

Paris, le 10 avril

Synthèse de la consultation publique de la Commission de régulation de l'énergie du 6 novembre 2012 sur les quatrièmes tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité

Les troisièmes tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE 3) sont entrés en vigueur au 1^{er} août 2009 pour une durée de 4 ans. Les prochains tarifs (TURPE 4) devraient donc entrer en vigueur au 1^{er} août 2013. Dans cette perspective et conformément aux dispositions du 4^{ème} alinéa de l'article L. 341-3 du code de l'énergie, la CRE a mené deux consultations publiques durant le 1^{er} semestre 2012. La première portait sur les évolutions proposées en matière de structure tarifaire, et la deuxième présentait les évolutions envisagées du cadre de régulation.

A l'issue de ces deux consultations, la CRE a auditionné les représentants des gestionnaires de réseaux, des autorités organisatrices de la distribution publique d'électricité, ainsi que des acteurs du marché de l'électricité (producteurs, fournisseurs et consommateurs) entre mi-juin et mi-juillet 2012.

Ces échanges ont permis à la CRE d'affiner ses propositions concernant les évolutions du cadre de régulation et de structure tarifaire. La CRE a également pris en compte les données actualisées de consommation et de matrices des flux pour construire une nouvelle proposition de grille tarifaire.

En juillet, les gestionnaires de réseaux ont communiqué à la CRE des trajectoires financières mises à jour :

- RTE a communiqué fin juillet 2012 un plan d'affaires pour les années 2013 à 2016 ;
- ERDF a communiqué les premiers éléments au mois de juillet 2012 et a soumis un plan d'affaires complet 2013-2016 début septembre 2012.

ERDF et RTE ont par ailleurs été auditionnés par la CRE le 4 octobre 2012. Lors de ces auditions, les opérateurs ont pu faire part à la CRE de leurs demandes d'évolutions tarifaires.

Une troisième consultation publique menée par la CRE en novembre 2012 a permis de recueillir l'avis des parties prenantes sur les demandes d'évolutions tarifaires des opérateurs, sur les évolutions du cadre de régulation et sur les évolutions de la nouvelle structure de la grille tarifaire.

Le présent document constitue une synthèse des contributions reçues lors de cette consultation publique.

Table des matières

A. Charges à couvrir par les tarifs	4
1.1. Annulation du TURPE 3	4
1.2. Charges de capital	4
1.2.1. Coût moyen pondéré du capital	4
1.2.2. Base d'actifs régulés	5
1.2.3. Trajectoire d'investissement.....	6
1.2.4. Remises d'ouvrages et participations de tiers.....	6
1.2.5. Rémunération des subventions d'investissement de RTE.....	7
1.2.6. Autres éléments.....	7
1.3. Charges nettes d'exploitation	7
1.3.1. Charges nettes de fonctionnement de RTE	7
1.4. Comptes de régulation	8
1.4.1. Compte régulé de financement des interconnexions	8
1.4.2. Apurement du compte de régulation des charges et produits à la fin du TURPE 3	8
1.5. Autres sujets relatifs au niveau des charges à couvrir	8
1.6. Simulation de hausses tarifaires par les services	9
B. Cadre de régulation	9
1. Durée des tarifs, clause	9
1.1. Clause de rendez-vous et évolution annuelle	9
2. Compte de régulation des charges et des produits	10
2.1. Principes de fonctionnement	10
2.2. Périmètre	10
2.2.1. Recettes issues des prestations annexes créées au cours de la période tarifaire.....	10
2.2.2. Redevances de concession et contributions au financement des aides aux collectivités territoriales pour l'électrification rurale.....	11
3. Régulation incitative	11
3.1. Charges d'exploitation maîtrisables	11
3.2. Qualité d'alimentation	12
3.2.1. RTE	12
3.2.2. ERDF	13
3.3. Qualité de service	15
3.3.1. Indicateurs incités financièrement – ERDF	15
3.3.2. Autres indicateurs faisant l'objet d'un suivi – ERDF.....	18
3.3.3. Régulation incitative de la qualité de service – ELD & EDF SEI.....	18
3.4. Pertes sur les réseaux	19
3.5. Investissements d'interconnexion	20
3.5.1. Incitation fixe à la réalisation des investissements utiles pour la collectivité	20
3.5.2. Incitation à la réalisation des investissements dans les meilleures conditions de coûts	21
3.5.3. Incitation à la bonne exploitation de l'interconnexion électrique	21
3.5.4. Incitation à la réalisation des investissements dans les meilleurs délais.....	21
3.5.5. Cohérence d'ensemble du dispositif	21
3.6. Investissements sous maîtrise d'ouvrage d'ERDF	21
3.6.1. Coûts unitaires.....	22
3.6.2. Respect de la trajectoire d'investissement.....	22
3.6.3. Projet de comptage évolué.....	22

3.7. <i>La recherche et développement, les investissements innovants et les réseaux électriques intelligents</i>	24
C. Structure et règles tarifaires	25
1. Tarifs de transport.....	25
2. Tarifs de distribution.....	26
3. Autres sujets relatifs à la structure tarifaire.....	29
3.1. <i>Comptage évolué</i>	29
3.2. <i>Cohérence entre les évolutions du TURPE et des tarifs réglementés de vente</i>	30
3.3. <i>Horo-saisonnalité du coût des pertes</i>	30
3.4. <i>Valorisation des installations de stockage</i>	30
<i>Rapport</i>	31
3.5. <i>part fixe – part variable des tarifs</i>	31
<i>La question</i>	32
3.6. <i>d'un TURPE à pointe mobile</i>	32
3.7. <i>Tarifs d'injection</i>	34
4. Règles tarifaires.....	35
4.1. <i>Point 1 : définitions</i>	35
4.1.1. Définition d'une alimentation.....	35
4.1.2. Définition d'une liaison.....	35
4.2. <i>Point 2 : suppression de la facturation minimale de 1/12ème de la part fixe</i>	35
4.3. <i>Point 4 : composante de comptage</i>	35
4.4. <i>Point 9 : Composante annuelle des alimentations complémentaires et de secours (CACS)</i>	36
4.5. <i>Point 11.2 : Compensation pour exploitation de liaisons à la même tension que le réseau public amont</i>	37
4.6. <i>Point 12 : Composante annuelle de dépassements ponctuels programmés</i>	37
4.7. <i>Point 13.3 : sur l'évolution du traitement de la composante annuelle de l'énergie réactive entre deux gestionnaires de réseaux</i>	37
4.8. <i>Point 15 : dispositions transitoires relatives à la mise en œuvre des règles tarifaires</i>	38
4.8.1. Règles transitoires de souscription de puissance sur le réseau public de transport.....	38
4.8.2. Règles transitoires encadrant le changement de formule tarifaire sur les réseaux de distribution.....	39
4.9. <i>Sujets relatifs aux règles tarifaires</i>	39
Annexe 1 : Liste des répondants	41

A. Charges à couvrir par les tarifs

1.1. Annulation du TURPE 3

L'annulation du TURPE 3 génère des inquiétudes chez 3 acteurs (ADEF, ERDF, UFE) sur la capacité du prochain TURPE à permettre le développement des réseaux. ERDF rappelle d'ailleurs la réaction des analystes financiers, qui envisagent de diminuer la notation de crédit d'EDF, ce qui à terme, conduit à l'augmentation du coût de l'endettement pour EDF et ses filiales.

L'UFE, de son côté souhaite une visibilité maximale sur les répercussions de l'annulation du TURPE 3 distribution sur le TURPE 4 et son calendrier de mise en application.

1.2. Charges de capital

3 acteurs (ADEF, ERDF, FO Energie et Mines) estiment que le niveau du TURPE doit permettre aux GRD de poursuivre leurs investissements.

ERDF et EDF rappellent à cet égard que la capacité d'autofinancement devrait suffire à couvrir les investissements courants. Le recours à la dette devrait être préservé pour mener des projets spécifiques de développement tels que Linky.

Les ELD soulignent que la rémunération des charges de capital par le tarif doit leur assurer une capacité effective à réaliser les investissements importants pour le renforcement et le développement de réseaux plus « intelligents » au bénéfice de l'ensemble des utilisateurs.

1.2.1. Coût moyen pondéré du capital

4 acteurs (ADEF, ERDF, FO Energies et Mines, EDF) estiment que le coût du capital est bas.

EDF demande que le coût moyen pondéré du capital (CMPC) soit fixé à 8,2% nominal avant impôt afin de permettre au gestionnaire de réseau d'autofinancer ses investissements.

La CGT estime que le tarif doit permettre à RTE de dégager des capacités d'autofinancement amoindrissant ses besoins d'emprunts et son endettement qui, au vu des besoins d'investissement d'ici 2030, pourrait rapidement devenir préoccupant.

3 acteurs (EDF, RTE, UFE) estiment que dans l'hypothèse où le CMPC retenu ne serait pas suffisant pour financer la trajectoire d'investissement nécessaire, la limitation des ressources disponibles pour financer les investissements se traduirait inévitablement et progressivement par des conséquences négatives sur les qualités d'alimentation et de service ainsi que sur la situation financière des opérateurs.

EDF estime que le niveau de risque des activités des gestionnaires de réseaux d'électricité est comparable à celui qui est supporté par les gestionnaires de réseaux de gaz naturel. Or pour les opérateurs de transport et de distribution de gaz, la CRE a retenu des CMPC réels avant impôt respectivement égaux à 6,5% et 6,0%, équivalents à des CMPC nominaux avant impôt supérieurs à 8%.

ERDF estime que son bêta sectoriel est sous calibré. Ainsi, elle estime que le niveau de risque de la distribution d'électricité est plus élevé que celui du transport d'électricité du fait de l'économie concessionnaire. Par ailleurs, ERDF note que l'écart entre le bêta de la distribution d'électricité et celui de la distribution de gaz naturel est le plus élevé en Europe. Cet écart ne se justifie pas par les caractéristiques de la régulation de chaque secteur, d'autant plus que le distributeur de gaz naturel n'a pas d'obligation de desserte.

RTE et ERDF estiment qu'ils s'exposent à des risques (industriels, réglementaires et législatifs, et réglementaires) plus élevés sur la période TURPE 4. La prise en compte de ces éléments de risques devrait se traduire par une hausse du CMPC à travers le bêta sectoriel et le spread de la dette.

RTE demande pour TURPE 4 un taux de rémunération des actifs (CMPC) de 7,95 % appliqué à la BAR de début d'année (équivalent à 7,25 % appliqué à la BAR de milieu d'année et aux immobilisations en cours, complété d'une rémunération de 2% des subventions d'investissements). La prise en compte de l'évolution de la fiscalité des entreprises (non déductibilité d'une partie des intérêts d'emprunt) nécessiterait en outre environ 0,3 points de CMPC supplémentaires, soit respectivement 8,25 % ou 7,55 % suivant l'assiette de rémunération retenue.

4 acteurs (AFIEG, GDF SUEZ, la FNCCR, le SIPPAREC) estiment que la fourchette de coût du capital proposée par les opérateurs et la CRE est élevée notamment au regard de la baisse de 0.75% du coût du capital des gestionnaires de réseaux de gaz naturel.

La FNCCR et le SIPPAREC estiment que la demande de réévaluation du CMPC exprimée par ERDF ne paraît pas recevable. En effet, la FNCCR affirme que l'argument avancé considérant que le taux actuel de 7,25% s'inscrirait dans la moyenne des gestionnaires de réseaux (GRD) européens méconnaît le fait que la répartition des risques entre utilisateurs et GRD varie d'un pays à l'autre. ERDF a de plus la particularité de bénéficier d'une couverture étendue de ses aléas, via le dispositif du CRCP et sa prime de risque est donc minimale en comparaison avec d'autres GRD. De plus, la FNCCR estime que la France se singularise par l'intervention des autorités concédantes et les droits reconnus à ces dernières au travers du passif du bilan d'ERDF. Enfin, la FNCCR attend l'élaboration par la CRE d'une nouvelle méthodologie de détermination de la rémunération du capital, qui prenne en compte les spécificités des actifs des concessions d'une façon conforme à la décision du Conseil d'Etat.

Le SIPPAREC et le SIEL regrettent qu'aucune décomposition du calcul du CMPC ne soit fournie.

Enfin, d'autres acteurs (FCE-CFDT, FNCCR) suggèrent la mise en place d'un dispositif encadrant la remontée de dividendes des opérateurs de réseau vers EDF pour éviter de rémunérer de manière excessive l'actionnaire ou de financer des opérations sortant du champ du régulé. Le SIPPAREC et le SIEL regrettent également que la gestion financière du groupe EDF ne soit pas abordée par la CRE. De même, la CGT estime que la période tarifaire devrait comporter une réduction drastique du prélèvement de dividende au profit de la capacité d'investissement des opérateurs.

1.2.2. Base d'actifs régulés

L'AFIEG souhaite plus de transparence sur la méthode de calcul de la BAR et notamment celle de la BAR d'ERDF au 1^{er} juillet.

EDF soutient la demande des gestionnaires de réseaux de rémunérer la base d'actifs régulés au 1er juillet de chaque année, plutôt qu'au 1er janvier, et demande que les immobilisations en cours des gestionnaires de réseaux soient intégrées dans la BAR.

Le SEDI souhaite attirer l'attention de la CRE sur les changements de pratiques comptables décidés par le concessionnaire ERDF en 2011 sans concertation avec les autorités concédantes ou leur représentant la FNCCR. Il estime que l'allongement de la durée de vie comptable de 40 à 50 ans des réseaux BT torsadés a pour effet de diminuer la dotation aux amortissements et d'augmenter la valeur de la base des actifs régulés.

Par ailleurs, le SEDI constate que l'origine de financement des ouvrages a bien été prise en compte depuis le TURPE 2 pour le calcul de la valeur des actifs constituant la BAR. Toutefois depuis le 1er janvier 2005 cette distinction n'est plus appliquée : les remises gratuites et les participations de tiers sont donc rémunérées au même titre que les investissements du concessionnaire. Le SEDI considère que ces modalités ne favorisent pas la transparence sur l'origine de financement des ouvrages. La contrepartie annoncée, à savoir la déduction des charges de capital pour les financements hors concessionnaire, n'apporte pas de garantie sur l'équivalence entre les deux modalités de calcul : les modalités actuelles et une rémunération de la BAR tenant compte des origines de financement.

Le SIPPAREC et le SIEL souhaiteraient que, dans le sillage de la décision du Conseil d'Etat relative à l'annulation du TURPE 3, les utilisations de provisions pour renouvellement (0,3 Md €/an) ainsi que leurs

reprises en résultats d'ERDF par suite de révisions comptables (1,2 Mds depuis 2007) viennent en déduction du tarif.

Le SIPPAREC n'est pas favorable à la demande d'ERDF de rémunérer la BAR de mi année.

1.2.3. Trajectoire d'investissement

Concernant les SRCAE (Schémas régionaux climat air énergie) et les S3REnR (Schémas régionaux de raccordement aux réseaux des énergies renouvelables), trois acteurs (la CNR, HESPUL, GDF SUEZ) demandent plus de transparence et de contrôle sur les coûts facturés aux producteurs d'énergies renouvelables pour que ceux-ci ne supportent pas de coûts indus. Par ailleurs, la CNR et HESPUL demandent que ces participations soient déduites des investissements totaux des opérateurs et ne soient pas couvertes par le TURPE.

a. RTE

La CGT s'inquiète de la réduction de la trajectoire d'investissement de RTE de 400 M € (pour la période tarifaire) par rapport aux premières projections. Elle estime que cette réduction est dictée par des considérations financières.

b. ERDF

ERDF rappelle que la trajectoire d'investissement « qualité » découle des contraintes subies par l'entreprise, d'une part la capacité d'autofinancement générée par le niveau tarifaire et d'autre part les investissements contraints.

FCE-CFDT suggère la mise en place d'un mécanisme incitatif qui abonde le tarif lorsque les investissements qualité sont réalisés en coopération forte entre ERDF et autorités organisatrices de la distribution.

2 acteurs (Amorce, FCE-CFDT) proposent d'inclure un mécanisme incitatif visant à optimiser les choix d'investissements d'ERDF et à effectuer l'arbitrage le plus pertinent économiquement entre maîtrise de la demande et renforcement du réseau.

La FNCCR demande d'une part une trajectoire d'investissement plus ambitieuse afin de recouvrer la qualité qui prévalait dans les années 2000, soit un niveau d'investissement annuel de l'ordre de 4 milliards d'euros et, d'autre part une meilleure transparence quant aux investissements à réaliser, en particulier leur pleine affectation à ce à quoi ils sont dédiés. La FNCCR préconise que les autorités organisatrices puissent donner leur opinion sur la trajectoire d'investissements proposée par ERDF notamment au travers des conférences départementales relatives à la programmation des investissements sur les réseaux publics de distribution.

Le SIPPAREC et le SIEL se félicitent de la présentation d'une décomposition de la trajectoire d'investissement, du moins telle que demandée par ERDF. Les syndicats auraient souhaité disposer d'une première appréciation de la CRE sur la pertinence de cette demande.

HESPUL demande que les termes « raccordement » et « renforcement » (p.10) soient clairement définis, au regard notamment des S3REnR.

1.2.4. Remises d'ouvrages et participations de tiers

ERDF souhaite que la CRE indique que le traitement tarifaire actuel des remises d'ouvrages fait naître pour ERDF un droit irrévocable à recouvrer la totalité de la déduction tarifaire initiale sur les tarifs futurs et à en percevoir une rémunération.

La FNCCR note qu'ERDF présente des hypothèses de travail relatives aux remises d'ouvrages et aux participations de tiers sans prendre l'attache au préalable auprès des autorités organisatrices.

Le SIPPEREC et le SIEL ne sont pas favorables à la reconduction du traitement des remises gratuites et participations de tiers instauré à l'occasion de TURPE 3. Le SIPPEREC et le SIEL souhaiteraient que soit chiffré et étudié un retour au traitement qui prévalait avant TURPE 3, celui des « apports historiques », à savoir une déduction directe des remises gratuites et participations de tiers de la base d'actifs régulée.

La CGT estime que le choix de raccordement sur le réseau BT ou HT ne doit pas être laissé à la main des producteurs. De plus, la CGT estime que les bornes de recharges pour les véhicules électriques doivent intégrer le domaine concessif.

1.2.5. Rémunération des subventions d'investissement de RTE

EDF soutient la demande de RTE d'une rémunération forfaitaire de la valeur nette comptable des subventions d'investissement.

1.2.6. Autres éléments

ERDF rappelle sa demande de couvrir la valeur nette comptable des actifs démolis financés par des tiers et remis à ERDF.

1.3. Charges nettes d'exploitation

Le SIPPEREC et le SIEL trouvent qu'il est difficile d'émettre un avis sur la trajectoire de charges d'exploitation estimant que peu d'informations ont été fournies dans la consultation publique.

La CNR souhaite que les impacts positifs des nouvelles charges à tarifier soient plus explicites et quantifiables, afin que l'approche bénéfice/coût des charges d'exploitation soit maintenue sur la période tarifaire.

La position d'EDF de son côté est plus ferme dans la mesure où il est demandé à la CRE que la croissance des charges d'exploitation soit maîtrisée et limitée à « inflation + 0.5% ». EDF regrette que l'évolution du niveau soit illustrée sous la forme d'une hausse unique à l'entrée en vigueur du tarif.

1.3.1. Charges nettes de fonctionnement de RTE

RTE rappelle que ces charges d'exploitation, notamment les achats et services et les charges de personnel évoluent de 1% de plus que l'indice d'inflation des prix à la consommation. Selon l'opérateur, c'est au regard de cette évolution des prix que doit s'apprécier la croissance des dépenses d'exploitation : sur ces postes, la simple hausse des prix justifierait ainsi une hausse supérieure à 3% par an.

En se limitant au périmètre des dépenses contrôlables hors main d'œuvre et en neutralisant l'effet de la hausse des prix, l'opérateur constate une baisse de dépenses d'exploitation en volume de l'ordre de 1% par an sur la période 2012-2016. L'opérateur fait ainsi remarquer que la baisse des dépenses de sécurisation mécanique étant compensée par la mise en place progressive d'une politique de gestion des actifs par composants et par le coût de nouvelles activités confiées à RTE sur la période (notamment la gestion des ouvrages rachetés à la SNCF et un programme de R&D en croissance), ce sont les effets des efforts de productivité que prévoit de réaliser RTE qui expliquent cette baisse des dépenses attendues.

L'opérateur indique que ces efforts doivent être appréciés tout d'abord au regard de ceux déjà réalisés sur les précédentes périodes tarifaires : à isopérimètre, la trajectoire proposée dans le document de consultation se traduit par une réduction des dépenses en volume (main d'œuvre et hors main d'œuvre) de l'ordre de 30% entre 2002 et 2016.

Il rappelle aussi que les investissements de RTE sont, sur la période TURPE 4, dans une trajectoire de croissance soutenue (portée par le développement du réseau, des interconnexions et celui de la production décentralisée), et qu'à ce titre l'actif exploité est amené à connaître en volume (lignes et postes) une croissance de l'ordre de 2% par an (en même temps que l'âge moyen des actifs existants augmente). RTE

propose ainsi de neutraliser cet effet de croissance en volume dans l'appréciation des trajectoires de dépenses d'exploitation de RTE.

Enfin, RTE a tenté de mettre en évidence les impacts d'un abattement de cette trajectoire de charges de fonctionnement. Sur la base des éléments exposés ci-dessus, l'opérateur soutient qu'une réduction de 1% sur l'ensemble des OPEX ne pourrait effectivement se répercuter que sur les charges contrôlables, ce qui nécessiterait une réduction de 2% de celles-ci, en sus des gains de productivité déjà intégrés. L'opérateur estime qu'une telle réduction ne serait pas soutenable : elle ne pourrait se faire qu'au prix non pas d'efforts de productivité accrus, mais de reports de dépenses à l'horizon du prochain tarif avec des impacts à la fois sur la qualité de service, sur la sûreté du système et sur les évolutions tarifaires ultérieures.

RTE rappelle enfin que les efforts de productivité exigés de sa part par la CRE ne doivent pas pénaliser un gestionnaire de réseau qui a déjà effectué par le passé de lourds efforts de productivité. Ils doivent de plus être cohérents avec les principes de couverture de l'ensemble des coûts supportés par un gestionnaire de réseau efficace définis par la Loi.

1.4. Comptes de régulation

1.4.1. Compte régulé de financement des interconnexions

EDF est favorable à la proposition de RTE de mettre fin au mécanisme du Compte Régulé de Financement des Interconnexions (CRFI) et de faire bénéficier l'ensemble de la collectivité des recettes issues des enchères transfrontalières via une réduction du TURPE, tout en s'assurant par ailleurs que le montant des investissements reste supérieur ou égal aux recettes d'enchères d'interconnexions.

La CGT est favorable à la suppression du CRFI et estime qu'un contrôle de la CRE sur les dépenses d'investissement pour les interconnexions devrait être suffisant pour satisfaire les exigences européennes.

1.4.2. Apurement du compte de régulation des charges et produits à la fin du TURPE 3

EDF estime que le solde du CRCP devra être intégralement pris en compte lors du passage au TURPE 4, afin de garantir la couverture intégrale des charges entre les périodes tarifaires.

Le SIPPAREC et le SIEL rejoignent la CRE sur l'idée d'apurer le solde du CRCP antérieur dans le strict cadre de la nouvelle période tarifaire (4 ans au lieu de 5). Les syndicats regrettent que le taux sans risque utilisé pour le calcul de l'annuité du CRCP n'ait pas été communiqué.

RTE estime qu'il devrait être possible d'intégrer le niveau réel d'inflation sur 2012 ainsi que le niveau réel du CRCP à apurer au titre de 2012 dès le 1er août 2013, quitte à effectuer, si nécessaire, un correctif de deuxième ordre au 1er août 2014. De plus, RTE constate que le CRCP TURPE 3 de l'année 2013 ne pourra être apuré qu'à partir de 2014,

1.5. Autres sujets relatifs au niveau des charges à couvrir

ERDF demande la suppression du décalage tarifaire. L'opérateur estime que le retard de sept mois constaté à la mise en œuvre pour TURPE 3 aurait dû conduire à un recalage à la hausse du tarif. Il déplore le fait que le traitement de l'année 2013 n'a pas été précisé et rappelle la nécessité de préciser un traitement pour l'année 2017.

EDF estime que les conséquences d'un éventuel décalage par rapport à la date prévisionnelle d'entrée en vigueur du tarif doivent être anticipées. EDF estime que les trajectoires de charges et d'investissements du premier semestre de 2013 n'ont pas été fixées par le TURPE 3 : il convient de combler cette absence de référence et de ne pas reproduire l'absence de trajectoire de référence pour le premier semestre 2017.

1.6. Simulation de hausses tarifaires par les services

EDF regrette que dans cette consultation le besoin d'évolution du niveau soit illustré seulement sous la forme d'une hausse unique à l'entrée en vigueur du tarif.

EDF constate que de nombreux arbitrages ne sont pas encore réalisés par la CRE et regrette que cette consultation ne permette pas d'estimer raisonnablement l'évolution annuelle du niveau du TURPE 4 au cours de la période tarifaire. EDF demande en particulier que soient détaillées par année et par poste les trajectoires de charges à tarifier retenues par la CRE.

RTE demande que toutes les conséquences d'un éventuel changement de dates de mouvement du TURPE 4 soient répercutées sur le niveau du tarif, ou compensées via le CRCP, afin de couvrir l'ensemble de ses coûts de la période 2013-2016.

B. Cadre de régulation

1. Durée des tarifs, clause

1.1. Clause de rendez-vous et évolution annuelle

Trois acteurs (le SIPPAREC, le SIEL et ERDF) sont favorables à l'indexation du tarif sur l'inflation

Deux acteurs (le MNE, ERDF) souhaitent reconduire les principes en vigueur concernant la fixation des tarifs sur quatre ans. La CGT regrette cependant cette position et souhaite une visibilité sur une période beaucoup plus longue.

Deux acteurs (le MNE, EDF) sont favorables à une synchronisation entre les dates d'évolution annuelle du TURPE et des tarifs réglementés de vente (TRV) par exemple au 1er juillet.

Cinq acteurs (EDF, ERDF, le MNE, FCE-CFDT, RTE) sont favorables à la mise en place d'une disposition permettant de réviser le TURPE en cours de période tarifaire au cas où un événement exogène imprévisible augmenterait de façon substantielle les coûts du gestionnaire de réseau.

EDF souhaite en outre que cette clause permette de réviser à la fois le niveau et la structure du TURPE 4.

ERDF précise son souhait d'une clause de rendez-vous activable annuellement, sans condition de délai, dès lors que des éléments justificatifs sérieux pourront être produits. Elle devrait permettre, s'il y a lieu, un rattrapage rétroactif, sans impact à la baisse sur le CMPC. L'opérateur souligne par ailleurs que l'OFGEM avait mis en œuvre, dans le cadre du DPCR5 des clauses de rendez-vous à l'initiative des gestionnaires de réseau accompagnés d'un panel de clauses de réouverture à dates fixes avec seuil de déclenchement et de clauses spécifiques à des facteurs de risques identifiés, notant au passage que le taux de rémunération octroyé par l'OFGEM est supérieur à la fourchette envisagée pour TURPE 4.

RTE demande l'inclusion dans les déclencheurs de la clause de revoyure d'autres causes pouvant fortement influencer ses équilibres financiers, tels une modification des modalités de l'impôt sur les sociétés.

GDF SUEZ s'est exprimé en défaveur d'un tel mécanisme. Pour le fournisseur, en effet, le CRCP répond aux besoins des utilisateurs de réseaux, mais la clause de revoyure au bout de deux ans réduit son intérêt puisqu'elle introduit un élément d'incertitude pour les fournisseurs. En effet, pour construire leurs offres, les fournisseurs ont besoin de visibilité et le TURPE, qui compte environ pour moitié dans les coûts, doit être prévisible au cours de l'exercice tarifaire.

Trois acteurs (Le SIPPAREC, le SIEL, GDF SUEZ) émettent des réserves sur ce mécanisme, demandant un seuil de déclenchement bien supérieur à 1% et la baisse du bêta des actifs du CMPC.

2. Compte de régulation des charges et des produits

ERDF et EDF proposent le retrait de la qualification « extracomptable » de la définition du CRCP, afin de permettre d'éventuelles évolutions qui donneraient une meilleure visibilité financière.

2.1. Principes de fonctionnement

La CGT et EDF sont favorables à la reconduction du mécanisme du CRCP.

Le SIPPEREC et le SIEL regrettent le manque de visibilité entourant le choix du taux de rémunération du CRCP.

La FNCCR rejoint la demande d'ERDF d'apurer le CRCP en cours de période pour éviter des frais financiers qui viendraient grever au final le TURPE.

2.2. Périmètre

ERDF propose que les conséquences financières de la décision du CORDIS du 22/10/2010 et les contentieux en cours avec les producteurs photovoltaïques soient prises en compte dans le CRCP à l'instar de ce qui avait été mis en œuvre pour le TURPE 3 dans le cadre du contentieux entre la SNCF et le RTE.

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

La CGT reste attentive aux conditions du développement d'ERDF et sur la nature des nouvelles prestations créées, considérant qu'il est nécessaire de consolider les activités régulées dans le périmètre défini par la loi. La CGT estime que toute évolution d'ERDF vers le domaine concurrentiel porterait le risque d'une remise en cause du modèle du distributeur et de sa situation de monopole public. Par ailleurs, le développement de ces nouvelles prestations ne peut se faire selon la CGT au détriment de la réalisation des missions « de base » du distributeur. C'est pourquoi la CGT interprète les conditions posées par la CRE du respect des dispositions de l'article L. 341-3 du code de l'énergie et de l'absence de conséquence d'échapper à toute régulation de l'exclusion du CRCP comme une garantie de maintien des nouvelles activités sous « contrôle » du régulateur et *in fine* hors du champ d'activité de marché.

EDF partage la réserve de la CRE à propos de la demande d'ERDF d'exclure du CRCP l'ensemble des recettes issues des prestations annexes. EDF souligne sa demande d'un traitement symétrique des charges et des recettes associées aux prestations annexes créées au cours de la période tarifaire, via leur inclusion dans le CRCP.

ERDF est satisfaite de la proposition de la CRE de ne pas reprendre les recettes issues des prestations créées au cours de la période tarifaire, dans la mesure où les coûts engagés n'auraient pas été couverts par le TURPE. ERDF souhaite que les prestations réalisées dans un contexte concurrentiel ne soient plus incluses dans la catégorie des prestations annexes. Elles doivent en effet être portées par une entité filialisée, dans le cadre d'une stricte séparation des activités monopolistiques et concurrentielles incluses dans le CRCP.

La FNCCR estime que pour les prestations annexes réalisées sous le monopole des gestionnaires de réseaux – pour lesquelles il est prévu que le TURPE couvre une partie, l'autre partie donnant lieu à une facturation sur la base de tarifs uniformes sur le territoire national, fixés par les ministres en charge de l'économie et de l'industrie, sur la base d'une proposition motivée de la CRE –, il y a lieu de maintenir ces prestations dans le périmètre du CRCP pour la part qui aurait été au préalable couverte par le TURPE.

GDF SUEZ est opposé à l'exclusion recettes issues des prestations annexes créées au cours de la période tarifaire du périmètre du CRCP.

Le MNE, EDF, le SIPPEREC et le SIEL sont opposés à l'exclusion du périmètre du CRCP des prestations annexes créées au cours de la période tarifaire, sauf, s'il est avéré que les coûts engagés pour fournir ces prestations n'ont pas été couverts par le TURPE.

Le SIPPEREC et le SIEL souscrivent à la proposition de la CRE d'exclure du CRCP les seules prestations dont les coûts ne sont pas couverts par le TURPE.

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

ERDF, EDF, les ELD, le SIPPEREC et le SEDI sont favorables à la prise en compte des redevances de concessions et du FACE dans le CRCP.

ERDF maintient sa demande d'inclusion au CRCP des redevances de concession et des contributions à l'électrification rurale, non pour réduire un quelconque risque, mais pour lever toute incompréhension. Selon ERDF, il appartient en effet aux pouvoirs publics, et non au concessionnaire, d'opérer une régulation en la matière.

La FNCCR, le SEDI, le SIPPEREC et le SIEL souhaitent également que ces dépenses soient incluses dans le périmètre du CRCP. Le SIPPEREC et le SIEL souhaitent vivement que les documents de présentation définitive de TURPE 4 fassent mention explicite de la trajectoire de redevances retenue sur 2013-2016, particulièrement s'il se confirmait que celles-ci soient *in fine* inéligibles au CRCP. Ce serait, selon eux, un élément de clarification essentiel des débats entre ERDF et les autorités concédantes.

3. Régulation incitative

3.1. *Charges d'exploitation maîtrisables*

EDF est favorable à l'instauration d'un mécanisme symétrique tant que l'objectif est raisonnablement atteignable. Si la CRE constatait que les cibles de gains de productivité n'étaient pas assez ambitieuses, EDF estime qu'il serait plus opportun d'envisager la révision de ces cibles plutôt que de remettre en cause le principe d'une incitation symétrique.

ERDF considère que le principe de l'allocation des efforts additionnels est vertueux car il conduit l'opérateur à rechercher l'optimum dans l'affectation des moyens, pour augmenter les ressources opérationnelles sur des domaines bien ciblés, notamment la maintenance préventive. Cette régulation incitative constituerait ainsi, selon ERDF, une mesure d'efficacité.

Le MNE est favorable à la proposition de la CRE pour renforcer l'incitation portant sur les charges d'exploitation maîtrisables.

RTE rappelle son opposition à une régulation dissymétrique ou fixée autour d'objectifs inatteignables, dans un contexte où il a proposé ses meilleurs efforts pour la maîtrise des charges à couvrir. Une cible mal centrée ou une fonction d'incitation mal réglée conduirait, selon RTE, à une régulation perdante en espérance, sauf à procéder à des gains de productivité illusoire qui ne seraient qu'un décalage des dépenses dans le temps.

L'UNIDEN trouve que le dispositif actuel est satisfaisant.

La FCE-CFDT note que les objectifs affichés par les opérateurs pour la prochaine période tarifaire contiennent déjà une maîtrise accrue des coûts salariaux. Elle conteste donc la logique qui conduit à renforcer l'incitation à la réalisation des efforts de productivité et à faire supporter aux gestionnaires de réseaux, via l'encadrement sous-jacent des charges de personnel, la maîtrise tarifaire.

La FCE-CFDT regrette que les tarifs n'incluent pas une prise en charge d'actions en faveur de la maîtrise de l'énergie.

3.2. Qualité d'alimentation

De manière générale, le MNE estime souhaitable que les incitations financières relatives à la qualité d'alimentation soient renforcées et matérialisées, au moins en partie, par le biais d'un dédommagement des consommateurs concernés. En particulier, afin de renforcer l'incitation financière sur la durée de coupure, plutôt que d'augmenter le montant du bonus/malus, le MNE estime préférable de compléter le dispositif par un dédommagement des consommateurs.

3.2.1. RTE

EDF accueille favorablement l'introduction d'un indicateur sur la fréquence moyenne de coupure, qui reflète bien la perception des utilisateurs. EDF souhaite rappeler ses propositions de nouveaux indicateurs de suivi :

- indicateurs locaux permettant de suivre le nombre de fois où les valeurs « limite » de tension prévues dans la documentation technique de référence sont dépassées ;
- indicateur de suivi de la tenue de tension en régime normal, tenant compte de l'évolution de la tension à plusieurs points caractéristiques du réseau ;
- indicateurs relatifs à la comparaison des taux de coupure sur les réseaux amont et sur les réseaux d'évacuation, permettant de comparer la disponibilité effective des deux types d'ouvrages ;
- indicateur de suivi des dates prévisionnelles de renforcement du réseau.

Le MNE estime qu'assouplir le critère relatif à la durée moyenne de coupure, alors que le seuil actuel a donné lieu au versement d'un bonus en 2011, serait le signe d'une anticipation de la dégradation de la qualité d'alimentation, ce qui n'est pas souhaitable. Pour le MNE, le seuil de déclenchement d'un bonus/malus ne doit pas passer à 2,75 minutes mais doit être maintenu à 2,4 minutes. Le MNE rappelle sa proposition consistant à mettre en place une zone de neutralisation autour de la durée moyenne de référence : aucun bonus/malus versé autour d'un intervalle de durée de coupure (par exemple entre 2,2 et 2,6 minutes). Le MNE est favorable au renforcement de la force de l'incitation proposé par la CRE. Il est également favorable à l'introduction d'un nouveau critère sur la fréquence moyenne des coupures.

RTE note que la cible de durée moyenne de coupure (2,75 minutes) a été revue à la hausse par rapport aux valeurs de TURPE 3, sans toutefois atteindre le niveau de 3 minutes qui, selon RTE, serait pertinent au vu de l'historique et des prévisions qui peuvent être faites compte tenu de l'analyse des causes, essentiellement exogènes, à l'origine des dysfonctionnements. Toutefois, RTE s'interroge sur la raison du choix par la CRE d'une augmentation de la force de l'incitation à 75 % de la valorisation de l'énergie non distribuée (END). Selon RTE, cette force ne fera qu'accentuer le caractère volatil de l'indicateur. RTE s'interroge également sur les raisons poussant à remonter le plafond à 0,75 % du chiffre d'affaires tarifaire (au lieu de 0,5 % en période TURPE 3), sans justification particulière alors que celui d'ERDF reste fixé à 0,5 %. RTE rappelle que l'introduction d'un second indicateur sur les fréquences de coupure est destinée à mieux refléter son action opérationnelle, mais n'a pas de raison objective de s'accompagner d'une évolution du plancher ou du plafond au-delà de leur valeurs actuelles (20 M€), éventuellement actualisées de l'évolution de la valorisation de l'END (soit d'un facteur 26/24). RTE demande que les paramètres suivants soient retenus :

- cible de durée moyenne de coupure égale à 3 minutes, et en aucun cas inférieure à 2,85 minutes ;
- forces d'incitation égales à 50 % de la valorisation de l'END et 50 % de la valorisation de la puissance coupée ;
- plafond restant à 20 M€, et en aucun cas supérieur à 21,7 M€.

Comme ils l'avaient précisé en juin 2012, lors de la précédente consultation, le SIPPAREC et le SIEL considèrent que toute révision à la hausse de la durée moyenne de coupure de référence pour RTE constituerait un message à contre-sens des objectifs à poursuivre : Le SIPPAREC et le SIEL adhèrent au principe qui consiste à aligner la force de l'incitation portant sur la durée moyenne de coupure pour RTE sur la valorisation de l'END telle que revue récemment par RTE. Retenir une incitation sur la fréquence moyenne de coupure est une suggestion que le SIPPAREC et le SIEL considèrent comme pertinente à la

condition impérative que l'incitation sur la durée moyenne soit *a minima* maintenue au même niveau d'exigence et au même niveau de pénalité/bonus généré.

3.2.2. ERDF

L'ADEeF est particulièrement attachée à ce que la régulation incitative, qui se traduit pour l'opérateur national ERDF par un versement au CRCP, soit réellement incitative et qu'elle puisse ainsi conduire à un cercle vertueux. En effet, si cette régulation se traduit par des bonus, ceux-ci peuvent être réinvestis sur le réseau, contribuant ainsi à l'amélioration de celui-ci. Dans le cas contraire, les malus viendront diminuer le niveau du TURPE et donc les moyens que les GRD pourront allouer au réseau. Il ne saurait donc être question, pour l'ADEeF, de fixer un niveau d'objectif qui ne saurait être atteint, et qui pénaliserait tant ERDF que l'ensemble des ELD qui subiraient également indirectement ce malus, à travers la baisse du tarif nationalement péréqué, alors même qu'elles n'avaient pas de leviers d'action sur le sujet.

Cofely estime qu'une régulation basée sur une moyenne nationale n'a pas de sens. Elle incitera, selon Cofely, le gestionnaire de réseau à se préoccuper d'améliorer la valeur moyenne en privilégiant les zones les plus denses, alors que ce sont les « déserts électriques », déjà frappés des problèmes de qualité, qui sont les plus perturbants. Cofely considère que le principe de la péréquation des tarifs d'utilisation des réseaux doit s'accompagner de la péréquation de la qualité, sous peine de voir disparaître la notion même d'aménagement du territoire.

EDF accueille favorablement la réintégration des coupures pour travaux dans le calcul de la durée moyenne de coupure ainsi que la mise en place et le suivi d'un indicateur sur la fréquence moyenne de coupure sur les réseaux de distribution.

Les ELD constatent que les bonus ou malus appliqués à ERDF, dans le cadre de la régulation incitative, se réalisent par le biais d'un « versement » au CRCP. Ce fonctionnement fait dépendre les recettes tarifaires des ELD de la performance et des résultats de l'entreprise ERDF, éléments sur lesquels les ELD n'ont aucune maîtrise. Selon les ELD, le dispositif de régulation incitative appliqué à ERDF a pour effet :

- d'accentuer les facteurs d'incertitudes que les ELD subissent et ne maîtrisent pas,
- de renforcer les incohérences du fonctionnement du CRCP, qui apporte à ERDF une sécurité contre les risques liés aux charges non maîtrisables, alors que cette fonction n'est pas garantie pour les ELD.

Les ELD demandent par conséquent, dans le cadre du TURPE 4, que le caractère aléatoire de leurs recettes ne soit pas aggravé par la régulation incitative appliquée à ERDF.

ERDF considère que les valeurs de références envisagées par la CRE sont irréalistes et constitutives d'une régulation qui n'est en rien neutre en espérance. Selon ERDF, elles pèseraient ainsi sur le niveau du tarif, ce qui serait *in fine* contraire aux objectifs d'investissements proposés par ERDF.

ERDF souligne que :

- la période TURPE 3 a clairement mis en évidence la sensibilité aux aléas climatiques de la durée moyenne de coupure, même si elle est évaluée « hors événements exceptionnels ». Par exemple, la tempête Xynthia en 2010 a pesé pour 8 minutes sur le critère B « hors événements exceptionnels » proposé par la CRE et la tempête Joachim en 2011 en a pesé pour 10 minutes. L'occurrence de tels aléas est quasi certaine sur la période TURPE4. C'est pour cette raison qu'ERDF demande un filtrage sur le critère retenu pour la régulation ;
- l'entreprise publique constate que l'impact de ces aléas sur la période 2009-2012 conduit à un malus malgré de réels efforts tant en investissement qu'en maintenance ;
- ERDF rappelle d'ailleurs qu'elle avait déjà informé le régulateur sur l'impossibilité de tenir les seuils de la régulation incitative retenus par la CRE dans sa réponse du 25 juillet 2008 pour TURPE3 ;
- le réseau d'ERDF reste sensible aux aléas climatiques. En l'absence du filtrage demandé, qui aurait pu permettre de suivre les progrès réels structurels, et en simulant une période climatique similaire à celle de TURPE 3 sur TURPE 4, les valeurs de référence proposées par la CRE conduisent à un malus en

minutes sur la période, du même ordre que celui subi sur TURPE 3. Ce malus est aggravé financièrement par le renforcement de la force de l'incitation ;

- les valeurs de référence proposées par la CRE se situent en moyenne à plus de 10 minutes en dessous des valeurs réalisées sur la période TURPE 3.

ERDF demande la définition d'une cible réaliste et réitère sa demande de mise en œuvre d'un indicateur témoignant des progrès structurels constatés. A défaut, il convient selon ERDF :

- de réévaluer les valeurs de référence proposées par le régulateur de 5 minutes, soit une trajectoire de référence 2013-2016 de 76, 74, 73 et 71 minutes ;
- ou, en alternative, d'associer à la mise en place de cette trajectoire, une plage de neutralisation de plus ou moins 5 minutes au moins.

ERDF rappelle que les niveaux d'objectif, qu'il propose ci-dessus ou qu'il a proposés pour l'indicateur filtré, sont conditionnés aux trajectoires d'investissement et d'exploitation qu'il a présentées au régulateur et repris dans la consultation publique. Si le régulateur fait le choix d'une rémunération plus faible, par un moyen ou par un autre, les objectifs de qualité qu'il fixe doivent alors, selon ERDF être cohérents avec les moyens arrêtés par le régulateur.

La FNCCR note que la CRE a retenu le principe d'élargir les paramètres constitutifs du calcul de la durée moyenne de coupure incluant de fait les trois jours les plus perturbés de l'année afin d'inciter à une meilleure prise en considération de tels événements, alors qu'ERDF souhaitait retenir un indicateur filtré excluant les journées les plus perturbées et minimisant ainsi les résultats très hétérogènes observés sur l'ensemble du territoire national. Par ailleurs, la FNCCR ne serait pas favorable à la fixation d'objectifs entachés d'une incertitude telle que celle-ci couvrirait les différents objectifs à atteindre dans le temps. Selon la FNCCR, Un tel mécanisme démontrerait, de plus, la non exactitude de l'indicateur « durée moyenne de coupure » et discréditerait la maîtrise d'une régulation incitative à une amélioration de la qualité. La FNCCR note que les indicateurs de référence se basent sur les résultats obtenus et non plus sur des résultats moyennés. En ce qui concerne, par exemple, l'intégration dans l'indicateur de la durée moyenne de coupure pour travaux, la référence potentiellement retenue par la CRE serait de 19 minutes, sur la base d'observations issues des résultats de 2011, alors que d'un point de vue historique, hors problématiques spécifiques réglementaires telles que les PCB, cet indicateur se situe plutôt, selon la FNCCR, autour de 8 minutes en moyenne dans le temps, loin des 19 minutes précités. Dès lors pour la FNCCR, les valeurs de référence pour la durée moyenne de coupure pourraient être rapportées à des niveaux plus ambitieux. Dans cette perspective, la FNCCR rappelle que, suite aux tempêtes Klaus et Quentin de 2009, elle avait préconisé un plan de relance des investissements à hauteur de 1 Md€ sur 8 ans afin de redresser la qualité d'alimentation, et de retrouver un niveau de qualité proche de celui qui prévalait en 2002, soit environ 50 minutes. Le tableau ci-dessous présente une proposition d'échéancier d'évolution des valeurs de référence (jusqu'en 2017 à titre indicatif), conformément aux ambitions du plan de relance souhaité par la FNCCR.

2013	2014	2015	2016	2017
52 + 8 = 60 minutes	58 minutes	56 minutes	53 minutes	50 minutes

Force Ouvrière considère que toute régulation incitative doit reposer sur des objectifs raisonnables. Tel n'est pas le cas, selon Force Ouvrière, des propositions faites en matière de qualité de distribution qui ne tiennent pas compte des réalités.

Selon le Gimélec l'amélioration incrémentale de qualité d'alimentation proposée par la CRE semble cohérente avec la trajectoire d'investissements envisagée avec ERDF.

Le GPPEP estime qu'il pourrait être pertinent d'ajouter l'indicateur suivant : durée maximum des coupures par type d'événements / nombre de lignes coupées. Ceci permettrait, selon le GPPEP d'avoir des indicateurs plus pertinents qu'une simple moyenne qui peut présenter des écarts types importants.

Le MNE est favorable à la proposition de la CRE de ne pas filtrer la durée moyenne de coupure, selon la méthode proposée par ERDF. Il est également favorable à la fixation d'un objectif de durée moyenne de

coupure en diminution sur chacune des 4 années à venir. Par ailleurs, comme pour RTE, il est favorable à la mise en place d'une zone de neutralisation autour de la durée moyenne de coupure (plutôt de l'ordre de +/-2 minutes). En revanche, le MNE n'est pas favorable à la réintroduction des coupures pour travaux dans le calcul de l'incitation. Il estime que cette introduction pourrait avoir un effet pervers en incitant ERDF à décaler certains travaux, pourtant nécessaires, afin de respecter son objectif de durée moyenne de coupure et bénéficier d'un bonus. Pour finir, le MNE serait favorable à l'introduction d'une incitation financière sur la fréquence moyenne des coupures. Dans un premier temps, il soutient la demande de la CRE à ERDF de mettre en place et de suivre cet indicateur.

Le SIPPAREC et le SIEL considèrent qu'il n'est pas adéquat de mettre en place une zone de neutralisation. En effet, rendre les réseaux de distribution insensibles aux aléas climatiques est, selon le SIPPAREC et le SIEL, un objectif primordial du concessionnaire. Rendre l'incitation tarifaire insensible à ces aléas climatiques constituerait donc pour le SIPPAREC et le SIEL un contresigne majeur. Le SIPPAREC et le SIEL approuvent l'intégration des coupures pour travaux dans le calcul de la durée moyenne de coupure. Le SIPPAREC et le SIEL rappellent que les coupures pour travaux peuvent toujours être supprimées ou réduites de façon à n'avoir aucun impact sur la durée moyenne de coupure. Le SIPPAREC et le SIEL relèvent que malgré le complet achèvement du programme PCB sur son territoire à fin 2010, le temps de coupure pour travaux BT s'est maintenu à un niveau anormalement élevé soit un tiers de la durée moyenne de coupure en 2011. Le SIPPAREC et le SIEL constatent que jusqu'en 2003, la durée moyenne de coupure pour travaux sur le réseau BT et HTA était nulle. Ce niveau de qualité était atteint depuis de nombreuses années et sur la quasi-totalité du territoire national. Le SIPPAREC et le SIEL demandent que la CRE invite ERDF à retrouver le niveau de qualité de 2003 en 3 ans en retenant la chronique suivante pour la période de TURPE 4 :

2013	2014	2015	2016
51 + 8 = 59 minutes	50 + 4 = 54 minutes	49 + 2 = 51 minutes	48 + 0 = 48 minutes

Le SIPPAREC et le SIEL souhaitent que la force de l'incitation soit fondée sur une la valorisation de l'END d'au minimum 9 €/kWh, en attendant une valorisation de l'END qui devra être menée par un organisme indépendant. Le SIPPAREC et le SIEL s'interrogent sur la mise en place de plafond/plancher à hauteur de 0,5 % du CA d'ERDF. Selon eux, pour que l'incitation soit efficace, elle doit créer une réelle émulation. Ils estiment que limiter de manière trop forte cette émulation rend inefficace l'incitation.

3.3. Qualité de service

3.3.1. Indicateurs incités financièrement – ERDF

a. Interventions

Nombre de rendez-vous planifiés non respectés par ERDF :

ERDF est favorable à la proposition de la CRE. ERDF estime que la solution proposée d'une automatisation de la détection des rendez-vous planifiés non respectés par ERDF et d'une automatisation du versement de la pénalité contribue à une meilleure compréhension par le client final du fonctionnement du marché et du rôle du distributeur.

EDF approuve la proposition de la CRE d'automatiser la détection des rendez-vous planifiés non respectés par ERDF. EDF demande que le périmètre des rendez-vous inclue les interventions non exécutées suite à un défaut du distributeur, car il estime que le préjudice subi par l'utilisateur est le même. EDF est aussi favorable à l'automatisation du versement de la pénalité mais estime que la solution proposée par la CRE d'un versement par ERDF n'est pas adaptée aux utilisateurs en contrat unique. Il estime que, dès lors qu'un contrat unique a été conclu, le versement doit se faire par le fournisseur qui facture déjà les prestations réalisées par ERDF. EDF souligne également qu'ERDF ne connaît pas l'adresse « payeur » du client mais seulement l'adresse du site où une intervention a été prévue. Par ailleurs, EDF préférerait que soit prévu un montant forfaitaire pour la pénalité. EDF propose que le montant de pénalité soit égal à celui prévu dans le cas du traitement d'une réclamation au-delà de 30 jours.

GDF SUEZ est opposé au versement direct de la pénalité par ERDF. GDF SUEZ estime que cela contreviendrait aux principes d'interlocuteur unique. Il estime également qu'un tel lien direct entre le client final et le distributeur nuirait à la bonne compréhension des rôles des différents acteurs et pourrait nuire à l'ouverture des marchés. Par ailleurs, GDF SUEZ estime que s'appuyer sur des flux automatisés entre GRD et fournisseurs pour le versement de la pénalité permettrait de réduire les coûts de traitement. Enfin, GDF SUEZ s'interroge sur la perception qu'auraient les clients d'un traitement différencié entre gaz et électricité.

HESPUL souhaite que le versement automatique de la pénalité soit appliqué le plus tôt possible et que, à défaut, une communication sur la possibilité de versement soit effectuée par ERDF.

Le MNE accueille favorablement la proposition de la CRE concernant le mécanisme de versement d'une compensation financière en cas de rendez-vous planifié non tenu. Il émet cependant deux réserves. Tout d'abord, la date de mise en œuvre du versement automatique du 1^{er} janvier 2015 demandée par ERDF est considérée comme trop lointaine. Le MNE demande une mise en œuvre dès l'entrée en vigueur de TURPE 4 soit en même temps que la mise en œuvre du mécanisme pour GRDF. A défaut, le MNE demande que le mécanisme entre en vigueur au plus tard le 1^{er} janvier 2014. Par ailleurs, le MNE juge souhaitable que le dispositif inclue, sur demande client, les rendez-vous programmés dans le cadre de la relève cyclique pour les clients dont le compteur n'est pas accessible. Il demande qu'ERDF communique sur ce mécanisme dans les courriers annonçant la relève cyclique. la proposition de la CRE. Ils estiment que cette évolution permettra de mieux mesurer la performance d'ERDF et de l'améliorer. Néanmoins, le SIPPAREC et le SIEL estiment qu'une telle évolution nécessite, d'une part, un audit du SI permettant la détection automatique des rendez-vous planifiés non respectés, et d'autre part, de s'assurer que le mécanisme n'incite pas le gestionnaire de réseau à réduire le nombre de plages de rendez-vous. Le SIPPAREC et le SIEL suggèrent notamment la mise en place d'un suivi du délai moyen d'obtention d'un rendez-vous.

Taux de mises en service sur installation existante réalisées dans les délais demandés :

EDF soutient que cet indicateur doit être restreint aux mises en services qui s'accompagnent d'un déplacement de la part du distributeur.

GDF SUEZ propose de retirer de l'assiette de calcul les mises en service sans interruption qui représentent aujourd'hui 70 % de ses demandes.

HESPUL demande que l'incitation devrait s'appliquer pour les différentes catégories d'utilisateurs et non comme une moyenne de l'ensemble des utilisateurs.

Le MNE est favorable à la mise en place d'une incitation sur le respect des délais demandés par les clients mais souhaiterait qu'elle prenne la forme d'une indemnité versée directement par ERDF aux clients qui en font la demande.

Le SIPPAREC et le SIEL sont favorables à la mise en place d'une incitation sur la mise en service. Ils estiment toutefois qu'il sera difficile de s'assurer que le délai effectif ne correspond pas au délai demandé et demandent en conséquence que l'exigence attendue pour cet indicateur soit de 48 heures.

b. Relation avec les utilisateurs finals

Taux de réponse aux réclamations dans les délais :

ERDF souhaite que soit introduit un bonus pour cet indicateur. ERDF juge que le montant de la pénalité prévue est très élevé et que, si le mécanisme devait rester en l'état, le montant de la pénalité soit mis en cohérence avec celui appliqué dans l'ATRD 4. Par ailleurs, ERDF est favorable à la proposition de la CRE que l'ensemble des réclamations, quelle que soit leur nature, soient traitées dans les 30 jours. ERDF demande toutefois l'exclusion des demandes d'indemnisation qui, en raison de l'intervention d'experts, nécessitent un délai de traitement supérieur à 30 jours.

GDF SUEZ est opposé au fait que le versement de la compensation financière soit fait par ERDF.

HESPUL demande qu'un accusé de réception précisant les délais réglementaires de réponse soit envoyé pour toutes les réclamations. Il estime par ailleurs que les montants de pénalités ne sont pas suffisamment incitatifs et ne reflètent pas les coûts que peuvent subir les utilisateurs en cas de retard. Enfin HESPUL considère que le versement de la pénalité pour les réclamations traitées dans un délai supérieur à 30 jours doit être automatique.

Le MNE est favorable à la proposition de la CRE concernant l'incitation sur le taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours. Le MNE soutient également fortement le mécanisme incitatif proposé pour les réclamations traitées dans un délai supérieur à 30 jours.

Le SIPPEREC et le SIEL sont favorables aux évolutions proposées par la CRE et estiment qu'elles permettront d'améliorer la performance d'ERDF.

c. Relation avec les fournisseurs

Taux de disponibilité du portail fournisseur :

GDF SUEZ souhaiterait que l'indicateur « taux de disponibilité du portail fournisseur » soit pondéré en fonction des périodes d'indisponibilité car l'impact sur l'activité des fournisseurs n'est pas le même.

d. Relève et facturation

Taux de relevés semestriels sur index réels (relevés ou auto-relevés) :

Le SIPPEREC et le SIEL sont favorables aux propositions de la CRE d'introduire une incitation financière sur le « le taux de relevés semestriels sur index réels (relevés ou auto-relevés) ».

Le MNE est favorable au principe d'un bonus/malus versé au CRCP mais sur des objectifs de taux de relève semestriels et annuels réalisés par le distributeur. Le MNE considère que le taux de relève « total » est un indicateur pertinent à suivre de manière semestrielle et annuelle mais estime que l'incitation financière doit porter sur le taux de relevés réellement effectuées par ERDF.

e. Raccordements

ERDF estime que les deux mécanismes proposés par la CRE sont pertinents et conformes aux attentes des clients. ERDF souligne en particulier que l'indicateur de respect de la date convenue de mise en exploitation est plus représentatif des attentes des clients et plus maîtrisable que celui du délai moyen. S'agissant du versement de la pénalité pour non-respect du délai d'envoi de la proposition de raccordement, ERDF demande que le versement soit restreint, en soutirage, au cas où le raccordement est réalisable dans un délai de trois mois à compter de la date de réception du dossier.

ERDF n'est pas favorable à un suivi du délai moyen de raccordement pour les affaires en BT > 36 kVA et en HTA. Il estime que la notion de plage de délai (0 à 3 mois, 3 à 6 mois, 6 à 9 mois et plus de 9 mois) est plus pertinente du fait de la grande dispersion des délais unitaires pour ce type de raccordement. En revanche, ERDF n'est pas défavorable au suivi du délai moyen en soutirage BT > 36 kVA sans extension, car cet indicateur fait déjà l'objet d'un suivi.

GDF SUEZ est favorable aux propositions de la CRE qu'il considère comme allant dans le bon sens.

HESPUL estime que les pénalités proposées pour les indicateurs « nombre de propositions de raccordement envoyées hors délais » et « taux de respect de la date convenue de mise en exploitation des ouvrages » ne reflètent pas la perte de production occasionnée par les retards. HESPUL demande donc que les montants des pénalités soient réévalués. HESPUL demande par ailleurs que le versement des pénalités soit automatique. A défaut, HESPUL souhaite qu'ERDF communique aux utilisateurs sur l'existence de cette pénalité.

Le MNE soutient les propositions de la CRE pour les raccordements car il estime qu'ERDF dispose, dans ce domaine, de marges d'amélioration importantes en termes de qualité de service. Le MNE soutient particulièrement la proposition de la CRE d'une mention obligatoire par ERDF, dans les procédures de raccordement, dans les devis et dans les documents contractuels, du dispositif prévoyant le versement d'une pénalité en cas de retard dans l'envoi de la proposition de raccordement ou dans les délais de réalisation des travaux. Le MNE préférerait que le montant des pénalités versées soit proportionnel au retard.

Le SIPPAREC et le SIEL approuvent les propositions de la CRE d'introduire des incitations financières pour le taux de respect du délai d'envoi des propositions de raccordement et le taux de respect de la date convenue de mise en exploitation des ouvrages. S'agissant du taux de respect du délai d'envoi des propositions de raccordement, le SIPPAREC et le SIEL souhaiteraient que la pénalité soit versée systématiquement dès dépassement du délai.

Le SIPPAREC et le SIEL souhaiteraient que les éléments permettant le calcul de l'indicateur « taux de respect de la date convenue de mise en exploitation » soient fondés sur des éléments exogènes ou incontestables. Le SIPPAREC et le SIEL estiment par ailleurs que le délai moyen, calculé comme différence entre la date de demande de la demande initiale de raccordement et la date de mise en service effective, est un indicateur important qui permet de refléter le délai de raccordement tel qu'il est vu de l'utilisateur.

3.3.2. *Autres indicateurs faisant l'objet d'un suivi – ERDF*

ERDF propose, pour le suivi de l'indicateur « taux d'index rectifiés », d'utiliser le « taux de redressement avoir facturation émis pour un redressement d'index ».

EDF demande le suivi d'un nouvel indicateur, le « taux de publication dans le délai prévu des flux de données de relève, de facture et d'événements contractuels ». Il indique qu'il est possible qu'une relève soit réalisée mais que l'information ne parvienne pas au fournisseur concerné.

Le MNE estime souhaitable que soit introduit *a minima* un suivi de l'indicateur sur le taux d'alimentation en libre-service (ALS) supérieur à 8 semaines sur le principe d'un bonus/malus versé au CRCP. Le MNE considère, qu'en cas de dépassement de la durée d'ALS et de constat de consommation sans fournisseur, les consommateurs font l'objet de redressements qui sont parfois importants. Il estime que cette incitation contribuerait à une réduction du niveau des pertes non techniques.

Le MNE estime également souhaitable de suivre le nombre annuel d'interruptions et le nombre annuel de réductions de fourniture pour impayé demandées et réalisées, ainsi que le nombre de résiliations à l'initiative du fournisseur pour impayés en indiquant si elles ont entraîné ou non une interruption de fourniture. Le MNE estime que ces indicateurs sont nécessaires pour le suivi de la précarité énergétique.

HESPUL considère que, dans le domaine des raccordements, les indicateurs doivent être suivis et diffusés par catégorie d'utilisateurs, afin d'assurer la non-discrimination et l'égalité de traitement de tous les utilisateurs.

3.3.3. *Régulation incitative de la qualité de service – ELD & EDF SEI*

EDF est favorable à une harmonisation sur tout le territoire des dispositifs qui incitent à améliorer la qualité du service rendu aux utilisateurs et accueille donc favorablement le principe d'introduire un dispositif de régulation incitative pour la qualité de service des ELD et de EDF SEI.

Le MNE est favorable à l'introduction d'une régulation incitative de la qualité de service pour les ELD de plus de 100 000 clients et pour EDF SEI.

Les Fédérations d'ELD estiment que les mécanismes actuels assurant les recettes des ELD ne les positionnent pas dans des conditions équivalentes à celles d'ERDF et que, dès lors, le principe même d'une régulation incitative ne saurait s'appliquer. Toutefois, dans un objectif d'égalité de traitement entre les utilisateurs de réseaux, les ELD de plus de 100 000 clients acceptent le principe d'incitations sous la forme

de pénalité versées directement aux utilisateurs de réseaux sur le territoire national pour les rendez-vous planifiés non respectés par le GRD et pour le taux de respect du délai d'envoi des propositions de raccordement. Les Fédérations d'ELD acceptent cette évolution à condition que les pénalités ne soient versées que sur demande de l'utilisateur.

GDF SUEZ estime qu'une régulation incitative n'a de sens que si les conditions d'accès aux réseaux sont suffisamment fluides. GDF SUEZ suggère le suivi d'un indicateur portant sur les règles de fonctionnement des marchés ouverts (mesure de l'interopérabilité des interfaces ELD/Fournisseurs avec ceux définis par ERDF, mesure de la convergence des procédures des ELD avec celles d'ERDF).

3.4. Pertes sur les réseaux

5 acteurs (SIPPEREC, SIEL, GDF SUEZ, MNE, EDF) se sont prononcés sur les dispositifs de suivi, envisagés par la CRE pour TURPE 4, des actions menées par les gestionnaires de réseaux pour maîtriser les volumes de pertes sur les réseaux qu'ils exploitent.

Le SIPPEREC et le SIEL soulignent que le concessionnaire n'identifie pas dans les échanges avec son autorité concédante les actions qu'il mène pour réduire le taux de pertes sur le réseau concédé. Le SIPPEREC et le SIEL souhaitent que le concessionnaire soit incité à plus de transparence sur le taux de pertes et sur les actions menées par ce dernier pour le maîtriser dans le cadre du TURPE 4. Le SIPPEREC et le SIEL demandent donc que le dispositif de suivi des actions d'ERDF pour maîtriser les volumes de pertes sur les réseaux qu'il exploite soit complété d'une obligation pour le concessionnaire de diffuser ces informations agrégées à la maille de chaque concession. Le SIPPEREC et le SIEL estiment que l'amélioration de la visibilité d'un plus grand nombre d'acteurs sur ces questions constitue également pour le concessionnaire une incitation à agir.

GDF SUEZ regrette qu'un dispositif d'incitation financière à la réduction des volumes de pertes ne soit pas envisagé pour TURPE 4 et cite en exemple les dispositions prises dans le cadre des tarifs de réseau de gaz qui incitent selon lui les GRD à réduire les pertes et à déterminer leur bon niveau en relation avec la CRE.

En plus des propositions de la CRE, afin de diminuer le niveau des pertes non techniques, le MNE propose d'introduire un indicateur et une incitation financière sur le taux d'alimentation en libre-service (ALS) supérieur à 8 semaines

EDF soutient la décision prise par la CRE de ne pas proposer d'incitation basée sur un taux de pertes cible. EDF est favorable au suivi par la CRE des actions de RTE et d'ERDF visant à réduire le volume de pertes sur leurs réseaux respectifs. EDF appuie la poursuite des travaux visant à améliorer la modélisation des pertes sur les réseaux, en particulier en développant une meilleure prise en compte de leur horosaisonnalité.

2 acteurs (EDF et ERDF) ont réagi à la question des modalités de prévisions de pertes prises en compte pour le calcul des quantités annuelles d'ARENH dédiées aux pertes.

EDF soutient les propositions faites par la CRE de demander à RTE et à ERDF de fonder les courbes de charge transmises pour le calcul de leurs droits à l'ARENH sur leurs courbes de charge de pertes historiques. EDF souhaite toutefois que la méthodologie soit décrite précisément et demande donc que soit explicitée la méthode d'estimation des courbes transmises à partir des courbes de pertes réalisées. Par ailleurs, EDF demande également la publication des quantités annuelles de droits à l'ARENH dédiées aux pertes dès leur notification aux gestionnaires de réseaux concernés.

ERDF estime que compte tenu de la méthode proposée pour le calcul des droits ARENH basée sur des courbes de charge de pertes réalisées, une distorsion entre réalisation et prévision issue de cette méthodologie peut apparaître dans le futur, notamment du fait de la temporalité des mécanismes d'évaluation des pertes réalisées. ERDF propose qu'un retour d'expérience soit organisé pendant la période TURPE 4, d'une part sur la méthode de calcul des droits ARENH et d'autre part sur l'impact de nouvelles dispositions législatives ou réglementaires sur les volumes de pertes (notamment mise en œuvre prochaine du marché de capacité et d'effacement). ERDF propose qu'il y soit explicitement fait mention dans la décision tarifaire.

Enfin 2 acteurs (EDF et RTE) se sont exprimés sur la reconduction proposée des dispositifs d'audit prévus dans le cadre de TURPE 3¹.

EDF soutient les propositions faites par la CRE de reconduire les dispositifs d'audit existants.

RTE propose que le seuil de déclenchement de l'audit sur le taux d'écart rapporté au volume de pertes constaté ne soit plus calculé sur des valeurs annuelles, mais à partir d'une moyenne sur trois ans. RTE justifie cette demande par l'accroissement des incertitudes sur l'exploitation des réseaux, notamment liées au développement de la production renouvelable intermittente.

3.5. Investissements d'interconnexion

Sont présentées ici les remarques d'ordre général. Les réserves ou commentaires portant spécifiquement sur un aspect du mécanisme (différentes primes, cohérence du dispositif) sont présentés dans les sous-parties suivantes.

1 acteur (EDF) est favorable, mais exprime des réserves.

EDF demande que le périmètre d'application du mécanisme d'incitation soit précisé, notamment concernant les projets déjà engagés. Concernant ces derniers, EDF estime que seuls les bonus liés à la bonne exploitation de l'interconnexion et à la réalisation dans les meilleures conditions de coûts soient proposés. Finalement, EDF propose que soit mis en place un plafond global pour l'ensemble des interconnexions en plus du plafond individuel pour chaque interconnexion.

3 acteurs (GDF SUEZ, RTE, UFE) expriment des réserves.

GDF SUEZ s'interroge sur de possibles effets sur l'intérêt d'un projet que pourraient avoir certaines décisions politiques pendant la période de construction. De plus, GDF SUEZ émet des doutes sur la détermination du coefficient de partage qui semble arbitraire et pourrait être questionné.

RTE souligne les avancées du mécanisme mais estime qu'il serait préférable qu'une incitation fixe, prévue à l'avance, soit proposée et estime que le mécanisme est complexe et peu lisible pour les acteurs externes. L'UFE demande que la CRE se coordonne avec ses voisins dans la définition d'un tel mécanisme, et définisse les ouvrages potentiellement concernés pendant la période TURPE 4.

2 acteurs (CGT, UNIDEN) sont défavorables au principe d'une incitation financière au développement des interconnexions. CGT et l'UNIDEN estiment le mécanisme complexe et incertain.

La CGT questionne le fait de vouloir privilégier via une incitation les interconnexions par rapport au développement et au renouvellement national.

L'UNIDEN estime que le développement des interconnexions n'est pas orienté vers le consommateur français. Également, selon l'UNIDEN, l'arbitrage entre différentes interconnexions n'est pas le rôle de RTE.

3.5.1. Incitation fixe à la réalisation des investissements utiles pour la collectivité

EDF estime qu'il n'est pas pertinent d'utiliser des prix de marché observés, et qu'il faudrait plutôt s'inspirer de la vision des fondamentaux développée dans le cadre du *Ten-Year Network Development Plan*. EDF demande également que soient précisées les hypothèses sous-jacentes au calcul de cette prime.

¹ Un audit est mené si les volumes d'écart sont supérieurs à 4 % pour ERDF et 8 % pour RTE des volumes de pertes constatées. Si, à la suite de cet audit, la nature incontrôlable des causes de l'augmentation du volume des écarts n'est pas avérée, le tarif ne couvre pas les charges de règlement des écarts au-delà de ces seuils. Selon le même mécanisme, le tarif ne couvre la totalité des charges d'ERDF liées à la couverture de l'énergie non affectée au-delà de 1 TWh que si un audit conclut à la nature incontrôlable des causes de l'augmentation des volumes de pertes.

3.5.2. *Incitation à la réalisation des investissements dans les meilleures conditions de coûts*

RTE et l'UFE sont favorables au calcul de l'incitation à partir des coûts observés, sous réserve que les éléments exogènes soient bien pris en compte. A minima, RTE et l'UFE demandent qu'une marge pour aléas soit intégrée. RTE demande également que le mode de calcul des annuités et le périmètre des coûts considérés soient précisément définis. De plus, RTE et l'UFE souhaitent que soit maintenue la rémunération à hauteur de 2% des subventions européennes, malgré leur exclusion des coûts dans le mécanisme. L'UFE souligne également que les risques opérationnels engendrés par les actifs subventionnés soient rémunérés.

3.5.3. *Incitation à la bonne exploitation de l'interconnexion électrique*

Selon GDF SUEZ, la réalité observée *ex post* peut être très différente de celle observée *ex ante* lorsque l'incitation porte sur les flux commerciaux. GDF SUEZ estime donc que l'incitation devrait porter sur les capacités maximales mises à la disposition des marchés par RTE plutôt que sur les flux. Cette incitation aura donc un effet positif sur la réduction des coûts de congestion résiduels.

RTE et l'UFE estiment que cette incitation est soumise aux risques liés à des décisions politiques à court terme (décisions sur le mix énergétique, la régulation, etc.), ainsi qu'à l'évolution du marché européen et du parc de production à long terme, qui ne sont pas maîtrisables par RTE. Egalement, RTE souligne que le choix de la frontière pertinente doit nécessairement inclure plusieurs pays. Compte tenu de ces difficultés, RTE et l'UFE proposent que cette incitation soit exclue du mécanisme. CGT estime que les flux commerciaux sont trop privilégiés en tant qu'objectif par rapport à la sécurisation du système.

3.5.4. *Incitation à la réalisation des investissements dans les meilleurs délais*

Pas de commentaires des acteurs.

3.5.5. *Cohérence d'ensemble du dispositif*

GDF SUEZ insiste sur le fait que cette incitation doit être distribuée au fil du temps et non à la date de mise en service afin de correctement intégrer l'incitation à la bonne exploitation de l'interconnexion.

RTE et l'UFE demandent que toutes les incitations soient positives, de manière à ce qu'un malus sur l'une d'entre elles ne vienne pas réduire le bonus sur une autre.

3.6. **Investissements sous maîtrise d'ouvrage d'ERDF**

AMORCE souhaite que les règles de choix d'investissement évoluent en faveur de la maîtrise de la demande (MDE), dans une logique d'optimisation économique du TURPE. AMORCE demande donc une modulation de la rémunération des investissements en faveur des investissements de MDE soit mise en place pour inciter les gestionnaires de réseaux à agir sur la demande. Par ailleurs, AMORCE souhaite que la gouvernance locale sur les politiques d'investissement soit renforcée et permette aux collectivités autorités concédantes de mettre en œuvre leur Plan climat énergie territorial (PCET). AMORCE souligne que l'accès aux données techniques et financières du territoire ainsi que la possibilité pour les autorités concédantes d'orienter la politique d'investissement sur son réseau constituent les prérequis à une meilleure gouvernance locale. Pour ce dernier prérequis, AMORCE préconise la mise en œuvre d'une composante territoriale du TURPE. Cette composante territoriale pourrait être fixée par l'autorité concédante selon un barème à définir. Elle traduirait la politique territoriale en matière d'énergie. Enfin, AMORCE souligne que plusieurs rapports de Chambres régionales des comptes ont mis en avant la nécessité pour les autorités concédantes de mieux exercer leur mission de contrôle de la gestion du réseau par le concessionnaire. Un rapprochement entre le niveau de gouvernance local et national est ainsi souhaitable, selon AMORCE, pour assurer le respect des missions de service public. AMORCE demande la publication des données économiques et financières à la maille des concessions, sans l'utilisation de clés de répartition. Sur la base de ces données, l'autorité concédante pourrait évaluer la gestion du réseau par le concessionnaire et rendre un avis à la CRE. La CRE synthétiserait ces avis au niveau national et intégrerait ces conclusions à son activité de régulation.

La CGT souligne que la gestion supra-concessive des réseaux de distribution est une condition essentielle du maintien d'un optimum technique et économique. Elle considère nécessaire de développer le dialogue avec les divers acteurs, en particulier dans le cadre de la planification des investissements, mais estime nécessaire de maintenir d'une gestion/cohérence globale centralisée. La CGT constate la difficulté de réunir les conférences départementales mises en place, par la loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité, pour élaborer les programmes d'investissements sur les réseaux publics de distribution. .

3.6.1. Coûts unitaires

EDF rappelle qu'un mécanisme d'incitations financières sur les coûts unitaires d'investissement d'ERDF ne serait pas adapté s'il ne tenait pas compte de la diversité des investissements réalisés, ces derniers étant très différents selon les régions alors qu'il convient de tenir compte des besoins prioritaires de certaines zones. EDF estime que la mise en place d'un suivi des coûts unitaires d'investissement d'ERDF, si elle était confirmée par la CRE, permettrait d'évaluer la pertinence de ce mécanisme. EDF souligne qu'il conviendrait d'élargir le spectre de la régulation incitative à tous les investissements réalisés sur les réseaux de distribution, y compris ceux engagés par les concédants.

ERDF est favorable à la mise en place d'un suivi détaillé des investissements « *qualité et modernisation* ».

FO s'interroge sur l'intérêt qu'il pourrait y avoir à appliquer à l'ensemble des acteurs concourant au service public de distribution, et non au seul gestionnaire de réseaux, le mécanisme incitatif proposé par la CRE, ce qui pourrait conduire à la mise en œuvre d'une régulation incitative sur les investissements réalisés sous la maîtrise d'ouvrage des concédants.

Le SIPPEREC et le SIEL suivent la prudence de la CRE, tant serait grand selon eux le risque qu'une mesure instruite précipitamment n'induisse une baisse de la qualité des investissements, voire une baisse des investissements physiques eux-mêmes.

3.6.2. Respect de la trajectoire d'investissement

Le SIPPEREC et le SIEL rappellent qu'en matière d'investissements non seulement ERDF n'est nullement tenu de respecter une trajectoire, comme c'est pourtant le cas pour RTE mais de plus, nul autre délégataire de service public local ne bénéficie, comme ERDF, d'une garantie de récupération financière de ses investissements, rémunération comprise, sans le moindre intéressement à la rationalisation de la dépense. D'autre part, le SIPPEREC et le SIEL ne partagent nullement la confiance exprimée par la CRE selon laquelle les incitations financières à la minimisation du temps de coupure suffiraient à inciter ERDF à investir. Le SIPPEREC et le SIEL considèrent donc qu'il convient d'inciter ERDF à respecter une trajectoire d'investissements en assortissant l'atteinte de cet objectif de l'atteinte d'objectifs en terme de niveau de qualité et de sécurisation de la desserte (sensibilisation aux aléas climatiques).

3.6.3. Projet de comptage évolué

L'AFIEG regrette que, malgré le montant considérable de l'investissement et l'intention affichée de prévoir un financement tarifaire ou paratarifaire pour le déploiement du compteur, les utilisateurs de réseau ne bénéficient pas d'informations suffisantes sur les coûts et les bénéfices d'un projet et sur l'impact d'un tel projet sur les coûts d'exploitation des distributeurs et sur un éventuel changement de concessionnaire. L'AFIEG prend également note que les avancées majeures du comptage évolué identifiées par la CRE sont presque exclusivement au bénéfice des consommateurs qui en disposeront. Elle demande donc à ce que le financement de ce projet soit porté exclusivement par les tarifs basés sur ce comptage, et que soit créée, pour ce faire, une différenciation tarifaire selon le type de compteur, à travers par exemple une modulation de la composante de comptage.

La CGT reste critique sur la mise en place des compteurs communicants au vu du coût de leur déploiement (4,5 Md€ sur 6 ans) et des avantages réels limités apportés aux usagers. La CGT s'oppose au financement de ces compteurs par le TURPE et souhaite que s'engage une concertation pour définir les modalités de son financement. Elle s'inquiète de l'utilisation qui pourrait être faite de ces compteurs pour renforcer la

différenciation géographique et l'horosaisonnalité des tarifs dont les conséquences seraient, selon elle, une remise en cause des principes d'égalité de traitement et de la péréquation tarifaire.

EDF salue le fait que la CRE se déclare prête à accepter une proposition de régulation spécifique pour que soit financé le déploiement du compteur évolué *Linky*. EDF demande que le plan d'affaires élaboré en 2011 soit mis à jour et rendu public. EDF estime que le financement du projet *Linky* peut s'intégrer dans les mécanismes tarifaires existants tout en tenant compte de ses spécificités. Selon EDF, les risques associés au projet *Linky* existent pour les investissements de renouvellement et de qualité réalisés aujourd'hui par ERDF, mais ils prennent pour ce projet une dimension particulière du fait de la concentration des investissements sur une courte période. EDF souhaite que les charges d'exploitation constatées, intégrant les économies occasionnées par le projet, soient intégralement répercutées sur le revenu tarifaire tandis que les investissements réalisés et leurs amortissements soient rémunérés à leur valeur nette comptable. EDF demande cependant que le déploiement de *Linky* soit inscrit dans des cadres de financement et de régulation adaptés à la spécificité du projet, d'une part, pour prendre en compte certains risques associés et, d'autre part, pour que les utilisateurs ne subissent pas *a priori* d'impact sur la facture significatif, comme annoncé par le gouvernement. Concernant ce dernier point, EDF propose d'introduire un dispositif rémunéré de lissage afin de décaler l'intégration des charges de capital dans le revenu tarifaire pour la faire coïncider *a priori* avec les gains d'exploitation attendus. EDF souligne que les dispositions de bonification et de lissage doivent faire l'objet d'un engagement réglementaire sur la durée d'amortissement du projet. EDF suggère également de mettre en place une régulation spécifique pour inciter au respect des budgets et du planning. EDF souhaite enfin que les incertitudes concessives, liées au risque de perte d'une part de la rémunération attendue en cas de fin d'une concession, soient couvertes par un CMPC adapté au projet. En pratique, il s'agirait d'identifier au sein de la base d'actifs régulés une ligne spécifique correspondant à *Linky* pour lui appliquer un taux bonifié. EDF estime que cette bonification pourrait être réduite si une disposition législative ou contractuelle permettait d'assurer la couverture de l'intégralité de la rémunération attendue.

Les ELD souhaitent, compte tenu des enjeux économiques très importants relatifs à ce projet, que la CRE apporte un éclairage sur le dispositif qu'elle envisage, sur sa déclinaison possible pour les ELD et sur les mesures qu'elle prévoit pour couvrir les surcoûts liés aux territoires à faible densité, ceux-ci étant calculés par rapport aux coûts de référence de l'opérateur national. Les ELD soulignent qu'elles ont montré par le passé leur engagement permanent dans la mise en œuvre de nouvelles technologies efficaces ; le nombre et la diversité des pilotes AMM le soulignent encore, selon elles. Les ELD confirment leur intérêt pour le projet de déploiement de comptages évolués et leur volonté de participer activement au développement des réseaux électriques intelligents qui est une des conditions de réussite de la transition énergétique, mais restent très attentives quant aux modalités de son financement qui doivent respecter une équité entre GRD.

ERDF partage l'opinion de la CRE, selon laquelle le développement d'un système de comptage évolué est un élément essentiel pour la réussite du programme français de transition énergétique. Ce projet d'envergure exceptionnelle, dont le financement est concentré sur une période courte, intervient de plus dans un contexte d'incertitude, renforcé par la décision récente du Conseil d'Etat. ERDF relève avec intérêt que la CRE envisage favorablement la mise en place d'un cadre de régulation spécifique, assurant notamment une rémunération sur la durée de vie des compteurs, ainsi qu'une prime de rémunération liée aux risques spécifiques du projet. ERDF souligne qu'il conviendra également de s'assurer que la régulation incitative soit cohérente avec les leviers de performance effectifs du distributeur.

La FNCCR est favorable, comme le laisse suggérer la proposition de la CRE, à ce qu'un TURPE dédié puisse être mis en place sur une durée plus longue que les périodes tarifaires actuelles pour des investissements spécifiques tels les projets de compteurs évolués que ce soit le projet *Linky* développé par ERDF ou d'autres outils développés par les ELD. En revanche, la FNCCR considère qu'il n'est pas normal de soumettre le gestionnaire de réseau à un risque financier. Pour la FNCCR, il n'y a pas de raison que les compteurs dérogent à la règle générale. Dès lors, la FNCCR estime que le projet *Linky* devrait être clairement financé dans la durée par le TURPE et par conséquent sans prime de risque. La FNCCR rappelle qu'en toute hypothèse, les autorités organisatrices ne souhaitent pas devenir le garant assurantiel du gestionnaire de réseau désireux de se couvrir des risques tels que, par exemple, l'obsolescence prématurée des compteurs communicants sur le plan fonctionnel ou des risques liés à des décisions issues du droit européen et qui s'imposeraient au niveau national. Concernant l'accompagnement de tels projets innovants, la FNCCR renouvelle son souhait de pouvoir être partie prenante au groupe de travail sur le sujet et qu'un

suivi puisse être prévu avec les autorités organisatrices du service public de la distribution d'électricité dans le cadre du développement des réseaux électriques « intelligents ».

GDF SUEZ souhaite que les conditions de financement du projet *Linky* soient définies dès que possible, et si possible avant la mise en œuvre du TURPE 4. La CRE devrait également, selon GDF SUEZ, définir le champ des mesures incitatives : respect des investissements (phase déploiement), performance de la chaîne de transmission des données (phase opérationnelle) et suivi des fraudes.

Le GPPEP estime que les compteurs *Linky* sont sensés créer des économies chez les grands fournisseurs d'électricité et chez le gestionnaire de réseau (meilleure connaissance et gestion de ce réseau). Dès lors, il s'interroge sur la possibilité que ces acteurs financent ce projet plutôt que de le couvrir par le TURPE ou dans une enveloppe spécifique.

Le MNE ne partage pas la position de la CRE qui « serait disposée à accueillir favorablement la demande que soit attribuée, sur la durée de vie des compteurs, une prime de rémunération à ce projet ». En effet, pour le MNE, le développement des compteurs communicants est une évolution naturelle du métier du gestionnaire de réseau de distribution. De plus, cette activité restant dans le cadre monopolistique et régulé, le médiateur n'est donc pas favorable à une rémunération supérieure à celle des autres projets nécessitant des investissements.

Le SIPPAREC et le SIEL sont en profond désaccord avec la CRE sur la question du traitement tarifaire des compteurs de 3^{ème} génération. En préambule, ils s'interrogent sur l'évaluation citée de 4,5 Md€ sur 6 ans, quand des enveloppes bien supérieures, parfois d'un facteur 2, ont pu être avancées ces derniers mois, notamment par le Président lui-même de la maison-mère d'ERDF. Le SIPPAREC et le SIEL auraient donc souhaité disposer d'éléments explicatifs de ce montant, au vu notamment des tests réalisés en Indre-et-Loire et dans le Rhône. Ils sollicitent donc ces compléments à l'occasion de la prochaine consultation sur TURPE 4. Fondamentalement, le SIPPAREC et le SIEL ne comprennent pas que cet investissement nécessite un traitement spécifique au sein du tarif, au travers d'un taux de rémunération majoré. Selon eux, la majoration du CMPC n'a de sens économique que si un risque particulier entoure le projet. Les Syndicats auraient donc attendu que la CRE exprimât en quoi consistait ce surcroît de risque. De leur point de vue, le projet ne recèle aucun risque spécifique. En effet, selon eux :

- l'investissement correspondant sera, comme tous les investissements d'ERDF, éligible au CRCP. ERDF sera donc couverte contre tout surcoût ;
- ERDF a régulièrement mis en avant le risque de cessation (normale ou anticipée) de certains contrats de concession avant le terme d'amortissement des compteurs. C'est oublier, selon eux, que les clauses de sortie desdits contrats prévoient une indemnisation automatique de la valeur non-amortie des immobilisations, au demeurant réévaluée d'un terme correspondant aux intérêts de portage cumulés depuis l'origine (alors même que le TURPE rémunère déjà ce taux de financement). Il est donc permis d'affirmer, selon le SIPPAREC et le SIEL, qu'une cessation de contrat, non seulement ne coûterait rien à ERDF, mais lui octroierait une plus-value.
- les économies d'exploitation seront prises en compte dans les charges à couvrir par le tarif et rien ne permet d'imaginer *a priori* que la CRE surestime celles-ci.

Au demeurant, le SIPPAREC et le SIEL s'étonnent de ne trouver nulle part mention dans la présente consultation de la valorisation des économies d'exploitation potentielles dues au nouveau compteur.

3.7. La recherche et développement, les investissements innovants et les réseaux électriques intelligents

1 acteur (EDF) est favorable aux propositions de la CRE. Il estime que qu'elles permettent de sécuriser les charges d'exploitation de R&D de RTE et ERDF.

9 acteurs (CNR, CGT, GDF SUEZ, Gimélec, GPPEP, HESPUL, SIPPAREC, SIEL, UNIDEN) sont favorables aux propositions de la CRE mais expriment des réserves.

La CNR estime d'une manière générale que les efforts en dépenses de R&D doivent être accentués et la CGT estime plus spécifiquement que ceux de RTE doivent l'être. La CNR demande que les retours bénéfiques soient évoqués, même s'ils sont attendus à long terme, au-delà de la période tarifaire.

Le Gimélec, HESPUL, le SIEL et le SIPPAREC demandent une supervision et une visibilité des projets plus en amont. Le Gimélec souhaite notamment que la finalité fonctionnelle des travaux soit précisée explicitement, et HESPUL qu'un cahier des charges définissant les orientations, les objectifs et les critères des projets soit défini afin de contrôler davantage les bénéfices et les risques des projets et de pouvoir mieux orienter ces derniers. HESPUL insiste également pour que la CRE encourage les projets qui correspondent à des pistes prédéfinies.

Le Gimélec demande que soient quantifiés les impacts sur le réseau du stockage, du développement des énergies renouvelables, de la gestion de la pointe et des véhicules électriques.

GDF SUEZ souhaite que soit effectué un contrôle *ex post* des objectifs, des moyens et des acteurs associés.

Le GPPEP demande l'encadrement des brevets publiés par ERDF dans ce cadre vis-à-vis des petits acteurs (ELD), et HESPUL demande que les résultats et les compétences acquises soient partagés avec les autres GRD.

HESPUL souhaite que le processus soit étendu à d'autres acteurs comme les ELD.

L'UNIDEN insiste sur le fait que le mécanisme ne doit pas inciter les gestionnaires de réseau à dépenser inutilement les sommes allouées.

C. Structure et règles tarifaires

1. Tarifs de transport

Modification des plages temporelles des tarifs applicables aux domaines de tension HTB 2 et HTB 1

6 acteurs (EDF, UFE, AFIEG, RTE, ERDF et UNIDEN) se sont exprimés sur l'évolution des plages temporelles des composantes de soutirage applicables aux utilisateurs des domaines de tension HTB2 et HTB1.

EDF, l'UFE et l'AFIEG sont favorables à la modification des plages temporelles des tarifs HTB2 et HTB1. Selon EDF, l'harmonisation des plages temporelles du TURPE Transport de celles du TURPE Distribution et des tarifs de fourniture des clients raccordés aux réseaux de distribution apporte de la lisibilité au signal-prix envoyé aux utilisateurs finaux et permet donc d'améliorer son efficacité.

RTE partage le constat de la CRE sur le besoin d'homogénéité de structure entre le tarif de transport, le tarif de distribution et les tarifs réglementés de vente pour une meilleure lisibilité du signal tarifaire envoyé aux utilisateurs. Pour RTE, il est essentiel que la différenciation temporelle soit transmise intégralement jusqu'à l'utilisateur final des réseaux de distribution, qu'il achète son énergie à un prix de marché ou à un tarif réglementé de vente.

ERDF note l'attention que la CRE a porté à la question de la lisibilité du signal tarifaire perçu par les utilisateurs des réseaux de distribution dans les modifications apportées aux classes temporelles des tarifs HTB2 et HTB1. Selon ERDF, même si ces classes temporelles sont plus cohérentes avec les classes temporelles de distribution que celles initialement envisagées, les dispositifs de comptage actuels ne permettent pas à l'immense majorité des utilisateurs des réseaux de distribution de recevoir un signal saisonnier à la différence des utilisateurs directs du réseau de transport.

L'UNIDEN rappelle que, dans le cadre de sa réponse à la consultation du 6 mars 2012, il avait insisté sur le fait qu'il serait intéressant de faire correspondre davantage les définitions des heures creuses du futur TURPE et de l'ARENH. L'UNIDEN consent que les signaux tarifaires ne soient pas exactement identiques

pour le réseau et pour la production, la plage des heures creuses proposée pour le futur TURPE s'éloignant peu de celle du dispositif ARENH. Concernant les heures de pointes, l'UNIDEN s'étonne de leur resserrement durant la période matinale, avec notamment la non prise en compte du créneau 11h-13h, alors même que la pointe du midi contient généralement ce créneau.

Evolution des tarifs de transport aux domaines de tension HTB 2 et HTB 1

2 acteurs (ERDF et UNIDEN) ont réagi à l'évolution de la répartition des charges entre les utilisateurs du réseau de transport.

Selon ERDF, les premières simulations mettent en évidence que l'effet de la modification de la structure des tarifs HTB1 et HTB2 aurait un impact sur les charges d'accès au réseau de transport du distributeur plus proche de +1,5% que de +1% comme indiqué par la CRE dans le texte de consultation. ERDF précise que cet effet n'est pas homogène sur l'ensemble des postes sources.

Selon l'UNIDEN, la nouvelle proposition tarifaire implique un rééquilibrage entre les tarifications HTB1 et HTB2, ce qu'il juge comme une chose positive. Cependant, l'UNIDEN constate que :

- à l'exception du tarif HTB1 – MU, la part fixe baisse et la part énergie augmente ;
- l'évolution entre mars et novembre 2012 des tarifs proposés pénalise les consommateurs dont la durée d'utilisation est très longue

L'UNIDEN estime que ces évolutions ne vont pas dans le sens d'une incitation financière pour les profils plats, qui sont pourtant particulièrement vertueux pour le système électrique selon lui.

2 acteurs (AFIEG et RTE) ont soulevé la question de la définition des versions tarifaires proposées aux utilisateurs des domaines de tension HTB2 et HTB1.

L'AFIEG souhaiterait obtenir des précisions sur la définition des différentes versions tarifaires.

RTE estime que la définition proposée des trois versions tarifaires en HTB2 et HTB1 pourrait engendrer une instabilité des choix de versions retenus (notamment entre les versions MU et LU), ce qui pourrait se traduire par des coûts de gestion importants sans toutefois que cela ne contribue à l'optimisation des coûts réels du transport pour la collectivité.

La question de la différenciation temporelle du tarif HTB3

EDF défend l'introduction d'une différenciation temporelle dans le tarif HTB3 afin de répercuter aux utilisateurs la variation des coûts que leurs consommations occasionnent au cours de l'année. EDF estime que cette demande est justifiée a minima par le constat d'une variation du coût d'approvisionnement des pertes d'une part entre les saisons et d'autre part entre les heures de la journée. EDF considère que la mise en place des dispositifs d'ARENH et d'obligation de capacité impliquera une augmentation de cette différenciation temporelle du coût des pertes à l'avenir². EDF considère que les éléments exposés par la CRE ne sont pas suffisants pour justifier le rejet d'une introduction de différenciation temporelle dans le tarif HTB3.

2. Tarifs de distribution

EDF estime que les tarifs à différenciation temporelle devraient être rendus obligatoires sur le domaine de tension HTA.

² Les éléments avancés par EDF concernant ce dernier point sont reprises au point 3.3.

Le CLEEE présente les impacts de la nouvelle structure du tarif pour ces membres (secteur tertiaire notamment distribution et hôtellerie) :

- HTA : le CLEEE constate une hausse de la version Sans Différentiation Temporelle (de l'ordre de 3 à 5 %) et une baisse des versions à 5 et 8 Classes Temporelles (de l'ordre de -10 à -15%), ce qui rejoint selon lui les projets de la CRE de supprimer la version sans différenciation temporelle ;
- BT > 36 kVA : le CLEEE remarque une hausse de facture de l'ordre de 3% à 6% (de 0,90 à 1,60 €/MWh) pour la distribution (type petites supérettes), une hausse de 3 à 6% du TURPE, et une hausse plus modérée dans l'hôtellerie (de l'ordre de 0% à 2%) ;
- BT ≤ 36 kVA : le CLEEE constate une baisse de l'ordre de - 1% à - 1,5% (soit - 0,50 €/MWh).

Evolution des tarifs applicables au domaine de tension BT ≤ 36 kVA

7 acteurs (EDF, GDF SUEZ, Gimélec, SIPPAREC et SIEL, CGT, et MNE) se sont exprimés plus particulièrement sur l'évolution des tarifs proposés aux utilisateurs raccordés en BT ≤ 36 kVA.

EDF attire l'attention sur les risques représentés par une perte d'attractivité de l'option à différenciation temporelle par rapport aux autres options proposées sur le domaine de tension BT ≤ 36 kVA. EDF estime que la perte relative d'attractivité de l'option « MU DT » par rapport aux options « base » pour les utilisateurs du domaine de tension BT ≤ 36 kVA incitera certains sites à migrer vers les options sans différenciation temporelle, ce qui aura un impact à la hausse sur les consommations à la pointe et in fine sur le dimensionnement des réseaux.

EDF approuve le maintien des sites 9 kVA dans la tranche de puissance souscrite la plus basse (3 à 9 kVA) pour les quatre options du tarif d'acheminement BT ≤ 36 kVA, dans la continuité de la structure actuelle. Selon EDF, les modifications des tranches de puissance envisagées lors de la précédente consultation³ reposaient sur une distinction non consensuelle de comportement de consommation des sites 3-6 kVA et aurait généré des évolutions très différenciées des factures d'acheminement.

GDF SUEZ insiste sur le fait que la structure tarifaire doit permettre de faire supporter les justes coûts à chaque catégorie de client : elle doit être établie selon un principe de couverture des coûts de réseaux par chaque catégorie d'utilisateurs, en faisant supporter à ceux dont la courbe de charge est la plus horosaisonnalisée, les coûts les plus importants. GDF SUEZ est ainsi favorable au mouvement proposé qui augmente davantage le tarif unitaire de l'option MU DT que celui des options CU et MU pour les puissances souscrites comprises entre 3 et 9 kVA. GDF SUEZ souhaite cependant que plusieurs évolutions complémentaires soient menées.

Tout d'abord, GDF SUEZ souhaite que les utilisateurs souscrivant 9 kVA soient rattachés à la classe des utilisateurs souscrivant entre 12 kVA et 18 kVA plutôt qu'à celle des utilisateurs souscrivant entre 3 kVA et 6 kVA, en cohérence avec la création des deux profils RES1 et RES11. GDF SUEZ souhaite qu'il y ait une cohérence d'ensemble entre d'une part le dispositif de profilage qui est aujourd'hui utilisé dans les processus de reconstitution des flux, l'approvisionnement de l'ARENH, et demain par le futur mécanisme de capacité, et d'autre part la tarification de l'acheminement.

Enfin, GDF SUEZ estime que la hausse du tarif unitaire plus élevée pour les petites que pour les grandes puissances souscrites n'est pas adéquate. Selon GDF SUEZ, les utilisateurs dont la puissance souscrite est plus importante (grandes maisons ou appartements) ont plus de marge de manœuvre pour mieux répartir (et

³ La consultation publique du 6 mars 2012 relative à la structure des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité posait la question du recoupement des plages de puissance en cohérence avec les profils RES1 et RES11 introduit en juillet 2011 dans le processus de Reconstitution des Flux. Le profil RES1 est utilisé pour les utilisateurs équipés d'un compteur mono-index ayant une puissance souscrite comprise entre 3 et 6 kVA ; le profil RES11 est utilisé pour les utilisateurs équipés d'un compteur mono-index ayant une puissance souscrite strictement supérieure à 6 kVA. Le profil RES11 est plus horo-saisonnalisé que le profil RES1.

donc réduire leur horosaisonnalité) ou diminuer leur consommation que ceux dont la puissance souscrite est basse.

GDF SUEZ demande donc :

- de revenir à une séparation, pour les options CU et MU selon les plages 3-6 KVA, 9-18 KVA, et 24 - 36 kVA ;
- d'appliquer des hausses de tarif unitaire plus élevées pour la plage 9-18 kVA que pour la plage 3-6 kVA et pour la plage 24-36 kVA que pour la plage 9-18 kVA ;
- de conserver une hausse de tarif unitaire plus élevée pour les utilisateurs en option MU DT que pour les utilisateurs en option CU ou MU.

Le Gimélec demande également une modification des plages de puissance utilisées pour la tarification du TURPE BT \leq 36 kVA. Le Gimélec estime que les grilles tarifaires proposées ne permettent pas de donner aux consommateurs des incitations fortes à baisser leur consommation ou leur niveau d'abonnement. Selon le Gimélec, une différence significative entre les niveaux d'abonnement pourrait avoir un effet incitatif. Le Gimélec propose que les trois plages d'abonnement actuelles (3 kVA-9 kVA, 9 kVA-18 kVA, 18 kVA-36 kVA) soient revues afin de faire apparaître aux moins deux plages supplémentaires qui permettraient des différenciations tarifaires plus importantes entre les niveaux d'abonnement.

Le Gimélec estime souhaitable de pouvoir mieux valoriser par le tarif les efforts réalisés par les particuliers sur leur abonnement, hors adoption du véhicule électrique, la consommation et la contribution à la pointe étant en effet limitées par la valeur d'abonnement.

Par ailleurs, le Gimélec relève que :

- une baisse de 10% des consommations impacte de 7-8% le tarif ;
- une baisse d'abonnement à consommation équivalente baisse de 4-5% le tarif (la baisse était plus importante dans le TURPE 3) ;
- il n'y a pas à ce stade d'incitation à l'effacement ou à la gestion dynamique.

Le SIPPEREC, le SIEL, la CGT, le MNE et l'AFL Paris estiment que la nouvelle structure tarifaire augmente la facture des usagers du chauffage électrique et soulèvent la question du traitement des problématiques liées à la précarité énergétique.

Le SIPPEREC et le SIEL estiment que les évolutions de facture générées par la nouvelle structure tarifaire pénaliseront certaines catégories d'utilisateurs, notamment ceux utilisant l'électricité comme mode de chauffage. Le SIPPEREC et le SIEL considèrent que les usagers qu'il est envisagé de sanctionner aujourd'hui ont été incités dans le cadre de politiques tarifaires précédentes à choisir le chauffage électrique. Le SIPPEREC et le SIEL soutiennent que le seul signal-prix ne suffit pas à modifier le comportement des usagers : ces derniers doivent être en capacité de moduler dans le temps leurs appels de puissance soit en rendant plus efficace leur installation soit en la convertissant et dans tous les cas en la pilotant.

Selon le SIPPEREC et le SIEL, la précarité énergétique ne peut pas se résorber à l'aide d'outils tels que le tarif de première nécessité (TPN), notamment du fait de la faiblesse de l'aide apportée et de la nécessité dans la très grande majorité des cas d'engager des travaux d'isolation et d'installation d'un nouveau mode de chauffage ou encore de piloter l'installation de chauffage existante.

Le SIPPEREC et le SIEL considèrent qu'une évolution de structure tarifaire ne peut pas être engagée sans l'organisation d'un débat préalable et largement ouvert basé notamment sur les éléments suivants :

- le degré de modulation tarifaire envisagé ;
- une simulation des conséquences financières du découpage pour différentes catégories de clients types en fonction de la puissance souscrite, du mode de chauffage et du niveau de consommation ;

- une cartographie du parc du chauffage électrique identifiant la part du chauffage électrique au niveau départemental ou régional, en identifiant tout particulièrement les consommateurs potentiellement les plus fragilisés par une hausse des prix ciblant l'usage du chauffage électrique ;
- des études sectorielles permettant notamment de disposer de données relatives à la prévalence du chauffage électrique dans le « logement social de fait » particulièrement en Ile-de-France, la présence ou l'absence d'une corrélation entre chauffage électrique et précarité énergétique.

La CGT estime que le choix de faire porter l'effort sur les seuls particuliers (puisque selon elle la mesure préconisée touchera d'abord la majorité des clients disposant d'une puissance supérieure à 9 kVA et inférieure à 36 kVA) est discutable et que l'impact sur la facture globale ne sera pas « modéré ». LA CGT considère que la plupart des consommateurs qui subiraient une hausse de facture sont « captifs » (usagers du chauffage électrique), et que beaucoup ne sont pas concernés par les TPN malgré de faibles revenus. Enfin la CGT s'inquiète de ce qui s'apparente selon elle à une segmentation accrue des usagers (selon leur puissance, leur localisation géographique, leur consommation horo-saisonnalisée) et renvoie aux effets pervers et aux dangers que fait peser cette logique, y compris dans la gestion aujourd'hui supra-concessive des réseaux. Pour la CGT, on ne peut faire peser sur les usagers particuliers la responsabilité d'objectifs de réduction des consommations énergétiques par le seul signal prix : d'autres secteurs doivent être mis à contribution dans le secteur du bâtiment et de la rénovation, d'autres leviers économiques et politiques activés (aménagement du territoire, politique logement, fiscalité...).

Le MNE souligne que l'évolution prévue de la structure du TURPE entraîne une hausse relative du tarif moyenne utilisation à différenciation temporelle (MU DT) et en particulier une hausse pour les foyers se chauffant à l'électricité. Le MNE n'est pas opposé à ce que les utilisateurs de chauffage électrique, compte tenu de l'horsaisonnalité de leur consommation, se voient affecter une part du tarif d'acheminement plus adaptée à leur utilisation effective du réseau. Cependant, le MNE estime que cette évolution va encore diminuer l'attractivité des offres Heures Pleines / Heures Creuses, ce qui nuit au lissage des courbes de charge liées à d'autres usages (chauffe-eau ou électroménager). Par ailleurs, le MNE considère que cette évolution de structure va pénaliser également, et injustement, les consommateurs ayant uniquement un chauffe-eau électrique et n'ayant donc pas une consommation aussi horsaisonnalisée que les utilisateurs de chauffage électrique. Selon le MNE, il est nécessaire que l'évolution envisagée s'accompagne d'une évolution du dispositif de protection des consommateurs vulnérables : le TPN n'accorde pas de rabais supplémentaire pour les foyers se chauffant à l'électricité, les mesures sociales d'aide au paiement des factures devront donc être renforcées. Le MNE estime qu'il est pertinent d'utiliser le TURPE comme effet de levier dans le renforcement des aides au paiement des factures en vertu de l'article 15 de la directive européenne 2012/293 relative à l'efficacité énergétique qui indique que « Les États membres peuvent autoriser des éléments de systèmes et de structures tarifaires ayant une finalité sociale pour le transport et la distribution d'énergie sur les réseaux, sous réserve que leurs éventuels effets perturbateurs sur le système de transport et de distribution soient limités au minimum nécessaire et ne soient pas disproportionnés par rapport à la finalité sociale. »

Selon l'AFL Paris, la hausse du MU DT constitue un très mauvais signal, dans la mesure où cela va semer une grande confusion dans les esprits, au moment où l'on veut faire comprendre aux utilisateurs l'intérêt que représentera Linky en matière d'offres innovantes. L'AFL Paris souhaite que l'application du nouveau modèle tarifaire soit différée, au minimum au démarrage du déploiement de Linky. Enfin, l'AFL Paris estime qu'il est difficile de se contenter de renvoyer les clients précaires à des dispositifs tels que l'élargissement du nombre de bénéficiaires des tarifs sociaux : en dehors de l'assiette des clients éligibles, il faut aussi prendre en compte le montant des coûts évités grâce à ces tarifs, notoirement insuffisants pour les clients les plus fragiles et les plus captifs vis-à-vis de leur bailleur. L'AFL Paris regrette que sur ce point ses observations n'aient pas été davantage prises en compte.

3. Autres sujets relatifs à la structure tarifaire

3.1. Comptage évolué

ERDF partage la majorité des orientations retenues par la CRE, notamment celle sur le TURPE à 4 index.

EDF estime que le déploiement d'un compteur évolué permettra d'augmenter l'efficacité économique des signaux adressés aux utilisateurs, par exemple en étendant à l'ensemble des sites les bénéfices induits par une tarification horosaisonnalisée, ce qui passera par une suppression de l'option « sans différenciation temporelle » sur le domaine BT \leq 36 kVA.

3.2. Cohérence entre les évolutions du TURPE et des tarifs réglementés de vente

L'UFE souligne que le principe de couverture de l'ensemble des coûts par empilement est un prérequis pour garantir la pérennité de l'industrie électrique dans son ensemble, à la fois sur les segments régulés et sur les segments concurrentiels, mais aussi pour éviter toute subvention croisée. L'UFE estime que les choix qui seront in fine pris par la CRE et les signaux qui en résulteront pour le consommateur final, doivent être en cohérence avec les évolutions envisagées sur l'ensemble des autres paramètres, notamment les tarifs réglementés de vente. L'UFE estime que la couverture des coûts doit s'appliquer à chacune des composantes de la facture, acheminement et fourniture.

Le CLEEE estime également que les TRV doivent être construits par empilement des coûts (de l'énergie, du TURPE, ...) et souligne que l'impact est potentiellement important sur certains tarifs jaunes, la hausse du TURPE sur ce segment étant importante pour certains types de clients.

3.3. Horo-saisonnalité du coût des pertes

Selon EDF, l'horo-saisonnalité des coûts des gestionnaires de réseaux est appelée à s'accroître fortement en raison de l'éligibilité à l'ARENH de leurs pertes dès 2014 : durant les heures pleines ce coût sera dirigé par le prix de marché de gros, tandis que durant les heures creuses il correspondra à un prix de marché duquel devra être soustraite l'économie totale permise par le droit annuel à l'ARENH correspondant. EDF demande qu'un tel effet soit pris en compte pour l'ensemble des tarifs, à tous les niveaux de tension des réseaux de transport et de distribution. EDF demande également que l'impact de l'intégration d'un mécanisme d'obligation de capacité puisse être pris en compte sur la structure du TURPE dès lors que ses modalités seront précisées.

3.4. Valorisation des installations de stockage

5 acteurs (GDF SUEZ, Compagnie Nationale du Rhône, RTE, Gimélec, EDF) se sont exprimés sur la question de la valorisation des installations de stockage.

GDF SUEZ se félicite de la prise en considération de l'enjeu de la valorisation du stockage pour les années à venir, mais regrette que la CRE n'ait pas identifié le besoin de dispositions spécifiques pour le raccordement au réseau des moyens de stockage d'électricité. Selon GDF SUEZ, les moyens de stockage de l'énergie électrique sont un tout qui ne peuvent être identifiés ni à un producteur d'électricité ni à un consommateur. GDF SUEZ souligne qu'il reste attaché à la non-discrimination entre les technologies de stockage, et notamment à la stricte application du principe de tarification au timbre-poste qui par définition est indépendant de considérations électrotechniques. Dans la mesure où un cadre législatif et réglementaire doit être fixé au plus tôt, GDF SUEZ souhaite que les études annoncées par la CRE soient achevées avant mi 2013.

La CNR regrette que le TURPE 4 n'ait pas évolué concernant les stockages d'électricité à l'instar de l'Allemagne qui a déjà réalisé cette adaptation. La CNR estime que, dans la mesure où il faut une dizaine d'années pour développer des projets de STEP, il serait préférable que des dispositions tarifaires soient initiées dès le TURPE4 pour donner un signal positif en permettant d'initier une réponse à l'attente forte du système électrique. A défaut, la CNR souhaite que les études annoncées par la CRE, pour mettre en lumière les éléments de valorisation des installations de stockage dans la chaîne de valeur de l'électricité, soient achevées fin 2013.

RTE souhaite compléter l'analyse de la CRE en rappelant que, afin de faciliter la réalisation des objectifs de politique énergétique, il conviendrait d'étudier l'intérêt de réviser les conditions d'accès au réseau des stockages d'énergie (notamment les installations de pompage hydraulique - STEP) dans un contexte

européen évolutif où se dessine un rôle grandissant de ce type d'outil d'aide à la gestion de la production intermittente.

Selon le Gimélec, les apports des solutions de stockage au gestionnaire de réseau dépassent le simple lissage, et ses fonctions (régulation en fréquence, réduction des congestions locales) devraient être mieux valorisées.

EDF partage l'avis selon lequel les bénéfices qu'apportent les installations de stockage sont valorisés par la structure des tarifs d'utilisation des réseaux, à la condition que la différenciation temporelle des coûts de réseaux soit pleinement reflétée dans la structure du TURPE, et cela pour tous les domaines de tension. En particulier, EDF rappelle son souhait que soit introduite dans le tarif HTB3 une horosaisonnalité de la structure à la hauteur de l'horosaisonnalité des coûts. EDF rappelle que les STEP représentent des atouts importants pour le bon fonctionnement du système électrique et accueille donc favorablement le souhait de la CRE de mener des travaux complémentaires sur le sujet de la valorisation des installations de stockage.

3.5. Rapport part fixe – part variable des tarifs

6 acteurs (RTE, ERDF, ADEeF, les ELD, UFE et CLEEE) se sont exprimés sur l'évolution du rapport entre la part fixe et la part variable des tarifs.

RTE, ERDF, ADEeF, les ELD et l'UFE regrettent que la part fixe des tarifs ait baissé.

RTE estime que la répartition retenue entre part fixe et part variable des tarifs de réseau ne reflète qu'imparfaitement la structure des coûts des réseaux, ce qui implique une distorsion du signal tarifaire – notamment pendant les heures de pointe – qui est de nature à induire des comportements augmentant globalement les coûts de transport pour la collectivité.

ERDF considère que la majorité des coûts de réseau sont induits par la garantie fournie à l'utilisateur de pouvoir soutirer la puissance qu'il a souscrite, qu'il décide finalement d'en faire l'usage ou non (principe d'une assurance). En conséquence, ERDF estime que la structure actuelle des tarifs, qui attribue les coûts aux utilisateurs principalement en fonction de l'utilisation ou non de cette garantie (quantité d'énergie soutirée), plutôt qu'en fonction de la souscription de cette garantie (puissance souscrite), n'adresse pas le bon signal économique aux utilisateurs.

L'ADEeF considère que la structure de ces recettes, majoritairement en part variable, ne reflète pas la structure de leurs coûts, essentiellement en part fixe. L'ADEeF souligne que les GRD estiment ne pas être suffisamment couverts en cas de fortes baisses des consommations sur leur zone. L'ADEeF est ainsi préoccupée par des changements de structure qui pourraient avoir des impacts non maîtrisés sur les revenus tarifaires des différents GRD.

Les ELD considèrent que la modification du rapport entre part fixe et part variable des tarifs a pour effet d'aggraver l'insuffisance de couverture des charges fixes des GRD, et de générer un risque accru sur leur niveau de recettes et par suite de marge. Selon les ELD, cette situation a pour conséquence :

- d'exposer les ELD à un risque sur leur niveau de recettes et donc de marge lié à la thermo sensibilité. Il est rappelé que, à la différence d'ERDF, les ELD ne bénéficient pas d'un mécanisme individualisé de compensation des écarts générés liés aux incertitudes de prévision de quantités ;
- d'accroître le risque de non-couverture des charges de certaines ELD dont les caractéristiques de clientèle diffèrent sensiblement de la moyenne nationale (par exemple si le taux de résidence secondaire est important) ;
- de ne pas couvrir l'augmentation des charges fixes des GRD, du fait de l'évolution de la réglementation (DT/DICT, procédures de contrôle d'ouvrage etc.).

Les ELD estiment également que le terme « puissance » est l'élément dimensionnant d'un réseau de distribution, et que la baisse de la prime fixe pour les fortes puissances donne un signal négatif au consommateur en ne l'incitant pas à réduire ses appels de puissance.

L'UFE estime qu'il est important d'assurer un juste équilibre entre la part fixe et la part variable du tarif. Selon l'UFE, l'évolution plus prononcée à la baisse de la part fixe pour la distribution ne va pas dans le bon sens car la valorisation du signal puissance est indispensable au dimensionnement et au bon fonctionnement des réseaux électriques. L'UFE estime qu'en outre, le maintien d'un signal tarifaire sur la part fixe du tarif applicable aux souscriptions des puissances les plus élevées en BT \leq 36 kVA serait une incitation pour que le client souscrive au niveau de puissance le plus adapté à son besoin.

Enfin, les ELD et l'UFE soulignent que cette baisse de la part fixe a une incidence directe et significative sur la collecte de CTA. Selon ces acteurs, la baisse des recettes de part fixe implique une baisse de la collecte de CTA de l'ordre de 100 millions d'euros (soit 3 points de taux de CTA distribution), auquel il convient d'ajouter les effets de l'horosaisonnalisation des tarifs HTB sur l'assiette de CTA transport. Les ELD et l'UFE estiment que la modification de l'équilibre entre part fixe et part variable des tarifs conduira mécaniquement à accroître significativement l'augmentation du taux de la contribution tarifaire applicable aux utilisateurs soutireurs en 2013, si celle-ci est autorisée par les pouvoirs publics.

Le CLEEE estime au contraire que la baisse de la part fixe est une bonne nouvelle dans la mesure où cela implique une baisse de la CTA, mais remarque que le projet de Loi pour le Financement de la Sécurité Sociale (PLFSS 2013 – avant le projet TURPE 4) prévoit d'augmenter le taux de base servant au calcul de la CTA (de 21 à 23,65%) pour collecter 160 M€. Le CLEEE en conclut que cette baisse risque d'être de très courte durée.

3.6. La question d'un TURPE à pointe mobile

5 acteurs (GDF SUEZ, ERDF, MNE, UNIDEN et EDF) ont réagi aux problématiques posées par l'introduction d'un TURPE à pointe mobile.

GDF SUEZ conditionne l'utilisation de pointes mobiles, nationales ou régionales, à des études complémentaires du fait notamment de la complexité de mise en œuvre.

ERDF partage la majorité des orientations retenues par la CRE, notamment celle relative au TURPE à pointe mobile.

Le MNE estime souhaitable la définition d'un tarif d'acheminement spécifique pour les offres EJP et Tempo. Le MNE estime que les tarifs EJP et Tempo sont aujourd'hui déficitaires selon les fournisseurs qui les proposent, notamment à cause du tarif d'acheminement qui ne prend pas en compte leurs spécificités.

L'UNIDEN partage le constat que la mise en place d'un TURPE à pointe mobile est prématurée, notamment du fait de la « résurrection » du décret instaurant un marché de capacité en France, mais souhaite que la concertation proposée soit lancée dès que possible. Selon l'UNIDEN, tout nouveau signal pertinent visant à optimiser la consommation d'électricité en France relativement à la pointe nationale doit être favorisé.

EDF estime qu'au-delà des questions opérationnelles liées à la mise en place d'un TURPE à pointe mobile locale, une telle disposition générerait inévitablement un coût de dé-optimisation pour la fourniture. Pour EDF, d'autres options sont envisageables pour répondre aux difficultés et aux contraintes des gestionnaires de réseaux en lien avec les pointes locales, telles l'activation d'offres sur le mécanisme d'ajustement ou des accords bilatéraux entre les gestionnaires de réseaux et les fournisseurs.

EDF est favorable à l'introduction d'un TURPE à pointe mobile nationale. Selon EDF, une telle option est justifiée dans la mesure où elle constitue un levier supplémentaire de performance pour les gestionnaires de réseaux, d'une part grâce aux économies sur le coût d'approvisionnement de leurs pertes (qui seront renforcées par l'instauration d'un mécanisme d'obligation de capacité) et d'autre part grâce à un impact

global allant dans le sens d'une réduction du besoin de dimensionnement des réseaux⁴. Enfin, EDF considère que le fait que le signal de pointe mobile nationale ne reflète pas systématiquement les coûts locaux ne saurait faire obstacle à la mise en place d'un tel signal : ceci est en effet cohérent avec le principe de péréquation tarifaire qui ne saurait être remis en cause.

EDF souligne que ces facteurs nationaux sont les critères qui sont pris en compte aujourd'hui dans la décision des jours de pointe des options EJP et Tempo par EDF : les jours d'effacement sont décidés par EDF dès lors qu'est anticipée une importante tension de l'équilibre entre l'offre et la demande, ce qui coïncide dans la majorité des cas aux jours durant lesquels la demande nationale est la plus élevée. Pour EDF, l'argument d'une décision « ratant sa cible » pour écarter l'introduction d'une option de pointe mobile nationale ne saurait donc être retenu.

EDF approuve la proposition de reprise d'une concertation des acteurs afin de coordonner la gouvernance du signal d'activation d'un TURPE à pointe mobile nationale. EDF rappelle sa position favorable à l'ouverture du signal de pointe mobile nationale aux autres fournisseurs souhaitant proposer des offres similaires.

Actions de promotion de la maîtrise de la demande d'énergie (MDE) et des nouveaux usages de l'électricité

AMORCE estime qu'afin d'optimiser les investissements réalisés par le gestionnaire sur le réseau de distribution, la question du choix du type d'investissement doit être posée. Sur les besoins de renforcement du réseau, la position d'AMORCE est d'envisager systématiquement des solutions de maîtrise de la demande avant de déclencher un renforcement effectif de la ligne. AMORCE propose qu'une modulation de la rémunération des investissements en faveur des investissements de MDE soit mise en place pour inciter les gestionnaires de réseaux à agir sur la demande en premier lieu. Selon la FCE-CGT, les gestionnaires de réseaux sont les seuls acteurs indépendants à même de promouvoir la MDE et ce tout particulièrement pour les clients BT. La FCE-CGT préconise que la prise en charge de ces actions se fasse soit en les intégrant dans les charges et donc directement dans le tarif, soit via des incitations financières ou leur intégration dans le CRCP.

Le Gimélec estime nécessaire de prendre en compte la recharge des véhicules électriques comme un nouvel usage présentant des risques et des opportunités pour la pointe électrique. Pour le Gimélec, il convient d'éviter que le développement du véhicule électrique contribue à augmenter la pointe de consommation, alors qu'il serait possible de profiter des possibilités inédites qu'offrent les véhicules électriques pour gérer ces pointes dans le réseau. Le Gimélec estime en effet que les systèmes de recharge intelligente ou connectée aux bâtiments permettent une grande flexibilité de charge, pour la décaler hors des heures de pointe et pour en moduler la puissance sans interrompre la charge. Le Gimélec estime qu'à moyen terme, cette capacité permettra d'adapter la recharge des véhicules électriques aux pics de consommations des énergies renouvelables (solaire le jour ou éolien la nuit).

Le Gimélec souligne qu'à l'horizon 2016, il est généralement estimé un parc de véhicules électriques rechargeables d'environ 200 000 véhicules, et estime que même si l'impact sur le réseau restera limité, il convient précisément de ne pas influencer négativement une décision d'achat (par la crainte d'un renchérissement de la charge) mais aussi de donner dès le début les bonnes orientations aux consommateurs.

Le Gimélec considère que les tarifications proposées ne prennent pas en compte ce nouveau comportement, et risquent d'induire un signal prix négatif sur le consommateur souhaitant contribuer à la réduction des effets de serre. Le Gimélec estime que des solutions techniques existent et sont en cours de

⁴ Selon EDF, le cas de figure quelquefois mis en avant d'une pointe locale qui se trouverait accentuée par les reports de consommation provoqués par un signal de pointe mobile nationale occasionnant des difficultés locales et des surcoûts, ne peut constituer qu'une exception mineure au vu des bénéfices qui auraient été apportés aux gestionnaires de réseaux sur l'ensemble du territoire lors du jour de pointe par le déclenchement d'un signal d'effacement national.

déploiement pour gérer une recharge électrique respectueuse de la pointe, et qu'il serait contreproductif de pénaliser économiquement la recharge des véhicules électriques, dès lors que celle-ci se fait de manière interactive avec le bâtiment.

3.7. Tarifs d'injection

7 acteurs (AFIEG, EDF, GDF SUEZ, RTE, ERDF, ADEeF et HESPUL) se sont prononcés sur la question du tarif d'injection sur les réseaux de transport ou de distribution d'électricité.

L'AFIEG se félicite que la CRE n'ait pas retenu un système de tarification nodale pour le timbre d'injection mais regrette qu'elle n'ait pas posé la question de la justification même de ce timbre. L'AFIEG demande que la part du timbre d'injection dédiée au fonds d'Inter-TSO Compensation Mechanism (ITC) soit calculée proportionnellement à la contribution de RTE au fonds dédié à l'ITC sur la base d'une moyenne de cette contribution sur les périodes des TURPE 3, 4 et 5, ce qui implique au préalable d'évaluer la contribution de RTE à l'ITC. L'AFIEG estime qu'en outre cette part du timbre devrait être incluse dans le CRCP pour permettre d'en gérer les variations.

EDF partage l'avis selon lequel une modification de la structure des tarifs d'injection est prématurée. Selon EDF, il est indispensable de laisser le temps aux nouvelles mesures de produire leurs effets et d'établir un retour d'expérience sur l'efficacité des mesures introduites. EDF souhaite que le niveau du tarif d'injection reste exclusivement calé pour couvrir la contribution de RTE au mécanisme européen de compensation ITC, en tenant compte le cas échéant d'une part raisonnable de l'évolution des charges de RTE d'une période tarifaire à l'autre.

GDF SUEZ partage les choix de la CRE concernant les timbres d'injection, et la complexité des transferts entre catégorie d'acteurs. GDF SUEZ estime qu'outre leur très faible intérêt dans l'incitation des producteurs à localiser leurs centrales de production, les timbres d'injection auraient un effet particulièrement néfaste à l'égard des CCGT dont la rentabilité est aujourd'hui mise à mal, alors qu'elles sont de plus en plus nécessaires pour assurer la sécurité du réseau électrique français pendant les pointes. Selon GDF SUEZ, en modifiant la place des centrales françaises dans l'interclassement européen, l'instauration d'un timbre d'injection pourrait favoriser l'utilisation des centrales étrangères moins performantes et/ou plus polluantes.

RTE note que la CRE semble confirmer que les coûts de transport continueront d'être couverts directement de façon quasi-exclusive par les soutirages. RTE confirme l'intérêt d'un développement optimisé du réseau de transport et du parc de production, seul à même de garantir durablement à l'utilisateur du réseau la minimisation du coût total de l'électricité.

ERDF souligne que tant que le tarif d'injection sur les réseaux de distribution restera nul, les coûts induits par les producteurs sur le réseau de distribution, et non couverts lors du raccordement, seront supportés par les consommateurs raccordés au réseau de distribution.

L'ADEeF souligne que, le timbre d'injection sur les réseaux de distribution restant a priori nul, les coûts engendrés par les injections des producteurs ne peuvent être facturés à ces derniers. Dans ce contexte, l'ADEeF considère donc que soit les coûts de refoulement sur les réseaux de transport doivent être nuls pour les gestionnaires de réseaux, soit qu'un timbre d'injection positif doit être mis en œuvre sur les réseaux de distribution pour permettre une refacturation aux producteurs des coûts qu'ils engendrent sur les réseaux, tant de transport que de distribution.

HESPUL considère qu'il faut également prendre en compte le fait que les producteurs paient la totalité de leur raccordement ainsi que, pour ceux concernés par les schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (dont les producteurs BT > 36 kVA), une quote-part supplémentaire. HESPUL souhaite qu'un bilan précis des coûts payés par les producteurs, ceux réellement pris en charge dans le cadre du TURPE pour l'intégration des énergies renouvelables et ceux évités grâce à cette production décentralisée soit réalisé.

4. Règles tarifaires

Le texte de consultation publique du 6 novembre 2012 présentait aux acteurs dans son annexe 4 des propositions de modification des règles tarifaires. 8 acteurs (Cofely, RTE, SIPPEREC-SIEL, CNR, MNE, ERDF, UNIDEN, les fédérations d'EDL) ont réagi aux propositions énoncées et ont exprimé leurs avis sur d'autres aspects des règles. Leurs contributions sont retranscrites ci-dessous en fonction de leur objet, par ordre d'apparition dans le projet de règles tarifaires.

4.1. Point 1 : définitions

4.1.1. Définition d'une alimentation

Cofely demande à ce que le cas où l'utilisateur dispose de plusieurs points de connexion physiques sur un même jeu de barres RTE soit considéré dans la définition de l'alimentation, au point 1.2 des règles tarifaires.

4.1.2. Définition d'une liaison

Dans le texte de consultation il était proposé de compléter la définition du terme « liaison » comme suit : « Toutefois, lorsqu'un transformateur et un jeu de barres sont implantés dans l'enceinte d'un même poste électrique ou dans l'enceinte de deux postes électriques mitoyens, le circuit reliant le transformateur au jeu de barres ne constitue pas une liaison au sens des présentes règles tarifaires, mais fait partie intégrante des ouvrages de transformation. »

Le SIPPEREC et le SIEL sont opposés à cette modification. Le SIPPEREC et le SIEL estiment que la question de la qualification en « ouvrage de transformation » des câbles électriques reliant un transformateur au jeu de barres au sein d'un poste de transformation n'est pas anodine car devenus ouvrages de transformation, ces câbles pourraient être regardés en application de l'article 36 II de la loi du 9 août 2004 comme appartenant à ERDF. Or le SIPPEREC et le SIEL considèrent que ces câbles sont des ouvrages relevant du réseau de distribution dont les autorités concédantes sont propriétaires. Le SIPPEREC et le SIEL demandent que cette phrase soit retirée des règles tarifaires relevant de TURPE 4.

4.2. Point 2 : suppression de la facturation minimale de 1/12ème de la part fixe

Dans le texte de consultation il était proposé de modifier les modalités de facturation de la part fixe des tarifs pour les utilisateurs raccordés au réseau public d'électricité pour une durée inférieure à un an de telle manière que le montant facturé soit calculé au prorata temporis sans qu'il soit nécessairement supérieur à 1/12^{ème} de la part fixe annuelle.

RTE n'est pas favorable, par principe, à la proposition d'ERDF d'assouplissement de cette règle. RTE estime que le terme à la puissance du tarif vise à renvoyer à l'utilisateur du réseau les coûts fixes qu'il induit et qu'à ce titre, il ne semble pas pertinent d'appliquer un *prorata temporis* inférieur à 1/12^{ème} de ce terme.

4.3. Point 4 : composante de comptage

Deux évolutions étaient proposées concernant la facturation de la composante de comptage du TURPE :

- *suppression de la référence au contrat d'accès pour fonder la composante de comptage ;*
- *introduction de dispositions spécifiques pour la composante de comptage appliquée aux utilisateurs raccordés au domaine de tension HTA et aux utilisateurs raccordés au domaine de tension BT ayant souscrit une puissance supérieure à 120 kVA, dans le cas où l'utilisateur propriétaire d'un dispositif de comptage non conforme aux dispositions de l'arrêté du 4 janvier 2012 relatif aux dispositifs de comptage aurait refusé son remplacement.*

RTE n'est pas opposé à ces évolutions.

Les GRD se sont prononcés contre la suppression de la référence au contrat d'accès pour fonder la composante de comptage.

Les ELD interprètent au travers de la suppression de la référence au contrat d'accès pour fonder la composante de comptage que la composante annuelle de comptage pourrait être supprimée dans la facturation du TURPE pour les cas suivants :

- producteurs BT \leq 36 kVA en situation de revente du surplus
- dans le cadre des contrats d'accès au réseau de soutirage pour les auxiliaires d'une installation de production BT > 36 ou HTA

Les ELD expliquent que la présence de producteurs sur les réseaux publics de distribution génère des contraintes d'exploitation spécifiques et nouvelles. Elles sont défavorables à la modification de cet article qui générerait une baisse de leurs recettes d'acheminement si les conséquences de cette modification sont bien celles de leur interprétation.

ERDF demande le maintien des règles TURPE 3 concernant la facturation de la composante de comptage et de la composante de gestion :

- pour chaque point de connexion d'une ou des alimentation(s) principale(s) et pour chaque contrat d'accès pour la composante de gestion ;
- pour chaque dispositif de comptage et pour chaque contrat d'accès pour la composante de comptage.

ERDF estime que ce maintien des dispositions TURPE 3 est justifié par le fait que les nouvelles Conditions Particulières du contrat CARD-I permettent l'accès au réseau à la fois pour l'injection et pour le soutirage des auxiliaires (une seule composante de gestion et une seule composante de comptage sont donc facturées y compris en maintenant les règles TURPE 3), et que le nombre de sites à la fois en injection et en soutirage pour lesquels le soutirage n'est pas limité aux auxiliaires est très faible.

Certains acteurs se sont exprimés sur les coefficients de composante de comptage appliqués aux utilisateurs.

Les ELD proposent de clarifier l'application de la composante de comptage à courbe de mesure pour les niveaux de tension HTA et BT > 36 kVA.

Les ELD précisent que, du fait de l'obligation réglementaire de généralisation des comptages à courbes de mesure (arrêté du 4 janvier 2012), les ELD réalisent progressivement les investissements de remplacement des matériels et de dimensionnement des SI pour la relève et l'archivage des données. Selon elles, dans ce contexte de généralisation des comptages à courbe de charge sur ces niveaux de tension, il serait opportun, en vue de couvrir les charges réelles des GRD et de faciliter la compréhension des utilisateurs :

- de définir, dans un premier temps, la composante de comptage uniquement en fonction du matériel installé ;
- de prévoir, soit immédiatement soit dans un 2^{ème} temps, la suppression de la distinction de facturation en fonction des grandeurs mesurées.

La CNR note un écart très important entre les coefficients tarifaires applicables au comptage à « courbe de mesure » et au comptage à « index ». La CNR se dit consciente que le traitement de courbes de charges avec compteurs à courbe de mesure requiert plus de moyens que le simple compteur à index, mais estime qu'à l'heure actuelle il est aberrant de ne pas voir de gain important sur les traitements permis par les systèmes informatiques. Par ailleurs la CNR est persuadée que le comptage à index présente plus d'inconvénients que d'avantages et se prononce en faveur de sa disparition à terme. La CNR considère qu'il est nécessaire de disposer d'une tarification attractive pour favoriser la généralisation du comptage à courbe de mesure dès les plus petites puissances.

4.4. Point 9 : Composante annuelle des alimentations complémentaires et de secours (CACS)

ERDF avait proposé d'introduire au point 9.2 des règles tarifaires un coefficient de dépassement de puissance souscrite pour l'alimentation de secours lorsque celle-ci est raccordée à un domaine de tension différent de celui de l'alimentation principale.

RTE n'est pas opposé à cette évolution.

4.5. Point 11.2 : Compensation pour exploitation de liaisons à la même tension que le réseau public amont

Dans le texte de consultation il était proposé de préciser les notions I1 et I2 utilisées pour le calcul de la compensation pour exploitation de liaisons à la même tension que le réseau public amont.

RTE n'est pas opposé à cette évolution.

Selon les ELD, la notion de « schéma normal d'exploitation » utilisée pour définir le terme I2 en remplacement de la longueur minimale de raccordement n'est pas définie dans le texte de consultation. Les GRD EDL estiment que les évolutions proposées impliquent un double risque pour les GRD, raccordés tant en HTA qu'en HTB :

- risque pour les ELD dont le schéma d'exploitation évoluerait, alors qu'ils n'en sont pas maîtres ;
- risque lors de la mise en œuvre de TURPE4, si le schéma d'exploitation ne prend pas en compte la longueur minimale de raccordement.

Les ELD demandent donc un retour à la notion de longueur minimale de raccordement.

4.6. Point 12 : Composante annuelle de dépassements ponctuels programmés

ERDF souhaite que la période d'utilisation « d'au plus 14 jours non fractionnables » avec les règles TURPE 3 jours devienne pour TURPE 4 fractionnable en deux fois 7 jours. Selon ERDF, cela permettrait une amélioration notable de la planification des travaux sur des périodes adéquates. ERDF explique qu'actuellement, afin d'optimiser l'unique période de dépassement ponctuel programmé, il regroupe ces travaux augmentant ainsi l'impact d'un éventuel incident sur le poste de reprise, et entraînant des difficultés de mise œuvre pour les équipes en charge de la réalisation des travaux.

RTE est opposé à un élargissement de la période d'application des dépassements ponctuels programmés au 1er avril, ou à d'autres opérations de maintenance lourde, ainsi qu'au fractionnement de la période de 14 jours. RTE souligne que, si le dispositif de dépassement ponctuel programmé est aujourd'hui équilibré, son extension ou l'accroissement de sa souplesse poserait la question de sa pertinence en situation de tarif de soutirage horosaisonnalisé.

4.7. Point 13.3 : sur l'évolution du traitement de la composante annuelle de l'énergie réactive entre deux gestionnaires de réseaux.

RTE avait proposé une évolution du point 13.3 des règles tarifaires concernant le traitement de la composante annuelle de l'énergie réactive entre deux gestionnaires de réseaux. A la demande de gestionnaires de réseaux de distribution, la CRE s'était interrogée sur la pertinence d'ajouter à cette proposition une valeur plancher pour le terme contractualisé $tg \varphi_{max}$, afin qu'à défaut d'accord ce terme contractualisé ne puisse descendre en dessous d'un certain seuil, quelle que soit « la valeur historique » de $tg \varphi$.

RTE n'est pas favorable à la définition d'un plancher. Selon RTE, l'introduction d'une $tg \varphi_{max}$ plancher relâcherait l'incitation au maintien et à l'utilisation de moyens de compensation qui sont déjà en service, induisant un risque de régression par rapport aux progrès constatés pendant la période TURPE 3, et ainsi de dégradation des conditions de tenue des tensions. Afin de répondre aux préoccupations des utilisateurs concernés, en complément de l'utilisation des $tg \varphi_{max}$ historiques, RTE propose de s'engager, dans le cas de certains points de connexion, à fixer une valeur de $tg \varphi_{max}$ mieux à même de tenir compte de particularités locales.

Les ELD estiment que l'historique considéré pour définir le terme $tg \varphi_{max}$ retenu en cas de défaut d'accord contractuel sur sa valeur doit prendre en considération l'ensemble des hivers de la période 2006 – 2012.

Les ELD sont favorables à la définition d'une valeur plancher de $tg \varphi_{max}$. Elles considèrent que ne pas définir de telle valeur plancher pourrait amener les GRD à payer des pénalités de réactif ou à investir dans de nouveaux moyens de compensation (sans que cela soit indispensable à une bonne gestion des réseaux dans le cadre de l'intérêt général) sous l'effet des deux phénomènes suivants qui peuvent être cumulatifs :

- incitation insuffisante des utilisateurs des réseaux HTA à s'équiper de batteries de condensateurs ($tg \varphi = 0,4$), alors que l'intérêt économique général milite pour la compensation de l'énergie réactive au plus près de sa consommation (tout en évitant de surcompenser) afin de réduire les pertes sur les réseaux, maîtriser les chutes de tension et les surcharges ;
- le développement des productions à partir d'énergies renouvelables raccordées sur les réseaux de distribution conduit à une diminution des soutirages d'énergie active à l'interface RPD/RPT, alors que les flux d'énergie réactive restent inchangés. La franchise en énergie réactive, calculée sur la base de la $tg \varphi$ et des soutirages, diminuant alors mécaniquement.

Les ELD considèrent que, le niveau de contraintes sur le réseau public de transport étant fonction du niveau de tension, la valeur plancher de $tg \varphi_{max}$ pourrait être modulée en retenant 0,2 en HTB1 et 0,3 en HTB2.

L'UFE rappelle son souci que les dispositions retenues in fine ne conduisent pas les GRD à devoir payer des pénalités de réactif ou à investir dans de nouveaux moyens de compensation sans que cela soit indispensable à une bonne gestion des réseaux.

4.8. Point 15 : dispositions transitoires relatives à la mise en œuvre des règles tarifaires

Le texte de consultation publique indiquait aux acteurs les problématiques liées au passage à la structure tarifaire définie pour TURPE 4 :

- la question de la mise en place de règles transitoires encadrant les souscriptions de puissance sur le réseau public de transport a été soulevée ;
- en distribution, il était proposé de reconduire les dispositions transitoires prévues dans TURPE 3 afin de permettre aux utilisateurs de bénéficier rapidement des incitations induites par la nouvelle structure des tarifs de distribution

4.8.1. Règles transitoires de souscription de puissance sur le réseau public de transport

Selon RTE, compte tenu de la dépendance du CART aux règles tarifaires, la disparition des anciennes Puissances Souscrites, si elle intervient au cours de l'été 2013, empêchera le GRT de facturer aux clients dont la puissance appelée dépend de la saison une grande partie des montants normalement facturés en fin d'année. RTE estime entre 240 M€ et 320 M€ la perte de recettes générée par cette problématique selon les situations climatiques de l'hiver 2012-2013. RTE propose l'introduction de dispositions permettant de facturer, au cours des premiers mois de TURPE 4, des sommes additionnelles au titre des derniers mois de TURPE 3. RTE considère qu'à défaut, la mise en place de dispositions spécifiques relatives aux premiers mois de TURPE 4 ne permettrait toutefois qu'une réduction des pertes de recettes, qui seraient typiquement contenues dans une fourchette de 20 à 100 M€.

Partageant le sentiment de RTE concernant les règles de souscription, l'UNIDEN abonde dans le sens de la proposition de la CRE d'aménager des dispositions transitoires encadrant les modalités de souscription de puissance sur le réseau de transport afin d'éviter tout effet d'aubaine.

Les ELD estiment que, si des dispositions transitoires étaient mises en œuvre pour les utilisateurs raccordés au réseau public de transport, il conviendrait de s'assurer

- qu'elles s'appliquent également, et selon des principes similaires, aux utilisateurs (consommateurs ou gestionnaires de réseau) des réseaux de distribution utilisant les tensions HTB ;
- qu'elles ne conduisent pas, à l'inverse de ce que redoute RTE en 2013, à une hausse des recettes tarifaires de RTE.

Les ELD proposent de demander aux utilisateurs et gestionnaires de réseaux de distribution de définir comme nouvelle(s) puissance(s) souscrite(s) de la formule tarifaire avec différenciation temporelle choisie, à compter du 1er jour d'application du TURPE4, celle(s) qui optimise(nt) la facture correspondant à la consommation des 12 mois précédant la mise en œuvre de TURPE 4. La date de dernier changement de puissance et/ou option tarifaire ne serait pas impactée par cette modification « structurelle » et conserverait la valeur connue avant le changement de tarif.

L'UFE estime que des mesures palliatives contractuelles sont indispensables afin de garantir à RTE son niveau de recettes prévisibles en année pleine. L'UFE souligne que l'absence de telles mesures pourrait induire un gain artificiel pour les clients dont la puissance appelée dépend de la saison, au détriment de RTE. Selon l'UFE, ce déficit de recettes serait répercuté au CRCP et entraînerait de fortes hausses lors des mouvements tarifaires annuels.

L'UFE juge donc nécessaire que la décision tarifaire de la CRE introduise un certain nombre de dispositions liées à la détermination des puissances souscrites au cours des premiers mois d'application du nouveau tarif, et cite en exemple la possibilité de définir une « période d'apprentissage du tarif » inspirée des dispositions qui s'appliquent aux nouveaux utilisateurs.

L'UFE estime que, si ces dispositions transitoires étaient mises en œuvre pour les utilisateurs raccordés au réseau public de transport, il conviendrait de s'assurer qu'elles s'appliquent sans discrimination à l'ensemble des utilisateurs (consommateurs ou gestionnaires de réseau) des réseaux de distribution utilisant les tensions HTB.

4.8.2. Règles transitoires encadrant le changement de formule tarifaire sur les réseaux de distribution

ERDF souhaite que soit précisé que cette disposition ne peut être activée qu'une seule fois et avec prise d'effet à date de réalisation.

4.9. L'UFE souhaite que la reconduction des mesures de transition dont ont bénéficié les utilisateurs raccordés sur des réseaux de distribution lors du passage de TURPE 2 à TURPE 3, implique la prise en compte, dans la détermination des tarifs, de la perte de recettes engendrées pour les GRDSujets relatifs aux règles tarifaires

Enfin un acteur (le MNE) a souhaité demander la non-facturation de certaines prestations et donc la mutualisation dans le TURPE du coût de ces prestations.

Tout d'abord le MNE relève qu'aujourd'hui les offres EJP et Tempo ne peuvent être proposées que par les fournisseurs historiques. Si un consommateur décide de changer de fournisseur, le changement de dispositif de comptage est obligatoire et son coût peut l'en dissuader. Ce point a été abordé dans le cadre du « GT Electricité Procédures et Relations GRD-Fournisseurs » lors de la réunion du 21 juin 2012. Dans le compte-rendu, il est indiqué « ERDF conclut que le débat est ouvert et que les consultations tarifaires prévues seront l'occasion pour chacun de s'exprimer sur les évolutions qu'il souhaite. » Le MNE demande que :

- lors d'un changement de fournisseur, si le nouveau fournisseur ne peut pas proposer le même tarif que l'ancien (tarifs EJP et Tempo), les frais de changement de dispositif de comptage ne soient pas facturés ;
- lors d'une mise en service sur un compteur dont le dispositif de comptage est en extinction, les frais de changement de dispositif de comptage ne soient pas facturés.

Le MNE demande que les frais engendrés soient mutualisés via le TURPE.

Enfin le MNE souligne qu'il a été acté en plénière GTE le 16 décembre 2011 qu'une prestation de correction d'index contractuel serait mise en œuvre par ERDF. Le MNE considère que cette prestation ne devrait pas être facturée aux consommateurs qui la sollicitent et que les frais engendrés devraient être intégrés au TURPE.

Annexe 1 : Liste des répondants

Association des Distributeurs d'Electricité en France (ADEeF)

Association Française Indépendante de l'Electricité et du Gaz (AFIEG)

Association Familles Laïques de Paris (AFL Paris)

AMORCE

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

CLEE

Compagnie Nationale du Rhône (CNR)

Cofely

EDF

EON

ERDF

FCE-CFDT

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

Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies (FNCCR)

FO Energie et Mines

GDF SUEZ

GEREDIS et SRD

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

Groupement des Particuliers Producteurs d'Electricité Photovoltaïque (GPPEP)

HESPUL

Médiateur National de l'Energie (MNE)

RTE

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

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

Statkraft

Union Française de l'Electricité (UFE)

Union des Industries Utilisatrices d'Energie (UNIDEN)