffre d'affaires de RTE (environ 8 %). Elle en déduit que l'enjeu tarifaire des recettes liées à la gestion des congestions internationales exige, encore plus que par le passé, une fixation du niveau des recettes prévisionnelles fondée sur la meilleure estimation possible.

La prévision des recettes d'interconnexion est un exercice soumis à de nombreuses incertitudes. Parmi celles-ci, les plus significatives concernent :

- l'écart moyen entre le prix de l'électricité de la zone française et le prix des zones voisines, qui déterminera la valeur structurelle de la capacité d'échanges transfrontaliers ;
- la volatilité de l'écart de prix, qui déterminera la valeur optionnelle de la capacité.

Ces différents facteurs sont susceptibles d'évoluer au cours de la prochaine période tarifaire.

**A ce stade des réflexions, la CRE pourrait envisager de fixer l'hypothèse de recettes annuelles d'interconnexion pour la période 2009-2011 dans le prolongement des recettes perçues en 2006 et 2007.**

#### *Question :*

14. La méthodologie actuellement envisagée par la CRE pour estimer les recettes futures liées à la gestion des congestions internationales, s'appuyant sur le prolongement des recettes historiques, vous semble-t-elle appropriée ?

## VIII. Structure tarifaire : des modifications à la marge de la structure de TURPE 2

L'entrée en vigueur de TURPE 2 a marqué des évolutions importantes de structure tarifaire.

Le retour d'expérience mené par la CRE met en évidence un bilan globalement positif des règles tarifaires mises en place par TURPE 2. **La CRE pourrait donc proposer de ne pas pratiquer de modification profonde pour TURPE 3 de la structure tarifaire.**

Toutefois, le retour d'expérience a également mis en lumière quelques demandes d'utilisateurs ou de gestionnaires de réseaux qui pourraient justifier l'évolution à la marge de certaines dispositions des règles tarifaires actuellement en vigueur.

La CRE pourrait notamment envisager de faire évoluer les composantes tarifaires suivantes :

- *Composante annuelle des alimentations complémentaires et de secours (section 9 des règles tarifaires) :*

Compte tenu des difficultés d'application constatées lors de la mise en place de TURPE 2, la CRE pourrait envisager une suppression de la facturation des parties dédiées des alimentations complémentaires.

- *Composante annuelle de dépassements ponctuels programmés (section 12 des règles tarifaires) :*

Les participants au sous groupe du CURTE « Contractualisation de l'accès au réseau » ont fait le constat, étayé du retour d'expérience de RTE, que l'utilisation qui est faite aujourd'hui des dépassements ponctuels programmés (DPP) ne remplit pas pleinement leur vocation initiale qui était de permettre aux industriels disposant d'une auto-production, de faire face aux périodes de maintenance de celle-ci. Ces maintenances sont en effet pour partie réalisées en dehors de la période d'application des DPP (qui est du 1<sup>er</sup> juillet au 15 septembre).

Face à ce constat, la CRE pourrait donner une issue favorable à la demande des utilisateurs concernés, relayée par RTE, d'étendre la période d'application des DPP du 1<sup>er</sup> mai au 31 octobre, ainsi que d'allonger la durée maximale d'utilisation des DPP à 21 jours contigus (au lieu de 14 jours actuellement).

Ces évolutions restent néanmoins conditionnées à une étude approfondie des conséquences tarifaires ainsi que des éventuels effets collatéraux ou discriminatoires.

Par ailleurs, la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 dispose en son article 4-IV que :

*« Les gestionnaires des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité mettent en œuvre des dispositifs permettant aux fournisseurs de proposer à leurs clients des prix différents suivant les périodes de l'année ou de la journée et incitant les utilisateurs des réseaux à limiter leur consommation pendant les périodes où la consommation de l'ensemble des consommateurs est la plus élevée.*

*La structure et le niveau des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution d'électricité sont fixés afin d'inciter les clients à limiter leur consommation aux périodes où la consommation de l'ensemble des consommateurs est la plus élevée dans la mesure où le produit global de ces tarifs couvre l'ensemble des coûts d'utilisation de ces réseaux. »*

### **Questions :**

15. Quel est votre retour d'expérience sur la structure tarifaire et les conditions actuelles d'utilisation des réseaux de transport et de distribution d'électricité ?
16. Les propositions d'évolution à la marge de la composante annuelle des alimentations complémentaires et de secours, ainsi que de la composante annuelle de dépassements ponctuels programmés vous semblent-elles souhaitables, sachant que ces évolutions auront nécessairement un léger impact à la hausse des tarifs ?

17. Le cas échéant, quels seraient selon vous les aménagements à apporter aux règles tarifaires de TURPE 2 ?
18. Selon vous, quelles évolutions des tarifs d'utilisation des réseaux pourraient contribuer au développement durable pour notamment prendre en compte les dispositions de l'article 4-IV de la loi du 10 février 2000 ?

### **IX. Une réflexion prospective pour TURPE 4 : des incitations à maximiser les capacités d'échanges aux frontières**

Après l'ouverture des marchés, l'intégration des marchés électriques européens constitue l'un des défis majeurs pour les prochaines années.

Cette intégration des marchés passe à la fois par un développement adéquat des infrastructures d'interconnexion, mais aussi par l'utilisation optimale des infrastructures existantes. Malgré des avancées concrètes importantes obtenues ces dernières années, particulièrement en ce qui concerne les méthodes d'allocation de capacités d'interconnexion, force est de constater que beaucoup reste à faire pour atteindre ces deux objectifs. Un moyen d'y parvenir réside dans la définition et la mise en œuvre de schémas incitatifs adéquates, tant à court qu'à long terme, encourageant les gestionnaires de réseaux à intégrer les marchés. A cet égard, la proposition de troisième paquet législatif modifiant la Directive européenne 2003/54/CE concernant les règles communes pour le marché intérieur de l'électricité appelle les autorités de régulation nationales à définir de tels schémas incitatifs.

Afin de mener au plus tôt les travaux à ce sujet, la CRE a souhaité dès à présent associer les acteurs de marché en leur offrant la possibilité de donner leur opinion et leurs propositions sur le sujet.

#### ***Questions :***

19. Quels sont, selon vous, les critères permettant de juger du degré « d'intégration de deux ou plusieurs marchés » ?
20. Pensez-vous que des dispositifs incitatifs (c'est-à-dire des mesures donnant lieu à rétribution/pénalité financière en cas de réalisation/non réalisation des objectifs pourraient encourager les gestionnaires de réseaux à accélérer l'intégration des marchés ?
21. Quels indicateurs pourraient être utilisés pour mesurer la performance des gestionnaires de réseaux en matière d'intégration des marchés ?
  - a. Faut-il fixer un objectif bien délimité : « accroître de x% le niveau des capacités entre la France et l'Italie », « mettre en place une plateforme d'enchère unique dans la région xx avant le xx/xx/20xx », « étendre les méthodes d'allocation implicite à l'interconnexion France-xx avant le xx/xx/20xx », etc. ?
  - b. ou, faut-il, au contraire, fixer un objectif plus global (par exemple, « en moyenne les prix day-ahead entre deux ou plusieurs marchés ne doivent pas être supérieurs à x€ pendant x% de l'année ») qui laisse une certaine marge de manœuvre aux GRT quant au choix des actions à mettre en œuvre, mais également une certaine part de risque dans la mesure où ils peuvent ne pas contrôler tous les leviers d'une telle fonction objectif (ce qui est particulièrement vrai dans le cas d'une fonction objectif basée sur la convergence des prix) ?
22. Compte-tenu du caractère nécessairement supranational de la question, avec quel(s) marché(s) pensez-vous que l'intégration serai(en)t le plus facile/bénéfique ?