

Paris, le 7 juin 2012

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

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

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

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

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

Dans ce cadre, la CRE a souhaité recueillir l'avis des acteurs sur les orientations qu'elle envisage de retenir pour les prochains tarifs.

Table des matières

1. Durée des tarifs et indexation sur l'inflation.....	3
2. Compte de régulation des charges et des produits.....	3
2.1. Principes de fonctionnement.....	3
2.2. Périmètre.....	4
2.2.1. Recettes issues des prestations annexes créées au cours de la période tarifaire.....	4
2.2.2. Redevances de concession et contributions au financement des aides aux collectivités territoriales pour l'électrification rurale.....	5
3. Régulation incitative.....	5
3.1. Charges d'exploitation maîtrisables.....	6
3.2. Qualité d'alimentation.....	6
3.2.1. RTE.....	8
3.2.2. ERDF.....	9
3.3. Qualité de service.....	11
3.3.1. Contexte.....	11
3.3.2. Principales évolutions envisagées pour ERDF.....	12
3.3.3. Entreprises locales de distribution.....	14
3.4. Pertes sur les réseaux.....	15
3.4.1. Réseau public de transport.....	15
3.4.2. Réseaux publics de distribution.....	16
3.5. Dépenses de recherche et développement (R&D) et investissements innovants.....	18
3.5.1. Contexte.....	18
3.5.2. Cadre de régulation actuel.....	18
3.5.3. Evolutions envisagées.....	18
3.6. Investissements d'interconnexion.....	19
3.6.1. Contexte.....	19
3.6.2. Mise en œuvre du mécanisme incitatif.....	20
3.7. Investissements sous maîtrise d'ouvrage d'ERDF.....	24
4. Questions.....	25
5. Modalités de la consultation publique.....	27
Annexe 1 : Définition des événements exceptionnels.....	29

1. Durée des tarifs et indexation sur l'inflation

TURPE 3 a été conçu pour s'appliquer sur une durée de quatre ans afin de garantir aux gestionnaires de réseaux de transport et de distribution une meilleure visibilité sur l'évolution de leurs recettes. Cet allongement de la période tarifaire a notamment permis à ERDF de s'engager dans une nécessaire démarche d'amélioration de la qualité au bénéfice des consommateurs finals et à RTE de poursuivre l'augmentation de ses investissements liée au nouveau cycle d'investissements dans la production d'électricité et au développement de la production décentralisée.

Dans le cas des contrats uniques liant l'acheminement et la fourniture d'électricité, le caractère pluriannuel des tarifs d'utilisation des réseaux permet également aux fournisseurs de disposer d'une prévisibilité des charges d'accès aux réseaux facilitant notamment leur engagement vis-à-vis des consommateurs sur plusieurs années.

Compte tenu de l'allongement de la période de régulation par rapport à TURPE 2, conçu pour s'appliquer sur une durée de deux ans, TURPE 3 prévoyait une indexation des tarifs à chaque date anniversaire afin notamment de protéger les gestionnaires de réseaux du risque lié à l'inflation portant sur leurs charges. Les tarifs ont ainsi évolué à chaque date anniversaire selon une formule prédéfinie fonction de l'inflation, d'un facteur d'évolution des coûts et d'un facteur d'apurement du compte de régulation des charges et produits (CRCP) limité à $\pm 2\%$ (cf. section 2).

La CRE estime que les principes mis en place pour TURPE 3 concernant la durée des tarifs et leur indexation sur l'inflation ont été bénéfiques tant pour les gestionnaires de réseaux que pour les consommateurs finals. Elle envisage donc de les reconduire pour TURPE 4.

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

2. Compte de régulation des charges et des produits

2.1. Principes de fonctionnement

Compte tenu de leur durée d'application, la CRE élabore les tarifs sur la base d'hypothèses d'évolution à court et moyen termes des coûts et des recettes des gestionnaires de réseaux. Or, certaines catégories de charges ou de recettes sont difficilement prévisibles et/ou maîtrisables.

Si les tarifs ne pouvaient être ajustés en fonction de l'évolution de ces charges et recettes, les gestionnaires de réseaux seraient exposés à un risque financier ou pourraient, au contraire, bénéficier de facteurs exogènes susceptibles d'augmenter leur rentabilité. Il est donc légitime, soit de compenser les gestionnaires de réseaux des déficits, soit de rétrocéder aux utilisateurs des réseaux les surplus, par le biais d'un ajustement tarifaire.

Pour ce faire, la CRE a mis en place dès TURPE 2 le mécanisme du compte de régulation des charges et des produits (CRCP) qui permet de mesurer et de compenser, pour des postes préalablement identifiés, les écarts entre les réalisations et les prévisions sur lesquelles sont fondés les tarifs.

Pour TURPE 3, l'apurement du CRCP a été opéré annuellement par une diminution ou une augmentation de la grille tarifaire dans une limite de $\pm 2\%$ (à ce jour cette limite n'a été atteinte qu'en 2009), les montants non apurés étant le cas échéant reportés l'année suivante. Ce mécanisme a notamment permis d'éviter l'accumulation d'un solde trop important à apurer sur la période tarifaire suivante.

Afin d'assurer la neutralité financière du mécanisme, le taux de rémunération du CRCP retenu est le taux sans risque tel que déterminé pour le calcul du coût moyen pondéré du capital.

Pour TURPE 4, la CRE envisage de reconduire ces principes de fonctionnement.

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

2.2. Périmètre

Le périmètre des postes de charges et de recettes pris en compte par le CRCP est un élément central du cadre de régulation dans la mesure où il contribue à déterminer le profil de risque de l'opérateur.

La CRE considère que tout élargissement du périmètre du CRCP a nécessairement un effet à la baisse sur l'appréciation du risque qui doit être pris en compte dans la fixation du coût moyen pondéré du capital.

Le périmètre des postes de charges ou de produits actuellement pris en compte par le CRCP est le suivant :

- les charges liées à la compensation des pertes sur les réseaux ;
- les charges d'accès au réseau payées par ERDF à RTE ;
- certaines charges liées à la gestion des interconnexions, à savoir les coûts de congestions internationales et les charges externalisées nettes relatives aux frais de gestion des mécanismes d'allocation des capacités d'interconnexions, sous réserve qu'elles puissent être auditées ;
- les charges de capital ;
- la valeur nette comptable des immobilisations démolies ;
- la surprime d'assurance « *tempête* » souscrite par ERDF en cas d'évènement climatique majeur ;
- les recettes perçues au titre de l'ensemble des composants tarifaires ;
- les recettes liées aux mécanismes de gestion des congestions aux interconnexions du réseau public de transport avec les pays voisins (nettes des indemnités versées par RTE en cas de réduction des capacités aux interconnexions) ;
- les recettes liées aux contrats entre gestionnaires de réseau de transport ;
- les recettes perçues au titre des opérations de raccordement (uniquement pour ERDF) ;
- les recettes perçues au titre de la fourniture de prestations annexes (uniquement pour ERDF) ;
- les annuités qui résultent de l'application du mécanisme du compte régulé de financement des interconnexions.

S'agissant de RTE, la CRE envisage à ce stade de conserver le périmètre actuel du CRCP.

S'agissant de la distribution, ERDF souhaite que :

- les recettes issues des prestations créées au cours de la période tarifaire soient exclues du périmètre du CRCP ;
- les redevances de concession et les contributions¹ au financement des aides aux collectivités territoriales pour l'électrification rurale soient incluses dans le périmètre du CRCP.

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

ERDF considère que l'inclusion dans le périmètre du CRCP des recettes issues des prestations créées au cours d'une période tarifaire ne l'incite pas à proposer de nouvelles prestations dans la mesure où les recettes sont reprises à ERDF *via* le CRCP alors même que les coûts afférents ne sont pas couverts par le TURPE.

La CRE estime que l'exclusion des recettes en question du périmètre du CRCP pourrait être envisagée. Il conviendrait néanmoins que ces montants restent faibles et puissent être audités.

¹ Précédemment, ces contributions alimentaient le fonds d'amortissement des charges d'électrification (FACE). Ce fonds a été supprimé par l'article 7 de la loi n° 2011-1978 du 28 décembre 2011 de finances rectificative pour 2011, pour être remplacé par un compte d'affectation spéciale du budget de l'Etat intitulé « Financement des aides aux collectivités territoriales pour l'électrification rurale ».

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

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

Les redevances de concession versées par ERDF aux autorités concédantes sont la contrepartie des dépenses engagées par ces dernières au bénéfice du service public faisant l'objet de la concession. Elles se décomposent dans la plupart des cas en deux parts. La première part, dite « de fonctionnement », vise à financer des dépenses de fonctionnement supportées par l'autorité concédante pour l'accomplissement de ses missions. La seconde part, dite « d'investissement », finance pour partie les investissements réalisés par les autorités concédantes.

Les contributions versées par les gestionnaires de réseaux de distribution au compte d'affectation spéciale du budget de l'Etat intitulé « Financement des aides aux collectivités territoriales pour l'électrification rurale » ont pour but d'apporter une aide financière aux autorités concédantes lors de la réalisation de travaux, notamment de renforcement, d'intégration des réseaux dans l'environnement et de sécurisation des réseaux BT.

Les redevances de concession et les contributions au financement des aides aux collectivités territoriales pour l'électrification rurale font partie des charges d'exploitation prévisionnelles prises en compte lors de l'élaboration du TURPE.

ERDF estime ne pas avoir de maîtrise sur les investissements réalisés par les autorités concédantes. Il considère en conséquence que les redevances de concession ainsi que les contributions pour le financement des aides aux collectivités territoriales pour l'électrification rurale devraient être incluses dans le périmètre du CRCP.

Les redevances de concession et les contributions représentent un poste important des charges d'exploitation d'ERDF, de l'ordre de 700 M€ par an.

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

3. Régulation incitative

Afin que les gestionnaires de réseaux améliorent l'efficacité technico-économique de leur activité, tout en veillant au respect des missions de service public qui leur ont été confiées, la CRE a instauré pour TURPE 3 des incitations portant sur :

- la maîtrise des charges d'exploitation ;
- la qualité d'alimentation ;
- la qualité de service (uniquement pour ERDF) ;
- le coût d'achat des pertes sur les réseaux.

Dans le cadre de l'élaboration de TURPE 4, la CRE a nourri sa réflexion du retour d'expérience de TURPE 3 en particulier concernant l'arbitrage entre d'une part la capacité du gestionnaire de réseau à maîtriser l'indicateur considéré et d'autre part la force de l'incitation et les objectifs assignés à l'opérateur. La CRE considère en effet que plus un indicateur est maîtrisable plus la force de l'incitation peut être élevée et les objectifs ambitieux.

Au-delà de l'actualisation des mécanismes existants, une réflexion a été engagée afin d'étendre le périmètre des incitations :

- au volume des pertes sur les réseaux ;
- aux dépenses de recherche et développement et aux investissements innovants ;
- aux investissements d'interconnexion ;
- aux investissements sous maîtrise d'ouvrage d'ERDF.

3.1. Charges d'exploitation maîtrisables

Dans le cadre de TURPE 3, la CRE a mis en place une incitation à la maîtrise des charges d'exploitation jugées maîtrisables de RTE et d'ERDF fondée sur la fixation d'une cible de productivité et la conservation par les gestionnaires de réseaux de 50 % des efforts de productivité additionnels (*nota bene* : en cas de non atteinte de la cible, les gestionnaires de réseaux assument 100 % de la contreperformance).

Le bilan à ce jour de cette régulation est le suivant :

RTE (en M€)	2009 ²	2010	2011
Cible	1 170	1 162	1 172
Réalisé	1 184	1 171	1 166
Ecart	-14	-9	6
Montant rétrocedé aux utilisateurs	0	0	3

ERDF (en M€)	2009 ²	2010	2011
Cible	4 017	3 938	3 943
Réalisé	3 952	3 871	3 842
Ecart	65	67	101
Montant rétrocedé aux utilisateurs	32	34	50

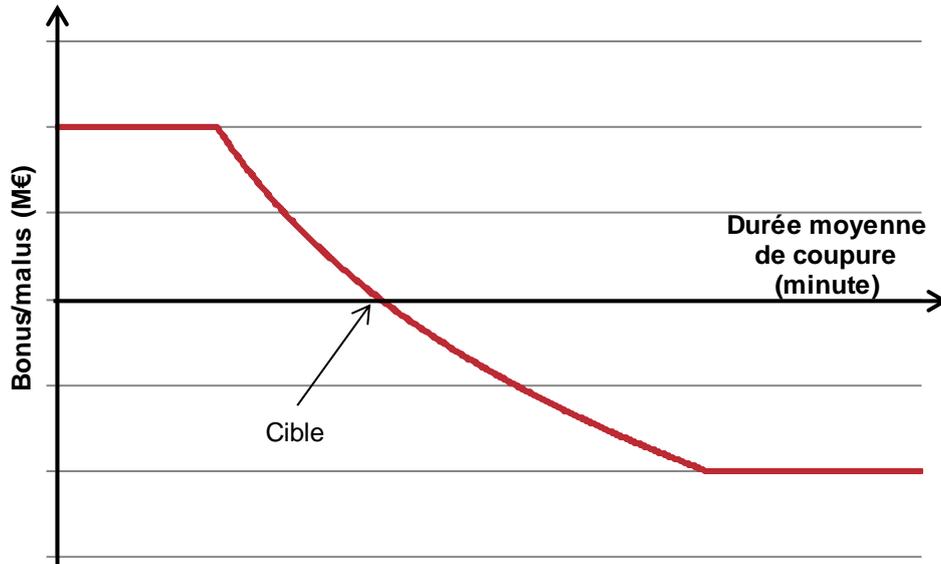
La CRE envisage de reconduire et de renforcer l'incitation à la réalisation des efforts de productivité. Les gestionnaires de réseaux pourraient ainsi conserver 100 % des efforts de productivité additionnels comme cela a été mis en œuvre dans le cadre du tarif ATRD4 de GrDF.

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

3.2. Qualité d'alimentation

Dans le cadre du TURPE 3, la CRE a introduit un mécanisme de régulation de la qualité d'alimentation portant sur la durée moyenne de coupure et fondé sur un schéma incitatif progressif dont la forme est représentée par la figure ci-après.

² A titre illustratif, l'incitation portant sur l'année 2009 est ici calculée en année pleine alors qu'en réalité elle n'a pu s'appliquer que sur les cinq derniers mois de l'année du fait de l'entrée en vigueur du TURPE 3 le 1^{er} août 2009.



Afin de limiter le risque financier pour les gestionnaires de réseaux, le périmètre des coupures retenu exclut les événements exceptionnels (cf. définition en annexe 1). Le montant des incitations a en outre été limité à 20 M€ pour RTE et à 50 M€ pour ERDF (ces valeurs correspondaient à environ 0,5 % des chiffres d'affaires respectifs de ces gestionnaires de réseaux).

En outre, les coupures consécutives aux travaux sur les réseaux publics gérés par ERDF ont également été exclues, en raison du programme d'élimination des transformateurs contenant des traces de PCB³. Ce programme a en effet occasionné une augmentation temporaire de la durée moyenne de coupure. Or, ERDF indiquait à l'époque être incapable d'en mesurer l'ampleur.

La forme de l'incitation financière a été calibrée de telle façon qu'au point d'équilibre (bonus/malus = 0 M€) la valorisation marginale de la minute de coupure soit équivalente à :

- 9,6 M€/minute dans le cas de RTE. Cette valeur correspond à une valorisation de l'énergie non distribuée (END) d'environ 12 €/kWh (soit 50 % de la valeur retenue à l'époque par RTE pour ses études de planification de réseau) ;
- 4 M€/minute dans le cas d'ERDF. Cette valeur correspond à une valorisation de l'END d'environ 6 €/kWh (soit 2/3 de la valeur basse retenue par ERDF pour ses études de planification de réseau).

S'agissant de la durée moyenne annuelle de coupure de référence, la CRE a retenu les valeurs suivantes :

- 2,4 minutes dans le cas de RTE. Cette valeur correspond à la moyenne géométrique des durées moyennes de coupure sur les années 2002 à 2007 ;
- 55 minutes en 2009 et 2010, 54 minutes en 2011 et 52 minutes en 2012 dans le cas d'ERDF. Ces valeurs correspondent à un arrêt de la dégradation, puis à l'engagement d'un redressement.

³ Polychlorobiphényles.

A titre illustratif, les tableaux ci-dessous présentent le montant des bonus/malus correspondants :

RTE	2009⁴	2010	2011
Durée de référence (en minutes)	2,40	2,40	2,40
Durée réalisée (en minutes)	6,65	2,88	1,73
Bonus (+) / Malus (-) (en M€)	-20,0	-4,2	+7,5

ERDF	2009⁴	2010	2011
Durée de référence (en minutes)	55,0	55,0	54,0
Durée réalisée (en minutes)	62,5	62,2	52,3
Bonus (+) / Malus (-) (en M€)	-26,5	-25,5	+7,0

3.2.1. RTE

RTE a récemment publié une étude⁵ qui évalue la valorisation économique de l'END à 26 €/kWh (contre 24 €/MWh utilisés jusqu'alors par RTE pour ses études de planification de réseau). Sur la base de cette nouvelle valeur et à règle de partage inchangée, la CRE envisage de porter la force de l'incitation à 10,4 M€/minute (contre 9,6 M€/minute actuellement).

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

RTE a formulé plusieurs demandes d'évolution du mécanisme existant.

RTE considère en premier lieu que la durée moyenne de coupure de référence a été sous-évaluée lors de l'élaboration du TURPE 3 et qu'il conviendrait de porter cette durée à 3 minutes (contre 2,4 minutes actuellement). RTE estime en effet qu'après une forte amélioration au cours de la période 1980-1995, la durée moyenne de coupure ne s'améliore plus depuis une quinzaine d'années⁶. Au-delà de l'enjeu financier, RTE estime qu'une durée de référence de 2,4 minutes est démotivante pour ses équipes dans la mesure où, selon RTE, l'atteinte de cette cible relève plus d'éléments exogènes que des efforts déployés par ses équipes.

La CRE constate que la moyenne géométrique de la durée moyenne de coupure sur la période 2000-2011 a été de 2,8 minutes. Cette durée a toutefois été fortement perturbée en 2008⁷ par un incident en région Provence-Alpes-Côte d'Azur (2,13 minutes sur 4,37 minutes) et en 2009⁸ par deux incidents dans la même région (4,3 minutes sur 6,35 minutes). Il est à noter que les investissements prévus par RTE dans cette région devraient permettre de diminuer l'impact de tels incidents sur la durée moyenne de coupure.

La CRE estime que ces éléments rendent délicate une estimation incontestable du niveau actuel de qualité qui sert de référence au mécanisme incitatif. Dans ce contexte, la question de la pertinence d'une légère augmentation de la durée moyenne de coupure de référence peut être posée.

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

⁴ A titre illustratif, l'incitation portant sur l'année 2009 est ici calculée en année pleine alors qu'en réalité elle n'a pu s'appliquer que sur les cinq derniers mois de l'année du fait de l'entrée en vigueur du TURPE 3 le 1^{er} août 2009. Cette application sur les cinq derniers mois a conduit à un malus de 8,3 M€ pour RTE et un bonus de 18,6 M€ pour ERDF.

⁵ Pour plus de détail sur cette étude, vous pouvez vous reporter au document suivant : [Quelle valeur attribuer à la qualité de l'électricité ? L'avis des consommateurs.](#)

⁶ Pour plus de détail sur l'évolution de la durée moyenne de coupure (appelé par RTE « temps de coupure équivalent »), vous pouvez vous reporter au document suivant : [Qualité de l'électricité : bilan 2010.](#)

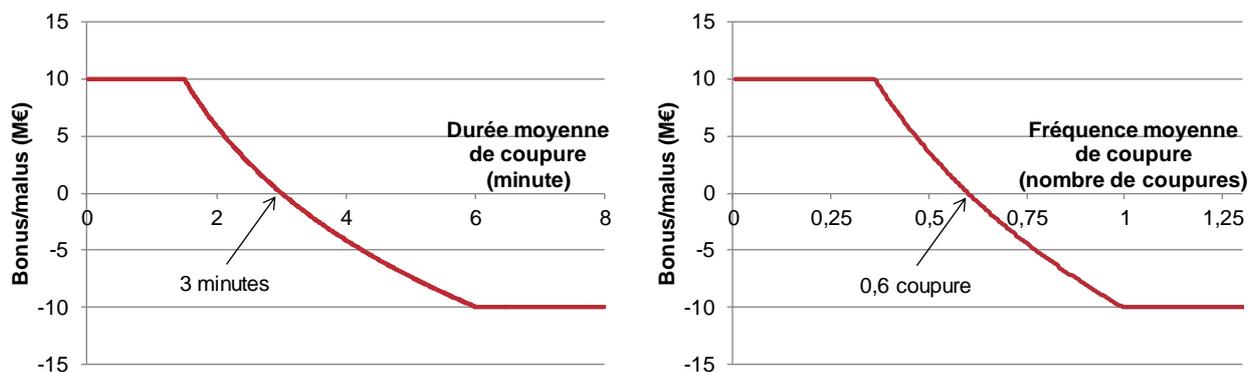
⁷ [Qualité de l'électricité : bilan 2008.](#)

⁸ [Qualité de l'électricité : bilan 2009.](#)

En second lieu, RTE propose la mise en place d'une incitation sur la fréquence moyenne annuelle de coupure⁹ par utilisateur selon un schéma incitatif progressif similaire à celui portant sur la durée moyenne de coupure

RTE souhaite toutefois que l'introduction de cette nouvelle incitation ne modifie pas la force globale de l'incitation. Il propose en conséquence de répartir la force actuelle de l'incitation à part égale entre la durée et la fréquence moyennes de coupure. Cette demande a donc pour conséquence de diviser par deux la force de l'incitation sur la durée moyenne de coupure.

Les graphiques ci-dessous présentent les schémas incitatifs proposés par RTE :



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

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

3.2.2. ERDF

Comme évoqué précédemment, pour TURPE 3, les coupures pour travaux ont été exclues du périmètre de l'incitation du fait du programme d'élimination des transformateurs contenant des traces de PCB. Ce programme étant terminé¹⁰, la CRE envisage de réintroduire ces coupures dans le calcul de l'incitation.

Nota bene : ERDF souhaite également la réintroduction des coupures pour travaux dans le calcul de l'incitation.

La CRE envisage également d'actualiser la force de l'incitation en distribution au moins à due proportion de l'actualisation envisagée en transport. Cette force serait ainsi portée à au moins 4,5 M€/minute (soit environ 7 €/kWh au moins).

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

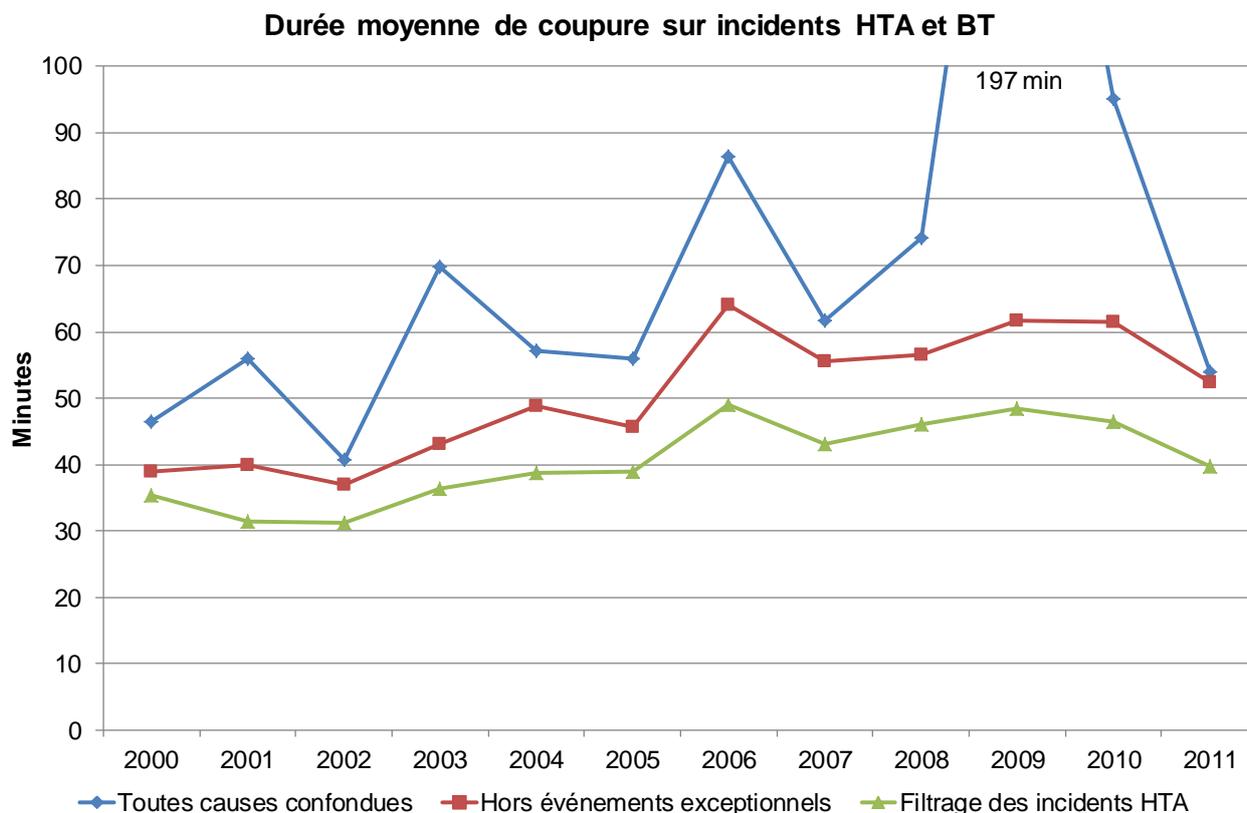
Q11 : Seriez-vous favorable à un ajustement de la force de l'incitation portant sur la durée moyenne de coupure pour ERDF ?

ERDF propose quant à lui de filtrer la part de la durée moyenne de coupure due aux incidents HTA en excluant, en complément des événements exceptionnels, les trois jours (soit 1% de l'année) les plus perturbés dans chaque département.

⁹ Pour plus de détail sur l'évolution de la fréquence de coupure, vous pouvez vous reporter au document suivant : [Qualité de l'électricité : bilan 2010](#).

¹⁰ S'agissant des transformateurs contenant plus de 500 parties par million de PCB.

Le graphique ci-dessous présente la durée moyenne de coupure sur incidents HTA et BT selon le périmètre des coupures prises en compte :



ERDF estime en effet que l'indicateur retenu pour TURPE 3 est trop fortement influencé par les perturbations climatiques de l'année d'observation. Selon ERDF, l'objectif du filtrage est d'une part d'atténuer l'impact des aléas climatiques et d'autre part de rendre l'indicateur plus représentatif des efforts du gestionnaire de réseau pour améliorer la qualité d'alimentation.

ERDF considère également que pour être pleinement efficace, l'indicateur retenu doit être « déclinable » au sein du gestionnaire de réseau et permettre d'encourager la motivation de ses équipes. Dans le cas présent, ERDF estime que des objectifs fondés sur la durée moyenne de coupure hors événements exceptionnels seraient démotivants pour ses équipes dans la mesure où, selon ERDF, l'atteinte de tels objectifs serait purement aléatoire et dépendrait peu des efforts déployés au niveau local.

L'indicateur proposé constituerait, selon ERDF, un bon compromis car il resterait proche de la qualité perçue par les utilisateurs de réseau tout en étant maîtrisable par le gestionnaire de réseau.

La CRE considère qu'un filtrage plus important des incidents pourrait être envisagé si la force de l'incitation était sensiblement augmentée (par exemple un doublement ce qui porterait la force de l'incitation à 9 M€/minute).

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

Enfin, à la suite de la proposition de RTE d'introduire une incitation sur la fréquence de coupure, la CRE s'interroge sur la pertinence de la mise en place d'une incitation analogue en distribution.

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

3.3. Qualité de service

3.3.1. Contexte

Afin de s'assurer que les utilisateurs bénéficient du meilleur niveau de qualité en contrepartie des tarifs payés et de garantir que l'amélioration de la productivité demandée à ERDF ne se fait pas au détriment de la qualité de service offerte aux utilisateurs, la CRE a décidé d'introduire une régulation incitative de la qualité de service dans le cadre de TURPE 3.

Elle a pris la forme d'un suivi régulier depuis 2009 d'une série d'indicateurs dans les domaines suivants :

- les interventions ;
- la relation avec les utilisateurs finals ;
- la relation avec les fournisseurs ;
- la relève et la facturation ;
- les raccordements.

Parmi ces indicateurs, cinq sont incités financièrement :

- le nombre de rendez-vous planifiés non respectés par ERDF ;
- le taux de réponse aux réclamations dans les 30 jours ;
- le nombre de propositions de raccordement non envoyées dans les délais ;
- le délai de transmission à RTE des courbes de mesure demi-horaires de chaque responsable d'équilibre ;
- le taux de disponibilité du portail « fournisseurs ».

Ces indicateurs ont donné lieu au versement d'un bonus de 125 k€ pour la période 2009/2010¹¹ et de 148 k€ pour la période 2010/2011¹².

Ces incitations financières sont soit versées directement aux utilisateurs sous forme d'indemnisation soit versées directement au CRCP sur la base de l'atteinte ou non des objectifs fixés par la CRE.

Pour TURPE 4, la CRE prévoit de maintenir les indicateurs actuellement en vigueur afin d'assurer une continuité dans le suivi de la qualité de service, tout en introduisant quelques évolutions pour tenir compte du retour d'expérience de TURPE 3 et des attentes des acteurs. La CRE veillera à ce que, pour des problématiques similaires, les évolutions décidées pour ERDF pour TURPE 4 soient cohérentes avec celles décidées dans le cadre du tarif ATRD4 de GrDF.

Afin d'inciter ERDF à poursuivre ses efforts d'amélioration de la qualité de service offerte aux utilisateurs, la CRE prévoit de réviser les objectifs et cibles des indicateurs ainsi que les montants des incitations financières qui leur sont associées en tenant compte des performances passées. Cette révision se fera en veillant à maintenir un équilibre entre le niveau de qualité et le coût. En effet, l'amélioration de la qualité peut nécessiter – en fonction des objectifs fixés – des investissements et/ou des dépenses d'exploitation supplémentaires. Ainsi, dans le cas des raccordements, ERDF a vu son indicateur de suivi du taux de propositions de raccordements envoyées hors délais se dégrader sensiblement en période de forte demande. ERDF pourrait atteindre une performance bien meilleure que celle réalisée pendant les pointes de demandes mais cela requerrait un dimensionnement et une gestion de ses équipes adaptés à la pointe qui pourraient peser sur ses charges de personnel, si ERDF n'était pas en mesure de redéployer les effectifs sur d'autres activités en période de moindre charge de travail.

¹¹ Montant calculé pour la période allant du 1^{er} août 2009 au 30 juin 2010.

¹² Montant calculé pour la période allant du 1^{er} juillet 2010 au 30 juin 2011.

3.3.2. Principales évolutions envisagées pour ERDF

Dans cette section sont présentées les évolutions envisagées par la CRE pour ERDF par thématique.

a) Interventions

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

L'analyse des résultats de cet indicateur depuis 2009 fait apparaître que très peu de compensations financières ont été versées aux utilisateurs. En effet, peu d'utilisateurs demandent une compensation financière en cas de rendez-vous planifié non respecté par ERDF. Ce résultat s'explique par la méconnaissance par les utilisateurs de l'existence du mécanisme de compensation. Le mécanisme incitatif, tel qu'il est construit aujourd'hui, est donc peu représentatif de la performance d'ERDF en matière de respect des rendez-vous planifiés.

Ce constat amène la CRE à envisager de demander à ERDF d'automatiser la détection des rendez-vous manqués comme cela a été décidé dans le cadre du tarif ATRD4 de GrDF. L'automatisation du versement de la compensation financière pourrait également être envisagée.

Taux de mises en service réalisées dans les délais demandés

Aujourd'hui, les délais de réalisation des mises en service sur installation existante sont suivis par plage de délai mais ne font pas l'objet d'une incitation financière. La CRE a décidé d'introduire une incitation financière pour GrDF dans le cadre du tarif ATRD4 portant sur le taux de mises en service réalisées dans les délais demandés. La CRE envisage d'étendre ce mécanisme incitatif à ERDF. Cette évolution participe à l'effort d'harmonisation des cadres de régulation incitative de la qualité de service dans les deux énergies.

b) Relation avec les fournisseurs

Dans le domaine de la relation avec les fournisseurs, deux indicateurs sont actuellement suivis et incités financièrement : « le taux de disponibilité du portail fournisseurs » et « le délai de transmission à RTE des courbes de mesure demi-horaires de chaque responsable d'équilibre ».

Pour ces deux indicateurs, ERDF réalise régulièrement de très bons résultats depuis 2009. L'objectif est désormais de maintenir ce bon niveau de performance. La CRE envisage donc de renforcer les objectifs correspondants.

Concernant le « taux de disponibilité du portail fournisseur », la CRE envisage de relever l'objectif de base à 98 % (contre 96 % actuellement) et de laisser l'objectif cible inchangé à 99 %.

Pour le « délai de transmission à RTE des courbes de mesure demi-horaires de chaque responsable d'équilibre », la CRE envisage de fixer l'objectif de base à 95 % et l'objectif cible à 100 %. Actuellement, ils sont respectivement égaux à 90 % et 96 %.

c) Relations avec les utilisateurs

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

ERDF réalise une très bonne performance pour cet indicateur depuis sa mise en place. L'objectif est de maintenir ce niveau de performance voire de l'améliorer en s'assurant notamment que les réclamations qui ne sont pas clôturées dans les délais cibles de la régulation incitative de la qualité de service sont traitées dans des délais raisonnables.

C'est pourquoi la CRE envisage, dans le cadre de TURPE 4, de faire évoluer la régulation incitative en matière de délai de réponse aux réclamations des utilisateurs, dans le même sens que le mécanisme actuellement en vigueur pour GrDF, à savoir :

- introduction d'un bonus/malus versé au CRCP pour le taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours ;
- introduction d'une pénalité pour les réclamations traitées dans un délai supérieur à 30 jours ;
- suivi du taux de réponse aux réclamations par tranche de délai pour les réclamations traitées dans un délai supérieur à 30 jours.

L'analyse de la performance d'ERDF sur la période tarifaire TURPE 3 fait apparaître qu'une part importante des réclamations porte sur des questions liées à la qualité d'alimentation. ERDF souligne que ce type de réclamations est plus complexe à traiter et contribue à allonger le délai de réponse aux réclamations. ERDF propose en conséquence de retenir un objectif de base de 75 % et un objectif cible de 80 % pour le taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours.

d) Relève et facturation

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

L'indicateur actuellement en vigueur ne détecte que les cas d'utilisateurs pour lesquels il n'y a pas eu de relevé sur index réel dans l'année. La CRE propose de maintenir le suivi de cet indicateur et d'en introduire un autre qui serait incité financièrement. Ce nouvel indicateur mesurerait le taux de compteurs relevés ou auto-relevés semestriellement. Il permettrait de détecter l'ensemble des utilisateurs pour lesquels les relevés semestriels n'ont pas pu être réalisés.

e) Raccordements

Les indicateurs de qualité de service suivis dans le domaine des raccordements se concentrent sur les deux étapes clés du processus de raccordement, à savoir :

- le délai d'envoi des propositions de raccordement ;
- le délai de réalisation des travaux de raccordement.

Il existe aujourd'hui une pénalité financière pour les propositions de raccordement envoyées hors délais. Elle est versée aux utilisateurs qui en font la demande. Concernant les délais de réalisation des travaux de raccordement, il n'existe pas aujourd'hui d'incitation financière.

La période tarifaire TURPE 3 a montré que les raccordements faisaient l'objet d'attentes fortes de la part des utilisateurs, en particulier des producteurs, que ce soit pour les délais d'envoi des propositions de raccordement ou pour les délais de réalisation des travaux. La CRE envisage donc de renforcer le mécanisme incitatif applicable au premier point, et d'en créer pour le second.

Délai d'envoi des propositions de raccordement

Aujourd'hui, seuls les utilisateurs qui en font la demande reçoivent une compensation financière lorsqu'ils ont subi un retard dans l'envoi de la proposition de raccordement. L'analyse des résultats de cet indicateur depuis sa mise en place montre que très peu d'utilisateurs font une demande de compensation financière à ERDF. Ainsi le mécanisme incitatif actuellement en vigueur reflète mal la performance d'ERDF.

C'est pourquoi la CRE envisage de demander à ERDF de communiquer de façon systématique sur l'existence du mécanisme de compensation actuel. Cela pourra se faire notamment en indiquant dans les procédures de raccordement et dans les documents contractuels ce droit à une compensation financière en cas de retard dans l'envoi de la proposition de raccordement.

Délai de réalisation des travaux de raccordement

Dans le cadre de régulation actuel, il n'existe pas d'incitation financière pour les délais de réalisation des travaux de raccordement. L'observation des résultats depuis 2009 montre un allongement des délais pour certaines catégories d'utilisateurs notamment les producteurs BT > 36 kVA et HTA. ERDF explique ces résultats par la saturation croissante des réseaux qui rend nécessaires des opérations de renforcement ou d'extension sur les réseaux publics de distribution (voire du réseau public de transport). Or, celles-ci sont plus complexes techniquement et requièrent des démarches administratives plus lourdes.

Afin de s'assurer que, dans ce contexte, la satisfaction des utilisateurs soit maintenue voire améliorée la CRE envisage d'introduire deux mécanismes incitatifs :

- une incitation financière liée au respect de la date convenue de mise en exploitation des ouvrages ;
- une incitation financière sur le délai moyen de raccordement : l'indicateur serait calculé par catégorie d'utilisateurs afin de tenir compte des spécificités liées à chaque segment.

L'introduction d'une incitation financière sur le délai moyen de réalisation des travaux de raccordement permet de s'assurer que la bonne performance qu'ERDF pourrait réaliser en matière de respect de la date convenue de mise en exploitation des ouvrages n'est pas due à l'imposition aux utilisateurs par ERDF de délais de raccordement plus longs.

ERDF estime que le délai moyen de raccordement n'est pas un indicateur pertinent car celui-ci peut beaucoup varier pour certaines catégories d'utilisateurs notamment les gros producteurs. De même, ERDF estime que certains changements réglementaires, telle que l'entrée en vigueur du décret n° 2011-1241 du 5 octobre 2011 relatif à l'exécution de travaux à proximité de certains ouvrages souterrains, aériens ou subaquatiques de transport ou de distribution, devraient avoir un impact sur les délais de réalisation des travaux de raccordement avec extension nécessitant des investigations complémentaires. Selon ERDF, les premiers retours des expérimentations menées montrent ainsi un allongement des délais de quatre à huit semaines.

ERDF juge par conséquent que le délai moyen historique n'est pas représentatif des délais qui seront observés à l'avenir.

3.3.3. Entreprises locales de distribution

Une régulation incitative de la qualité de service est actuellement en vigueur pour GrDF, pour les entreprises locales de distribution (ELD) de gaz naturel et pour ERDF mais pas pour les ELD d'électricité.

Dans le cadre de TURPE 4, la CRE envisage, dans un souci d'égalité de traitement entre tous les utilisateurs des réseaux publics d'électricité, d'étendre certains éléments de la régulation incitative de la qualité de service aux ELD.

D'une part, la CRE envisage d'étendre aux ELD ayant plus de 100 000 clients, les mécanismes incitatifs donnant lieu au versement de compensations financières directement aux utilisateurs mais à leur demande seulement. L'objectif étant que la mise en place de la régulation incitative soit, comme pour ERDF, progressive.

D'autre part, la CRE poursuivra les échanges avec les ELD pour étendre le suivi de certains indicateurs de la qualité de service, notamment ceux portant sur la relation avec les utilisateurs.

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

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

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

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

3.4. Pertes sur les réseaux

L'achat de l'énergie nécessaire à la compensation des pertes sur les réseaux représente une part importante des charges à couvrir par le tarif (18 % pour RTE et 15 % pour ERDF au cours de la période TURPE 3). Pour cette raison, TURPE 3 a introduit un mécanisme de régulation incitative portant sur le coût d'achat des pertes. Dans le cadre de ce mécanisme, la performance du gestionnaire de réseau est définie comme la différence entre le coût d'achat réalisé et le coût d'achat qui aurait été supporté par un gestionnaire de réseau « de référence », achetant de manière linéaire les produits à terme considérés sur l'ensemble de leur période de cotation. Cette performance est partagée entre les utilisateurs et le gestionnaire de réseau à hauteur de 50 %, à concurrence d'un seuil plancher en-deçà duquel le gestionnaire de réseau supporte l'intégralité de la contre-performance¹³.

Moyenne annuelle sur la période 2009-2011	Volume de pertes (en TWh)	Taux de pertes en fonction de l'énergie injectée	Coût des pertes (en M€)
RTE	11,5	2,3%	740
ERDF	22,1	5,9%	1 670

Néanmoins, le dispositif d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) remet en cause la pertinence de ce mécanisme incitatif. En particulier, la *quantité annuelle de produit dédiée aux pertes*¹⁴, qui correspond au volume de droit ARENH des gestionnaires de réseaux pour la compensation des pertes, représentera un volume d'énergie conséquent au regard des besoins annuels des gestionnaires de réseaux pour la compensation des pertes, ce qui restreint le périmètre sur lequel la performance du gestionnaire de réseau pourrait être calculée. Il est donc proposé de ne pas poursuivre pour TURPE 4 le mécanisme de régulation incitative sur le coût d'achat des pertes.

En revanche, compte tenu de l'importance de ce poste de charges, la CRE s'est interrogée sur la faisabilité de la mise en place d'un mécanisme incitatif visant à maîtriser le volume des pertes. Les gestionnaires de réseaux étant en charge de l'exploitation, de la maintenance et du développement du réseau, ils sont les acteurs les mieux placés pour maîtriser le taux de pertes. Un tel mécanisme permettrait par ailleurs d'inciter les gestionnaires de réseaux à améliorer l'efficacité énergétique des réseaux.

Les marges de manœuvre de RTE et d'ERDF pour maîtriser le taux de pertes sur leurs périmètres respectifs n'étant pas les mêmes, il convient d'explorer de manière différenciée pour ces deux opérateurs la pertinence d'une régulation incitative sur la maîtrise du taux de pertes.

3.4.1. Réseau public de transport

Sur le réseau public de transport, les pertes sont exclusivement des pertes techniques¹⁵. Sur le court terme, les volumes de pertes dépendent avant tout de la localisation des moyens de production appelés. Le développement des moyens de production intermittents à l'échelle européenne devrait renforcer l'influence

¹³ Ce seuil plancher est fixé à 20 M€ pour RTE et 40 M€ pour ERDF.

¹⁴ La notion de *quantité annuelle de produit dédiée aux pertes* est définie au III de l'article 9 du décret n° 2011-466 du 28 avril 2011 fixant les modalités d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique.

¹⁵ Les pertes techniques, dues à la résistance des lignes (effet Joule) ou encore au fonctionnement à vide des transformateurs, sont dans le premier cas variables et dans le second cas fixes. Les pertes par effet Joule, qui représentent l'essentiel des pertes techniques, varient en fonction du carré de la puissance appelée sur le réseau. De ce fait, il paraît plus pertinent de suivre l'évolution du taux de pertes plutôt que l'évolution du volume de pertes réalisé.

de ce paramètre dans le futur. Sur le court terme, les marges de manœuvre de RTE pour réduire les pertes semblent donc restreintes aux choix en matière d'exploitation du système.

Sur le long terme, la réduction des pertes nécessiterait la création de nouveaux ouvrages. RTE se heurte cependant à des difficultés d'acceptabilité de ces nouveaux ouvrages, notamment sur le réseau de grand transport (400 kV). Les marges de manœuvre de RTE pour maîtriser le taux de pertes sur le réseau de grand transport apparaissent donc relativement faibles en comparaison de l'influence des facteurs exogènes aux actions de RTE sur le taux de pertes réalisé.

Au total, il ne semble pas pertinent de mettre en place un schéma incitatif sur le volume de pertes sur le réseau de grand transport.

Les contraintes d'acceptabilité des ouvrages sur les réseaux de répartition (HTB2 et HTB1) semblent moins fortes. Cependant, l'absence de compteur à l'interface du réseau de grand transport et des réseaux de répartition ne permet pas de distinguer les volumes de pertes réalisés sur les domaines de tension HTB2 et HTB1 des volumes de pertes réalisés sur le domaine de tension HTB3. Dans ce contexte, la définition d'une incitation à maîtriser le taux de pertes sur les seuls domaines de tension HTB2 et HTB1 n'est donc pas possible pour la période TURPE 4.

Par ailleurs, l'introduction d'une régulation incitative sur le taux de pertes réalisé sur les réseaux de répartition ne serait efficace que si le coût associé au déploiement de compteurs à l'interface du réseau de grand transport et des réseaux de répartition était inférieur aux bénéfices attendus en termes de réduction du taux de pertes.

La CRE envisage donc pour TURPE 4 la mise en place d'un suivi des actions de RTE pour la maîtrise du taux de pertes en exploitation.

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

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

3.4.2. Réseaux publics de distribution

ERDF dispose de certains leviers d'action pour maîtriser les volumes de pertes sur les réseaux publics de distribution, que ces pertes soient d'origine technique ou non technique¹⁶. En ce qui concerne les volumes de pertes techniques, les choix d'exploitation et de développement du réseau ont un impact sur l'évolution du taux de pertes sur le long terme. Les marges de manœuvre pour réduire les pertes non techniques relèvent principalement des actions de détection des fraudes et des erreurs de comptage. Ces marges de manœuvre progresseront significativement avec la mise en place de compteurs évolués.

Il existe des difficultés pour définir un indicateur de performance qui soit pertinent pour sanctionner les efforts d'ERDF pour maîtriser le taux de pertes sur les réseaux de distribution. La mesure des volumes de pertes sur les réseaux de distribution est en effet dépendante de l'efficacité des dispositifs de comptage actuels.

L'indicateur le plus simple pour mesurer les efforts d'ERDF pour maîtriser les volumes de pertes est le taux de pertes mesuré après réconciliation temporelle¹⁷. La performance d'ERDF pourrait alors être définie

¹⁶ Les pertes non techniques représentent des volumes d'énergie consommée mais non comptabilisée. Elles peuvent être dues à des erreurs de comptage, à des fraudes ou, en l'absence de comptage, à de mauvaises estimations des consommations.

¹⁷ Le processus de reconstitution des flux permet d'allouer à chaque responsable d'équilibre les volumes d'énergie correspondants à son périmètre (portefeuille de clients, pertes pour les gestionnaires de réseaux...). Les volumes d'énergie non affectée à l'issue du processus de réconciliation spatiale sont alloués au responsable d'équilibre sur le périmètre des pertes lors du processus de réconciliation temporelle (en M+14). Le chapitre C de la section 2 des

comme la différence entre le taux de pertes réalisé et la moyenne des taux de pertes réalisés sur les périodes de réconciliation consolidées antérieures. Ce sont en effet les volumes de pertes connus après réconciliation temporelle qui sont « réputés exacts » et qui sont couverts *in fine* par le tarif¹⁸. Si cette solution a l'avantage de la simplicité, elle présente deux inconvénients.

Le premier inconvénient est le décalage temporel induit entre la mesure de la performance et la période sur laquelle porte l'incitation. En effet, la clôture d'une période de réconciliation couvrant la période juillet N-juin N+1 s'effectue en octobre N+2, ce qui implique que le calcul de la performance d'ERDF pour une période de réconciliation donnée ne pourra être effectué que deux ans après.

Le second inconvénient porte sur la nature même de l'indicateur de performance choisi : le taux de pertes connu à l'issue du processus de réconciliation temporelle n'est en effet pas forcément représentatif de la performance d'ERDF. Les volumes de pertes connus en réconciliation temporelle incluent notamment des volumes d'énergie non affectée. Les volumes d'énergie non affectée, qui représentent entre 8 % et 12 % des volumes de pertes réalisés, embarquent en particulier les incertitudes relatives au système de profilage des utilisateurs raccordés en BT \leq 36 kVA. Par exemple lorsque le climat est rigoureux au mois de mai, les consommations profilées ne sont pas ajustées (du fait de l'absence de gradients de chauffage pour le mois de mai) et les volumes de pertes « réputés exacts » augmentent en conséquence.

Par ailleurs se pose la question de la pertinence d'une cible fondée sur l'historique des taux de pertes. Plusieurs facteurs exogènes aux efforts d'ERDF pour maîtriser le taux de pertes sur les réseaux publics de distribution peuvent influencer ce dernier, et notamment l'effet du climat, le développement de la production décentralisée ou encore le déploiement des compteurs évolués. Pour garantir qu'ERDF ne sera pas pénalisé ou au contraire rétribué de manière indue, il conviendrait dans l'idéal de distinguer l'effet des efforts de l'opérateur pour réduire le taux de pertes et les effets exogènes à son action jouant sur le taux de pertes réalisé.

Au-delà des questions liées au système de profilage soulevées ci-dessus, la performance d'ERDF pourrait en effet être indument surévaluée si l'année sur laquelle porte l'incitation enregistre des températures relativement élevées alors que le taux de pertes cible pour cette année est défini sur la base d'années caractérisées par des températures relativement froides. Par ailleurs, le développement de la production décentralisée peut avoir des effets ambigus sur le taux de pertes réalisé : les installations sur départ dédié impliqueraient une augmentation des volumes de pertes, tandis que l'influence des installations diffuses sur le volume de pertes dépend avant tout du synchronisme entre l'injection et le soutirage. Enfin, le déploiement d'un système de comptage évolué permettra de diminuer de façon sensible les volumes de pertes non techniques, à la fois en détectant plus rapidement les pannes de compteur et en rendant plus difficile la fraude. Pour contrebalancer les risques associés à un indicateur non parfaitement représentatif de la performance du gestionnaire de réseau, il peut être fait le choix de fixer une incitation financière faible.

Une option consisterait à définir la performance d'ERDF sur la base d'un taux de pertes connu après réconciliation temporelle qui serait retraité des effets exogènes à l'action d'ERDF jouant sur le volume de pertes réalisé. Un tel dispositif nécessiterait de déterminer la méthodologie de retraitement, à la fois de l'indicateur de performance et du taux de pertes cible. Si l'influence du déploiement d'un système de comptage évolué sur le taux de perte cible peut être anticipé de façon assez précise, la définition des retraitements relatifs à l'effet du climat et à la production décentralisée semble plus délicate. Un tel schéma incitatif ne pourrait donc être envisageable qu'en cours de période d'application de TURPE 4. L'incitation financière pourrait être relativement faible au départ, pour s'accroître au fur à mesure que la fiabilité des données utilisées pour calculer la performance se confirme.

Une autre option possible consisterait à ne pas inciter financièrement ERDF sur le taux de pertes réalisé et donc sur un résultat, mais sur les moyens mis en œuvre pour réduire les pertes. Par exemple, imposer à ERDF une trajectoire de remplacement des transformateurs par des transformateurs à faibles pertes. Ceci est efficace si le surcoût initial de ces investissements est compensé sur le long terme par une économie au moins équivalente de coût des pertes. Une des difficultés soulevées par cette solution est qu'elle

Règles relatives à la Programmation, au Mécanisme d'Ajustement et au dispositif de Responsable d'Equilibre précise les modalités de fonctionnement du processus de reconstitution des flux.

¹⁸ Sous réserve des conclusions des audits prévus sur le taux d'écart et le volume d'énergie non affectée.

nécessiterait de définir une liste exhaustive des types d'action permettant une réduction des pertes et de déterminer la juste valorisation de l'investissement pour chacun d'entre eux, au risque de déformer les signaux économiques perçus par le gestionnaire de réseau au moment de ses choix d'investissement.

Ce type d'incitation pourrait être complété par un suivi quantitatif d'un certain nombre d'indicateurs tels que les taux de pertes techniques et non techniques, les montants financiers alloués aux programmes de recherche et développement relatifs aux pertes (amélioration du bilan énergétique, recherche dans des technologies à faible pertes), ou encore les quantités d'énergie redressée (ce qui diminue, toutes choses égales par ailleurs, les pertes non techniques).

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

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

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

3.5. Dépenses de recherche et développement (R&D) et investissements innovants

3.5.1. Contexte

Les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution d'électricité seront confrontés à des enjeux majeurs au cours des prochaines années qui mettront à l'épreuve leur capacité à mener les projets d'innovation nécessaires pour fournir un service de qualité aux utilisateurs des réseaux publics d'électricité.

L'arrivée massive des énergies renouvelables, l'intégration plus forte du marché européen de l'électricité, le besoin de renouvellement des ouvrages vieillissants, le développement de nouveaux usages de l'électricité et les attentes croissantes en matière de qualité d'alimentation sont autant d'évolutions qui nécessiteront des efforts accrus de R&D de la part des gestionnaires de réseaux. La CRE devra accompagner ces efforts en s'assurant que les gestionnaires de réseaux disposent des ressources nécessaires pour mener leurs projets de R&D et que ces ressources sont utilisées efficacement dans le but de fournir à terme un service de qualité aux utilisateurs en contrepartie des tarifs payés.

3.5.2. Cadre de régulation actuel

Le cadre de régulation actuel ne prévoit pas de mécanisme incitatif particulier dans le domaine de la R&D. Il garantit simplement que les dépenses de R&D sont intégralement couvertes.

Toutefois, dans le cadre actuel, même si cela n'a jamais été observé, il peut en théorie apparaître une contre-incitation à réaliser certaines dépenses de R&D puisque ces dépenses font partie des charges d'exploitation maîtrisables et donc que les opérateurs conservent le bénéfice d'une partie de l'écart entre les dépenses prévisionnelles et les dépenses réelles.

Les investissements innovants sont, comme tous les autres investissements, inclus dans le périmètre du CRCP et sont à ce titre intégralement couverts quel que soit leur montant.

3.5.3. Evolutions envisagées

La trajectoire des dépenses prévisionnelles de R&D de RTE pour TURPE 4 serait en légère augmentation par rapport à ce qui a été réalisé jusqu'ici.

ERDF prévoit des dépenses de R&D en hausse significative pour TURPE 4. Cette hausse est principalement expliquée par le développement des réseaux intelligents et par l'intégration des énergies renouvelables.

Ainsi, que ce soit pour RTE ou pour ERDF, il n'apparaît pas nécessaire de mettre en place un mécanisme incitatif à accroître les dépenses de R&D. Toutefois, la CRE juge essentiel, compte tenu des enjeux à venir, de veiller à ce qu'il n'y ait pas de contre-incitation à la R&D en introduisant deux évolutions du cadre de régulation dans le domaine de la R&D.

a) Exclusion des dépenses de R&D de l'assiette des charges d'exploitation maîtrisables

Afin d'éviter qu'apparaisse une forme quelconque de contre-incitation à engager des dépenses de R&D, la CRE envisage d'exclure tout ou partie des dépenses de R&D de l'assiette des charges d'exploitation maîtrisables.

b) Définition d'un budget de charges d'exploitation dédié à la R&D

La définition d'un budget dédié à la R&D avec une liste de projets auxquels les montants seront alloués permettra d'isoler, au sein du TURPE, les montants consacrés à la R&D. Ainsi les utilisateurs auront une connaissance précise de la part du TURPE destinée à financer des projets innovants. La CRE envisage que les montants alloués à la R&D et non utilisés par les gestionnaires de réseaux soient restitués aux utilisateurs périodiquement *via* le mécanisme du CRCP. A cet effet, les gestionnaires de réseaux devront fournir un *reporting* à la CRE qui pourra faire l'objet d'un audit régulier.

c) Mise en place d'un suivi des projets de R&D et des investissements innovants

La CRE envisage également de mettre en place un suivi périodique des projets de R&D afin de pouvoir communiquer avec les utilisateurs sur les projets d'innovation menés par les gestionnaires de réseaux. Ce suivi pourra se faire de manière annuelle avec un *reporting* détaillé en fin de période tarifaire.

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

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

3.6. Investissements d'interconnexion

3.6.1. Contexte

Un cadre de régulation propice au développement des interconnexions est une condition d'émergence d'un marché européen intégré, avec des congestions minimales aux frontières nationales. Par ailleurs, des investissements insuffisants dans les infrastructures transfrontalières pourraient, dans un contexte de développement des énergies renouvelables intermittentes, freiner l'optimisation du système électrique, augmentant ainsi le risque de perturbations pour la sécurité d'alimentation et conduisant à une adaptation coûteuse de la production d'appoint et d'équilibrage. Il est donc indispensable que les investissements dans les interconnexions soient réalisés à la date requise.

Pour autant, par rapport à des investissements nationaux, les projets d'interconnexions se heurtent à des difficultés spécifiques qui peuvent compliquer la tâche du gestionnaire du réseau de transport et demander de sa part des efforts supplémentaires pour les réaliser.

Le passage des obstacles naturels (mers, montagnes, fleuves) présents à la plupart des frontières nationales peut s'avérer ainsi contraignant et exiger de recourir à des solutions techniques spécifiques.

De plus, la réalisation de ces ouvrages requiert une très bonne coordination avec les gestionnaires de réseaux voisins.

Enfin, l'acceptabilité sociale des projets d'interconnexions s'avère souvent être un point délicat car l'utilité de ces derniers pour le système électrique est en général plus difficilement perçue que celle des projets nationaux qui présentent des gains plus facilement quantifiables notamment en termes de sécurité d'alimentation ou de raccordement.

Ces difficultés expliquent les importants délais de réalisation pour les projets d'interconnexion. Il n'en demeure pas moins qu'au regard des enjeux que représente le développement des interconnexions pour la collectivité¹⁹, il est essentiel de mettre en place un cadre de régulation qui incitera RTE à mettre en œuvre ses meilleurs efforts pour développer dans les meilleurs délais et au meilleur coût ces infrastructures. Le schéma proposé ci-dessous vise à répondre à ces objectifs.

3.6.2. Mise en œuvre du mécanisme incitatif

a) Calcul de l'incitation

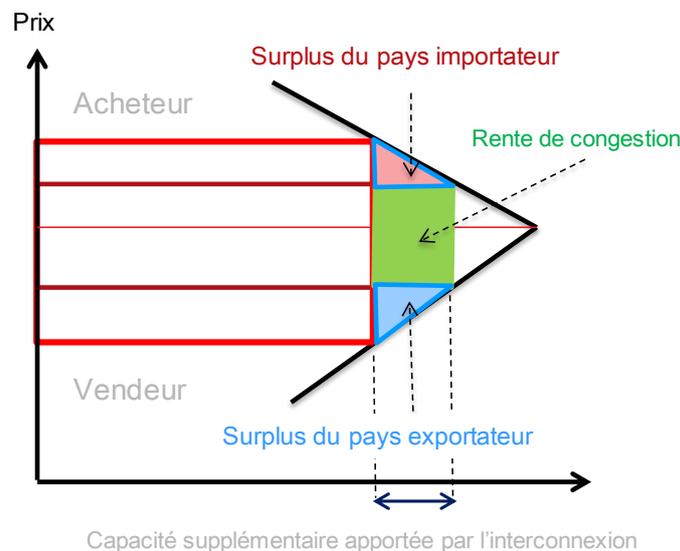
Le mécanisme envisagé consiste à rétribuer RTE pour la réalisation de nouvelles interconnexions utiles pour le système électrique européen en lui attribuant une partie du surplus social net généré par le projet. L'incitation s'exprime sous la forme générale suivante :

$$I = \gamma \cdot (\Delta S - Ai)$$

Où :

- I : incitation appliquée à RTE ;
- γ : coefficient de partage permettant de calculer la part du surplus net versé à RTE, qui est défini en tenant compte des éventuelles dispositions de partage des coûts et des bénéfices entre les zones interconnectées ;
- ΔS : surplus brut généré par la nouvelle interconnexion ;
- Ai : annuité d'investissement.

Le surplus brut ΔS se décompose en la somme du surplus du pays exportateur, du surplus du pays importateur et de la rente de congestion. Le schéma ci-dessous permet de visualiser le surplus brut à l'aide d'une représentation des courbes des exportations nettes de deux pays interconnectés.



¹⁹ Les études économiques engagées par les gestionnaires de réseaux dans le cadre du plan décennal européen de développement du réseau font ressortir une très forte valeur ajoutée pour la collectivité pour un certain nombre de projets d'interconnexion. Sur certaines frontières actuellement congestionnées, le développement de nouvelles interconnexions générerait un surplus collectif net de l'ordre de plusieurs dizaines de millions d'euros par an et par GW de capacité commerciale supplémentaire.

Le surplus brut généré par l'installation d'une capacité supplémentaire peut donc être estimé par :

$$\Delta S = \frac{1}{2} \cdot (p(a) - p'(a)) \cdot \Delta F + (p'(a) - p'(v)) \cdot \Delta F + \frac{1}{2} \cdot (p'(v) - p(v)) \cdot \Delta F$$

Où :

- $\frac{1}{2} \cdot (p(a) - p'(a)) \cdot \Delta F$ représente le surplus du pays importateur ;
- $\frac{1}{2} \cdot (p'(v) - p(v)) \cdot \Delta F$ représente le surplus du pays exportateur ;
- $(p'(a) - p'(v)) \cdot \Delta F$ représente la rente de congestion.

Avec :

- $p(a)$: prix dans le pays importateur avant la mise en service de l'interconnexion ;
- $p(v)$: prix dans le pays exportateur avant la mise en service de l'interconnexion ;
- $p'(a)$: prix dans le pays importateur après la mise en service de l'interconnexion ;
- $p'(v)$: prix dans le pays exportateur après la mise en service de l'interconnexion ;
- ΔF : flux commerciaux supplémentaires.

Du calcul de l'incitation tel que décrit ci-dessus, il en découle que RTE devrait recevoir, outre la rémunération applicable à tous les actifs, une rémunération additionnelle pour tout projet d'interconnexion jugé prioritaire. Le niveau de ce surcroît de rémunération sera directement proportionnel à la valeur ajoutée que génère cette nouvelle interconnexion pour la collectivité. Cette valeur ajoutée incorpore également la capacité de RTE à réaliser le projet au plus vite, à maximiser la disponibilité de la capacité et à minimiser les coûts de l'investissement. Par ailleurs, la force de l'incitation décroît à mesure que la congestion diminue, ce qui permet de ne pas encourager le surinvestissement et garantit l'efficacité du dispositif. Ainsi, cette incitation présente le double avantage de couvrir tous les éléments clés d'un projet d'interconnexion et d'être non intrusive, RTE gardant l'initiative d'arbitrer entre ces éléments.

b) Modalités de détermination des paramètres

L'incitation envisagée est fonction des prix de l'électricité dans les pays importateur et exportateur, des flux commerciaux supplémentaires rendus possibles par l'interconnexion et des coûts d'investissement. Il existe plusieurs méthodologies pour déterminer les valeurs de ces paramètres.

Une première méthodologie pour déterminer les prix de marché, les flux commerciaux et les coûts d'investissement consiste à s'appuyer sur les valeurs observées après la mise en service. Cette approche, qui a le mérite de correspondre à la réalité plutôt qu'à la prévision, est en principe la plus efficace. L'inconvénient réside dans la volatilité et l'imprévisibilité de l'incitation dont une grande partie n'est pas maîtrisable par RTE, créant un risque financier pouvant freiner l'investissement s'il est perçu comme excessif au regard de la rémunération attendue. Il convient toutefois de souligner qu'en tout état de cause, l'incitation serait encadrée par un mécanisme de plancher/plafond limitant le risque financier (*cf.* section c).

Une autre méthodologie consiste à fixer *ex ante* les paramètres les moins maîtrisables par RTE et à observer *ex post* les paramètres sur lesquels RTE a le plus de prise. Ce schéma incitatif semble présenter un meilleur rapport efficacité/risque.

Prix

Il est raisonnable de considérer que les prix de marché de gros de l'électricité ($p(a)$, $p(v)$, $p'(a)$ et $p'(v)$ ²⁰) échappent au contrôle de RTE. Leur évolution entre la date de la décision d'investissement et la date de mise en service de l'interconnexion constitue un risque pour RTE. Il est proposé de fixer les valeurs de ces paramètres *ex ante* lors de la décision d'investissement. Le risque financier lié à la volatilité des prix serait ainsi éliminé. Pour autant, la méthodologie ne doit pas laisser la possibilité de biaiser les valeurs de ces paramètres. La CRE envisage donc de le déterminer de manière objective à partir du niveau des prix à terme, des profils de prix *spot* et des résiliences²¹ observés lors de la décision d'investissement.

Annuité d'investissement

L'annuité d'investissement (A_i) découle directement du coût d'investissement et du coût moyen pondéré du capital, lui-même fixé dans le cadre de la régulation tarifaire. Le coût d'investissement est considéré comme maîtrisable par le gestionnaire de réseau. Il est proposé que l'annuité d'investissement soit déterminée à partir des investissements réalisés.

Flux commerciaux

Les flux commerciaux supplémentaires (ΔF) rendus possibles par un nouvel ouvrage peuvent se calculer comme le produit :

- de la capacité commerciale maximale ;
- du taux de disponibilité de la capacité commerciale résultant de congestions sur les réseaux amont ;
- du taux de disponibilité de la capacité technique de l'ouvrage lui-même, qui dépend des incidents et des opérations de maintenance ;
- du taux d'utilisation par le marché.

Les flux commerciaux supplémentaires reflètent la performance d'investissement et la performance d'exploitation du gestionnaire de réseau. Il serait à ce titre justifié de faire dépendre l'incitation financière des flux commerciaux supplémentaires observés après la mise en service. A ce stade, la CRE estime que la solution la plus efficace consiste à déterminer les flux commerciaux supplémentaires à partir d'une observation de la variation des flux commerciaux avant et après la mise en service de l'interconnexion.

Cependant, les flux commerciaux peuvent être affectés par des facteurs exogènes sur lesquels RTE a peu de prise. Par exemple, l'insuffisance des investissements sur le réseau amont d'un pays voisin est de nature à réduire la capacité commerciale sans pour autant que RTE puisse en être tenu directement responsable. Il convient toutefois de souligner que cet aléa résiduel peut être contrebalancé par un encadrement des bonus et des malus limitant ainsi le risque financier résultant de cet aléa.

c) Encadrement de l'incitation

Afin de s'assurer que le montant de l'incitation ne rémunère pas de manière excessive le gestionnaire de réseau – ce qui aurait un impact sur le niveau du tarif – ou qu'à l'inverse le gestionnaire de réseau n'est pas trop fortement pénalisé par le versement d'un malus, la CRE envisage l'introduction d'un plafond et d'un plancher pour le montant de l'incitation versée. La fixation du plafond et du plancher dépendra de la force de l'incitation qu'il sera décidé de faire porter à RTE. Le plancher et le plafond peuvent être fixés de façon symétrique de part et d'autre du taux de rémunération ou de façon dissymétrique avec une plus grande marge pour les bonus que pour les malus. Le choix d'un encadrement dissymétrique se fonderait sur une analyse des risques éventuellement supportés par le gestionnaire de réseau.

²⁰ Les prix après la mise en service seraient estimés *ex ante* à partir des prix de marchés avant la mise en service de l'interconnexion, des résiliences de prix et de l'augmentation de la capacité commerciale attendue avec la nouvelle interconnexion.

²¹ Les résiliences peuvent être estimées à l'aide d'un historique des prix et des demandes dans chacun des deux pays interconnectés. Elles sont également calculées et publiées par les bourses d'électricité.

d) Durée d'application de l'incitation

La CRE envisage d'appliquer le mécanisme incitatif sur une durée de l'ordre d'une période tarifaire à partir de la date de mise en service de l'interconnexion concernée. Cette durée relativement courte permet de s'assurer que les paramètres fixés *ex ante* demeurent pertinents sur toute la durée d'application de l'incitation et que le risque de changement structurel majeur – pouvant en remettre en cause la validité – soit limité. Afin de préserver la force de l'incitation, plus la durée d'application du mécanisme sera courte plus le montant annuel de l'incitation sera élevé. La CRE veillera à ce que l'incitation soit redistribuée sur une durée suffisamment longue pour que son impact sur le tarif soit lissé.

e) Illustration du calcul du surplus brut à partir d'un exemple théorique

Afin d'illustrer la méthode de calcul du surplus, nous calculons ici, à l'aide d'un cas théorique, le surplus généré par 1 000 MW de capacité d'interconnexion supplémentaire construite entre deux pays sur une heure donnée.

Considérons donc un pays *a* et un pays *v* pour lesquels la décision de construction d'une interconnexion de 1 000 MW a été prise. Prenons l'hypothèse d'un prix de 33 €/MWh dans le pays *a* et de 30 €/MWh pour le pays *v* avant la décision d'investissement, soit un différentiel de prix *ex ante* de 3 €/MWh entre les deux pays. Enfin, supposons que les résiliences de prix ($|\Delta p(a)|$ et $|\Delta p(v)|$) sont respectivement de 0,0011 €/MWh/MW pour le pays *a* et de 0,0013 €/MWh/MW pour le pays *v* :

- $p(a) = 33 \text{ €/MWh}$;
- $p(v) = 30 \text{ €/MWh}$;
- $|\Delta p(a)| = 0,0011 \text{ €/MWh/MW}$;
- $|\Delta p(v)| = 0,0013 \text{ €/MWh/MW}$;
- $\Delta F_{prev} = 1\,000 \text{ MW}$.

A l'aide de ces cinq paramètres, le différentiel de prix *ex post* prévisionnel peut être évalué :

$$p'(a) - p'(v) = (p(a) - p(v)) - (|\Delta p(a)| + |\Delta p(v)|) \cdot \Delta F_{prev} = 0,6 \text{ €/MWh}$$

En considérant que les flux commerciaux supplémentaires ΔF sont, pour l'heure considérée, de 800 MW, le surplus peut alors être estimé comme la somme du surplus du pays vendeur S_v , du surplus du pays acheteur S_a et de la rente de congestion RC . Il convient de souligner que la rente de congestion bénéficie aux utilisateurs du réseau à travers une baisse du tarif et constitue à ce titre une part importante du bien-être du consommateur.

Evaluation du surplus du pays exportateur :

$$S_v = \frac{1}{2} \cdot (|\Delta p(v)| \cdot \Delta F) \cdot \Delta F = 416 \text{ €}$$

Evaluation du surplus du pays importateur :

$$S_a = \frac{1}{2} \cdot (|\Delta p(a)| \cdot \Delta F) \cdot \Delta F = 352 \text{ €}$$

Evaluation de la rente de congestion :

$$RC = (p'(a) - p'(v)) \cdot \Delta F = 480 \text{ €}$$

Ainsi l'évaluation du surplus brut total pour l'heure considérée s'élève à 1 248 €.

Cette méthode peut être appliquée pour chaque pas horaire selon les conditions d'utilisation prévalant à chaque heure de l'année. Le surplus généré sur une année est calculé comme la somme des surplus horaires générés par l'interconnexion étudiée.

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

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

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

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

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

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

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

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

3.7. Investissements sous maîtrise d'ouvrage d'ERDF

Dès TURPE 2, les charges de capital ont été éligibles au mécanisme du CRCP. ERDF est donc assuré de recouvrer l'amortissement et la rémunération associés aux investissements réalisés. Il ne court donc pas de risque financier même dans l'hypothèse où les investissements dépassent les hypothèses retenues.

Ce cadre de régulation particulièrement favorable aux investissements s'inscrit dans un contexte de relance des investissements, liée à plusieurs facteurs :

- une nécessaire amélioration de la qualité d'alimentation pour faire face à l'augmentation de la durée moyenne de coupure constatée sur les réseaux de distribution, elle-même consécutive à la baisse des investissements intervenue depuis le milieu des années 1990 ;
- l'engagement des distributeurs dans des démarches de modernisation des réseaux, concernant en particulier les dispositifs de comptage, pour répondre aux enjeux liés développement de la production décentralisée et à la maîtrise de l'énergie ;
- des besoins de raccordement et de renforcement des réseaux publics de distribution consécutifs au développement de la production décentralisée.

Si, pour TURPE 4, la CRE n'entend pas remettre en cause ces principes, elle doit néanmoins s'assurer que ce cadre de régulation ne conduise pas à une dérive des coûts d'investissement.

La CRE souhaite donc à terme étendre les mécanismes incitatifs aux dépenses d'investissement. Néanmoins, une régulation portant exclusivement sur les dépenses globales peut conduire ERDF à décaler dans le temps des investissements au détriment des utilisateurs de réseau. Le risque serait alors grand de rétribuer le gestionnaire de réseau de manière induue.

Afin de résoudre cette problématique, la CRE envisage de mettre en place des mesures incitatives portant sur les coûts unitaires d'investissement d'ERDF.

De telles incitations permettraient à la CRE de s'assurer que l'inclusion des charges de capital dans le périmètre du CRCP ne se fait pas au détriment de l'efficacité d'ERDF notamment lors des achats de travaux et de matériels. Elles inciteraient ERDF à maximiser la quantité d'ouvrages mis en service à enveloppe financière donnée.

Courant 2011, ERDF a mis place un nouvel outil informatique lui permettant de suivre ses coûts unitaires d'investissement. Cet outil a notamment pour but de comparer au niveau local la performance des diverses entités d'ERDF. Cet outil permet de distinguer les coûts unitaires des réseaux selon plusieurs axes d'analyse :

- le niveau de tension (HTA ou BT) ;
- la technique de construction (aérien ou souterrain) ;
- la finalité de l'investissement.

ERDF estime que les coûts unitaires constituent un indicateur d'efficacité pour des travaux comparables, mais que sans retraitement le coût unitaire au niveau national dépend fortement de la répartition des volumes d'ouvrages par type de travaux (travaux en zone urbaine, travaux en zone rurale, raccordement, renforcement, enfouissement de réseau, renouvellement, etc.).

La CRE entend poursuivre les échanges avec ERDF afin de neutraliser autant que faire se peut cet effet.

Pour TURPE 4, elle envisage en fonction du niveau d'avancement de ces travaux et de la pertinence des indicateurs existants soit de mettre en place des incitations financières soit *a minima* de suivre une série de coûts unitaires afin de s'assurer qu'ils ne dérivent pas dans le temps et d'obtenir les données nécessaires à la mise en place des incitations financières pour TURPE 5.

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

Par ailleurs, comme le prévoit la réglementation en vigueur, ERDF devra mettre en œuvre des dispositifs de comptage 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 de réseau à limiter leur consommation pendant les périodes où la consommation de l'ensemble des consommateurs est la plus élevée.

Etant donné l'ampleur de ce projet de comptage évolué, la CRE considère qu'il est indispensable de se prémunir contre toute dérive des coûts et des délais. Elle envisage donc de définir des mesures incitatives spécifiques à ce projet portant sur :

- la maîtrise des coûts d'investissement ;
- la qualité de la pose ;
- les performances attendues du système de comptage ;
- le respect du planning de déploiement.

Toutefois, la définition de ces incitations n'a pu, à ce stade, aboutir du fait du retard pris par ce projet.

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

4. Questions

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

5. Modalités de la consultation publique

La CRE invite les parties intéressées à adresser leur contribution, au plus tard le 20 juillet 2012 :

- par courrier électronique à l'adresse suivante : dare.cp1@cre.fr ;
- en contribuant directement sur le site de la CRE (www.cre.fr), dans la rubrique « Documents / Consultations publiques » ;

- par courrier postal à l'adresse suivante : Commission de régulation de l'énergie
Direction de l'accès aux réseaux électriques
15, rue Pasquier
75379 Paris Cedex 08
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.

Une synthèse des contributions sera publiée par la CRE, sous réserve de la préservation des secrets protégés par la loi. Les contributeurs sont invités à préciser dans leur contribution les éléments pour lesquels ils souhaitent préserver l'anonymat et/ou la confidentialité.

Annexe 1 : Définition des événements exceptionnels

Sont considérés comme des événements exceptionnels :

- les destructions dues à des actes de guerre, émeutes, pillages, sabotages, attentats, atteintes délictuelles ;
- les dommages causés par des faits accidentels et non maîtrisables, imputables à des tiers, tels que les incendies, explosions, chutes d'avion ;
- les catastrophes naturelles au sens de la loi n° 82-600 du 13 juillet 1982 modifiée ;
- 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 prévoit l'application des règles de sûreté mentionnées à l'article 28 du cahier des charges type de concession du réseau public de transport d'électricité (annexé au décret n° 2006-1731 du 23 décembre 2006) ;
- 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 gestionnaire de réseau public d'électricité ;
- les phénomènes atmosphériques d'une ampleur exceptionnelle, au regard de leur impact sur les réseaux, caractérisés par une probabilité d'occurrence annuelle inférieure à 5 % 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.