

Troisième tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE 3)

Consultation publique de la CRE

I. Introduction

Le second tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE 2) est entré en vigueur au 1^{er} janvier 2006. Le 18 février 2008, la CRE a lancé une consultation publique sur les principes de tarification envisagés pour le prochain tarif, TURPE 3, dont l'entrée en vigueur est prévue au 1^{er} janvier 2009. A l'issue de cette première consultation, la CRE a auditionné les représentants des gestionnaires de réseaux publics, des autorités concédantes de la distribution publique d'électricité, ainsi que des acteurs du marché de l'électricité (producteurs, fournisseurs et consommateurs).

Cette consultation publique donnait un premier cadrage des évolutions en niveau demandées par les opérateurs, quantifié pour RTE et qualitatif pour ERDF en l'absence de données prévisionnelles fournies par le GRD. Depuis, les gestionnaires de réseaux ont communiqué à la CRE des trajectoires financières mises à jour :

- RTE a communiqué dans les premiers jours de juillet 2008 un nouveau business plan pour les années 2009 à 2012, cohérent avec ses projections économiques et financières et intégrant les dernières prévisions budgétaires de l'année 2008 ;
- ERDF a communiqué dans le courant du second trimestre 2008 une trajectoire financière 2009-2012.

Dans l'analyse de ces trajectoires financières, la CRE s'est appuyée sur l'audit qu'elle a mené des comptes 2006 de RTE ainsi que sur différentes études confiées à des cabinets externes :

- un audit des comptes dissociés 2006 de l'activité distribution d'EDF en 2006 et du bilan d'ouverture de la filiale ERDF ;
- une étude sur le coût moyen pondéré du capital des infrastructures électriques ;
- une étude sur le niveau attendu des recettes d'enchères aux interconnexions ;
- une étude sur la mise en place d'un mécanisme de régulation incitative de la qualité d'alimentation.

ERDF et RTE ont par ailleurs été auditionnés par la CRE les 2 et 9 juillet respectivement. Lors de ces auditions, les opérateurs ont pu faire part à la CRE de leurs demandes d'évolutions tarifaires.

La CRE lance une seconde consultation publique et souhaite recueillir l'avis des parties prenantes sur les projets de niveaux tarifaires, les évolutions du cadre de régulation et de la grille tarifaire moyenne. La CRE envisage de soumettre aux ministres concernés, dans le courant du mois d'octobre, sa proposition tarifaire.

II. Les demandes des opérateurs

II.1. RTE

Les projections financières communiquées par RTE sont le reflet de différents facteurs de hausse et de baisse du tarif.

a) Facteurs de hausse

- coût d'achat des pertes ;
- augmentation des autres charges d'exploitation, hors pertes ;
- accélération du programme de sécurisation mécanique ;
- accroissement des charges de capital, liées aux investissements prévisionnels, à taux de rémunération constant ;
- demande de révision à la hausse du taux de rémunération de la Base d'actifs régulés (BAR).

b) Facteurs de baisse

- solde excédentaire du CRCP sur la période TURPE 2, à déduire des charges à couvrir TURPE 3 ;
- niveau de recettes d'interconnexions sur la période TURPE 3, à déduire des charges à couvrir par le tarif.

L'impact tarifaire du niveau de recettes d'enchères est amoindri à court terme si une part de ces montants est affectée au financement d'investissements sur les interconnexions. RTE évalue en effet les montants d'investissements associés aux interconnexions à 496 M€ sur la période 2009-2012 (cf. III.4)

c) Objectifs de productivité observés

Les gains de productivité annoncés par RTE correspondent à une réduction des Opex maîtrisables (hors programme de sécurisation) en €(constant)/MWh d'environ 1,4 % par an. Cet objectif de productivité se traduirait par une diminution de l'enveloppe des Opex maîtrisables hors sécurisation, en euros constants, de 0,7 % par an. Les Opex maîtrisables sur lesquelles RTE calcule les gains de productivité représentent environ 28% du revenu tarifaire

d) Taux de rémunération de la BAR

RTE demande une mise à jour du taux de rémunération de la BAR, cohérente avec le cadre de régulation qui sera retenu. Cette mise à jour se traduirait, selon RTE, par un taux de rémunération réévalué à 7,75 %, nominal avant impôt, en cas d'immunisation contre le risque de soutirage.

Les paramètres clefs retenus par RTE et sous-jacents à sa demande de réévaluation du taux de rémunération sont :

- un taux sans risque à 4,27 % et un niveau de spread sur la dette de 90 points de base ;
- un levier (dette nette / dette nette + fonds propres) de 60 % ;
- un beta des actifs de 0,38 (risque soutirage couvert).

e) La demande de RTE lors de son audition du 9 juillet 2008

Le tableau suivant résume la trajectoire financière proposée par RTE et les évolutions tarifaires demandées formellement par l'opérateur lors de son audition par la CRE du 9 juillet 2008. Les charges de capital présentées supposent un taux de rémunération porté à 7,75 %. La hausse tarifaire résultante des demandes exprimées par RTE, en moyenne 2009-2012 par rapport à TURPE 2, s'établit à environ 12 % (scénario 1 privilégié par RTE : affectation d'une partie des recettes d'interconnexion à l'investissement dans de nouvelles interconnexions, le solde étant affecté à la baisse du tarif) ou environ 9 % (scénario 2 : affectation de la totalité des recettes d'interconnexion à la baisse du tarif, variante présentée par RTE).

Demande de RTE

	TURPE II	Moyenne TURPE III
Revenu tarifaire (M€) - scénario 1 ^(*)	3,7	4,2
Revenu tarifaire unitaire (€/MWh)	8,1	9,1
Evolution revenu tarifaire unitaire		11,5%
Revenu tarifaire (M€) - scénario 2 ^(**)	3,7	4,1
Revenu tarifaire unitaire (€/MWh)	8,1	8,8
Evolution revenu tarifaire unitaire		8,6%

(*) Scénario privilégié par RTE (audition du 9 juillet 2008)

(**) Variante présentée par RTE dans son dossier tarifaire

Le revenu tarifaire unitaire calculé correspond au revenu tarifaire moyen de la période rapporté aux prévisions de soutirages.

II.2. ERDF

Les projections financières communiquées par ERDF sont le reflet des différents facteurs de hausse du tarif :

- coût d'achat des pertes ;
- augmentation des autres charges d'exploitation, hors pertes ;
- solde déficitaire du CRCP sur la période TURPE 2, impactant à la hausse les charges à couvrir pour la période TURPE 3 ;
- accroissement des charges de capital, liées aux investissements prévisionnels, à taux de rémunération constant ;
- demande de révision à la hausse du taux de rémunération de la Base d'actifs régulés (BAR).

A ces facteurs de hausse intrinsèques au périmètre de la filiale ERDF se rajoutent :

- l'impact additionnel de l'évolution du péage RTE. ERDF présente en effet à la CRE des trajectoires financières à péage RTE constant et n'intègre donc pas l'augmentation du tarif de transport demandée par RTE ;
- la prise en compte des charges à tarifier spécifiques à l'activité de distribution dans le système électrique insulaire (SEI).

Par ailleurs, les coûts de l'ensemble des distributeurs non nationalisés ont été estimés à partir de ceux exposés par ERDF et SEI au prorata de l'énergie qu'ils distribuent.

ERDF a communiqué à la CRE différents scénarii financiers, notamment portant sur les investissements futurs, associés à des hypothèses sous-jacentes concernant la qualité. Les deux principaux scénarii sont : i) un scénario associé au maintien de la qualité et ii) un scénario associé au redressement ciblé de la qualité.

La CRE envisage de retenir le scénario le plus favorable pour la qualité, soit le scénario de redressement ciblé de la qualité.

a) Objectifs de productivité proposés

ERDF propose un objectif de productivité équivalent à une réduction des Opex maîtrisables en €(constant)/MWh d'environ 2,8 % par an. Cet objectif de productivité se traduirait par une diminution de l'enveloppe des Opex maîtrisables, en euros constants, de 1,6 % par an. Les Opex maîtrisables sur lesquelles ERDF calcule les gains de productivité représentent 34 % du revenu tarifaire.

b) Taux de rémunération de la BAR

Comme RTE, ERDF demande une mise à jour du taux de rémunération de la BAR. Mais contrairement à RTE, ERDF ne demande pas une immunisation contre le risque de soutirage. Le taux sans risque retenu par ERDF est de 4,2 %. Le niveau du taux de rémunération demandé par ERDF est de 8 %, nominal avant impôt. Par ailleurs, ERDF demande la couverture d'un niveau normatif de BFR de 500 M€.

c) La demande d'ERDF lors de son audition du 2 juillet 2008

Le tableau suivant résume la trajectoire financière proposée par ERDF et les évolutions tarifaires demandées formellement par l'opérateur lors de son audition par la CRE du 2 juillet 2008. Les charges de capital présentées supposent un taux de rémunération porté à 8 %.

Demande d'ERDF

	TURPE II	TURPE III
	2006 - 2007	2009 - 2012
Revenu tarifaire (Mds €)	10,1	12,1
Revenu tarifaire unitaire (€/MWh)	30,1	34,6
Evolution tarifaire unitaire		15,1%

Cette évolution représente la demande d'ERDF sur le territoire national mais n'intègre :

- ni l'effet additionnel de la demande de RTE (via le péage RTE, charge supportée par le distributeur) ;
- ni celui de la prise en compte des demandes de couverture de charges spécifiques à la distribution des zones insulaires (SEI). Sur la base d'un taux de rémunération de 8 %, les charges à couvrir pour SEI seraient de 421 M€ (demande de l'opérateur), soit environ 49 €/MWh.

En prenant en compte ces deux effets, il conviendrait d'ajouter à la demande de ERDF une hausse d'environ 3,5 % liée à la demande de RTE (scénario 1) et une d'environ 1% liée à la demande de SEI.

L'évolution tarifaire résultante (moyenne TURPE 3 vs TURPE 2) serait alors comprise entre 19 % et 20 %, pour un revenu tarifaire unitaire moyen d'environ 36 €/MWh.

III. Analyses, ajustements et orientations de la CRE concernant le niveau tarifaire

Les niveaux tarifaires envisagés par la CRE couvrent les charges de capital et les charges d'exploitation. Les charges de capital comprennent une part d'amortissement et une part de rémunération financière du capital immobilisé. Les annuités d'amortissement du CRCP sur la période TURPE 2, positives ou négatives, s'ajoutent ou se retranchent des charges à couvrir par le tarif.

III.1. Charges de capital

a) Base d'actifs régulés

La CRE envisage de reconduire les principes de valorisation de la base d'actifs régulés retenus pour TURPE 2. La valeur de la BAR est calculée à partir de la valeur nette comptable des actifs. La CRE envisage toutefois d'exclure du périmètre des actifs retenus le besoin en fonds de roulement. Concernant les immobilisations en cours, la CRE n'envisage de retenir une couverture de la charge financière associée à ces immobilisations que dans la mesure où les activités régulées concernées doivent financer des investissements dont la phase de dépenses avant mise en service s'étale sur une durée longue. A ce titre, la CRE envisage de rémunérer les immobilisations en cours de RTE au coût de la dette et de ne pas prendre en compte de charge financière associée aux immobilisations en cours d'ERDF.

D'une façon générale, la BAR prévue de 2009 à 2012 progresse au rythme des nouveaux investissements et diminue des dotations aux amortissements couvertes par le tarif.

Les hypothèses d'investissement proposées par les opérateurs sont les suivantes. Dans le cas d'ERDF, la trajectoire ci-après correspond au scénario de redressement ciblé de la qualité.

Investissements de RTE et ERDF (M€)

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
RTE	635	776	865	1 040	1 112	1 192	1 359
ERDF (trajectoire "qualité ciblée")	1 704	1 765	2 040	2 588	2 732	2 786	3 770

Pour RTE

Outre les principes rappelés ci-dessus, la BAR est diminuée des subventions d'investissements et des produits constatés d'avance de la part de la filiale @rteria de RTE, conformément à la délibération de la CRE du 7 décembre 2006.

Pour ERDF

Durant la période tarifaire TURPE 1, les tarifs prenaient en compte les spécificités de la comptabilité concessionnaire et ne prévoyaient une rémunération financière que pour les actifs propres du GRD. Lors de la fixation des principes tarifaires pour TURPE 2, la CRE a considéré comme principe général que la valeur des actifs à retenir dans la BAR devait être dissociée de leur mode de financement, financement direct par le distributeur ou financement par le concédant. Il en découle toutefois la nécessité de veiller à ce que le gestionnaire de réseaux ne perçoive pas une double rémunération associée à ces actifs, d'où les modalités de calcul de la BAR décrites dans l'exposé des motifs de TURPE 2, à savoir :

- déduction des financements initiaux des concédants (les « apports historiques ») arrêtés au 31 décembre 2004 de la valeur nette comptable des immobilisations ;
- à partir du 1^{er} janvier 2005, entrée des actifs dans la BAR pour la totalité de leur montant et en contrepartie, déduction des financements des concédants de l'année des charges de capital.

La CRE envisage de reconduire ces principes pour TURPE 3. Cela implique toutefois de prendre en compte les ajustements suivants aux modalités de calcul des charges de capital :

- concernant les apports historiques : les amortissements industriels à couvrir par les tarifs doivent déduire la quote-part des amortissements associée aux apports historiques. Le montant correspondant est estimé par ERDF à environ 400 M€. Le niveau prévisionnel des charges de capital doit donc être corrigé pour prendre en compte cet effet : la CRE envisage donc de retenir les amortissements industriels prévus par ERDF pour la période TURPE 3 diminués de la dotation aux amortissements relative aux apports historiques. En contrepartie, le stock des apports historiques retranché de la BAR diminue au fil du temps, assurant la neutralité du mécanisme envisagé. Ce retraitement pourrait être effectué à partir du premier janvier 2005.
- Provisions pour renouvellement couvertes sous TURPE 1 : comme rappelé précédemment, les tarifs mis en place de fin 2002 à fin 2005 prenaient en compte les spécificités de la comptabilité concessionnaire et à ce titre couvraient des dotations aux provisions pour renouvellement. Les modalités de comptabilisation de la BAR mises en vigueur pour TURPE 2 nécessitent, afin d'éviter une double rémunération des actifs, que les dotations couvertes sous TURPE 1 soient retraitées à mesure que ces dotations sont utilisées. La CRE envisage donc de retraiter les charges à couvrir par les tarifs d'un montant annuel de 340 M€ sur une durée de 10 ans.

b) Réévaluation de 1976 :

Des immobilisations relatives aux activités de transport et de distribution ont été réévaluées en franchise d'impôt, dans le cadre de la réévaluation légale de 1976. Cette réévaluation entraîne, à due concurrence, la constatation d'un supplément d'amortissement compris dans les charges d'exploitation des opérateurs. Or, ce supplément d'amortissement ne doit pas être pris en compte dans les charges couvertes par les tarifs, car il ne correspond pas à un véritable coût (il s'agit d'une simple écriture comptable). De même, la rémunération relative à ces actifs ne doit également pas être prise en compte dans les charges à couvrir.

c) Coût moyen pondéré du capital

Comme pour chaque nouvelle proposition tarifaire, la CRE examine les différents paramètres intervenant dans le calcul du coût moyen pondéré du capital et les fourchettes de valeurs qui en résultent. Elle s'appuie également sur l'étude confiée à un cabinet externe sur le coût moyen pondéré du capital des infrastructures électriques. A ce stade, la CRE considère que le CMPC à retenir pour la période TURPE3 devrait se situer entre 7,25 % et 7,75 % et retient comme hypothèse de travail le taux de 7,5 %.

III.2. Charges d'exploitation

Les charges d'exploitation augmentent fortement par rapport aux charges d'exploitation prévisionnelles TURPE 2. Un des principaux facteurs explicatifs de cette hausse, outre l'inflation, est l'augmentation du prix d'achat des pertes. Entre janvier 2006 et juin 2008, le prix moyen des produits à terme sur la bourse française de l'électricité, Powernext, a presque doublé, passant de 40 €/MWh à 75 €/MWh. Toutefois d'autres facteurs propres à chaque opérateur expliquent également cette augmentation des charges d'exploitation.

a) RTE

Une des raisons de la forte augmentation des charges d'exploitation prévisionnelles de RTE réside dans l'accélération du programme de sécurisation mécanique, lancé en 2001 pour renforcer la robustesse des réseaux électriques face à des phénomènes météorologiques extrêmes.

Niveau

Fin 1999, deux violentes tempêtes détruisent une partie des réseaux électriques. Le rapport Piketty, remis au gouvernement en mai 2000, préconise un programme d'investissements visant à renforcer les réseaux contre les phénomènes météorologiques extrêmes. Pour le réseau de transport, l'enveloppe budgétaire maximale des travaux est estimée à 10 milliards de francs. Au-delà, les rapporteurs estiment que les dépenses ne seraient plus justifiées par les gains attendus sur le temps de coupure en cas de tempête. En 2002, le secrétaire d'état à l'industrie a fixé à RTE des objectifs fonctionnels et approuvé le cadre budgétaire indiqué par RTE : une enveloppe estimée à 1,7 milliard d'euros à répartir sur 15 ans, cette durée de mise en œuvre se justifiant par la probabilité de retour d'événements climatiques extrêmes et la nécessité d'échelonner les coûts.

Lors des premières années du programme de sécurisation (2001-2006), RTE réalise un effort de 100 M€ par an en dépenses d'exploitation. Or, confronté à la hausse imprévue des coûts de la sécurisation et considérant nécessaire une évolution technique du programme, RTE estime désormais ce niveau de dépenses insuffisant. RTE demande, en conséquence, une révision à la hausse de l'enveloppe globale de sécurisation. Le tableau ci-après récapitule, selon RTE, les motifs d'évolution de l'enveloppe globale de sécurisation :

Evolution du budget global de sécurisation mécanique (en M€)

Enveloppe initiale (M€ ₂₀₀₀)	Inflation (IPC)	Effet prix spécifique	Extension aux lignes HT à poteaux bétons	Révision de l'ampleur des mises à niveau	Réexamen des gisements techniques et évolution des conditions techniques	Enveloppe 2008
1 640	+260	+200	+330	+200	-220	2 410

A enveloppe globale inchangée (2410 M€), deux scénarii de sécurisation sont possibles pour les années à venir. Dans chacun des deux scénarii, les dépenses annuelles seraient appelées à augmenter par rapport aux dépenses annuelles de 100 M€ initialement prévues :

- Achèvement du programme en 2024. Les dépenses de sécurisation seraient de 111 M€/an en moyenne sur la période 2009-2012, avec comme conséquence une hausse de +0,3 % du TURPE3 transport. Si ce scénario était choisi, la sécurisation de l'ensemble des ouvrages considérés par RTE comme les plus prioritaires devrait être achevée en 2017.
- Achèvement du programme en 2017, au prix d'une forte accélération des dépenses : 188 M€/an en moyenne sur la période 2009-2012, nécessitant une hausse de +2,3 % du TURPE 3 transport. RTE a signalé sa préférence pour ce scénario.

Si on considère que la trajectoire des bénéfiques en fonction des dépenses cumulées en volume est la même dans les deux scénarii, le scénario 2024 serait préférable en termes de gains nets pour la communauté des utilisateurs de réseaux. L'économie réalisée en reportant après 2017 les dépenses considérées par RTE comme étant les moins prioritaires excèdent le moindre gain temporaire en matière de sécurité d'alimentation en cas de tempête. RTE estime pour sa part que le scénario 2017 est préférable. Cette divergence provient du fait qu'il évalue des gains associés aux premiers millions d'euros dépensés, moindres dans le scénario 2024 que dans le scénario 2017. En d'autres termes, un même montant donné de dépenses en volume ne génère pas nécessairement, selon RTE, le même bénéfice suivant le scénario considéré.

Initialement RTE avait proposé un scénario 2024 qui permettait de sécuriser dès 2017 toutes les liaisons considérées comme sensibles pour la sécurité des personnes. Toutefois dans le scénario 2024 finalement proposé, après réaménagement du calendrier des travaux, certaines de ces liaisons pourraient ne pas être sécurisées d'ici 2017.

Les différences entre les deux scénarii peuvent se résumer ainsi :

Comparaison des deux scénarii de sécurisation mécanique

	AVANTAGES	INCONVÉNIENTS
SCÉNARIO 2017 2009: 140 M€ 2010: 193 M€ 2011: 201 M€ 2012: 209 M€	<ul style="list-style-type: none"> • Respect de l'échéance initiale pour l'ensemble des ouvrages à sécuriser • Amélioration rapide de la sécurité d'alimentation en cas de tempête 	<ul style="list-style-type: none"> • Augmentation sensible du TURPE 3 : + 2,3 % Aucune évidence d'un surplus économique supérieur à celui du scénario 2024. •
SCÉNARIO 2024 2009: 103 M€ 2010: 108 M€ 2011: 113 M€ 2012: 118 M€	<ul style="list-style-type: none"> • Dès 2017, sécurisation : <ul style="list-style-type: none"> ○ des liaisons 400 kV et 225 kV ○ des liaisons considérées par RTE comme étant les plus prioritaires • Augmentation limitée du TURPE 3 : + 0,3 % 	<ul style="list-style-type: none"> • Echéance reportée à 2021 ou à 2024 pour certaines liaisons 63 kV et 90 kV considérées par RTE comme étant les moins prioritaires

A ce stade de l'analyse, la CRE s'interroge sur les préférences des acteurs en termes de coûts/bénéfices de ces deux scénarii.

Activation des dépenses

Par ailleurs, l'ampleur des montants en jeu conduit non seulement à s'interroger sur le niveau des dépenses de sécurisation autorisées, mais également sur le traitement tarifaire de ces charges.

Dans ce contexte d'évolution technique et financière du programme de sécurisation, la CRE s'interroge sur la possibilité de capitaliser une partie de ces dépenses de sécurisation, dans la mesure où l'accélération de ce programme et son extension, à partir du 1^{er} janvier 2009, apporteraient des avantages économiques futurs au réseau et, plus généralement, à la collectivité des utilisateurs.

Par rapport aux pratiques comptables présentes de RTE, une telle option semble envisageable ; certaines dépenses de sécurisation sont d'ores et déjà capitalisées dans le cas où elles sont réalisées de pair avec un projet de réhabilitation de l'ouvrage (par exemple, le projet de réhabilitation et de

sécurisation de l'axe 400 kV "Eguzon – Rueyres" génère des dépenses de 45,8 M€, passées intégralement en investissements).

Consistance technique des dépenses de sécurisation

Volets techniques	Proportion de dépenses 2001-2006	Date d'achèvement (scénario 2024)
Élargissement des tranchées forestières	14%	2009
Renforcement des pylônes faibles marges	5%	2008
Traitement des fondations à risque	4%	2008
Insertion de pylônes anti-cascades	53%	2013
Sécurisation complète d'une alimentation par poste	17%	2024
Protection des zones habitées et des voies de communication	7%	2017

L'activation d'une partie de ces dépenses et, donc, leur inclusion dans la base d'actifs régulés (donnant lieu à une rémunération sur la durée de vie de l'actif), permettrait d'en faire porter le coût, de façon appropriée, sur la communauté des utilisateurs actuels et futurs.

Dans ce contexte, la CRE souhaite recueillir l'avis des acteurs sur l'activation de la part des dépenses futures de sécurisation qui pourraient être qualifiées d'investissement.

b) ERDF

ERDF indique prendre en compte des charges nouvelles liées à l'ouverture du marché (comptage, facturation, raccordements notamment des producteurs), au redressement de la qualité, aux nouvelles dispositions réglementaires (loi SRU, PCB¹, filialisation) et aux négociations sociales. ERDF considère que ces charges nouvelles limitent ses capacités de productivité.

L'ouverture du marché à tous les clients au 1^{er} juillet 2007 a obligé ERDF à adapter son système d'information, effort qu'il poursuivra dans les prochaines années.

L'article R. 543-30 du Code de l'environnement impose à ERDF d'éliminer d'ici fin 2010 tous les transformateurs pollués au PCB (plus de 500 ppm²). Pour ce faire ERDF devra prélever et analyser les huiles de 350 000 transformateurs et remplacer ceux qui auront été identifiés comme contenant plus de 500 ppm de PCB (à ce jour le nombre de transformateurs à remplacer est estimé par ERDF à 55 000). Ce programme PCB entraînera donc essentiellement des dépenses d'investissement mais également des dépenses d'exploitation.

S'agissant du redressement de la qualité, les dépenses d'exploitation associées portent essentiellement sur l'amélioration de la qualité de service, notamment en matière de processus de raccordement.

Les hypothèses retenues par la CRE concernant les nouvelles charges et l'évolution des charges de personnel (effectifs, évolution des rémunérations) sont celles proposées par ERDF.

¹ Polychlorobiphényles : dérivés chimiques chlorés plus connus en France sous le nom de pyralènes. Il est avéré que les PCB posent des problèmes de toxicité. C'est pourquoi, depuis 20 ans, ces substances ne sont plus ni produites ni utilisées dans la fabrication d'appareils en Europe.

² Partie part million : 1 000 ppm = 0,1 %.

III.3. Solde du CRCP TURPE 2

Le solde du CRCP de RTE est excédentaire, essentiellement du fait des recettes d'enchères dégagées sur la période TURPE 2 (360 M€) en moyenne annuelle de 2006 à 2008, contre un calage de TURPE 2 à 111 M€ en moyenne. Le chiffrage du solde du CRCP intègre les recettes d'enchères engrangées en 2005 sur la frontière France-Italie, conformément aux dispositions du règlement européen 1228/2003 entré en vigueur en 2004.

Le solde du CRCP sur la période TURPE 2 pour ERDF, avant prise en compte de l'ajustement envisagé par la CRE (cf. III.1.a) concernant les apports historiques, est déficitaire (crédit pour ERDF), essentiellement du fait du renchérissement du coût d'achat des pertes par rapport aux hypothèses retenues dans TURPE 2 (effet prix). A ce premier effet, s'ajoute un effet volume lié à une sous estimation du volume de pertes par ERDF lors du calage tarifaire TURPE 2.

Le taux d'actualisation du solde du CRCP prévu par l'exposé des motifs de TURPE 2 est le coût moyen pondéré du capital, soit 7,25 % nominal, avant impôt.

RTE formule la demande que les annuités d'amortissement soient calculées avec un taux qui assure la neutralité sur la valeur d'entreprise, donc un taux après impôt.

La CRE considère que l'effet actuariel invoqué par RTE, lié à la fiscalité de la répartition intertemporelle des flux, doit être appréhendé dans sa totalité et impliquerait un traitement différent de la charge d'impôt par rapport au choix normatif de rémunération de la BAR actuellement en vigueur. La CRE envisage donc de retenir le taux de 7,25 % avant impôt, prévu par l'exposé des motifs de TURPE 2, pour le calcul des annuités d'amortissement. Elle envisage aussi, sur ce sujet, d'engager des travaux d'analyse et d'expertise externe, dont les conclusions pourraient être utilisées pour adapter le cadre de traitement lié à la fiscalité pour TURPE 4, de façon non rétroactive.

Enfin, les annuités d'amortissement seraient calculées sur cinq ans, mais un amortissement accéléré sur quatre ans, afin d'apurer l'intégralité du CRCP de TURPE 2 et le reliquat de TURPE 1 sur la période tarifaire TURPE 3, peut être envisagé.

III.4. Hypothèses de recettes d'enchères de capacités d'interconnexion et affectation de ces recettes

Pour TURPE 2, la totalité des recettes d'enchères venait en déduction des charges du gestionnaire de réseau de transport à couvrir par le tarif.

Toutefois, le 6^{ème} alinéa de l'article 6 du Règlement européen 1228/2003 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité prévoit que toute recette résultant de l'attribution d'interconnexions est utilisée pour un ou plusieurs des buts suivants :

- garantie de la disponibilité réelle de la capacité attribuée ;
- investissements de réseau pour maintenir ou accroître les capacités d'interconnexion ;
- comme une recette que les autorités de régulation doivent prendre en considération lors de l'approbation de la méthode de calcul des tarifs des réseaux et/ou pour évaluer si les tarifs doivent être modifiés.

Le niveau et l'affectation des recettes sont par conséquent des facteurs déterminants du niveau tarifaire.

a) Le niveau des recettes d'enchères

Etant donné l'impact tarifaire potentiellement associé à ce poste de recettes, la CRE a souhaité disposer d'une expertise externe et a donc mandaté un consultant pour estimer le niveau attendu des

recettes d'enchères. Cette valorisation est conforme aux modélisations effectuées par les acteurs du marché au moment des enchères de capacité d'interconnexion. L'étude a estimé les recettes d'enchères sur la période 2009-2012 à 382 M€/an en moyenne contre 365 M€ selon RTE. L'écart entre les prévisions du consultant et celle de RTE sont donc de 21 M€ en moyenne et s'explique principalement par un écart de 40 M€ sur les prévisions de l'année 2009.

b) L'affectation des recettes d'enchères aux interconnexions.

RTE privilégie le scénario qui consiste à affecter une quote-part des recettes d'enchères aux interconnexions au financement d'investissements sur les interconnexions, évalué à 496 M€ par RTE. Le solde des recettes est affecté à une baisse du tarif.

Dans ce scénario, deux comptes extracomptables, le SFI (« sas de financement des interconnexions ») et le CRFI (« compte régulé de financement des interconnexions ») seraient créés afin de retracer les montants correspondants et de neutraliser la quote-part des charges de capital associées, dans la mesure où les investissements correspondants seraient maintenus dans la base d'actifs régulés.

A ce stade, la CRE examine la proposition de RTE, au regard en particulier des critères d'affectation des recettes d'enchères de capacité d'interconnexion définis dans l'article 6 de l'annexe au règlement européen 1228/2003. Ces critères prévoient notamment que la réalisation des investissements ainsi financés doit s'effectuer dans un délai raisonnable.

III.5. Les hypothèses de soutirage

Les hypothèses de soutirage proposées par RTE et ERDF impliquent une croissance moyenne des soutirages par an de 1 % et 1,3 % respectivement.

Taux de croissance des soutirages

en %	2009	2010	2011	2012	Moyenne 2009-2012
RTE (*)	1,2	1,0	1,0	0,9	1,0
ERDF	1,6	1,2	1,2	1,1	1,3

(*) Hors Eurodif et hors pompage

Les prévisions de soutirages de RTE s'appuient sur le scénario de référence du bilan prévisionnel 2007 actualisé.

ERDF avait initialement (avril 2008) proposé une évolution des niveaux de soutirages de l'ordre de 1,8 % sur la période 2009-2012, dans le prolongement des taux de croissance observés sur la période TURPE 2. Dans ce premier scénario, les impacts significatifs de la maîtrise de la demande d'énergie étaient attendus au-delà de 2012. Par la suite (juin 2008), ERDF a révisé ses hypothèses sur la maîtrise de la demande d'énergie pour les aligner sur celles de RTE.

Alors que par le passé les incertitudes sur la fluctuation à moyen terme de la consommation d'électricité du secteur résidentiel et tertiaire s'expliquaient essentiellement par l'aléa climatique, aujourd'hui d'autres facteurs comme le développement des politiques de la maîtrise de la demande d'énergie ou les changements très rapides des modes de consommation (notamment du fait des nouveaux usages liés au développement technologique des équipements domestiques) entrent en jeu, et rendent l'exercice de prévisions à moyen terme de plus en plus incertain. A plus long terme, le niveau de consommation d'électricité demeure largement impacté par la croissance démographique et la croissance économique, facteurs pour lesquels il est tout aussi difficile d'établir des prévisions.

Si les prévisions des gestionnaires de réseaux apparaissent cohérentes avec les meilleures informations aujourd'hui disponibles sur l'évolution de la consommation, il n'en demeure pas moins qu'il s'agit de

scénarii moyens autour desquels subsiste une marge d'erreur incompressible. Or, dans l'hypothèse où la consommation se révélerait supérieure aux prévisions, le revenu des gestionnaires de réseau s'en trouverait amélioré d'autant, alors que leurs coûts demeureraient inchangés. Cette situation se traduirait par un transfert financier en faveur des gestionnaires de réseaux et au détriment des utilisateurs, sans qu'il soit possible d'apporter de justification appropriée. Dans un contexte caractérisé par une incertitude accrue du niveau futur de la consommation, et malgré le souhait exprimé par ERDF d'assumer le risque volume associé au niveau de soutirage dans sa zone de desserte, la CRE envisage de couvrir intégralement et symétriquement le risque des opérateurs relatif au volume de consommation à la fois pour RTE et ERDF par le biais du CRCP.

III.6. Revenu tarifaire et évolutions tarifaires

Les évolutions tarifaires résultant des orientations envisagées par la CRE concernant les charges d'exploitation et les charges de capital, seraient les suivantes.

Orientations envisagées pour RTE

Orientations envisagées par la CRE	TURPE II	TURPE III
	2006 - 2007	2009 - 2012
Revenu tarifaire (M€) - scénario 1	3,7	4,1
Revenu tarifaire unitaire (€/MWh)	8,1	8,8
Evolution revenu tarifaire unitaire		8,5%
Revenu tarifaire (M€) - scénario 2	3,7	4,0
Revenu tarifaire unitaire (€/MWh)	8,1	8,6
Evolution revenu tarifaire unitaire		5,6%

La grille tarifaire présentée en annexe est calculée sur la base d'un revenu tarifaire unitaire moyen, pour le transport, de 8,7 €/MWh.

Orientations envisagées pour ERDF

Orientations envisagées par la CRE	TURPE II	TURPE III (2009 - 2012)	
	2006 - 2007	ERDF (*)	ERDF/ SEI / RTE
Revenu tarifaire (Mds €)	10,1	11,4	11,9
Revenu tarifaire unitaire (€/MWh)	30,11	32,5	33,2
Evolution tarifaire unitaire		8%	10%

(*) ERDF à péage RTE constant = TURPE 2

Sur la base des orientations envisagées par la CRE présentées ci-dessus, l'évolution du revenu tarifaire unitaire (moyenne TURPE 3 vs TURPE 2) serait globalement de 10%, soit environ 33 €/MWh.

Ces hypothèses d'évolution sont indiquées sous réserve des analyses complémentaires de la CRE d'ici sa proposition tarifaire définitive.

IV. Cadre de régulation

IV.1. Un tarif pluriannuel incitatif

La CRE envisage de mettre en place un tarif pluriannuel incitatif tel que décrit dans le projet de consultation de février 2008.

La CRE envisage de fixer la prochaine période de régulation à 4 ans. Le tarif évoluerait annuellement en fonction d'une formule d'indexation fixée *ex ante* et définie en prenant en compte l'inflation, les objectifs de productivité sur les charges d'exploitation maîtrisables et éventuellement l'apurement du CRCP. Les éventuels gains de productivité additionnels à ceux fixés *ex ante* seraient redistribués entre les utilisateurs et l'opérateur.

Les variations moyennes entre les périodes TURPE 2 et TURPE 3 indiquées dans la section III.6 ne préjugent donc pas des mouvements annuels au sein de la période TURPE 3 en fonction de la formule d'indexation qui figurera dans la proposition tarifaire.

IV.2. CRCP TURPE 3

a) Périmètre

Des écarts peuvent survenir entre les hypothèses retenues pour l'établissement des tarifs et le niveau de coûts et de recettes effectivement supporté 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.

Pour TURPE 2, 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 annexes pour ERDF.

Pour TURPE 3 la CRE envisage la reconduction des postes éligibles au CRCP sous TURPE 2.

Elle examine également l'extension du périmètre du CRCP aux postes suivants :

- Pour RTE et ERDF :
 - Recettes issues de l'ensemble des composantes tarifaires (sections 3 à 13 des règles tarifaires actuellement en vigueur) : l'inclusion dans le périmètre du CRCP est rendue souhaitable par l'incertitude pesant sur le niveau des soutirages et des injections ainsi que le nombre de raccordements sous l'effet du développement des actions de maîtrise de l'énergie et de la production décentralisée (cf. III.5.) ;
 - Résultats d'audits conduits par la CRE ;
 - Les VNC des immobilisations démolies.

- Uniquement dans le cas de RTE :
 - Les coûts de congestions : en l'absence de mécanisme incitatif à la maximisation des capacités d'interconnexion³, la CRE estime nécessaire mettre en place un dispositif garantissant à RTE le recouvrement des surcoûts éventuels associés à la maximisation des capacités d'interconnexion mises à la disposition du marché. Une possibilité envisagée par la CRE est l'inclusion des coûts de congestions dans le périmètre du CRCP. Toutefois pour maintenir l'incitation à la maîtrise des coûts sur ce poste, un plafonnement des éventuels surcoûts pourrait être mis en place.
 - Les dépenses au titre des charges de sécurisation initialement prévues par RTE et non réalisées.
- Uniquement dans le cas d'ERDF :
 - Certains postes du revenu tarifaire liés au projet de comptage évolué ;
 - Recettes liées aux contributions versées par les pétitionnaires dans le cadre des opérations de raccordement au réseau : cette dernière extension est souhaitable du fait de l'impact des nouvelles modalités de facturation des raccordements ainsi que de l'évolution du nombre de raccordements qui rendent incertaines les prévisions du niveau des contributions.

Le CRCP sera également un outil permettant de prendre en compte les incitations financières associées aux divers mécanismes incitatifs qui pourraient être mis en place par la CRE

b) Fonctionnement

- Taux = 4,2 % pour le calcul du solde issue de la période TURPE 3 et des annuités d'amortissement correspondantes.
- Apurement : apurement envisagé tous les ans au 1er janvier, dans la limite de +/-2 % du tarif.
- Amortissement du résidu sur la période tarifaire suivante.

IV.3. Régulation incitative de l'achat des pertes

Conformément aux dispositions de la directive européenne du 26 juin 2003 et de la loi du 10 février 2000, les gestionnaires des réseaux publics de transport et de distribution achètent l'énergie nécessaire à la compensation de leurs pertes d'énergie sur le marché.

Afin d'inciter ERDF et RTE à minimiser le coût d'achat des pertes, la CRE met en place un mécanisme incitatif portant sur l'achat à terme des volumes prévisionnels de pertes. Il comprend trois paramètres :

- Un coût de référence. Il est représentatif du coût d'achat des volumes prévisionnels annuels de pertes, défini *ex ante* par des produits à terme cotés sur Powernext® Futures. Le coût de référence est donc calculé à partir des volumes prévisionnels annuels de pertes définis *ex ante* et de la moyenne des cotations des différents produits tels qu'ils auront été observés, *ex post*, sur Powernext® Futures.
- La performance du gestionnaire de réseau calculée annuellement comme la différence entre le coût de référence et le coût d'achat observé pour compenser les volumes prévisionnels annuels de pertes hors aléa. Cette performance est partagée en deux parts : la première part, attribuée au gestionnaire de réseau à travers le CRCP, constitue une incitation financière à améliorer la performance ; la seconde part est redistribuée aux utilisateurs. La part de la

³ Il convient de noter que la CRE réfléchit à la mise en place d'un mécanisme incitatif pour maximiser les capacités d'interconnexion

performance (respectivement contre-performance) du gestionnaire de réseau qui ira en augmentation (respectivement en réduction) des charges à couvrir du gestionnaire de réseau serait fixée à 50 %.

- Un plancher destiné à protéger les utilisateurs contre une augmentation excessive des charges qui serait due à une contre-performance du gestionnaire de réseau. L'ordre de grandeur de ce plancher est d'environ 5 % du coût d'achat des pertes (avant partage de la contre-performance). Au delà de ce plancher, la contre-performance est assumée dans son intégralité par le gestionnaire de réseau.

Le schéma de régulation incitative sur le coût des pertes porte sur les volumes prévisionnels de pertes hors aléa restant à acquérir au 1^{er} janvier 2009 : il concerne tous les achats de produits à terme postérieurs à cette date, jusqu'à l'entrée en vigueur des prochains tarifs.

En outre, RTE et ERDF souhaiteraient que les principes de la régulation incitative sur le coût des pertes puissent être adaptés dans l'éventualité d'une évolution substantielle des conditions de marché, de la défaillance d'un fournisseur ou de l'invocation de la clause de force majeure.

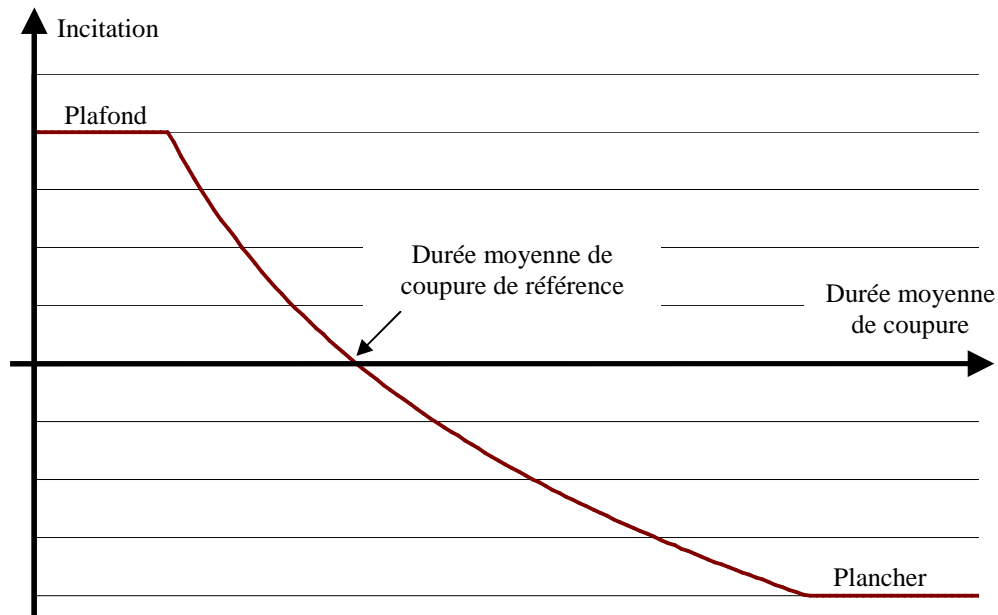
IV.4. Régulation incitative de la qualité d'alimentation

Au cours du 1^{er} semestre 2008, la CRE a poursuivi sa réflexion sur l'opportunité de mettre en place un schéma de régulation incitative de la qualité d'alimentation des réseaux publics de transport et de distribution (hors entreprises locales de distribution). Le paramétrage d'un tel schéma dépend en grande partie des caractéristiques de l'évolution de la qualité d'alimentation telle qu'observée ces dernières années. C'est pourquoi une étude a été confiée en fin d'année 2007 à un cabinet externe avec pour objectif de caractériser statistiquement la continuité d'alimentation des réseaux de transport et de distribution, mesurée au travers de l'indicateur « durée moyenne annuelle de coupure ».

Le schéma de régulation incitative décrit ci-après s'appuie sur cette base, sur les enseignements tirés des expériences étrangères ainsi que sur des échanges avec les opérateurs.

L'étude menée par le cabinet externe a permis de confirmer la dégradation de la qualité d'alimentation sur le réseau d'ERDF et la tendance à l'amélioration continue de la qualité sur le réseau de transport. Par ailleurs, les analyses statistiques ont mis en évidence le caractère dissymétrique de l'aléa climatique portant sur la durée moyenne annuelle de coupure (il est ainsi plus probable statistiquement d'avoir une « mauvaise » année qu'une « bonne » année en terme de durée moyenne annuelle de coupure).

Ce dernier constat a modifié le choix initial d'une incitation linéaire. En effet, la combinaison d'une incitation linéaire avec un aléa dissymétrique conduirait à un risque financier dissymétrique, facteur d'augmentation du coût du capital au détriment des utilisateurs des réseaux. Pour compenser ce phénomène de dissymétrie, il est proposé de mettre en œuvre un schéma incitatif progressif dont la forme est représentée par la figure ci-après.



L'indicateur serait la durée moyenne annuelle de coupure (DMC) hors « événements exceptionnels » calculée selon la formule suivante :

- Pour RTE :

$$DMC = \frac{\text{Energie non distribuée}}{\text{Puissance moyenne soutirée}}$$

Nota bene : la CRE envisage d'inclure dans cette définition les délestages pour des causes liées au réseau public de transport.

- Pour ERDF :

$$DMC = \frac{\sum \text{Durées de coupure des installations de consommation raccordées en BT}}{\text{Nombre total d'installations de consommation raccordées en BT}}$$

En réponse à la consultation publique de février 2008, plusieurs acteurs ont indiqué avec raison que la continuité d'alimentation ne reflétait que partiellement la qualité d'alimentation.

S'agissant du réseau public de transport, la CRE estime que les aspects locaux et spécifiques de la qualité, tels que les creux de tension, ne peuvent être appréhendés qu'au travers des contrats d'accès aux réseaux (CART) qui sont le véritable outil de personnalisation de la qualité souhaitée.

S'agissant des réseaux publics de distribution, la CRE considère que l'empilement d'indicateurs portant sur la durée et la fréquence de coupure soulève des problèmes de valorisation croisée de la défaillance qu'il est difficile de traiter sans disposer d'un premier retour d'expérience. C'est dans ce contexte que la CRE a conclu que pour une première mise en œuvre de régulation incitative, il convenait d'utiliser un unique indicateur, éprouvé depuis de nombreuses années par les gestionnaires de réseaux et communément employé par les autres régulateurs européens. La durée moyenne de coupure présente par ailleurs l'avantage d'offrir une bonne complémentarité avec les indicateurs utilisés dans le décret et l'arrêté⁴ qui réglementent la chute maximale de tension ainsi que la durée et la fréquence maximale de coupure.

Le choix d'exclure les événements exceptionnels repose sur les constats suivants :

- ce type d'événements est exclu des schémas incitatifs mis en œuvre par la plupart des régulateurs européens ;

⁴ Décret n° 2007-1826 du 24 décembre 2007 et son arrêté d'application du 24 décembre 2007.

- leur prise en compte aurait fait courir un risque financier trop important aux gestionnaires de réseaux.

Il convient néanmoins de définir avec précision ce type d'événements. A cette fin, la CRE propose de s'appuyer sur la définition des « situations d'exploitation perturbée » de l'article 19⁵ du cahier des charges type de concession du réseau public de transport d'électricité (annexé au décret n° 2006-1731 du 23 décembre 2006). Concernant le 6° de l'article 19 précité, la CRE envisage de considérer comme exceptionnels les phénomènes atmosphériques dont la probabilité d'occurrence est inférieure à 1/20 ans pour la zone géographique considérée dès que, lors d'une même journée et pour la même cause, au moins 100 000 consommateurs finals alimentés par le réseau public de transport et/ou par les réseaux publics de distribution sont privés d'électricité.

Il est à noter qu'ERDF propose d'élargir considérablement le périmètre d'exclusion des événements climatiques, considérant qu'il est indispensable de corriger la qualité mesurée de l'impact de l'ensemble des événements inhabituels, sans quoi l'incitation relèverait davantage du hasard que de la bonne volonté du gestionnaire de réseau. Ainsi, ERDF propose de « filtrer », chaque année, les jours où le réseau présente un comportement sans rapport avec son fonctionnement habituel. Pour ce faire, ERDF propose :

- de définir un nombre limite d'incidents sur la base des chroniques du passé (seuil dépassé en moyenne 7 jours par an) ;
- d'éliminer, du calcul de la durée moyenne de coupure d'une année donnée, les jours où le nombre d'incidents excède le seuil ainsi défini.

On peut considérer que, si elle était adoptée, cette proposition présenterait les avantages suivants par rapport à celle consistant à utiliser un critère non filtré :

- moindre dépendance du revenu d'ERDF aux incertitudes atmosphériques, un critère non filtré conduisant en effet à une prime en cas de beau temps et à une pénalité en cas de mauvais temps, celle-ci s'ajoutant aux dépenses de dépannage; il est rappelé à cet égard que les coupures résultant des intempéries sont dues principalement au manque de renouvellement et de renforcement des ouvrages, auquel il devrait être remédié à moyen terme par l'application, à partir de 2009, de la trajectoire « qualité ciblée » indiquée *supra* ;
- incitation plus forte à une meilleure maintenance préventive ; l'indicateur serait en effet ciblé sur les coupures dont les causes sont de la responsabilité incontestable d'ERDF (surveillance insuffisante, mauvais entretien, absence d'élagages, etc.) ; on peut estimer à ce sujet que, dès le début de la période d'application du TURPE 3, ERDF aura la faculté de réduire ces coupures grâce à une meilleure maintenance préventive.

⁵ « La situation d'exploitation perturbée résulte de circonstances exceptionnelles, indépendantes de la volonté ou de l'action du concessionnaire, non maîtrisables en l'état des techniques et revêtant le caractère d'un cas de force majeure, telles que :

- 1° Les destructions dues à des actes de guerre, émeutes, pillages, sabotages, attentats, atteintes délictuelles ;
- 2° Les dommages causés par des faits accidentels et non maîtrisables, imputables à des tiers, tels que les incendies, explosions, chutes d'avion ;
- 3° Les catastrophes naturelles au sens de la loi no 82-600 du 13 juillet 1982 modifiée ;
- 4° L'indisponibilité soudaine, fortuite et simultanée de plusieurs installations de production raccordées au réseau public de transport, dès lors que la puissance indisponible est supérieure à ce que l'application des règles de sûreté mentionnées à l'article 28 prévoit ;
- 5° Les mises hors service d'ouvrages décidées par les pouvoirs publics pour des motifs de sécurité publique ou de police dès lors que cette décision ne résulte pas du comportement ou de l'inaction du concessionnaire ;
- 6° Les phénomènes atmosphériques d'une ampleur exceptionnelle au regard de leur impact sur les réseaux. »

On peut également considérer que l'indicateur proposé par ERDF présente les inconvénients :

- d'être trop éloigné de la qualité réelle perçue par les utilisateurs ;
- de ne pas inciter ERDF à diminuer la sensibilité des réseaux aux événements climatiques, certes « inhabituels », mais qui se produisent tout de même en moyenne sept jours par an;
- de ne pas avoir été suffisamment éprouvé.

A ce stade de son analyse, la CRE s'interroge sur la préférence des acteurs entre ces deux définitions du temps de coupure à utiliser pour la régulation incitative.

Enfin, dans le cas de la distribution, les coupures pour travaux pourraient être exclues de l'indicateur. Cette exclusion semble rendue nécessaire par le programme d'élimination des transformateurs pollués au PCB⁶ qui devrait occasionner, s'il était pris en compte, une augmentation temporaire de la durée moyenne de coupure dont ERDF indique être incapable, aujourd'hui, de mesurer l'ampleur. Afin d'éviter les dérives, la durée moyenne de coupure pour travaux (avec un détail de l'impact des l'élimination des transformateurs pollués au PCB) fera l'objet d'un suivi.

L'incitation serait donc fondée sur l'écart entre la durée moyenne annuelle de coupure observée (sous réserve des exclusions exposées ci-dessus) et une valeur de référence fixée *ex ante* par la CRE. Ainsi, si la durée moyenne annuelle de coupure est supérieure à la valeur de référence, le gestionnaire de réseau est pénalisé, toutes choses égales par ailleurs, par une baisse du TURPE. Dans le cas contraire, il est récompensé par une hausse du TURPE.

La CRE envisage de retenir les valeurs de la durée moyenne annuelle de coupure de référence ($DMC_{réf}$) suivantes :

- pour RTE, 2,4 min. Cette valeur correspond à la moyenne géométrique des durées moyennes de coupure sur les années 2002 à 2007.
- pour ERDF (dans l'hypothèse où le critère « filtré » proposé par ERDF ne serait pas retenu), 55 min en 2009 et 2010, 54 min en 2011 et 52 min en 2012. Ces valeurs correspondent à un arrêt de la dégradation puis à l'engagement de son redressement.

Le montant de l'incitation (I en M€) sera alors domé par la formule suivante :

- Pour RTE :

$$I = -9,6 \times DMC_{réf} \times \ln\left(\frac{DMC}{DMC_{réf}}\right)$$

- Pour ERDF :

$$I = -4 \times (DMC_{réf} - 28) \times \ln\left(\frac{DMC - 28}{DMC_{réf} - 28}\right)$$

Cette formule a été calibrée de telle façon qu'au point d'équilibre ($I = 0$ M€) la valorisation marginale de la minute de coupure soit équivalente à :

- pour RTE : 9,6 M€/min. Cette valeur correspond à une valorisation de l'énergie non distribuée d'environ 12 €/kWh ;
- pour ERDF : 4 M€/min. Cette valeur correspond à une valorisation de l'énergie non distribuée d'environ 6 €/kWh.

Afin de réduire le risque financier à la fois pour le gestionnaire de réseau et pour les utilisateurs, la CRE propose de plafonner le montant des incitations financières (qu'elles soient positives ou

⁶ Article R. 543-30 du Code de l'environnement.

négligentes) à 20 M€ pour RTE et à 50 M€ pour ERDF. Ces valeurs correspondent à environ 0,5 % des chiffres d'affaires respectifs de ces gestionnaires de réseaux.

IV.5. Régulation incitative de la qualité de service

Dans le cadre de la consultation publique de février 2008 de nombreux acteurs ont montré une attente particulière en termes de régulation de la qualité de service d'ERDF.

En réponse à ces attentes, la CRE envisage de soumettre cinq indicateurs de qualité de service à des incitations financières :

- la présence au rendez-vous programmé : en cas de non respect, l'utilisateur (ou un tiers mandaté par lui) peut demander une compensation financière à hauteur du montant facturé par le gestionnaire de réseau en cas de déplacement vain ;
- le taux de réponse aux réclamations sous 30 jours : si ce taux est inférieur à 95 %, il est infligé à ERDF une pénalité de 100 000 € par point en dessous de 95 % ;
- le taux d'accessibilité du portail Fournisseur : si ce taux est inférieur à 96 % sur 1 semaine, il est infligé à ERDF une pénalité de 10 000 € par semaine. Si ce taux est supérieur à 99 % sur 1 année, ERDF bénéficie d'une récompense de 100 000 € par année ;
- le respect des délais de transmission des devis de raccordement : en cas de non respect, le pétitionnaire peut demander une compensation financière (30 € en BT ≤ 36 kVA, 100 € en BT > 36 kVA et 1 000 € en HTA) ;
- le taux de respect du délai d'envoi à RTE des bilans globaux de consommation des responsables d'équilibre (RE) déclarés actifs (avec sites) sur le réseau d'ERDF pour la semaine S-2 en S : si ce taux est inférieur à 90 %, il est infligé à ERDF une pénalité de 50 000 € par point au-dessous de 90 %. Si ce taux est supérieur à 96 %, ERDF bénéficie d'une récompense de 50 000 € par point au-dessus de 96 %.

Afin de limiter son risque financier, ERDF souhaite que le montant des pénalités soit plafonné à 20 M€/an.

En outre, la CRE propose de soumettre à un suivi plusieurs indicateurs de qualité de service, notamment :

- la réalisation des prestations annexes : délais de réalisation des principales prestations annexes (mise en service, résiliation, changement de fournisseur) ;
- la relève : taux de compteurs avec au minimum une relève sur index réel par an (consommateurs BT ≤ 36 kVA), taux de relevés mensuels publiés sur index réel (consommateurs HTA et BT > 36 kVA), taux de publication par SGE des relevés et des factures dans les délais (consommateurs HTA et BT > 36 kVA) et taux d'absence au relevé 3 fois et plus (consommateurs BT ≤ 36 kVA) ;
- la réalisation des raccordements : délais de production des devis, délais de réalisation à compter de la date de réception de l'accord sur le devis et taux d'accessibilité téléphonique des Accueils Raccordement Electricité.

Nota bene : Les systèmes d'information (SI) actuels d'ERDF ne permettent pas à l'opérateur de produire les indicateurs relatifs à la réalisation des prestations annexes sur le périmètre de l'ensemble des consommateurs. Ces indicateurs sont, en effet, calculés sur le seul périmètre des consommateurs gérés par les SI mis en place pour l'ouverture des marchés (à savoir : les consommateurs ayant exercé leur éligibilité, environ 50 % des consommateurs professionnels au tarif réglementé de vente ainsi que quelques consommateurs résidentiels au tarif réglementé de vente). Cet état de fait perdurera jusqu'à la complète séparation des SI d'ERDF et d'EDF. A ce titre, la CRE rappelle qu'elle a demandé à EDF,

dans sa délibération du 17 juillet 2008 sur les travaux des instances de concertation GTC, GTE, GTG, de lui préciser la date de fin du transfert des clients résidentiels vers son nouveau SI.

V. Règles tarifaires

Comme indiqué dans la consultation publique de février 2008, la CRE n'envisage pas de pratiquer d'évolution profonde des règles tarifaires définies sous TURPE 2.

Toutefois, au vu du retour d'expérience fourni par RTE et ERDF, la CRE pourrait modifier à la marge certaines sections des règles tarifaires. Ces modifications pourraient, notamment, être les suivantes :

- ajout de nouvelles définitions (section 1 des règles tarifaires) : compteur évolué, index, jeu de barres et ouvrages de transformation ;
- précision concernant la facturation des points de connexion raccordés au réseau pour une durée inférieure à un an (section 2) ;
- facturation de la composante annuelle de gestion (section 3) par point de connexion et par contrat d'accès afin de mieux refléter les coûts engagés par les gestionnaires de réseaux ;
- facturation de la composante annuelle de comptage (section 4) par dispositif de comptage et par contrat d'accès afin de mieux refléter les coûts engagés par les gestionnaires de réseaux ;
- simplification de la grille tarifaire relative à la composante annuelle de comptage (section 4) : tarification identique pour les compteurs à simple et multi-index et clarification de la tarification des compteurs selon leur régime de propriété ;
- modification de la composante de dépassements ponctuels programmés (section 12) : extension de la période (1^{er} mai – 31 octobre au lieu de 1^{er} juillet – 15 septembre) et mise sous condition de la réalisation de travaux ;
- modification de la composante annuelle de l'énergie réactive : partant du constat que l'insertion des moyens de compensation de réactif en HTA correspond à un optimum économique et technique, qu'il est nécessaire de remédier à la dépose programmée d'une partie du parc de compensation de réactif installé sur les réseaux publics de distribution et qu'il convient de conserver aux points de connexion des réseaux de distribution au réseau de transport un rapport $tg \varphi$ moyen compris entre 0,16 et 0,185, RTE propose qu'une tarification particulière soit appliquée aux transits de réactif à ces points de connexion. En conséquence, la CRE envisage de retenir un barème fixant des pénalités en cas de dépassement d'un seuil du rapport $tg \varphi$ convenu contractuellement entre les parties au regard de règles qui seront publiées dans la documentation technique de référence de RTE. Celles-ci pourront prévoir une diminution progressive des seuils du rapport $tg \varphi$ de l'obligation actuelle de 0,4 vers la valeur cible de 0,2 par des baisses annuelles de 0,05 à partir de 2010. Par ailleurs, la CRE envisage d'étendre ces règles à l'interface entre deux gestionnaires de réseaux publics de distribution.

Les valeurs des coefficients indiqués dans la grille tarifaire sont calculés à partir des revenus tarifaires unitaires de 8,7 €/MWh pour le transport et 33,2 €/MWh pour la distribution. L'application de ces coefficients permet d'évaluer la facture moyenne annuelle sur la période 2009-2012 et ne préjuge donc en rien des évolutions année après année.

VI. Prestations annexes

L'article 4 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 modifiée prévoit notamment que :

- les propositions motivées de tarifs des prestations annexes réalisées sous le monopole des gestionnaires de réseaux sont transmises par la CRE aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie ;

- le TURPE couvre une partie des coûts des prestations annexes réalisées sous le monopole des gestionnaires de réseaux.

Les tarifs des prestations annexes et le TURPE sont donc intimement liés.

Dans ce cadre et comme elle l'avait indiqué dans l'exposé des motifs de la proposition tarifaire relative aux prestations annexes à l'utilisation des réseaux publics d'électricité en date du 15 mai 2007 (approuvée par la décision du 19 juillet 2007), la CRE va revoir, concomitamment au TURPE, les règles tarifaires relatives aux prestations annexes réalisées sous le monopole des gestionnaires de réseaux.

A cette occasion, la CRE envisage de faire évoluer les tarifs de ces prestations, par rapport à ceux actuellement pratiqués par ERDF, selon la même variation que le TURPE tant lors du passage de TURPE 2 à TURPE 3 que, le cas échéant, intra-période tarifaire (indexation identique).

Par ailleurs et comme elle l'avait également indiqué dans l'exposé des motifs de la proposition tarifaire en date du 15 mai 2007, la CRE envisage que les tarifs des prestations annexes soient identiques sur l'ensemble du territoire national. Les tarifs proposés par la CRE s'appliqueraient donc à l'ensemble des gestionnaires de réseaux. Dans l'hypothèse de surcoûts ou d'excès de recettes pour certains gestionnaires de réseaux, conformément à l'article 5-II de la loi du 10 février 2000 modifiée, ces surcoûts ou excès de recettes seraient de nature à être pris en compte par le fonds de péréquation de l'électricité.

Un projet de règles tarifaires relatives aux prestations annexes réalisées sous le monopole des gestionnaires de réseaux publics d'électricité sera publié dans le courant de la seconde quinzaine de septembre.

VII. Modalités de la consultation publique

VII.1. Réponses à la consultation publique

Les personnes intéressées sont invitées à adresser leur réponse, au plus tard le 15 septembre 2008 :

- en contribuant directement sur le site Internet de la CRE (www.cre.fr), dans la rubrique « Documents / Consultations publiques » ;
- par courrier électronique, à l'adresse suivante : webmestre@cre.fr ;
- par courrier postal à l'adresse suivante :
Commission de régulation de l'énergie
2, rue du Quatre-Septembre
75084 PARIS Cedex 02
France
- en rencontrant les services de la CRE, en s'adressant à la Direction de l'accès aux réseaux électriques – Tél. : +33 (0)1 44 50 41 02 ;
- ou en demandant à être entendues par le Collège de la CRE.

VII.2. Confidentialité des réponses

Toutes les contributions sont susceptibles d'être publiées par la CRE.

Toutefois, sur demande expresse, la confidentialité et/ou l'anonymat de la contribution seront garantis.

Une synthèse de toutes les contributions sera publiée par la CRE, sous réserve de la préservation des secrets protégés par la loi.