

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 13 novembre 2013 portant projet de décision relative aux tarifs d'utilisation d'un réseau public d'électricité dans le domaine de tension HTA ou BT

Participaient à la séance : Philippe de LADOUCKETTE, président, Olivier CHALLAN BELVAL, Hélène GASSIN, Jean-Pierre SOTURA et Michel THIOLLIÈRE, commissaires.

Introduction

Par la présente délibération, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) définit la méthodologie d'élaboration des tarifs d'utilisation d'un réseau public d'électricité dans le domaine de tension HTA ou BT (dits « TURPE 4 HTA/BT »), et fixe ces tarifs qui sont destinés à s'appliquer à compter du 1^{er} janvier 2014. Ils sont conçus pour s'appliquer sur une période d'environ quatre ans.

Contexte

Les troisièmes tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité, dits « TURPE 3 », qui couvraient la période 2009-2013, sont entrés en vigueur le 1^{er} août 2009, en application de la décision du 5 mai 2009 approuvant la proposition tarifaire de la CRE du 26 février 2009.

Par une décision du 28 novembre 2012 (n° 330548, 332639, 332643, *Société Direct Energie et Syndicat intercommunal de la périphérie de Paris pour l'électricité et les réseaux de communication*), le conseil d'Etat a annulé le TURPE 3 en tant qu'il fixait les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution.

Compte tenu du caractère rétroactif de l'annulation et conformément à cette décision, la CRE a proposé aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie, par une délibération du 29 mars 2013, un nouveau TURPE dans le domaine de tension HTA et BT pour la période du 1^{er} août 2009 au 31 juillet 2013. Ce tarif (dit « TURPE 3 HTA/BT Rétroactif ») a été adopté par une décision explicite des ministres du 24 mai 2013 et publié au Journal officiel de la République française le 26 mai 2013. Il est fondé sur la couverture *ex post* de la totalité des charges comptables engagées par ERDF, augmentée de la rémunération des capitaux propres. Souhaitant poursuivre ses travaux afin d'élaborer une méthodologie tarifaire tenant compte des motifs de la décision du conseil d'Etat et adaptée à une application dans la durée, la CRE a décidé de différer au 1^{er} janvier 2014 l'entrée en vigueur du prochain tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité dit « TURPE 4 HTA/BT » et de prolonger du 1^{er} août au 31 décembre 2013 l'approche proposée aux ministres dans le cadre du TURPE 3 HTA/BT Rétroactif. Ce tarif, fixé conformément à l'article L. 341-3 du code de l'énergie, a été transmis aux ministres le 28 mai 2013 et publié au Journal officiel de la République française le 10 juillet 2013.

En revanche, dans la mesure où les tarifs HTB n'étaient pas affectés par la décision du conseil d'Etat, la délibération portant décision relative aux tarifs d'utilisation d'un réseau public d'électricité dans le domaine de tension HTB (« dit TURPE 4 HTB ») a été adoptée conformément au calendrier initial des travaux, le 3 avril 2013 et publiée au Journal officiel de la République française le 30 juin 2013. Ces tarifs sont entrés en vigueur le 1^{er} août 2013.

Cadre juridique

La directive 2009/72/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009, précise en son article 37 qu'il revient à l'autorité de régulation de « *fixer ou approuver, selon des critères transparents, les tarifs de transport ou de distribution ou leurs méthodes de calcul* ».

Les articles L. 341-2, L. 341-3 et L. 341-4 du code de l'énergie encadrent les compétences de la CRE en matière de détermination des TURPE.

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

L'article L. 341-3 dispose que :

« Les méthodologies utilisées pour établir les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité sont fixées par la Commission de régulation de l'énergie. [...] La Commission de régulation de l'énergie se prononce [...] sur les évolutions des tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité [...]. Elle peut prévoir un encadrement pluriannuel d'évolution des tarifs et des mesures incitatives appropriées, tant à court terme qu'à long terme, pour encourager les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution à améliorer leurs performances, notamment en ce qui concerne la qualité de l'électricité, à favoriser l'intégration du marché intérieur de l'électricité et la sécurité de l'approvisionnement et à rechercher des efforts de productivité.

La Commission de régulation de l'énergie prend en compte les orientations de politique énergétique indiquées par l'autorité administrative. Elle informe régulièrement l'autorité administrative lors de la phase d'élaboration des tarifs. Elle procède, selon les modalités qu'elle détermine, à la consultation des acteurs du marché de l'énergie.

La Commission de régulation de l'énergie transmet à l'autorité administrative pour publication au Journal officiel de la République française, ses décisions motivées relatives aux évolutions, en niveau et en structure, des tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité, [...] aux dates d'entrée en vigueur de ces tarifs. »

L'article L. 341-4 précise que « *la structure et le niveau des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution d'électricité sont fixés afin d'inciter les clients à limiter leur consommation aux périodes où la consommation de l'ensemble des consommateurs est la plus élevée* ».

Depuis l'entrée en vigueur de ces dispositions, la CRE est seule compétente pour fixer la méthodologie d'établissement des tarifs. En conséquence, et en application des dispositions de l'article L. 341-5 du code de l'énergie modifiées par la loi n° 2013-619 du 16 juillet 2013 portant diverses dispositions d'adaptation au droit de l'Union européenne dans le domaine du développement durable, la CRE, par une délibération du 19 septembre 2013, a proposé l'abrogation des dispositions du décret n° 2001-365 du 26 avril 2001 relatif aux tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité qui encadraient cette compétence. La présente délibération doit en outre tenir compte des motifs de la décision du 28 novembre 2012 du conseil d'Etat (qui sont rappelés à la section A.2.3.3).

Enfin, la péréquation des tarifs garantit la cohésion sociale et territoriale en assurant l'accès de tous à l'énergie, conformément aux objectifs de politique énergétique énoncés à l'article L. 100-1 du code de l'énergie.

Travaux tarifaires

La CRE a engagé depuis 2010 les travaux de préparation du TURPE 4.

ERDF a formulé sa demande tarifaire définitive le 5 juillet 2013. Cette demande était équivalente à une hausse tarifaire de 8,9 % au 1^{er} janvier 2014 (en supposant le tarif constant au-delà).

Pour élaborer la méthodologie d'établissement du tarif, et fixer le cadre de régulation, le niveau et la structure du tarif, la CRE s'est appuyée sur différentes études confiées à des cabinets externes :

- une étude comparative internationale des mécanismes de régulation incitative ;

- une étude sur la structure des coûts des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité ;
- une étude consacrée aux méthodes de tarification des réseaux publics d'électricité ;
- une étude sur le coût moyen pondéré du capital des infrastructures d'électricité et de gaz naturel.

La CRE a organisé à cet effet cinq consultations publiques¹ :

- une première consultation en juillet 2010 qui portait sur la forme de la grille tarifaire² ;
- une deuxième en mars 2012³ qui portait sur la structure des tarifs ;
- une troisième en juin 2012⁴ qui portait sur le cadre de régulation ;
- une quatrième en novembre 2012⁵ qui portait sur l'ensemble des volets tarifaires (niveau, cadre tarifaire et structure) ;
- une cinquième en juillet 2013⁶ sur la méthodologie de calcul des charges de capital d'ERDF et le niveau tarifaire résultant ainsi que sur la suppression de l'option moyenne utilisation sans différenciation temporelle des tarifs BT ≤ 36 kVA.

La CRE a auditionné à plusieurs reprises ERDF, son actionnaire ainsi que l'ensemble des acteurs concernés en juillet 2012, en décembre 2012 et en juillet 2013.

De plus, le ministre de l'économie et des finances et le ministre de l'écologie, du développement durable et de l'énergie ont adressé pour information à la CRE, le 12 novembre 2013, une lettre indiquant que « *compte tenu de la décision du conseil d'Etat [...], et afin de permettre la mise en œuvre d'une méthode communément admise de régulation économique normative, [ils envisagent] de présenter très prochainement un projet de loi au Parlement* ». Cette lettre peut être consultée sur le site de la CRE.

Enfin, en application des dispositions de l'article L. 341-3 du code de l'énergie, la CRE a tenu compte des orientations de politique énergétique transmises par la ministre de l'écologie, du développement durable et de l'énergie par lettre du 10 octobre 2012. Ces orientations portent sur les outils incitatifs en faveur des investissements visant à l'amélioration du niveau de sécurité d'alimentation et sur la structure horosaisonnaire des tarifs de soutirage. Ces orientations peuvent être consultées sur le site Internet de la CRE.

Principales évolutions

A la suite de l'annulation des précédents tarifs par le conseil d'Etat, la CRE a revu la méthodologie de calcul des charges de capital d'ERDF afin de prendre en compte les spécificités du régime des concessions de distribution publique d'électricité. La méthodologie de calcul des charges de capital retenue par la CRE est exposée à la section A.2.

L'analyse des charges d'exploitation et le nouveau mode de calcul des charges de capital conduisent la CRE à retenir une augmentation de 3,6 %⁷ au 1^{er} janvier 2014 puis une indexation sur l'inflation au 1^{er} août

¹ Les quatre premières consultations portaient sur l'ensemble des tarifs des réseaux publics d'électricité, qui étaient destinés, avant la décision du conseil d'Etat du 28 novembre 2012, à faire l'objet d'une seule décision tarifaire.

² Le document de consultation ainsi que la synthèse des réponses des acteurs sont disponibles à l'adresse suivante : <http://www.cre.fr/documents/consultations-publiques/consultation-publique-de-la-cre-sur-la-structure-des-tarifs-d-utilisation-des-reseaux-publics-d-electricite>.

³ Le document de consultation ainsi que la synthèse des réponses des acteurs sont disponibles à l'adresse suivante : <http://www.cre.fr/documents/consultations-publiques/structure-des-tarifs-d-utilisation-des-reseaux-publics-de-transport-et-de-distribution-d-electricite>.

⁴ Le document de consultation ainsi que la synthèse des réponses des acteurs sont disponibles à l'adresse suivante : <http://www.cre.fr/documents/consultations-publiques/cadre-de-regulation-des-tarifs-d-utilisation-des-reseaux-publics-d-electricite>.

⁵ Le document de consultation ainsi que la synthèse des réponses des acteurs sont disponibles à l'adresse suivante : <http://www.cre.fr/documents/consultations-publiques/quatriemes-tarifs-d-utilisation-des-reseaux-publics-d-electricite>.

⁶ Le document de consultation est disponible à l'adresse suivante : <http://www.cre.fr/documents/consultations-publiques/quatriemes-tarifs-d-utilisation-des-reseaux-publics-de-distribution-d-electricite>.

⁷ Le tarif HTA/BT représente environ 47 % de la facture d'électricité hors taxes des consommateurs résidentiels.

2014 à 2017, hors prise en compte des écarts éventuels entre les trajectoires prévisionnelles et réalisées sur les postes inclus dans le périmètre du compte de régulation des charges et des produits .

Par ailleurs, la CRE reconduit, en le renforçant, le cadre existant de régulation pluriannuelle incitant ERDF à améliorer la maîtrise de ses coûts, la continuité d'alimentation et la qualité du service rendu aux utilisateurs. Concernant la qualité d'alimentation, la CRE intègre au mécanisme de régulation incitative un dispositif de pénalités versées par ERDF pour les clients coupés plus de six heures. La CRE introduit un suivi des coûts unitaires d'investissements d'ERDF et des investissements « qualité et modernisation du réseau » ainsi qu'un suivi des actions entreprises par ERDF pour maîtriser le volume des pertes.

La CRE attache également une importance particulière au développement des réseaux électriques intelligents (*Smart grids*). C'est pourquoi elle a lancé un ensemble d'initiatives associant les acteurs du secteur afin d'alimenter sa réflexion. La présente décision s'inscrit dans cette démarche d'accompagnement au développement des *Smart grids* en introduisant un cadre de régulation favorable à la recherche et développement (R&D).

Le développement des compteurs évolués d'électricité *Linky*, dont la CRE a proposé la généralisation dans sa délibération du 7 juillet 2011, constitue un élément essentiel du développement des *Smart grids*. Les charges liées au déploiement des compteurs évolués n'ont pas été prises en compte dans l'élaboration du présent tarif. Comme la CRE l'a déjà indiqué, notamment à l'occasion de la consultation publique du 6 novembre 2012, la définition du cadre tarifaire relatif au projet *Linky* fera l'objet d'une délibération tarifaire *ad hoc* (cf. section D.3.6.3).

S'agissant de la structure des tarifs, la présente décision tarifaire supprime l'option moyenne utilisation sans différenciation temporelle des tarifs BT \leq 36 kVA afin de mieux tenir compte des préoccupations exprimées dans la lettre de la ministre de l'écologie, du développement durable et de l'énergie du 10 octobre 2012 relative aux orientations de la politique énergétique.

La présente délibération sera transmise pour avis au Conseil supérieur de l'énergie.

Table des matières

Méthodologie d'établissement des tarifs	8
A. Principes méthodologiques	8
1. Méthodologie de construction des tarifs	8
2. Méthodologie de calcul des charges de capital.....	9
2.1. <i>Principaux enseignements de l'étude des pratiques européennes de régulation.....</i>	<i>9</i>
2.2. <i>Le régime des concessions de distribution publique d'électricité et sa traduction dans le bilan d'ERDF.....</i>	<i>11</i>
2.3. <i>La prise en compte des spécificités du régime des concessions de distribution publique d'électricité dans le calcul des charges de capital</i>	<i>14</i>
B. Date d'entrée en vigueur des tarifs	19
C. Définition du revenu tarifaire prévisionnel	19
1. Charges de capital.....	19
1.1. <i>Trajectoire d'investissement.....</i>	<i>19</i>
1.2. <i>Paramétrage du calcul des charges de capital</i>	<i>20</i>
1.3. <i>Frais financiers</i>	<i>21</i>
1.4. <i>Niveau des charges de capital</i>	<i>21</i>
2. Charges nettes d'exploitation	21
2.1. <i>Charges nettes de fonctionnement</i>	<i>22</i>
2.2. <i>Charges liées au système électrique</i>	<i>25</i>
2.3. <i>Produits extratarifaires</i>	<i>25</i>
3. Accès au réseau public de transport	26
4. Solde des incitations à la fin 2012.....	26
5. Charges à tarifier et évolutions tarifaires prévisionnelles.....	26
6. Entreprises locales de distribution et EDF SEI.....	27
D. Cadre de régulation	27
1. Evolution annuelle des tarifs.....	27
2. Compte de régulation des charges et des produits.....	27
2.1. <i>Principes.....</i>	<i>27</i>
2.2. <i>Périmètre</i>	<i>27</i>
2.3. <i>Règles de fonctionnement.....</i>	<i>28</i>
2.4. <i>Traitement de l'année 2013.....</i>	<i>29</i>
3. Régulation incitative	30
3.1. <i>Charges d'exploitation.....</i>	<i>30</i>
3.2. <i>Recherche et développement</i>	<i>30</i>
3.3. <i>Continuité d'alimentation</i>	<i>31</i>
3.4. <i>Qualité de service.....</i>	<i>34</i>
3.5. <i>Pertes sur les réseaux.....</i>	<i>35</i>
3.6. <i>Investissements sous maîtrise d'ouvrage d'ERDF.....</i>	<i>36</i>
E. Structure tarifaire et règles applicables aux utilisateurs des domaines de tension HTA et BT	37
1. Principes généraux.....	38
1.1. <i>Tarifs indépendants de la distance.....</i>	<i>38</i>
1.2. <i>Péréquation tarifaire</i>	<i>38</i>
2. Méthodologie de construction des tarifs.....	38
2.1. <i>Des tarifs fondés sur les coûts unitaires horaires</i>	<i>38</i>
2.2. <i>Répartition des coûts sur les différentes heures de l'année</i>	<i>39</i>
2.3. <i>Allocation des coûts horaires entre les utilisateurs des différents domaines de tension au prorata des flux d'énergie induits sur les réseaux</i>	<i>39</i>
2.4. <i>Des tarifs fondés sur les caractéristiques de consommation des utilisateurs.....</i>	<i>39</i>

2.5. <i>Forme des grilles</i>	40
3. Règles tarifaires pour l'utilisation d'un réseau public d'électricité dans le domaine de tension HTA ou BT	40
3.1. <i>Définitions</i>	40
3.2. <i>Structure des tarifs</i>	40
3.3. <i>Gestion</i>	41
3.4. <i>Comptage</i>	41
3.5. <i>Injection</i>	41
3.6. <i>Tarif de soutirage sur le domaine de tension HTA</i>	42
3.7. <i>Tarif de soutirage sur le domaine de tension BT</i>	42
3.8. <i>Alimentations complémentaires et de secours</i>	43
3.9. <i>Regroupement conventionnel des points de connexion</i>	43
3.10. <i>Dispositifs tarifaires applicables aux gestionnaires des réseaux publics de distribution</i>	43
3.11. <i>Utilisations ponctuelles</i>	43
3.12. <i>Energie réactive</i>	44
3.13. <i>Indexation de la grille tarifaire</i>	44
3.14. <i>Dispositions transitoires</i>	44
F. Annexes	44
1. Programme de R&D d'ERDF	44
2. Qualité de service	48
2.1. <i>ERDF</i>	48
2.2. <i>Entreprises locales de distribution de plus de 100 000 clients et EDF SEI</i>	56
Règles tarifaires pour l'utilisation d'un réseau public d'électricité dans le domaine de tension HTA ou BT	59
1. Définitions	59
1.1. <i>Absorption de puissance réactive</i>	59
1.2. <i>Alimentations</i>	59
1.3. <i>Cellule</i>	60
1.4. <i>Classe temporelle</i>	60
1.5. <i>Contrat d'accès au réseau</i>	60
1.6. <i>Courbe de mesure</i>	60
1.7. <i>Dispositif de comptage</i>	60
1.8. <i>Domaine de tension</i>	60
1.9. <i>Fourniture de puissance réactive</i>	61
1.10. <i>Index</i>	61
1.11. <i>Injection de puissance active</i>	61
1.12. <i>Jeu de barres</i>	61
1.13. <i>Liaison</i>	61
1.14. <i>Ouvrages de transformation</i>	61
1.15. <i>Points de connexion</i>	61
1.16. <i>Profilage</i>	61
1.17. <i>Puissance active (P)</i>	62
1.18. <i>Puissance apparente (S)</i>	62
1.19. <i>Puissance réactive (Q) et énergie réactive</i>	62
1.20. <i>Rapport tangente phi (tg φ)</i>	62
1.21. <i>Soutirage de puissance active</i>	62
1.22. <i>Utilisateur</i>	62
2. Structure des tarifs d'utilisation des réseaux publics	62
3. Composante annuelle de gestion (CG)	63
4. Composante annuelle de comptage (CC)	64

4.1. Dispositifs de comptage propriété des gestionnaires de réseaux publics ou des autorités organisatrices de la distribution publique d'électricité	64
4.2. Dispositifs de comptage propriété des utilisateurs	65
5. Composante annuelle des injections (CI).....	65
6. Composantes annuelles des soutirages (CS) et composantes mensuelles des dépassements de puissance souscrite (CMDPS) au domaine de tension HTA.....	65
6.1. Tarif optionnel sans différenciation temporelle.....	65
6.2. Tarifs optionnels avec différenciation temporelle	66
6.3. Composante mensuelle des dépassements de puissance souscrite (CMDPS).....	68
7. Composantes annuelles des soutirages (CS) et composantes mensuelles des dépassements de puissance souscrite (CMDPS) au domaine de tension BT	68
7.1. Composantes annuelles des soutirages et composantes mensuelles des dépassements de puissance souscrite au domaine de tension BT au-dessus de 36 kVA	68
7.2. Composante annuelle des soutirages au domaine de tension BT jusqu'à 36 kVA inclus	71
8. Composante annuelle des alimentations complémentaires et de secours (CACS).....	72
8.1. Alimentations complémentaires	72
8.2. Alimentations de secours	72
9. Composante de regroupement (CR)	73
10. Dispositions spécifiques relatives aux composantes annuelles des soutirages (CS) des gestionnaires de réseaux publics de distribution.....	74
10.1. Composante annuelle d'utilisation des ouvrages de transformation (CT)	74
10.2. Compensation pour exploitation de liaisons à la même tension que le réseau public amont.....	74
10.3. Ecrêtement grand froid.....	75
11. Composante annuelle de dépassements ponctuels programmés (CDPP).....	75
12. Composante annuelle de l'énergie réactive (CER)	76
12.1. Flux de soutirage	76
12.2. Flux d'injection.....	76
12.3. Dispositions spécifiques relatives à la composante annuelle de l'énergie réactive entre deux gestionnaires de réseaux publics d'électricité.....	77
13. Indexation de la grille tarifaire.....	78
14. Dispositions transitoires relatives à la mise en œuvre des présentes règles tarifaires.....	78

Méthodologie d'établissement des tarifs

A. Principes méthodologiques

1. Méthodologie de construction des tarifs

La construction d'un nouveau tarif peut se décomposer en trois volets : définition du revenu tarifaire prévisionnel et du cadre de régulation afférent puis construction des tarifs pour chaque catégorie d'utilisateurs.

Le cadre de régulation vise d'une part à limiter pour certains postes de charges ou de produits prédéfinis le risque financier de l'opérateur et/ou de l'utilisateur, *via* des comptes de régulation, et d'autre part, à encourager l'opérateur à améliorer sa performance notamment en ce qui concerne la continuité d'alimentation, la qualité de service et la maîtrise des coûts *via* la mise en place de mécanismes incitatifs. L'impact financier de ces dispositifs est comptabilisé, soit dans le calcul du revenu tarifaire prévisionnel, soit *ex post*.

Le revenu tarifaire prévisionnel est ventilé entre les utilisateurs sous forme de tarifs. Il existe plusieurs composantes tarifaires qui répondent à différentes finalités. Néanmoins, celles qui constituent l'essentiel du chiffre d'affaires de l'opérateur sont les tarifs de soutirage. Ces derniers se composent de différents coefficients, l'ensemble de ces coefficients étant désigné par le terme de structure tarifaire.

La prise en compte de l'ensemble de ces éléments permet d'établir les tarifs à leur date d'entrée en vigueur ainsi que leurs modalités d'évolution annuelle.

Définition du revenu tarifaire prévisionnel

La CRE définit le revenu tarifaire prévisionnel de l'opérateur sur la période considérée sur la base d'un plan d'affaires⁸ transmis par l'opérateur.

Ce revenu tarifaire prévisionnel se compose des charges de capital et des charges nettes d'exploitation ainsi que de l'impact des comptes de régulation.

$$RT_p = CNE_p + CC_p + A$$

Avec :

- RT_p : Revenu tarifaire prévisionnel sur la période ;
- CNE_p : Charges nettes d'exploitation prévisionnelles sur la période ;
- CC_p : Charges de capital prévisionnelles sur la période ;
- A : Apurement des comptes de régulation sur la période.

Compte tenu des spécificités de la comptabilité des concessions et du bilan d'ERDF, la CRE a retenu la méthode de calcul des charges de capital telle que décrite à la section A.2.

Les charges nettes d'exploitation comprennent les charges nettes de fonctionnement (principalement composées des achats externes, des dépenses de personnel et des impôts et taxes), les achats liés au système électrique et des charges d'accès au réseau public de transport, déduction faite des recettes extratarifaires (principalement composées des recettes issues des prestations annexes et des contributions de raccordement).

Le niveau des charges d'exploitation retenu est déterminé à partir de l'ensemble des coûts nécessaires à l'activité d'un gestionnaire de réseau dans la mesure où, conformément à la loi, ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace. L'ensemble des données prévisionnelles communiquées par l'opérateur fait l'objet d'une analyse détaillée et de corrections le cas échéant. En particulier, s'agissant des charges nettes de fonctionnement, la CRE s'attache à retenir une trajectoire de charges d'exploitation intégrant des efforts de productivité.

⁸ Dans le cas présent, le plan d'affaires d'ERDF était relatif aux années 2014 à 2017.

Cadre de régulation

L'activité de l'opérateur est encadrée par différents dispositifs qui constituent ce que l'on appelle le « cadre de régulation ».

En premier lieu, les dispositions du cadre de régulation permettent d'adapter le revenu tarifaire prévisionnel en fonction de l'inflation réalisée afin d'immuniser l'opérateur contre les risques liés à l'inflation qui pèsent sur ses charges.

En second lieu, les dispositions du cadre de régulation permettent de corriger, *a posteriori*, le revenu tarifaire prévisionnel pour des postes prédéfinis, éligibles au compte dit de régulation des charges et des produits (CRCP), les écarts entre, d'une part, les charges ou recettes prévisionnelles et, d'autre part, celles réalisées.

Enfin, afin d'inciter l'opérateur à une gestion efficace du réseau, la CRE met en place des mécanismes incitatifs. Ces dispositions concernent différents domaines d'activité du gestionnaire de réseau : la maîtrise de ses charges d'exploitation, la qualité d'alimentation et la qualité de service offertes aux utilisateurs, la gestion des pertes sur le réseau ainsi que l'activité de recherche et développement. Certains de ces dispositifs s'accompagnent d'incitations financières (sous formes de primes positives ou négatives) qui selon le cas viennent majorer ou minorer en cours de période le revenu tarifaire prévisionnel.

$$RT_N = RT'_p + E_{N-1} + I_{N-1}$$

Avec :

- RT_N : Revenu tarifaire de l'année N ;
- RT'_p : Revenu tarifaire prévisionnel de l'année N corrigé de l'inflation réalisée ;
- E_{N-1} : Ecarts de l'année N-1 imputés au solde du CRCP ;
- I_{N-1} : Incitations de l'année N-1.

Structure des tarifs

Les tarifs comprennent une composante fonction de la puissance souscrite et une composante fonction de l'énergie injectée ou prélevée. Ils sont fonction de la tension de raccordement et sont définis par point de connexion.

Les tarifs de soutirage sont construits de façon à inciter chaque utilisateur à adopter un comportement de consommation qui minimise les coûts de réseaux de long terme. La méthodologie de construction des tarifs prend en compte également les dispositions de l'article L. 341-4 du code de l'énergie qui prévoient que les tarifs sont fixés afin d'inciter les clients à limiter leur consommation aux périodes où la consommation de l'ensemble des consommateurs est la plus élevée.

Pour ce faire et à partir des données prévisionnelles de répartition des flux et de consommations fournies par l'opérateur, la méthodologie de construction des tarifs de soutirage se fonde sur une analyse de la répartition des coûts de réseaux entre les différentes heures de l'année et alloue aux utilisateurs ces coûts sur la base de leurs caractéristiques de consommation respectives.

2. Méthodologie de calcul des charges de capital

La décision du conseil d'Etat du 28 novembre 2012 a conduit la CRE à revoir la méthodologie habituellement utilisée par la CRE et les autres régulateurs européens pour fixer le niveau de charges de capital prévisionnel. La présente section décrit l'ensemble des éléments qui ont alimenté la réflexion de la CRE dans l'élaboration d'une nouvelle méthodologie de calcul des charges de capital.

2.1. Principaux enseignements de l'étude des pratiques européennes de régulation

Afin d'enrichir sa réflexion, la CRE a examiné les systèmes de régulation mis en œuvre dans les autres pays européens. Elle a mandaté en particulier deux études, l'une portant sur la comparaison internationale des mécanismes de régulation incitative et l'autre sur le coût moyen pondéré du capital des infrastructures d'électricité et de gaz naturel qui lui ont permis d'avoir un panorama global des approches tarifaires adoptées dans les différents pays européens. La CRE a également mené en mars 2013 une étude interne sur la propriété et le financement de l'activité de distribution d'électricité à laquelle 16 régulateurs

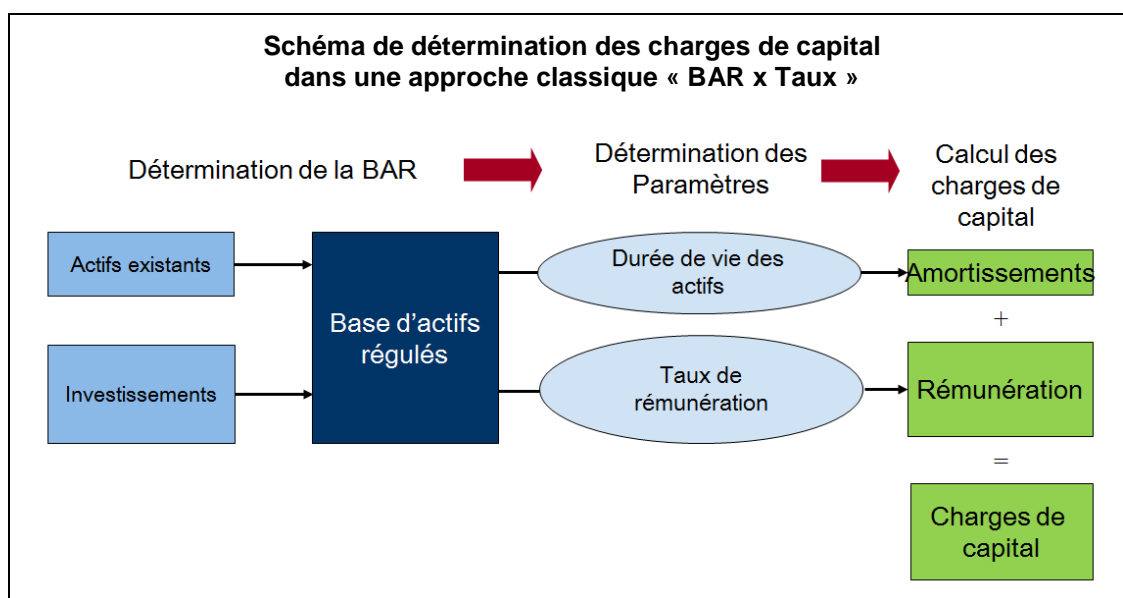
européens ont répondu. La CRE s'est également appuyée sur l'étude menée en 2013 dans le cadre des travaux du Conseil des régulateurs européens de l'énergie (CEER) sur les conditions d'investissement dans le transport et la distribution d'électricité et de gaz naturel en Europe⁹. L'ensemble de ces travaux ont permis de dégager les constats suivants.

2.1.1. Une rémunération assise sur la valeur des actifs

Les différentes études montrent que la quasi-totalité des régulateurs européens¹⁰ ont aujourd'hui recours à une approche de tarification reposant sur l'application d'un taux de rémunération à une base d'actifs régulés (BAR).

Le choix d'un mode de rémunération assis sur la valeur des actifs présente l'avantage de lier le niveau de rémunération à la valeur des actifs mis en service et donc d'établir un lien direct entre la rémunération du gestionnaire de réseau et le service rendu à l'utilisateur. En effet, le principal service offert par le gestionnaire de réseaux consiste à mettre à la disposition d'un utilisateur, au point de connexion et à tout moment, un niveau de puissance égal à la puissance souscrite. La qualité et la continuité de ce service rendu dépend, pour l'essentiel, de la quantité et de la qualité des ouvrages qui constituent le réseau et donc de la valeur des actifs en service. Ce mode de rémunération permet donc un bon alignement des intérêts des utilisateurs et du gestionnaire de réseau.

De surcroît, la généralisation de ce mode de rémunération facilite pour les régulateurs les exercices de comparaison et permet ainsi de s'appuyer sur des comparables pour définir le niveau de rémunération adéquat de ces monopoles.



2.1.2. Le fait de ne pas être propriétaire des actifs ne constitue pas en soi un obstacle à une rémunération assise sur la valeur des actifs

L'examen des cadres de régulation européens montre une grande diversité des situations quant à l'actionariat des gestionnaires de réseaux de distribution, à la propriété des actifs et à leur financement.

⁹ La synthèse publique de ces travaux peut être consultée à l'adresse suivante : http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Cross-Sectoral/Tab/C13-EFB-09-03_Investment%20Conditions_memo.pdf.

¹⁰ L'enquête réalisée par le CEER sur les conditions d'investissements (avril 2013) indique que les 20 pays ayant répondu utilisent une BAR dans le calcul du tarif.

Les études précitées ont permis d'identifier deux autres cas que la France dans lesquels les actifs, en tout ou partie, ne sont pas la propriété des gestionnaires de réseaux de distribution (GRD), et font l'objet d'un régime de concession :

- au Portugal, les actifs sont la propriété de l'Etat ou des collectivités territoriales selon leur niveau de tension. Ils sont gérés dans le cadre de contrats de concession par le GRD, qui finance l'intégralité des investissements ;
- en Italie, les actifs sont en partie détenus par les opérateurs et en partie par les collectivités locales. Les GRD les exploitent au travers d'un contrat de concession et financent la majorité des investissements sur le réseau.

Dans le cas de l'Allemagne, les actifs sont gérés dans le cadre de contrats de concession avec les collectivités territoriales, mais sont la propriété du GRD ou de l'entreprise verticalement intégrée (EVI) à laquelle il appartient.

En République Tchèque, les collectivités locales détiennent une partie des actifs et financent une partie des investissements. Ces actifs sont exploités par les GRD dans le cadre de contrats de location mais ne sont pas inclus dans la BAR.

Néanmoins, les travaux menés par la CRE n'ont pas mis en lumière l'existence de mécanisme similaire au système français avec des niveaux significatifs d'investissements sous maîtrise d'ouvrage des collectivités territoriales.

Dans tous ces pays, la couverture des charges de capital par le tarif d'utilisation des réseaux de distribution s'appuie sur l'application d'un taux de rémunération du capital à une BAR.

2.1.3. Les modalités de calcul de la BAR ne tiennent en général pas compte du régime de propriété des actifs

En Italie et au Portugal, les actifs concédés sont inclus dans la BAR.

Dans la plupart des pays européens, les investissements financés par les tiers, tels que les raccordements sont déduits de la BAR. Cependant, en Italie et en République Tchèque, les frais de raccordement sont inclus avec une décote de 80 %.

2.1.4. Un niveau de rémunération fondé sur un échantillon de comparables ou sur la théorie économique

Selon l'étude du CEER, 18 régulateurs sur 20 utilisent la méthodologie du coût moyen pondéré du capital pour déterminer le taux de rémunération. Ils se basent presque tous sur des paramètres calculés de façon normative à partir d'un échantillon de comparables cotés ou à l'aide de la théorie économique. Seules l'Allemagne et la Lettonie prennent en compte la structure effective du passif du GRD (au-delà d'un taux de levier fixé à 60 % dans le cas de l'Allemagne).

2.2. Le régime des concessions de distribution publique d'électricité et sa traduction dans le bilan d'ERDF

Depuis la loi du 5 avril 1884 relative à l'organisation municipale, les communes sont compétentes pour organiser les services publics locaux, dont la distribution d'électricité est partie intégrante. Cette loi a, depuis, été modifiée plusieurs fois et codifiée dans le code général des collectivités territoriales.

Ce rôle d'autorité concédante a été confirmé par l'article 6 de la loi du 15 juin 1906, relative à la distribution publique d'électricité, qui a fait des communes et des syndicats formés de plusieurs communes, les premières autorités concédantes de la distribution publique d'électricité. Cette même loi a également fait de la concession le principal mode de gestion du service public de la distribution d'électricité.

La loi n° 46-628 du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz, puis la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, ont maintenu ce mode de gestion de la distribution publique d'électricité par les autorités concédantes. Ces lois ont depuis été modifiées plusieurs fois et codifiées dans le code de l'énergie.

L'article L. 111-52 dispose que « les gestionnaires des réseaux publics de distribution d'électricité sont, dans leurs zones de desserte exclusives respectives : la société gestionnaire des réseaux publics de

distribution issue de la séparation entre les activités de gestion de réseaux publics de distribution et les activités de production ou de fourniture exercées par Electricité de France [...]. »

L'article L. 322-1 de ce même code dispose que « les autorités organisatrices d'un réseau public de distribution sont définies à l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales. [...] la concession de la gestion d'un réseau public de distribution d'électricité est accordée par ces autorités organisatrices. »

L'article L. 322-2 dispose que « le gestionnaire d'un réseau public de distribution d'électricité exerce ses missions dans les conditions fixées par un cahier des charges pour les concessions [...]. »

L'article L. 322-4 dispose que « sous réserve des dispositions de l'article L. 324-1, les ouvrages des réseaux publics de distribution [...] appartiennent aux collectivités territoriales ou à leurs groupements désignés au IV de l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales. Toutefois, la société gestionnaire du réseau public de distribution, issue de la séparation juridique imposée à Electricité de France par l'article L. 111-57, est propriétaire de la partie des postes de transformation du courant de haute ou très haute tension en moyenne tension qu'elle exploite. »

L'article L. 322-6 dispose que « les autorités organisatrices du réseau public de distribution d'électricité ont la faculté de faire exécuter en tout ou en partie à leur charge, les travaux de premier établissement, d'extension, de renforcement et de perfectionnement des ouvrages de distribution. Les dispositions relatives à la maîtrise d'ouvrage par ces autorités sont énoncées aux articles L. 2224-31 et L. 3232-2 du code général des collectivités territoriales. »

Les autorités organisatrices du réseau public de distribution d'électricité (appelées ci-après « les concédants ») sont donc propriétaires des réseaux publics de distribution (à l'exception des postes de transformation HTB/HTA qui sont la propriété d'ERDF) et concèdent leur gestion à ERDF au travers de contrats de concession. Les concédants exercent également la maîtrise d'ouvrage de certains travaux sur les réseaux (principalement sur les réseaux BT en zone rurale), ERDF restant maître d'ouvrage de la majorité des travaux (principalement sur les réseaux BT en zone urbaine et les réseaux HTA).

Ces spécificités ont des conséquences comptables comme l'illustrent les postes spécifiques du bilan définis dans l'annexe des comptes sociaux d'ERDF de 2012.

Extraits de l'annexe des comptes sociaux d'ERDF de 2012

Immobilisations du domaine propre :

« L'essentiel des immobilisations du domaine propre est constitué des postes sources et des ouvrages nécessaires à leur exploitation (certains ouvrages des agences de conduite régionale notamment). »

Immobilisations du domaine concédé :

« De par la loi, ERDF est le concessionnaire unique chargé de l'essentiel des réseaux de distribution publique en France, dont les concédants sont les collectivités locales (communes ou syndicats de communes). Le reste du territoire (5% des points de livraison) est desservi par les distributeurs non nationalisés (régies, SICAE, ...).

L'enregistrement de l'ensemble des biens de la concession est porté à l'actif du bilan quelle que soit la maîtrise d'ouvrage (ouvrages construits ou achetés par ERDF, et ouvrages remis par les concédants) et l'origine du financement. La société :

- *exploite les ouvrages à ses risques et périls sur toute la durée de la concession ;*
- *assume la majeure partie des risques et avantages, tant techniques qu'économiques sur la durée de vie de l'infrastructure du réseau. »*

Comptes spécifiques des concessions :

« Ces passifs sont représentatifs des droits et obligations contractuels des cahiers des charges des concessions et sont annuellement présentés aux concédants :

- *l'amortissement constitué sur la partie des biens financés par le concédant, s'agissant des biens pour lesquels ERDF est maître d'ouvrage du renouvellement ;*

- *la provision pour renouvellement, assise sur la différence entre la valeur de renouvellement à capacité et fonctionnalités identiques à la date d'arrêté des comptes et la valeur d'origine, pour les seuls biens renouvelables avant le terme de la concession ;*
- *le financement du concessionnaire non amorti, comptabilisé en valeur historique, les contrats prévoyant par ailleurs que ce financement fasse l'objet d'une réévaluation en cas de fin de concession.*

Lors du renouvellement des biens, la provision et l'amortissement du financement du concédant constitués au titre du bien remplacé sont soldés et comptabilisés en droits sur les biens existants, étant considérés comme un financement du concédant sur le nouveau bien. L'excédent éventuel de provision est repris en résultat.

Pendant la durée de la concession, les droits du concédant sur les biens à renouveler se transforment donc au remplacement effectif du bien, sans sortie de trésorerie au bénéfice du concédant, en droit du concédant sur les biens existants.

Dans ces conditions, les droits du concédant à récupérer gratuitement les biens existants croissent au fur et à mesure du renouvellement des biens.

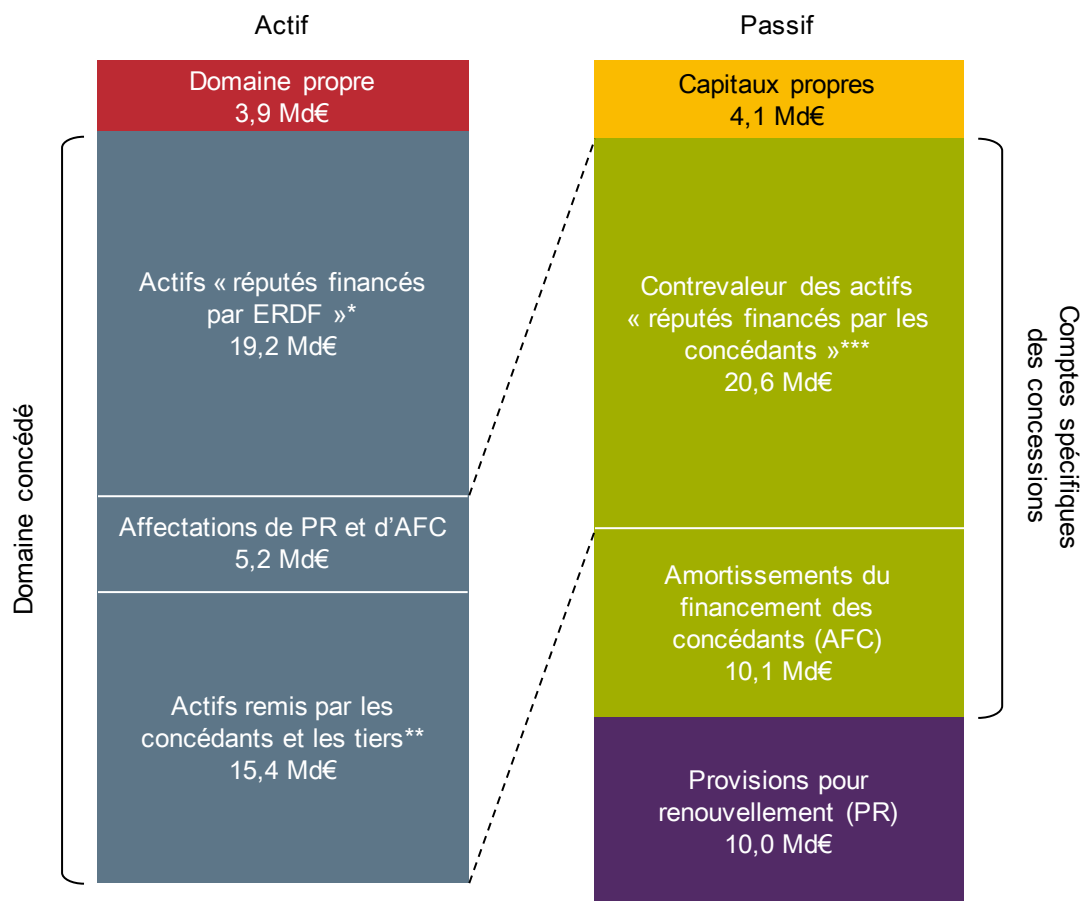
Les comptes de passifs spécifiques des concessions comprennent les droits sur les biens existants et l'amortissement constitué sur la partie des biens financés par le concédant au titre des biens à renouveler. »

Provision pour renouvellement :

« Cette provision, destinée au renouvellement des ouvrages avant le terme de la concession, est assise sur la différence entre la valeur de remplacement de ceux-ci à fonctionnalités et capacité identiques et leur valeur d'origine. Elle est constituée sur la durée de vie de l'ouvrage et vient compléter les charges d'amortissement industriel.

La valeur de remplacement fait l'objet, au 31 décembre de l'exercice, d'une revalorisation sur la base d'indices spécifiques à la profession issus de publications officielles. L'incidence de cette revalorisation est répartie sur la durée de vie résiduelle des ouvrages concernés. »

Le haut de bilan d'ERDF peut ainsi être schématisé de la façon suivante (montants à fin 2012) :



* Les actifs « réputés financés par ERDF » correspondent au montant du financement du concessionnaire non amorti, tel que présenté dans les comptes sociaux d'ERDF.

** Cette distinction entre, d'une part, les actifs remis par les concédants et les tiers et, d'autre part, les affectations de provisions pour renouvellement et d'amortissements du financement des concédants résulte d'une analyse extracomptable.

*** Il s'agit de biens « réputés financés par les concédants » car lors du renouvellement des biens, la provision et l'amortissement du financement des concédants constitués au titre du bien remplacé sont considérés comme un financement du concédant sur le nouveau bien. Ce montant peut également être qualifié de « droits des concédants sur les actifs existants ».

2.3. La prise en compte des spécificités du régime des concessions de distribution publique d'électricité dans le calcul des charges de capital

2.3.1. Un cadre tarifaire qui incite à l'investissement

Le taux de rémunération marginal des nouveaux investissements correspond au surcroît de rémunération rapporté au montant d'un nouvel investissement¹¹.

Ce taux de rémunération marginal des nouveaux investissements peut être comparé au rendement qu'il serait possible d'obtenir, à niveau de risque équivalent, en affectant différemment les ressources financières.

¹¹ Dans le cadre des approches adoptées classiquement par les autres régulateurs européens le taux de rémunération marginal des nouveaux investissements est égal au Coût Moyen Pondéré du Capital (CMPC).

On peut ainsi définir le coût d'opportunité du capital comme le taux en deçà duquel un investisseur considère qu'il n'a pas intérêt à affecter ses ressources au projet considéré.

Au-delà des critères de stabilité et de lisibilité, il convient que la rémunération des nouveaux investissements couvre le coût d'opportunité du capital ainsi défini, à défaut de quoi le gestionnaire de réseau pourrait à terme être incité à investir à un niveau inférieur à celui permettant d'assurer une qualité de service optimale aux utilisateurs.

2.3.2. Le modèle d'évaluation des actifs financiers

Pour déterminer le coût du capital, ou rentabilité minimale attendue par les investisseurs, les régulateurs européens utilisent le modèle d'évaluation des actifs financiers¹² (MEDAF).

Le MEDAF établit une relation entre la rentabilité attendue d'un actif (*i.e.* son coût du capital) et un ensemble de paramètres :

- le degré de risque non diversifiable de l'actif ;
- le taux sans risque

Le MEDAF est fondé sur deux principes :

- pour détenir des actifs risqués les investisseurs demandent une rémunération supérieure à la rémunération de l'actif sans risque;
- les investisseurs sont rationnels, ils diluent le risque spécifique de leur portefeuille en le diversifiant. Le seul risque pour lequel les investisseurs sont rémunérés est donc le risque non-diversifiable, c'est-à-dire le risque lié aux fluctuations du marché.

Avant prise en compte de l'impôt sur les sociétés (IS), le MEDAF s'écrit de la façon suivante :

$$\text{Coût du capital} = \text{Taux sans risque} + \text{Bêta} \times \text{Prime de marché}$$

Le taux sans risque correspond à la rentabilité attendue d'un actif sans risque, tel que les obligations souveraines nationales. Le taux sans risque rémunère l'investisseur pour renoncer à un flux immédiat au profit d'un flux futur certain.

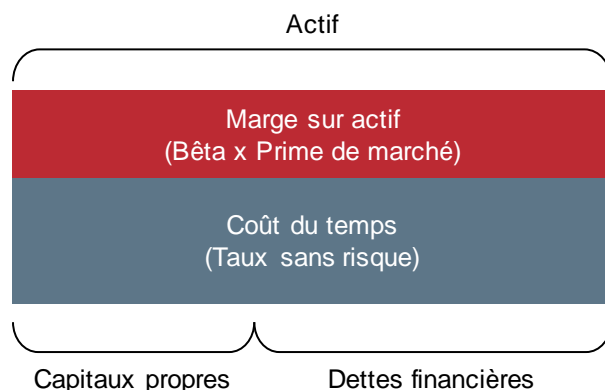
Le bêta correspond à la sensibilité de la valeur de l'actif de l'entreprise considérée par rapport aux fluctuations du marché des actions. Il représente la mesure du risque non diversifiable de l'actif de l'entreprise considérée.

La prime de marché correspond à la rentabilité moyenne du marché des actions par rapport au taux sans risque.

En termes imagés on peut considérer que le premier terme (Taux sans risque) correspond au coût du temps et que le second terme (Bêta x Prime de marché) correspond à la marge sur actif attendue par les actionnaires de l'entreprise considérée.

¹² Le modèle d'évaluation des actifs financiers (MEDAF) est un modèle théorique conçu notamment par William Sharpe dans les années 1960, à partir des travaux de Harry Markowitz sur la théorie du portefeuille qui expose comment des investisseurs rationnels utilisent la diversification afin d'optimiser leur portefeuille. Ce modèle permet de déterminer un taux de rendement approprié pour un actif compte tenu de sa sensibilité au risque non diversifiable. Il est utilisé par les analystes financiers pour déterminer la valeur d'un actif, les régulateurs pour rémunérer les entreprises régulées, les entreprises pour évaluer l'intérêt d'une opportunité d'investissement,

Le coût du capital peut donc être représenté de la façon suivante (la surface pleine représente la rémunération) :



Avant prise en compte de l'IS, le coût du capital peut donc s'écrire ainsi :

$$\text{Coût du capital} = \text{Taux sans risque} \times \left(\frac{\text{Capitaux propres}}{\text{Actif}} + \frac{\text{Dettes financières}}{\text{Actif}} \right) + \text{Marge sur actif}$$

2.3.3. La nécessité de tenir compte des motifs de la décision du conseil d'Etat du 28 novembre 2012

Dans sa décision, le conseil d'Etat a considéré « *qu'en s'abstenant [...], pour déterminer le coût moyen pondéré du capital, de prendre en considération les « comptes spécifiques des concessions », qui correspondent aux droits des concédants de récupérer gratuitement les biens de la concession en fin de contrat, dont le montant, au passif du bilan de la société ERDF, était de 26,3 milliards d'euros au 31 décembre 2008, ainsi que les « provisions pour renouvellement des immobilisations », dont le montant était de 10,6 milliards d'euros, la CRE et les ministres ont retenu, ainsi que cela ressort du rapport du consultant du 13 juillet 2012, une méthode erronée en droit et, ainsi, méconnu les dispositions précitées du premier alinéa du II de l'article 4 de la loi du 10 février 2000 et l'article 2 du décret du 26 avril 2001* ». Il est précisé dans l'analyse parue aux tables du recueil Lebon que cette erreur de droit réside dans « *l'absence de toute prise en compte, pour le calcul du coût moyen pondéré du capital de la société ERDF* » de ces deux postes de passif, qui représentaient pourtant des montants très importants.

Il est donc nécessaire, afin de se conformer aux motifs de la décision du conseil d'Etat, tout en conservant une approche fondée sur l'application d'un taux de rémunération à une BAR, de tenir compte des spécificités du régime des concessions.

2.3.4. Adaptation du calcul des charges de capital aux spécificités des concessions

a. Prise en compte des comptes spécifiques des concessions et des provisions pour renouvellement

Les comptes spécifiques des concessions et les provisions pour renouvellement recouvrent deux catégories de ressources :

- d'une part des ressources apportées par les concédants et les tiers sous la forme d'ouvrages remis gratuitement qui représentent une partie de la contrevaletur des actifs « réputés financés par les concédants » ;
- d'autre part des préfinancements correspondant aux provisions pour renouvellement et les amortissements du financement des concédants. Une fois ces préfinancements affectés à des investissements de renouvellement, la contrevaletur des biens correspondants est inscrite dans la contrevaletur des actifs « réputés financés par les concédants ».

Comme le relevait le rapporteur public, Frédéric Aladjidi, dans ses conclusions sous la décision du 28 novembre 2012 :

« *Si l'on affine l'analyse, pour ce qui est des provisions pour renouvellement [...] elles ne nous semblent pas pouvoir être regardées comme des capitaux propres, c'est-à-dire, pour reprendre la définition donnée*

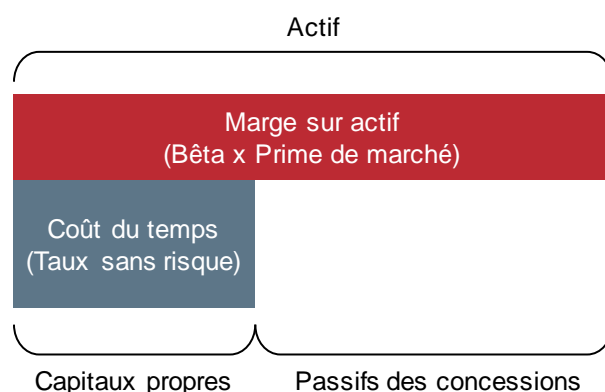
dans l'ouvrage de référence « Finances d'entreprise » de P. Vernimmen, « les capitaux qui sont apportés par l'investisseur ou laissés par eux dans l'entreprise et qui courent le risque de l'aventure industrielle mais, en contrepartie, en reçoivent les profits » *mais elles nous semblent assimilables à des dettes [...]* »

« La cour des comptes dans le chapitre de son rapport annuel pour 2004 sur les spécificités d'EDF et leur traduction comptable avait soulevé l'incertitude existant sur ce point. Mais le président d'EDF lui-même avait indiqué que ces provisions sont « assimilables à des dettes (non financières) à l'égard des collectivités locales concédantes », solution reprise par le Conseil national de la comptabilité. »

Cette analyse peut être étendue aux comptes spécifiques des concessions.

Les comptes spécifiques des concessions et les provisions pour renouvellement peuvent donc être regardés comme des dettes non financières, c'est-à-dire comme des dettes qui ne génèrent pas de frais financiers pour ERDF.

Ces passifs n'ayant aucun coût financier pour ERDF, le coût du capital de cette dernière doit donc être représenté par la figure ci-dessous (la surface pleine représente la rémunération) :



b. Marge sur actif

Dans les conditions d'exploitation normale du réseau, le tarif doit procurer à ERDF une « marge raisonnable » dans la mesure où il exploite le réseau concédé, y compris en ce qui concerne les ouvrages remis par les concédants, à ses risques et périls comme le prévoit l'article 1 du modèle de cahier des charges de concession :

« Le concessionnaire est responsable du fonctionnement du service et le gère conformément au présent cahier des charges. Il l'exploite à ses risques et périls. La responsabilité résultant de l'existence des ouvrages et de l'exploitation du service concédé lui incombe. »

Dans le cadre du MEDAF, la « marge raisonnable » (i.e. la marge sur actif) est donnée par la formule suivante :

$$\text{Marge sur actif} = \text{Bêta} \times \text{Prime de marché}$$

Le fait que la valeur d'ERDF ne soit pas observable sur un marché n'empêche pas cette valeur d'exister et de varier de façon partiellement synchrone avec la valeur moyenne du marché des actions. La notion de bêta est donc également pertinente dans le contexte d'actifs non cotés. Dans ce cas, la valeur du bêta peut être estimée en se référant au bêta d'entreprises cotées comparables.

c. Prise en compte, le cas échéant, des emprunts financiers

Même si le passif d'ERDF ne présente pas aujourd'hui d'emprunt financier, il n'en sera pas forcément de même au cours de la période tarifaire. Le cas échéant, il convient donc que les charges financières afférentes soient couvertes.

Pour ce faire, deux options s'offraient à la CRE, soit la couverture normative des frais financiers par la fixation *ex ante* d'un coût de la dette, soit la couverture explicite des frais financiers.

Dans la mesure où le passif d'ERDF ne présente pas à ce jour d'emprunt financier, la CRE estime préférable de retenir la seconde option.

d. Couverture des dotations aux amortissements et aux provisions pour renouvellement

L'article L. 341-2 du code de l'énergie prévoit que les tarifs couvrent notamment « *les coûts résultant de l'exécution des missions et des contrats de service public* ».

Par ailleurs, en cohérence avec le fait que les provisions pour renouvellement et les amortissements du financement des concédants sont considérés comme une ressource sans coût pour ERDF (cf. section A.2.3.4.a), l'ensemble des dotations aux amortissements ainsi que les dotations aux provisions pour renouvellement sont couvertes par les tarifs. Selon la même logique, les dotations couvertes sont également diminuées des reprises.

Avant prise en compte de l'IS, les charges de capital d'ERDF sont donc données par la formule ci-dessous :

$$\text{Charges de capital} = \text{Taux sans risque} \times \text{Capitaux propres} + \text{Marge sur actif} \times \text{Actif} \\ + \text{Frais financiers} + \text{Dotations nettes}$$

e. Prise en compte de l'impôt sur les sociétés

Après prise en compte de l'IS, les charges de capital d'ERDF sont données par la formule ci-dessous :

$$\text{Charges de capital} = \frac{\text{Taux sans risque}}{1 - \text{Taux d'IS}} \times \text{Capitaux propres} + \frac{\text{Marge sur actif}}{1 - \text{Taux d'IS}} \times \text{Actif} \\ + \text{Frais financiers} + \text{Dotations nettes}$$

f. Base d'actifs régulés

Il convient que le montant d'actif pris en compte dans cette formule soit représentatif du service rendu aux utilisateurs.

Pour ce faire, la marge sur actifs s'applique à une BAR définie comme la valeur nette comptable des immobilisations au 1^{er} janvier de l'année (hors immobilisations financières et immobilisations en cours).

En simplifiant, la BAR augmente chaque année de l'ensemble des investissements réalisés sur les réseaux et diminue des amortissements.

g. Capitaux propres régulés

Dans le cadre de la formule de calcul des charges de capital présentée ci-dessus, les capitaux propres font l'objet d'une rémunération au taux sans risque.

Le montant de capitaux propres pris en compte dans le calcul des charges de capital doit se limiter aux capitaux propres utilisés pour le financement des actifs inclus dans la BAR. Dans le cas contraire, le montant de capitaux propres rémunérés ne correspondrait pas à celui d'un gestionnaire de réseau efficace. Pour ce faire, la CRE introduit la notion de capitaux propres régulés (CPR) permettant de lier le montant de capitaux propres rémunérés aux seuls investissements effectués par ERDF dans les réseaux.

Les CPR au 1^{er} janvier 2014 sont ainsi définis comme la différence entre la BAR et la somme des comptes spécifiques des concessions, des provisions pour renouvellement, des subventions d'investissement et, le cas échéant, des emprunts financiers.

Puis, les CPR au 1^{er} janvier de l'année $N+1$ sont définis comme les CPR au 1^{er} janvier de l'année N augmentés, principalement, des investissements d'ERDF mis en service et diminués, principalement, des dotations nettes aux amortissements et aux provisions pour renouvellement couvertes par le tarif ainsi que des participations de tiers reçues dans l'année.

h. Formule de calcul

In fine les charges de capital d'ERDF sont données par la formule suivante :

$$\text{Charges de capital} = \frac{\text{Taux sans risque}}{1 - \text{Taux d'IS}} \times \text{CPR} + \frac{\text{Marge sur actif}}{1 - \text{Taux d'IS}} \times \text{BAR} + \text{Frais financiers} + \text{Dotations nettes}$$

B. Date d'entrée en vigueur des tarifs

Les présents tarifs sont destinés à s'appliquer à compter du 1^{er} janvier 2014.

Ces tarifs ont été conçus pour s'appliquer sur une période d'environ quatre ans.

C. Définition du revenu tarifaire prévisionnel

1. Charges de capital

1.1. Trajectoire d'investissement

La CRE retient la trajectoire d'investissement proposée par ERDF le 26 juin 2013 (en M€ courants et hors investissements liés au projet de comptage évolué d'ERDF) :

Finalité	2014	2015	2016	2017
Raccordements et renforcements	1 631	1 705	1 756	1 804
Règlementation, sécurité des tiers et voirie	408	418	417	417
Outils de travail et moyens d'exploitation	308	290	300	300
Qualité et modernisation du réseau	942	965	993	1 026
Total	3 289	3 378	3 466	3 547

Par rapport à 2012, les investissements d'ERDF sont orientés à la hausse (données hors investissements liés au projet de comptage évolué d'ERDF) :

Finalité	2012 (en M€ courants)	Moyenne 2014-2017 (en M€ courants)	Pourcentage d'augmentation
Raccordements et renforcements	1 467	1 724	18 %
Règlementation, sécurité des tiers et voirie	399	415	4 %
Outils de travail et moyens d'exploitation	293	300	2 %
Qualité et modernisation du réseau	875	982	12 %
Total	3 034	3 420	13 %

A la différence du transport d'électricité, le droit européen et la loi n'ont pas confié à la CRE de compétence pour apprécier la pertinence de la trajectoire d'investissement présentée par ERDF. Des conférences départementales, introduites par l'article 21 de la loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 au 3^{ème} alinéa du I de l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales, doivent élaborer les programmes prévisionnels de tous les investissements envisagés sur les réseaux publics de distribution. Ces conférences ont été organisées dans la majorité des départements. Les conclusions consolidées de ces conférences n'ont, à ce jour, pas été communiquées à la CRE.

En tout état de cause, les charges de capital sont incluses dans le périmètre du CRCP. ERDF est donc assuré de recouvrer l'amortissement et la rémunération du capital associés aux investissements réalisés. Il ne court donc pas de risque financier même dans l'hypothèse où les investissements dépassent les hypothèses retenues. De façon symétrique, ERDF ne retire aucun bénéfice d'un sous-investissement éventuel par rapport à ces hypothèses.

ERDF a indiqué dans sa demande du 26 juin 2013 que la trajectoire d'investissement « *pourrait évoluer en fonction, d'une part, des politiques arrêtées par les pouvoirs publics (urbanisme, transition énergétique ...), d'autre part, de la rémunération de l'investissement que [la CRE aura] décidée* ».

La CRE rappelle qu'en application de l'article L. 322-8 du code de l'énergie, un gestionnaire de réseau de distribution d'électricité est, dans sa zone de desserte exclusive, notamment chargé :

- de définir et de mettre en œuvre les politiques d'investissement et de développement des réseaux de distribution afin de permettre le raccordement des installations des consommateurs et des producteurs ainsi que l'interconnexion avec d'autres réseaux ;
- d'assurer la conception et la construction des ouvrages ainsi que la maîtrise d'œuvre des travaux relatifs à ces réseaux, en informant annuellement l'autorité organisatrice de la distribution de leur réalisation ;
- d'exploiter ces réseaux et d'en assurer l'entretien et la maintenance.

Par ailleurs, l'article L. 121-1 du code de l'énergie dispose que le service public de l'électricité doit être géré « dans les meilleures conditions de sécurité, de qualité, de coûts, de prix et d'efficacité économique, sociale et énergétique. »

Ces obligations, liées à l'accomplissement de la mission de service public du gestionnaire de réseau de distribution, ne sont assorties d'aucune condition. Par conséquent, la CRE rappelle que – si elle est attentive au caractère incitatif du cadre tarifaire – le gestionnaire de réseau ne saurait limiter l'exercice de sa mission dès lors que ses charges sont couvertes par le tarif.

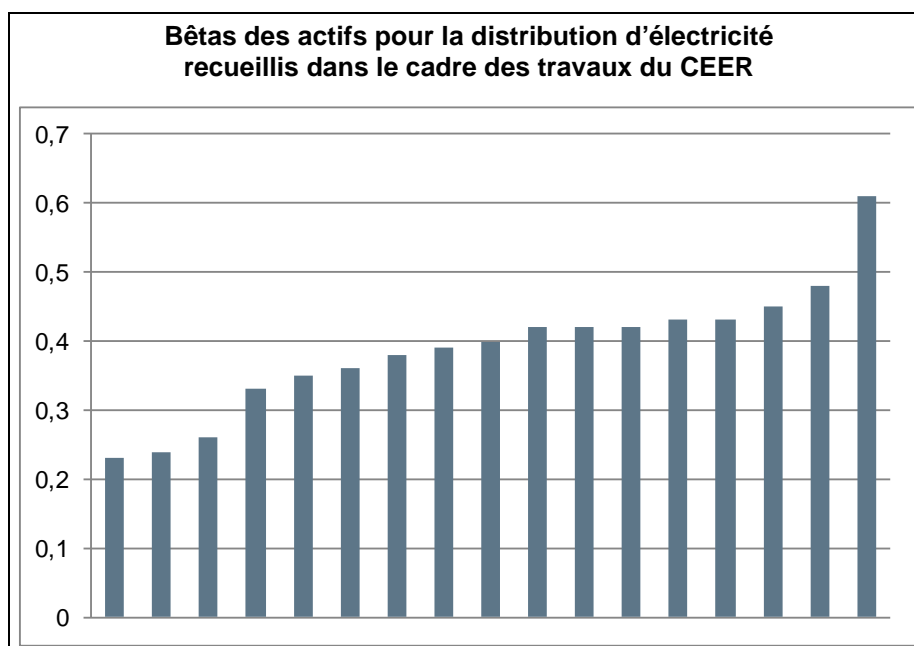
1.2. Paramétrage du calcul des charges de capital

Comme indiqué à la section A.2.3.4.h les charges de capital d'ERDF sont données par la formule suivante :

$$\text{Charges de capital} = \frac{\text{Taux sans risque}}{1 - \text{Taux d'IS}} \times \text{CPR} + \frac{\text{Marge sur actif}}{1 - \text{Taux d'IS}} \times \text{BAR} + \text{Frais financiers} + \text{Dotations nettes}$$

La CRE a examiné les paramètres bêta et prime de marché en se fondant sur :

- l'étude confiée à un consultant externe sur le CMPC pour les infrastructures d'électricité et de gaz naturel. Cette étude a été menée durant l'été 2011. Les valeurs de bêta et de prime de marché recommandées par cette étude sont, respectivement, de 0,30 à 0,45 et de 3,8 % à 5,2 % pour la distribution d'électricité ;
- et de travaux menés en interne, au cours desquels elle a actualisé les informations relatives aux données utilisées par les autres régulateurs européens. Ces données ont notamment été recueillies dans le cadre des travaux du Conseil des régulateurs européens de l'énergie (CEER). Le graphique ci-dessous présente les valeurs de bêta pour la distribution d'électricité recueillies auprès des autres régulateurs européens dans le cadre des travaux du CEER.



Pour définir les fourchettes de valeur à retenir pour le taux sans risque, la CRE s'appuie notamment sur le rendement des obligations souveraines françaises à longues échéances.

Les estimations retenues par la CRE pour chacun de ces paramètres figurent dans le tableau ci-dessous :

Taux sans risque (nominal)	4,0 %
Bêta (1)	0,33
Prime de marché (2)	5,0 %
Marge sur actif (après IS) (= (1) x (2))	1,65 %
Taux d'IS	34,43 %

1.3. Frais financiers

Sur la période 2014-2017, ERDF ne prévoit pas à ce jour de recourir à des emprunts pour financer ses investissements (exception faite des investissements qui sont porteurs de développement pour ERDF dont pourrait par exemple relever le déploiement généralisé des compteurs évolués).

Les frais financiers prévisionnels sont donc égaux à zéro sur la période 2014-2017.

En tout état de cause, les écarts de charges de capital dus notamment à un montant de frais financiers différent des prévisions seront imputés au solde du CRCP pour autant que ces frais correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace.

1.4. Niveau des charges de capital

Compte tenu de ce qui précède, la trajectoire prévisionnelle des charges de capital d'ERDF est la suivante :

En M€ courants	2014	2015	2016	2017
<i>CPR</i>	3 818	4 608	5 395	6 413
Rémunération des CPR (avant IS)	233	281	329	391
<i>BAR</i>	45 508	47 289	49 063	50 825
Marge sur actif (avant IS)	1 138	1 182	1 227	1 271
Dotations nettes aux amortissements et aux provisions pour renouvellement	2 327	2 416	2 496	2 578
Charges de capital	3 698	3 879	4 052	4 240

2. Charges nettes d'exploitation

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

Les charges d'exploitation à couvrir par les tarifs ont été déterminées à partir de l'ensemble des coûts opérationnels nécessaires au fonctionnement du réseau public de distribution. Pour fixer le niveau de ces charges, la CRE s'est notamment fondée sur :

- la trajectoire proposée par ERDF pour 2014-2017 ;
- les données issues des comptes sociaux d'ERDF pour les années 2009 à 2012 et les données prévisionnelles pour l'année 2013 ;
- le retour d'expérience du TURPE 3 et les résultats des analyses menées par la CRE sur les charges d'exploitation d'ERDF pour les années 2009 à 2017.

Les charges nettes d'exploitation d'ERDF sont constituées principalement des charges nettes de fonctionnement, des charges liées au système électrique et des produits extratarifaires. En revanche, les charges d'accès au réseau public de transport ne font pas partie de ce périmètre. (cf. section C.3).

Le tableau ci-dessous présente la trajectoire de charges nettes d'exploitation demandée par ERDF le 26 juin 2013 à laquelle ont été intégrées les charges liées à l'incitation financière présentée à la section D.3.3.2 :

En M€courants	2014	2015	2016	2017
Charges nettes d'exploitation	5 607	5 738	5 850	6 020
<i>dont charges nettes de fonctionnement</i>	<i>5 501</i>	<i>5 682</i>	<i>5 792</i>	<i>5 854</i>
<i>dont charges liées au système électrique</i>	<i>1 286</i>	<i>1 278</i>	<i>1 319</i>	<i>1 460</i>
<i>dont produits extratarifaires</i>	<i>-1 180</i>	<i>-1 221</i>	<i>-1 261</i>	<i>-1 293</i>

La moyenne des charges nettes d'exploitation pour la prochaine période tarifaire 2014-2017 évolue de +3,1 % par rapport à la moyenne des charges nettes d'exploitation réalisées au cours de la période 2009-2012. Le taux de croissance annuel moyen prévu entre 2014 et 2017 est de +2,4 %.

Les charges nettes d'exploitation évoluent de +0,2 % entre le réalisé 2012 et la prévision 2014. Cette faible variation s'explique principalement par une forte baisse des charges liées au système électrique de -322 M€ (-20 %) et une hausse modérée des produits extratarifaires de +106 M€ (+10 %), compensée par une hausse de +441 M€ des charges nettes de fonctionnement (+8,7 %).

2.1. Charges nettes de fonctionnement

Les charges nettes de fonctionnement incluent les autres achats et services (dont les redevances de concession), les charges de personnel, les impôts et taxes (dont font partie les contributions à l'électrification rurale), les autres charges et produits d'exploitation après déduction de la production immobilisée.

Les principaux facteurs d'évolution des charges de fonctionnement d'ERDF sont décrits aux sections suivantes.

2.1.1. Autres achats et services

En M€courants	2014	2015	2016	2017
Autres achats et services	3 148	3 274	3 344	3 384
<i>dont redevances de concession</i>	<i>316</i>	<i>325</i>	<i>342</i>	<i>352</i>

Les principaux facteurs de hausse du poste « Autres achats et services » sont liés à des charges nouvelles (cf. sections a, b et c ci-dessous) par rapport à la période tarifaire précédente et à l'augmentation des actifs en exploitation qui induisent des dépenses en hausse.

a. Dépenses liées à des évolutions réglementaires

Le plan anti-endommagement (ou décret « DT/DICT ») relatif à l'exécution de travaux à proximité de certains ouvrages souterrains, aériens ou subaquatiques de transport ou de distribution, affecte ERDF de manière significative en renforçant les obligations de cartographie des réseaux, et en imposant des procédures de traitement des travaux plus contraignantes. Sur la base des premières expérimentations menées par ERDF, les dépenses prévisionnelles liées au plan anti-endommagement s'élèvent à 78 M€ en moyenne par an sur la période 2014-2017.

Dans sa délibération du 26 juillet 2012 portant communication relative à la gestion de clients en contrat unique, la CRE a indiqué que la rémunération versée par ERDF aux fournisseurs nouveaux entrants pour la gestion des clients finals ayant souscrit un contrat unique est de nature à entrer dans le périmètre des charges couvertes par le TURPE. Ce contrat prévoit le versement par ERDF d'une redevance pour la gestion de la relation avec le client final pour ce qui concerne l'accès et l'utilisation par ce dernier du réseau public de distribution tant que le fournisseur ne bénéficie pas d'économies d'échelles suffisantes. Les dépenses prévisionnelles liées à cette nature de charges s'élèvent à 11 M€ en moyenne par an sur la période 2014-2017.

Les dépenses liées à la mise en place du décret modifiant les procédures d'établissement des projets et les modalités de contrôle des ouvrages neufs et existants, ainsi que les charges relatives à la mise en

conformité des appareils contenant des traces de polychlorobiphényles (PCB) ont également été prises en compte pour une moyenne de 18 M€ au titre de 2014-2017.

b. Charges liées à la maintenance préventive et à l'amélioration de la qualité

Le poste « Autres achats et services » intègre les coûts induits par les objectifs de ERDF d'amélioration du service rendu et de la protection des biens et des personnes en développant notamment la maintenance préventive de ses installations (programmes d'élagage sur les lignes BT, vérification des terres, etc.). Les dépenses annuelles d'exploitation au titre de la maintenance préventive prévues par ERDF s'élèvent à 279 M€ en moyenne par an sur la période 2014-2017. Quant aux dépenses relatives à l'amélioration des services rendus, elles s'élèvent à 56 M€ en moyenne par an sur la période 2014-2017.

c. Charges liées à la R&D et à l'innovation en lien avec le développement des *Smart grids*

Les charges d'exploitation prévisionnelles liées à la R&D prises en compte dans la trajectoire sont de 56 M€ en moyenne sur la période 2014-2017. Le détail de ces dépenses est décrit à la section D.3.2.

2.1.2. Charges de personnel

En M€ courants	2014	2015	2016	2017
Charges de personnel	2 714	2 767	2 821	2 868

Le poste de charges de personnel représente en moyenne 2 792 M€. ERDF a indiqué avoir pris en compte dans ces charges les besoins liés au renouvellement des compétences, au renforcement du réseau, aux nouvelles réglementations et à une politique de ré-internalisation de certaines activités. Le taux de croissance annuel moyen sur la période 2014-2017 est de 1,9 %.

Les hypothèses proposées par ERDF en termes d'évolution des effectifs et de rémunération ont été retenues dans la trajectoire des charges nettes de fonctionnement pour la période 2014-2017. En complément, à la section C.2.1.5, la CRE a analysé les efforts de productivité dégagés par ERDF sur la période 2014-2017.

2.1.3. Impôts et taxes

En M€ courants	2014	2015	2016	2017
Impôts et taxes	732	754	773	784
dont contributions à l'électrification rurale	359	366	374	376

En moyenne, les contributions à l'électrification rurale représentent 48 % du total du poste « Impôts et taxes » et évolue d'environ 1,6 % par an sur la période. La CRE a retenu la trajectoire de charges proposée par ERDF.

Les autres charges représentent essentiellement la CET (contribution économique territoriale), l'IFER (impôt forfaitaire sur les entreprises de réseaux) et les impôts et taxes sur rémunérations. Le taux de croissance annuel du poste « impôts et taxes » hors impact lié aux contributions à l'électrification rurale est de 3 % pour la période 2014-2017.

2.1.4. Autres produits et charges d'exploitation

En M€ courants	2014	2015	2016	2017
Autres produits et charges d'exploitation	311	327	338	340

Le poste « Autres produits et charges d'exploitation » comprend principalement les charges relatives à la valeur nette comptable des immobilisations démolies, ainsi que les charges afférentes au tarif agent.

Par ailleurs, dans le cadre de la mise en œuvre de la décision du comité de règlement des différends et des sanctions du 22 octobre 2010 relative au contrat GRD-F, ERDF a également pris en compte la couverture des créances irrécouvrables des fournisseurs sur la part acheminement. Les dépenses prévisionnelles liées à cette nature de charges s'élèvent à 116 M€ en moyenne par an sur la période 2014-2017.

2.1.5. Objectifs de productivité proposés par ERDF

L'article L. 341-3 du code de l'énergie fixe les principes d'une régulation incitative pour encourager les opérateurs à améliorer leurs performances, notamment en recherchant des efforts de productivité.

Les services de la CRE ont mené une analyse approfondie des charges d'exploitation afin d'identifier les gains de productivité potentiels réalisables par ERDF.

Pour l'application de cet objectif de productivité, la CRE a dans un premier temps distingué :

- (1) les charges d'une nature « nouvelle » par rapport à celles prises en compte dans le cadre du TURPE en vigueur (principalement les charges liées aux nouvelles contraintes réglementaires, à l'amélioration de la maintenance préventive et de la qualité, y compris les effectifs supplémentaires induits par ces nouvelles activités.)
- (2) les postes de charges spécifiques pour lesquels l'application d'un objectif de productivité n'est pas pertinente. Ces postes correspondent principalement aux charges d'impôts et taxes, et aux autres charges et produits divers.

L'analyse de ces charges est détaillée dans les sections précédentes concernées (cf. sections C.2.1.1 à C.2.1.4).

Par différence, les autres charges de fonctionnement d'ERDF sont considérées comme relevant d'un périmètre d'activité constant (3) par rapport à la période tarifaire en vigueur. Ce périmètre comprend principalement des dépenses d'« Autres achats et services » et des « Charges de personnel ». La CRE estime que pour la partie relative à ce périmètre d'activité constant, la trajectoire des charges nettes de fonctionnement doit intégrer des efforts de productivité.

Le détail du calcul du périmètre d'activité constant sur lequel la CRE a effectué son analyse est présenté ci-après :

En M€ courants	2012	2014	2015	2016	2017
Total des charges nettes de fonctionnement*	5 060	5 501	5 682	5 792	5 854
- Nouvelles charges (1)	-331	-457	-493	-511	-525
<i>dont dépenses liées à évolution règlementaire - Section C.2.1.1.a</i>	-38	-90	-106	-108	-118
<i>dont dépenses de maintenance préventive et amélioration de la qualité - Section C.2.1.1.b</i>	-264	-317	-332	-343	-347
<i>dont dépenses de R&D et d'innovation - Section C.2.1.1.c</i>	-29	-50	-55	-60	-60
- Autres postes spécifiques (2)	-1 105	-1 386	-1 442	-1 494	-1 498
<i>dont redevances - Section C.2.1.1</i>	-293	-316	-325	-342	-352
<i>dont impôts et taxes - Section C.2.1.3</i>	-701	-733	-754	-773	-784
<i>dont autres produits et charges d'exploitation - Section C.2.1.4</i>	-86	-311	-327	-338	-340
<i>dont autres</i>	-25	-26	-35	-41	-22
Total des charges "à périmètre d'activité constant" (3)	3 624	3 658	3 747	3 787	3 831
<i>dont autres achats et services (4)</i>	1 576	1 525	1 573	1 581	1 595
<i>dont charges de personnel (5)</i>	2 048	2 134	2 173	2 206	2 236

* Nettes de la production immobilisée

Le niveau de la demande d'ERDF à périmètre d'activité constant (3), c'est-à-dire retraité des nouvelles charges et des autres postes spécifiques, évolue de +1,5 % soit « inflation - 0,4 % » par an en moyenne.

Cette évolution est homogène entre les postes « Autres achats et services » (4) et « Charges de personnel » (5).

Cette tendance fait suite :

- à une augmentation constatée de ces charges de +5,2 % entre 2011 et 2012 ;
- à une trajectoire d'évolution de ces charges de +2,1 % soit « inflation + 0,3 % » par an en moyenne à périmètre constant sur la période 2011-2014.

La CRE constate que l'objectif de productivité proposé par l'opérateur sur la période 2014-2017 est plus ambitieux que l'évolution observée sur les années 2011-2014. La CRE a retenu la trajectoire proposée par ERDF.

2.2. Charges liées au système électrique

Les charges liées à l'exploitation du système électrique couvrent essentiellement les achats de pertes sur les réseaux.

En M€ courants	2014	2015	2016	2017
Achat de pertes	1 239	1 231	1 273	1 413
Autres	47	47	47	47
Charges liées au système électrique	1 286	1 278	1 319	1 460

Les niveaux prévisionnels de volume de pertes d'énergie et de charges liées à la compensation de ces pertes retenus par la CRE pour la période 2014-2017 sont les suivants :

	2014	2015	2016	2017
Volume (TWh)	24,59	24,97	25,31	25,62
Coût (M€ courants)	1 239	1 231	1 273	1 413

Conformément aux dispositions de l'article L. 322-9 du code de l'énergie, ERDF négocie librement avec les producteurs et les fournisseurs de son choix les contrats permettant la couverture des pertes, selon des procédures concurrentielles, non discriminatoires et transparentes, telles que des consultations publiques ou le recours à des marchés organisés.

La mise en œuvre de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) pour la compensation des pertes, introduite par l'article L. 336-1 du code de l'énergie et précisée par les dispositions du décret n° 2011-466 du 28 avril 2011, offre à ERDF une nouvelle possibilité pour acheter l'énergie nécessaire à la compensation des pertes. Ce nouveau dispositif permet de réduire d'environ 19 % le coût unitaire moyen de compensation des pertes sur la période 2014-2017.

La part des volumes achetés à l'ARENH représente une part croissante des volumes de pertes sur la période 2014-2015, ce qui explique la baisse du coût unitaire d'achat des pertes au cours de cette période malgré la hausse des volumes de pertes. Cet effet est contrebalancé pour les années 2016 et 2017 par la mise en place d'un mécanisme d'obligation de capacité et par l'augmentation prévisionnelle des prix de marché.

Après analyse, la CRE retient la trajectoire de coût des pertes proposée par ERDF, présentée dans le cadre de la consultation publique de la CRE du 9 juillet 2013. Cette trajectoire prend en compte :

- une révision à la baisse de la trajectoire d'évolution des prix de l'ARENH et des prix de marché par rapport à la trajectoire de coût des pertes présentée dans le cadre de la consultation publique de la CRE du 6 novembre 2012 ;
- l'arrêté du 19 novembre 2012 modifiant l'arrêté du 25 novembre 2011 fixant l'échéancier d'ouverture des droits ARENH pour les pertes ;
- une prévision du coût pour la garantie de capacité qui sera supporté par les fournisseurs de pertes sur les années 2016 et 2017, en application du décret n° 2012-1405 du 14 décembre 2012.

2.3. Produits extratarifaires

Les prévisions de recettes perçues indépendamment des tarifs d'utilisation des réseaux sont déduites des prévisions de charges d'exploitation à couvrir par les tarifs. Il s'agit principalement pour ERDF des recettes issues des prestations annexes et des contributions de raccordement.

Les trajectoires prévisionnelles de produits extratarifaires, de contributions de raccordement et de recettes issues des prestations annexes présentées par ERDF sont les suivantes :

En M€ courants	2014	2015	2016	2017
Produits extratarifaires	1 180	1 221	1 261	1 293
<i>dont contributions de raccordement</i>	<i>609</i>	<i>640</i>	<i>672</i>	<i>697</i>
<i>dont recettes issues des prestations annexes</i>	<i>206</i>	<i>213</i>	<i>219</i>	<i>226</i>

La CRE estime ces trajectoires cohérentes avec les montants réalisés sur la période tarifaire précédente ainsi qu'avec le nombre de raccordements prévu par ERDF.

Une nouvelle délibération relative à la tarification des prestations annexes est prévue en 2014. Toute évolution des tarifs de prestations qui pourrait en résulter sera prise en compte par le mécanisme du CRCP.

3. Accès au réseau public de transport

Le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution couvre l'accès des gestionnaires de ces réseaux au réseau public de transport.

Sur la base de la délibération de la CRE du 3 avril 2013 portant décision relative aux tarifs d'utilisation d'un réseau public d'électricité dans le domaine de tension HTB, ERDF estime le coût de son accès au réseau public de transport aux montants suivants :

En M€ courants	2014	2015	2016	2017
Coût d'accès au réseau public de transport	3 438	3 529	3 636	3 646

4. Solde des incitations à la fin 2012

Le tableau ci-dessous présente le bilan des incitations financières sur la période du 1^{er} août 2009 au 31 décembre 2012.

Incitation (en M€ courants) Malus (+) / Bonus (-)	Août – Déc. 2009	2010	2011	2012
Continuité d'alimentation	-18,6	25,5	-7,0	23,9
Qualité de service	-0,1	-0,2	-0,3	-0,3
Total	-18,7	25,3	-7,3	23,6

Après rémunération à 4,2% par an, le solde des incitations à fin 2012 est de 22,3 M€ en faveur des utilisateurs.

L'annuité permettant d'apurer ce solde sur la période 2014-2017 est de 6 M€ en faveur des utilisateurs.

5. Charges à tarifier et évolutions tarifaires prévisionnelles

La trajectoire prévisionnelle des charges nettes à tarifier est la suivante :

En M€ courants	2014	2015	2016	2017
Charges de capital	3 698	3 879	4 052	4 240
Charges nettes d'exploitation hors accès au réseau public de transport	5 607	5 738	5 850	6 020
Accès au réseau public de transport	3 438	3 529	3 636	3 646
Annuité du solde des incitations	-6	-6	-6	-6
Charges nettes à tarifier	12 736	13 140	13 531	13 900

Une fois intégrée la demande d'EDF Systèmes Electriques Insulaires (EDF SEI) (511 M€ de charges annuelles nettes à tarifier en moyenne sur la période 2014-2017) et compte tenu des hypothèses d'inflation retenues par ERDF dans son plan d'affaires, le tarif doit augmenter de 3,6 % au 1^{er} janvier 2014 puis, hors apurement du CRCP, de l'inflation au 1^{er} août 2014 à 2017, afin d'équilibrer les charges nettes prévisionnelles sur la période 2014-2017.

6. Entreprises locales de distribution et EDF SEI

L'article L. 341-2 du code de l'énergie dispose que « les tarifs d'utilisation du réseau public de transport et des réseaux publics de distribution sont calculés [...] afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires de ces réseaux [...] ».

La CRE a estimé de manière forfaitaire les coûts de l'ensemble des Entreprises Locales de Distribution (ELD) à partir de ceux exposés par ERDF et EDF SEI au prorata de l'énergie qu'ils distribuent.

Eu égard aux particularités des réseaux publics de distribution exploités par les ELD ou de leur clientèle, l'application des présents tarifs peut, pour certaines ELD, conduire à des éventuels manques à gagner ou excès de recettes. Conformément à l'article L. 121-29 du code de l'énergie, ces surcoûts ou excès de recettes sont à répartir par le fonds de péréquation de l'électricité (FPE).

La base de coût unitaire d'EDF SEI étant supérieure à celle d'ERDF, ses charges prévisionnelles ne seront pas couvertes intégralement par les recettes qu'il percevra directement. EDF SEI ne bénéficiant pas du FPE, l'écart prévisionnel correspondant devra être compensé par un reversement d'ERDF vers EDF SEI.

D. Cadre de régulation

1. Evolution annuelle des tarifs

A partir de 2014, les tarifs sont ajustés mécaniquement chaque 1^{er} août du pourcentage suivant :

$$Z_N = IPC_N + K_N$$

Z_N : pourcentage d'évolution, arrondi au dixième de pourcent le plus proche, de la grille tarifaire en vigueur à compter du 1^{er} août de l'année N par rapport à celle en vigueur le mois précédent.

IPC_N : pourcentage d'évolution, entre la valeur moyenne de l'indice mensuel des prix à la consommation hors tabac sur l'année calendaire $N-1$ et la valeur moyenne du même indice sur l'année calendaire $N-2$, tel que publié par l'INSEE (identifiant : 000641194).

K_N : facteur d'apurement du CRCP pour l'année N , calculé sur la base du solde du CRCP au 31 décembre de l'année $N-1$ et des apurements déjà réalisés. La valeur absolue du coefficient K_N est plafonnée à 2 %.

2. Compte de régulation des charges et des produits

2.1. Principes

Compte tenu de la durée d'application des tarifs, fixée à environ quatre ans, la CRE fonde la présente délibération tarifaire sur des hypothèses d'évolution à court et moyen termes des charges et des produits.

Pour certaines catégories de charges et de produits difficilement prévisibles ou difficilement maîtrisables, la CRE reconduit le mécanisme du CRCP, mis en place dans le cadre du TURPE 2, permettant de mesurer et de compenser, pour des postes préalablement identifiés, les écarts entre les réalisations et les prévisions sur lesquelles sont fondées les présents tarifs, pour autant que ces réalisations correspondent à celles d'un gestionnaire de réseau efficace.

Le CRCP est également le véhicule utilisé pour les incitations financières résultant de l'application des mécanismes de régulation incitative.

L'apurement du CRCP s'opère par un ajustement de la grille tarifaire lors des évolutions annuelles. La contribution de l'apurement du CRCP à la variation annuelle de la grille tarifaire est limitée à plus ou moins 2 %.

2.2. Périmètre

Les postes de charges et de recettes qui sont soumis à ce mécanisme sont :

- les charges de capital ;
- les charges liées à la compensation des pertes sur les réseaux ;

- les charges d'accès au réseau public de transport
- les charges liées à la valeur nette comptable des immobilisations démolies ;
- les recettes perçues au titre de l'ensemble des composantes tarifaires selon les modalités ci-après ;
- les recettes issues des prestations annexes (*nota bene* : les recettes issues des prestations annexes créées au cours de la période tarifaire sont exclues du périmètre du CRCP sous réserve que les coûts engagés pour fournir ces prestations n'aient pas été pris en compte lors de l'élaboration des présents tarifs) ;
- les contributions de raccordement ;
- les charges d'exploitation de R&D (selon les modalités prévues à la section D.3.2.1) ;
- les incitations financières ainsi que les compensations des charges liées aux plafonnements des montants globaux des incitations financières relatives aux divers mécanismes de régulation incitative.

En complément, les résultats des audits conduits par la CRE seront pris en compte dans le périmètre du CRCP.

2.3. Règles de fonctionnement

Pour chacun des postes identifiés comme éligibles au CRCP, le calcul des écarts est effectué selon les règles décrites ci-dessous.

1. Pour chacun des postes de charges ou de produits éligibles, à l'exclusion des produits perçus sur l'ensemble des composantes tarifaires, le calcul des écarts reportés au CRCP est effectué sur la base de la comparaison entre la valeur de référence des prévisions de charges ou produits annuels et les montants réalisés de ces charges ou produits pour chacune des années de la période tarifaire.

La grille tarifaire étant indexée sur l'indice des prix à la consommation (IPC) hors tabac, ERDF est couvert contre le risque lié à l'inflation sur l'ensemble de ses charges. Or l'évolution des postes de charges couverts par le mécanisme du CRCP, tels que la compensation des pertes d'énergie sur les réseaux ou les charges de capital, n'est pas nécessairement liée à l'évolution de l'IPC. Pour corriger ce biais, la CRE adapte les valeurs de référence utilisées pour le calcul du solde du CRCP.

Ces valeurs de référence, nécessaires au calcul du CRCP de l'année *N*, sont donc calculées sur la base de valeurs prévisionnelles exprimées en euros constants 2013, et annuellement réévaluées en fonction de l'évolution de l'IPC entre l'année *N-1* et l'année 2012.

Les valeurs prévisionnelles, exprimées en euros constants 2013, pour les différents postes de charges d'exploitation et de charges de capital, sont fixées ci-dessous :

En M€ ₂₀₁₃	2014	2015	2016	2017
Achat de pertes	-1 215	-1 183	-1 200	-1 307
Accès au réseau public de transport	-3 370	-3 392	-3 429	-3 371
Valeur nette comptable des immobilisations démolies	-65	-72	-73	-67
Charges d'exploitation	-4 650	-4 646	-4 703	-4 745
Recettes de prestations	202	204	207	209
Contribution de raccordement	597	615	634	645
Produits d'exploitation	799	819	841	853
Charges de capital	-3 625	-3 728	-3 822	-3 921

2. Concernant les recettes perçues au titre de l'ensemble des composantes tarifaires, le chiffre d'affaires tarifaire réalisé l'année *N* est comparé au revenu tarifaire prévu corrigé de l'inflation réalisée et des montants de CRCP apurés l'année *N*. Ainsi, ERDF est couvert contre le risque lié aux incertitudes des prévisions de quantités acheminées.

En M€ courants	2014	2015	2016	2017
Revenu tarifaire prévisionnel	12 715	13 105	13 542	13 949

3. En ce qui concerne les charges liées à la compensation des pertes, l'écart de charges d'une année N entre, d'une part, la valeur prévisionnelle du coût d'achat des pertes et, d'autre part, les charges effectivement supportées par ERDF, sera intégralement reporté au CRCP aux exceptions suivantes près :
 - ces charges ne prennent pas en compte l'éventuelle prime payée par ERDF pour bénéficier d'un plafonnement du prix de l'exercice des produits optionnels ;
 - les surcoûts éventuels liés à la reconstitution du portefeuille d'ERDF seront compensés *via* le CRCP : intégralement en cas de force majeure ou en cas d'insolvabilité d'un fournisseur et à hauteur de 50 % en cas de survenance d'un événement contractuellement qualifié de circonstance assimilée à la force majeure ;
 - si le volume annuel des écarts imputables au périmètre d'équilibre d'ERDF (écarts entre le volume de pertes effectivement constaté à la suite du processus de calcul des écarts et l'estimation horaire) est supérieur à 4 % du volume des pertes constatées, un audit sera mené par la CRE pour s'assurer de la nature incontrôlable des causes de l'augmentation du volume des écarts. Si, à la suite de cet audit, la nature incontrôlable des causes de l'augmentation du volume des écarts n'est pas avérée, l'écart de charges liées à la compensation des pertes ne tiendra compte des charges de règlement des écarts que dans la limite de 4 % du volume des pertes constatées ;
 - si la somme annuelle des valeurs absolues des volumes de pertes d'ERDF calculés lors des réconciliations temporelles est supérieure à 1 TWh, un audit sera mené par la CRE pour s'assurer de la nature incontrôlable des causes de l'augmentation du volume des pertes. Si, à la suite de cet audit, la nature incontrôlable des causes de l'augmentation du volume des pertes d'ERDF n'est pas avérée, l'écart de charges liées aux pertes ne tiendra compte des charges de réconciliation temporelle que dans la limite de 1 TWh.
4. Les incitations financières propres à chacun des mécanismes incitatifs seront calculées comme indiqué dans les sections correspondantes et seront imputées chaque année au solde du CRCP. Le cas échéant, les compensations de charges liées aux plafonnements des montants globaux des incitations financières seront également imputées chaque année au solde du CRCP.
5. Afin d'assurer la neutralité financière du mécanisme, le solde actualisé du CRCP, pour les écarts observés sur la période d'application des présents tarifs, est calculé annuellement en utilisant un taux d'intérêt équivalent au taux sans risque retenu dans le cadre de la présente délibération (*cf.* section C.1.2).
6. Le solde du CRCP calculé pour une année calendaire N est apuré en partie ou en totalité dès l'année suivante. L'impact de l'apurement annuel du CRCP sur l'évolution de la grille tarifaire ne peut être supérieur, en valeur absolue, à 2 %. Le cas échéant, les montants non apurés du fait de cette limitation sont reportés au solde du CRCP pour être apurés l'année suivante.
7. Les éléments nécessaires au calcul du CRCP de l'année N seront communiqués par ERDF à la CRE au plus tard trois mois avant le mouvement tarifaire.

2.4. Traitement de l'année 2013

Comme indiqué à la section E.1 de la délibération du 29 mars 2013 portant proposition relative aux tarifs d'utilisation d'un réseau public de d'électricité dans le domaine de tension HTA ou BT pour la période du 1^{er} août 2009 au 31 juillet 2013 et de la délibération du 28 mai 2013 portant décision relative aux tarifs d'utilisation d'un réseau public d'électricité dans le domaine de tension HTA ou BT pour la période du 1^{er} août au 31 décembre 2013 :

- les écarts entre, d'une part, les charges nettes comptables et les recettes tarifaires et, d'autre part, les estimations de la CRE pour la période du 1^{er} janvier au 31 décembre 2013 sont imputés au solde du CRCP sous réserve que ces charges correspondent à celles d'un gestionnaire de réseau efficace ;
- afin d'assurer la neutralité financière du mécanisme, le solde actualisé du CRCP, pour les écarts observés sur la période du 1^{er} janvier au 31 décembre 2013, est calculé en utilisant le taux sans risque nominal présenté à la section C.2 des délibérations précitées (soit 4,2 %).

Le solde du CRCP ainsi calculé est apuré dans le cadre de l'évolution tarifaire du 1^{er} août 2014 dans la limite de ± 2 % d'impact sur le tarif. Le cas échéant, les montants non apurés du fait de cette limitation seront reportés au solde du CRCP pour être apurés l'année suivante.

3. Régulation incitative

3.1. Charges d'exploitation

La trajectoire des charges nettes d'exploitation d'ERDF est définie sur la période 2014-2017 (cf. section C.2). Elle intègre un objectif de productivité sur les charges nettes de fonctionnement à périmètre d'activité constant par rapport à la période tarifaire précédente.

Le cadre de régulation du TURPE 3 prévoyait un système asymétrique où ERDF conservait 50 % des gains de productivité réalisés par rapport la trajectoire fixée et assumait 100 % des pertes de productivité. Pour la période du TURPE 4, la CRE retient un système symétrique dans le cadre duquel ERDF conserve 100 % des gains et des pertes de productivité additionnels. La CRE souhaite ainsi renforcer l'incitation d'ERDF à maîtriser ses coûts.

3.2. Recherche et développement

Aujourd'hui, les réseaux électriques se modernisent pour répondre au développement des énergies renouvelables et des nouveaux usages de l'électricité ainsi qu'aux enjeux de maîtrise de l'énergie. De nouvelles technologies de réseaux se mettent en place faisant évoluer les réseaux électriques vers des réseaux électriques intelligents. La CRE a souhaité très tôt accompagner cette évolution.

Pour ce faire, elle a lancé plusieurs initiatives : animation d'un site d'information dédié aux *Smart Grids* et de forums¹³ thématiques, organisation de tables rondes régionales consacrées à la gouvernance des réseaux d'énergie intelligents, ateliers techniques, etc. Elles ont permis de connaître les attentes des différentes parties prenantes vis à vis de la CRE. Dans le prolongement de ces initiatives et dans le cadre des missions qui lui sont confiées, à savoir veiller au bon fonctionnement et au développement des réseaux d'électricité, la CRE attache une attention toute particulière au développement des activités de R&D dédiées aux réseaux électriques intelligents *via* la mise en place d'un cadre de régulation adapté.

La présente décision introduit donc un dispositif destiné à donner à ERDF les moyens pour mener à bien les projets de R&D et d'innovation nécessaires à la construction des réseaux électriques de demain en garantissant notamment l'absence de frein tarifaire pour engager des projets de R&D ou réaliser des investissements innovants. Elle met également en place un dispositif de suivi destiné à donner aux acteurs du secteur électrique une plus grande visibilité sur les projets menés par ERDF dans le domaine de l'innovation.

3.2.1. Traitement tarifaire des dépenses de R&D

ERDF a présenté, pour la période allant de 2014 à 2017, la trajectoire de charges d'exploitation de R&D suivante déclinée selon trois thématiques :

En M€courants	2014	2015	2016	2017	Total
Thématique « améliorer l'efficacité des métiers de la distribution »	16	16	17	17	66
Thématique « préparer l'évolution des métiers de la distribution »	15	16	19	19	69
Programme de démonstrateurs <i>Smart grids</i>	19	23	24	24	90
Charges d'exploitation de R&D	50	55	60	60	225

Nota bene : les charges d'exploitation liées au programme de démonstrateurs *Smart grids* n'étaient pas incluses dans les dépenses de R&D communiquées par la CRE dans sa consultation publique de novembre 2012.

¹³ Pour en savoir plus sur cette démarche et sur le programme de travail de la CRE sur le sujet, consulter le site Internet de la CRE www.smartgrids-cre.fr.

La CRE effectuera, en fin de période tarifaire, un bilan des charges d'exploitation effectivement engagées par ERDF dans des projets de R&D et restituera aux utilisateurs, *via* le mécanisme du CRCP, l'écart entre la trajectoire prévisionnelle et la trajectoire réalisée, si celui-ci est positif.

Les éventuels écarts annuels entre la trajectoire réalisée et la trajectoire prévisionnelle devront être justifiés par ERDF dans le cadre du bilan annuel transmis à la CRE.

Par ailleurs, les investissements de R&D et d'innovation, notamment dans le domaine des *Smart grids*, sont couverts en intégralité comme les autres dépenses d'investissement d'ERDF.

3.2.2. Développer la visibilité du programme de R&D et d'innovation d'ERDF

La CRE introduit dans le cadre du TURPE 4 un suivi des projets d'innovation d'ERDF. Ce suivi se matérialisera par la transmission par ERDF à la CRE, avant la fin du premier trimestre de chaque année calendaire, d'un bilan au titre de l'année précédente incluant notamment les éléments suivants :

- une description des projets menés, avec les dépenses associées et les résultats obtenus ;
- une liste des projets en cours et à venir avec les résultats attendus ;
- les montants dépensés sur l'année écoulée ;
- les prévisions de dépenses par année jusqu'à la fin de la période tarifaire ;
- le nombre d'équivalents temps plein associés aux programmes de R&D ;
- les soutiens et subventions perçus.

Par ailleurs, la CRE publiera tous les deux ans un rapport sur les actions d'innovation et de R&D d'ERDF. Ce rapport complétera les outils de communication déjà mis en place par la CRE, notamment dans le domaine des réseaux électriques intelligents. Il est destiné à donner aux acteurs du secteur de l'électricité de la visibilité sur les projets menés par ERDF et financés par le TURPE. Le premier rapport portera sur l'année 2014.

Afin de donner en amont une visibilité aux acteurs du secteur électrique sur les projets prévus pour la période 2014-2017 et financés par le TURPE, une description des projets de R&D et de *Smart grids* d'ERDF est fournie en annexe.

3.3. Continuité d'alimentation

3.3.1. Durée et fréquence moyennes annuelles de coupure

L'article L. 341-3 du code de l'énergie dispose que la CRE « *peut prévoir [...] des mesures incitatives appropriées, tant à court terme qu'à long terme, pour encourager les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution à améliorer leurs performances, notamment en ce qui concerne la qualité de l'électricité [...]* ».

Pour ce faire, La CRE reconduit et complète les mesures incitant à l'amélioration de la continuité d'alimentation mises en place dans le cadre des précédents tarifs.

Dans le cadre du TURPE 3, les coupures pour travaux avaient été exclues du périmètre de l'incitation portant sur la durée moyenne annuelle de coupure afin de tenir compte du programme d'élimination des transformateurs contenant des traces de polychlorobiphényles (PCB). Ce programme étant terminé, l'incitation tient dorénavant compte des coupures pour travaux.

Ce changement de périmètre conduit à revoir les durées moyennes de coupure de référence. La durée moyenne de coupure pour travaux étant de 16 minutes en 2012 et la valeur de référence pour 2013 étant de 52 minutes, la CRE fixe la valeur de référence pour 2014 à 68 minutes puis abaisse cette durée de 1 minute par an en cohérence, notamment, avec la trajectoire d'investissement d'ERDF. Les valeurs de référence sont donc les suivantes :

2014	2015	2016	2017
68 minutes	67 minutes	66 minutes	65 minutes

Par ailleurs, comme elle l'a fait pour RTE, la CRE actualise la force de l'incitation et son plafonnement en fonction de la valorisation de l'énergie non distribuée qui ressort de l'étude menée par RTE en 2011. La force de l'incitation est ainsi portée à 4,3 M€/minute (contre 4 M€/minute dans le cadre du TURPE 3) et le niveau du plafond/plancher est porté à 54,2 M€ (contre 50 M€ dans le cadre du TURPE 3).

Enfin, la CRE met en place un suivi de la fréquence annuelle de coupure.

Les dispositions de la présente section ne s'opposent pas à la transmission par ERDF à la CRE d'autres indicateurs qui ne seraient pas explicitement indiqués ci-dessous. En outre, ces dispositions ne s'opposent pas à la transmission aux acteurs concernés et en particulier aux utilisateurs et aux autorités concédantes d'indicateurs relatifs à la qualité des réseaux publics de distribution d'électricité.

a. Paramètres du schéma incitatif

La durée moyenne de coupure de l'année N (DMC_N) est donnée par la formule suivante :

$$DMC_N = \frac{\sum_{\text{Année } N} \text{Durées de coupure des installations de consommation raccordées en BT}}{\text{Nombre total d'installations de consommation raccordées en BT au 31 décembre de l'année } N}$$

DMC_N est déterminée hors incidents consécutifs aux événements exceptionnels (cf. définition ci-après) et hors causes liées au réseau public de transport (ou aux délestages).

Le niveau de l'incitation financière de l'année N est donné par la formule suivante :

$$I_N = 4,3 \times (DMC_{N \text{ réf}} - 34) \times \ln \left(\frac{DMC_N - 34}{DMC_{N \text{ réf}} - 34} \right)$$

$DMC_{N \text{ réf}}$: durée moyenne de coupure de référence de l'année N , exprimée en minutes. Sa valeur est fixée à 68 min en 2014, 67 min en 2015, 66 min en 2016 et 65 min en 2017.

I_N : incitation financière de l'année N , exprimée en M€, qui peut prendre des valeurs négatives. La valeur absolue de l'incitation annuelle I_N est plafonnée à 54,2 M€.

La fréquence moyenne de coupure de l'année N (FMC_N) est donnée par la formule suivante :

$$FMC_N = \frac{\text{Nombre de coupures des installations de consommation raccordées en BT}}{\text{Nombre total d'installations de consommation raccordées en BT au 31 décembre de l'année } N}$$

FMC_N est déterminée hors incidents consécutifs aux événements exceptionnels (cf. définition ci-après) et hors causes liées au réseau public de transport (ou aux délestages).

b. Suivi de la continuité d'alimentation

Avant la fin de chaque trimestre calendaire, ERDF transmet à la CRE les informations suivantes, relatives au trimestre précédent :

- la somme des durées de coupure et le nombre de coupures des installations de consommation raccordées en BT toutes causes confondues ;
- la somme des durées de coupure et le nombre de coupures des installations de consommation raccordées en BT pour des causes liées au réseau public de transport (ou aux délestages) ;
- la somme des durées de coupure et le nombre de coupures des installations de consommation raccordées en BT hors événements exceptionnels et hors causes liées au réseau public de transport (ou aux délestages) ;
- pour chaque événement exceptionnel : tout élément permettant de justifier le classement en événement exceptionnel, la somme des durées de coupure et le nombre de coupures des installations de consommation raccordées en BT due à l'événement ainsi que tout élément permettant d'apprécier la rapidité et la pertinence des mesures prises par ERDF pour rétablir les conditions normales d'exploitation ;

- la somme des durées de coupure et le nombre de coupures des installations de consommation raccordées en BT consécutives aux travaux sur les réseaux publics de distribution gérés par ERDF ;

Avant la fin du premier trimestre de chaque année, ERDF transmet en complément à la CRE les informations suivantes, relatives à l'année précédente :

- la durée et la fréquence moyennes annuelles de coupure toutes causes confondues ;
- la durée et la fréquence moyennes annuelles de coupure pour des causes liées au réseau public de transport (ou aux délestages) ;
- la durée et la fréquence moyennes annuelles de coupure hors événements exceptionnels et hors causes liées au réseau public de transport (ou aux délestages) ;
- la durée et la fréquence moyennes annuelles de coupure consécutives aux travaux sur les réseaux publics de distribution gérés par ERDF ;
- le nombre total d'installations de consommation raccordées en BT au 31 décembre.

c. Événements exceptionnels

Dans le cadre de la régulation incitative de la continuité d'alimentation, sont considérés comme des événements exceptionnels :

- les destructions dues à des actes de guerre, émeutes, pillages, sabotages, attentats, atteintes délictueuses ;
- les dommages causés par des faits accidentels et non maîtrisables, imputables à des tiers, tels que les incendies, explosions, chutes d'avion ;
- les catastrophes naturelles au sens de la loi n° 82-600 du 13 juillet 1982 modifiée ;
- l'indisponibilité soudaine, fortuite et simultanée de plusieurs installations de production raccordées au réseau public de transport, dès lors que la puissance indisponible est supérieure à ce que prévoit l'application des règles de sûreté mentionnées à l'article 28 du cahier des charges type de concession du réseau public de transport d'électricité (annexé au décret n° 2006-1731 du 23 décembre 2006) ;
- les mises hors service d'ouvrages décidées par les pouvoirs publics pour des motifs de sécurité publique ou de police dès lors que cette décision ne résulte pas du comportement ou de l'inaction du gestionnaire de réseau public d'électricité ;
- les phénomènes atmosphériques d'une ampleur exceptionnelle, au regard de leur impact sur les réseaux, caractérisés par une probabilité d'occurrence annuelle inférieure à 5 % pour la zone géographique considérée dès que, lors d'une même journée et pour la même cause, au moins 100 000 consommateurs finals alimentés par le réseau public de transport et/ou par les réseaux publics de distribution sont privés d'électricité.

3.3.2. Interruption d'alimentation d'une durée supérieure à 6 heures

En application de l'article L. 341-5 du code de l'énergie et compte tenu de ses compétences relatives à la fixation de la méthodologie des tarifs ainsi que leurs évolutions, la CRE a proposé au gouvernement d'abroger la plupart des dispositions du décret n° 2001-365 du 26 avril 2001 relatif aux tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité. L'article 6 de ce décret prévoit un mécanisme d'abattement forfaitaire de la part fixe du TURPE en cas d'interruption d'alimentation due à une défaillance des réseaux publics.

La CRE, qui a souhaité intégrer ce mécanisme dans le cadre du présent tarif, s'est interrogée sur la pertinence de ce dispositif.

Le dispositif que la CRE a proposé d'abroger prévoit un abattement forfaitaire de 2 % de la part fixe du TURPE par période d'interruption d'alimentation de 6 heures lorsque cette interruption est due à une défaillance des réseaux publics.

Comme elle avait pu le souligner en octobre 2010 dans son rapport sur la qualité d'alimentation, la CRE considère que cet abattement est nettement trop bas notamment en comparaison des dispositifs mis en œuvre par nos voisins européens.

Dans le cadre du présent tarif, la CRE modifie ce dispositif en prévoyant le versement par ERDF aux utilisateurs d'une pénalité de 20 % de la part fixe du TURPE par période de 6 heures d'interruption.

Le dispositif que la CRE a proposé d'abroger prévoit également un plafonnement individuel annuel de la pénalité au montant de la part fixe du TURPE. Le dispositif mis en place par la CRE supprime ce plafonnement individuel.

Le périmètre des défaillances des réseaux publics de distribution prises en compte (toutes les défaillances, y compris lors d'événement exceptionnel) et l'automatisme du versement restent quant à eux inchangés.

Nota bene : dans la mesure où il n'est pas possible de mettre en place une mesure incitative portant sur RTE dans le cadre du présent tarif, les interruptions d'alimentation des utilisateurs raccordés aux réseaux publics de distribution dues à une défaillance du réseau public de transport ne donnent pas lieu au versement d'une pénalité.

Il convient toutefois que cette incitation soit neutre en espérance pour ERDF et qu'elle ne lui fasse pas courir un risque financier inconsidéré. Ainsi, les présents tarifs couvrent un montant de pénalité de 25 M€ par an (ce montant est inclus dans le poste « Autres produits et charges d'exploitation » présenté à la section C.2.1.4). En outre, les sommes versées par ERDF au-delà d'un plafond de 50 M€ par an seront compensées à ERDF *via* le CRCP.

S'agissant des ELD, la CRE considère la modification du dispositif du « 2 % / 6 heures » comme prématuré sur leur périmètre. Elle reprend donc le dispositif prévu par l'article 6 du décret précité.

Le versement de cette pénalité ou de cet abattement ne prive pas les utilisateurs de la faculté de rechercher la responsabilité de leur gestionnaire de réseau public selon les voies de droit commun.

a. ERDF

En cas d'interruption d'alimentation d'une durée supérieure à 6 heures due à une défaillance des réseaux publics qu'il gère, ERDF verse aux utilisateurs concernés une pénalité égale à 20 % de la part fixe annuelle du TURPE par période de 6 heures. La part fixe annuelle prise en compte est égale à la somme de la composante annuelle de gestion, de la composante annuelle de comptage et de la part proportionnelle à la puissance souscrite de la composante annuelle des soutirages.

b. ELD et EDF SEI

En cas d'interruption d'alimentation d'une durée supérieure à 6 heures due à une défaillance des réseaux publics, le gestionnaire de réseau public verse aux utilisateurs concernés une pénalité égale à 2 % de la part fixe annuelle du TURPE par période de 6 heures. La part fixe annuelle prise en compte est égale à la somme de la composante annuelle de gestion, de la composante annuelle de comptage et de la part proportionnelle à la puissance souscrite de la composante annuelle des soutirages. Toutefois, la somme des pénalités versées à un utilisateur au cours d'une année civile ne peut être supérieure à cette part fixe annuelle.

En cas d'interruption d'alimentation d'une durée supérieure à 6 heures due à une défaillance imputable à un réseau public situé en amont de ceux gérés par le gestionnaire de réseau public, le gestionnaire du réseau public amont verse au gestionnaire de réseau public les pénalités que ce dernier est amené à verser en application de l'alinéa précédent.

3.4. Qualité de service

L'article L. 341-3 du code de l'énergie dispose que la CRE « *peut prévoir [...] des mesures incitatives appropriées, tant à court terme qu'à long terme, pour encourager les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution à améliorer leurs performances* ».

Pour ce faire, la CRE reconduit en le renforçant le dispositif de régulation incitative de la qualité de service.

La présente décision introduit ainsi pour ERDF de nouvelles incitations financières et renforce les cibles et les montants des incitations existantes. En outre, elle étend le dispositif de régulation incitative de la qualité de service aux ELD d'électricité de plus de 100 000 clients et à EDF SEI.

Les nouvelles incitations financières introduites pour ERDF portent sur les indicateurs suivants :

- le taux de mises en service (avec déplacement) sur installation existante réalisées dans les délais demandés ;
- le taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours ;
- le taux de relevés semestriels sur index réels (relevés ou auto-relevés) ;
- le taux de respect de la date convenue de mise à disposition des ouvrages de raccordement.

Pour les ELD de plus de 100 000 clients¹⁴ et pour EDF SEI, les deux incitations financières suivantes sont introduites :

- versement d'une pénalité, sur demande des utilisateurs, en cas de rendez-vous planifié non respecté par le distributeur ;
- versement d'une pénalité, sur demande des utilisateurs, en cas de non-respect du délai d'envoi de la proposition de raccordement.

Par ailleurs, un suivi des indicateurs suivants est introduit pour ces mêmes ELD et pour EDF SEI :

- nombre de réclamations reçues par nature et par catégorie d'utilisateurs ;
- taux de réponse aux réclamations dans les 30 jours ;
- taux de compteurs avec au moins un relevé sur index réel dans l'année ;
- taux de respect des délais d'envoi des propositions de raccordement par catégorie d'utilisateurs ;
- taux de respect de la date convenue de mise en exploitation des ouvrages par catégorie d'utilisateurs.

L'ensemble des indicateurs incités financièrement et suivis sont décrits en annexe.

Les dispositions de la présente section ne s'opposent pas à la transmission par les gestionnaires de réseaux de distribution à la CRE d'autres indicateurs qui ne seraient pas explicitement indiqués en annexe. En outre, ces dispositions ne s'opposent pas à la transmission aux acteurs du marché d'indicateurs relatifs à la qualité de service, notamment dans le cadre du Comité des Utilisateurs de Réseau de Distribution Electrique (CURDE).

ERDF, les ELD de plus de 100 000 clients et EDF SEI devront transmettre à la CRE chaque trimestre les résultats des indicateurs de qualité de service et en faire une publication via leur site Internet.

La CRE pourra mener des études visant à évaluer la satisfaction des utilisateurs dans certains domaines relevant de la relation entre le distributeur et le client final.

Le versement de pénalités aux utilisateurs ne les prive pas de la faculté de rechercher la responsabilité de leur gestionnaire de réseau public selon les voies de droit commun.

3.5. Pertes sur les réseaux

Afin d'inciter à la maîtrise des charges imputables à la couverture des pertes sur le réseau public de distribution, un mécanisme de régulation incitative portant sur le coût d'achat des pertes avait été introduit dans le cadre du TURPE 3. L'ARENH remet en cause la pertinence de ce mécanisme incitatif dans la mesure où, dès 2014, les achats d'énergie effectués par ERDF en dehors de ce dispositif régulé seront fortement limités. De ce fait, la CRE ne reconduit pas ce dispositif dans le cadre du TURPE 4.

Sur la période d'application du TURPE 4, l'achat de l'énergie nécessaire à la compensation des pertes représentera près de 10 % des charges à couvrir par le tarif. Dans un souci de minimisation des coûts des réseaux publics de distribution d'électricité, la CRE a consulté les acteurs sur la pertinence d'inciter ERDF à la maîtrise des volumes de pertes sur les réseaux qu'il exploite.

Le mécanisme retenu dans le cadre du présent tarif prévoit un suivi des actions entreprises par ERDF pour contenir le taux de pertes sur les réseaux qu'il exploite, sans toutefois soumettre ces actions à une

¹⁴ Les ELD concernées à cette date sont : ESR, Gérédis, SRD et URM.

incitation financière. En effet, dans la mesure où, à ce jour, l'influence des efforts d'ERDF sur le taux de pertes réalisé ne peut pas être identifiée avec précision, le risque de définir une trajectoire cible pour la réduction des volumes de pertes qui ne serait pas pertinente ne peut pas être écarté. De ce fait, la mise en œuvre d'une incitation financière à la maîtrise des volumes de pertes sur les réseaux de distribution pourrait impliquer des risques financiers importants à la fois pour les utilisateurs de réseaux et pour ERDF. Ce constat est partagé par la majorité des acteurs qui se sont prononcés sur ce sujet dans le cadre des consultations publiques menées par la CRE pour préparer le présent tarif.

Le mécanisme retenu repose sur la transmission annuelle par ERDF à la CRE d'indicateurs portant à la fois sur les moyens mis en œuvre par ERDF pour réduire les volumes de pertes et sur le résultat de ses actions :

- pourcentage de transformateurs à faibles pertes sur les transformateurs approvisionnés dans l'année ;
- pourcentage de transformateurs à faibles pertes sur les transformateurs en exploitation ;
- nombre de dossiers traités dans le cadre des « actions de redressement de facture » (actions de détection des fraudes) ;
- volume d'énergie « redressée » par année en GWh ;
- taux de pertes technique et non technique sur les réseaux de distribution à l'issue du processus de réconciliation temporelle ;
- taux de pertes « comptable » sur les réseaux exploités par ERDF (le taux de pertes « comptable » prend notamment en compte les écritures comptables des périodes de réconciliation temporelle passées, les flux financiers ayant lieu de M+1 à M+14).

Enfin, afin de permettre la mise en place d'une incitation financière à la maîtrise des volumes de pertes pour les prochaines périodes tarifaires, la CRE porte une attention toute particulière au programme de recherche et développement initié par ERDF pour fiabiliser le bilan électrique. La CRE met donc en place un suivi de ces travaux, qui permettront à terme d'améliorer la compréhension des éléments affectant le volume de pertes sur les réseaux de distribution. Ce suivi repose sur la transmission par ERDF en début de période tarifaire d'un calendrier prévisionnel des travaux relatifs à la fiabilisation du bilan électrique, puis d'un rapport annuel sur les actions menées par le gestionnaire de réseau dans le cadre du programme de recherche relatif à la fiabilisation du bilan électrique et leurs résultats détaillés.

3.6. Investissements sous maîtrise d'ouvrage d'ERDF

3.6.1. Suivi des coûts unitaires d'investissement

Dès TURPE 2, les charges de capital ont été éligibles au mécanisme du CRCP. ERDF est donc assuré de recouvrer l'amortissement et la rémunération associés aux investissements réalisés. Il ne court donc pas de risque financier même dans l'hypothèse où les investissements dépassent les hypothèses retenues. Ce cadre de régulation particulièrement favorable aux investissements s'inscrit dans un contexte de relance des investissements (cf. section C.1.1).

L'article L. 341-3 du code de l'énergie prévoit toutefois que « *les tarifs d'utilisation du réseau public de transport et des réseaux publics de distribution sont calculés [...] afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires de ces réseaux dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace* ».

Si la CRE n'entend pas remettre en cause l'inclusion des charges de capital dans le périmètre du CRCP, elle doit donc néanmoins s'assurer que ce cadre de régulation ne conduit pas à une dérive des coûts d'investissement.

Dans cette perspective, la CRE met en place dans le cadre des présents tarifs un suivi des coûts unitaires d'investissement d'ERDF. Ce suivi est notamment détaillé selon les axes d'analyse suivants :

- le niveau de tension (HTA ou BT) ;
- la technique de construction (aérien ou souterrain) ;
- la zone géographique.

Avant la fin de l'année 2014, ERDF transmet à la CRE la liste des indicateurs pertinents pour ce suivi établie en concertation avec elle. Cette liste est accompagnée d'un historique des valeurs de ces indicateurs sur la période la plus étendue possible.

Les indicateurs calculés au titre de l'année N sont transmis par ERDF à la CRE au plus tard avant la fin du 1^{er} semestre de l'année $N+1$.

3.6.2. Suivi des investissements « qualité et modernisation du réseau »

Parallèlement au suivi des coûts unitaires d'investissement, la CRE met en place un suivi des programmes d'investissements « qualité et modernisation du réseau ».

Ce suivi détaille pour chaque programme le montant d'investissement réalisé, la qualité d'ouvrages traitée et/ou réalisée et, le cas échéant, le stock d'ouvrages restant à traiter.

Au titre de l'année N , ces informations sont transmises par ERDF à la CRE au plus tard avant la fin du 1^{er} semestre de l'année $N+1$. Le cas échéant, elles sont accompagnées de tout élément permettant de justifier les écarts entre les prévisions et les réalisations.

3.6.3. Compteurs évolués

Le développement de compteurs électriques évolués représente en France l'émergence de la 3^{ème} génération de compteurs, après les compteurs bleus et les compteurs bleus électroniques.

Cette nouvelle génération apportera cinq avancées majeures :

- elle permettra le pilotage des équipements des consommateurs grâce aux fonctionnalités définies en concertation avec les parties prenantes réunies par la CRE et les pouvoirs publics de 2007 à 2011 ;
- elle simplifiera la vie quotidienne des consommateurs (télé-relève et interventions à distance) ;
- elle les aidera à maîtriser leurs dépenses par la transmission d'informations plus précises et enrichies ;
- elle permettra aux fournisseurs de proposer des offres tarifaires adaptées aux besoins spécifiques de chacun ;
- enfin, les compteurs évolués constituent un élément essentiel du développement des réseaux électriques intelligents, les *Smart grids*.

La généralisation de ces compteurs contribuera au programme français de transition énergétique.

Ce projet requiert un investissement initial important concentré sur six années et donc un mode de financement spécifique.

La CRE confirme comme elle l'a indiqué à diverses reprises à ERDF que, compte tenu du caractère exceptionnel de ce projet dans ses dimensions techniques, industrielles et financières, elle est disposée à accueillir favorablement la demande de disposer d'un cadre de régulation adapté, assurant une répartition dans le temps de la couverture des coûts, de manière à la faire coïncider avec la période de réalisation des gains attendus du projet.

Le gestionnaire du réseau de distribution, qui assurera le déploiement, porterait sa part des risques inhérents à ce projet et à son calendrier.

Le régulateur s'assurerait de l'atteinte de la performance attendue du gestionnaire de réseau par une régulation adaptée.

En conséquence, le régulateur serait disposé à accueillir favorablement la demande que soit attribuée, sur la durée de vie des compteurs, une prime de rémunération à ce projet.

Dans cette perspective, ce projet ferait l'objet d'une délibération tarifaire *ad hoc*.

E. Structure tarifaire et règles applicables aux utilisateurs des domaines de tension HTA et BT

L'article L. 341-3 du code de l'énergie dispose que « les méthodologies utilisées pour établir les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité sont fixées par la Commission de

régulation de l'énergie ». Il est complété par l'article L. 341-2 du même code qui dispose que « *les tarifs d'utilisation du réseau public de transport et des réseaux publics de distribution sont calculés de manière transparente et non discriminatoire, afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires de ces réseaux dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace* ». Enfin l'article L. 341-4 dispose que « *la structure et le niveau des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution d'électricité sont fixés afin d'inciter les clients à limiter leur consommation aux périodes où la consommation de l'ensemble des consommateurs est la plus élevée* ».

Dans le cadre des dispositions législatives précitées, la CRE a mené des travaux approfondis sur la structure des coûts des infrastructures de réseaux et du coût des pertes, qui représentent la majeure partie des charges totales à couvrir par les tarifs. La méthodologie employée ainsi que les résultats de ces travaux ont été présentés aux acteurs dans le cadre des consultations publiques de la CRE du 6 mars 2012 et du 6 novembre 2012, dont les synthèses sont consultables sur le site Internet de la CRE.

La nouvelle méthodologie de construction des tarifs prend en compte la différenciation temporelle des coûts de réseaux en fonction des heures de l'année et alloue aux différents utilisateurs ces coûts sur la base de leurs caractéristiques de consommation. Les utilisateurs qui consomment beaucoup durant les périodes où la consommation de l'ensemble des utilisateurs est la plus forte supportent donc une part importante des coûts de réseaux. Ils sont dès lors incités à déplacer leurs consommations des heures chargées pour les réseaux aux heures les moins chargées pour les réseaux, ce qui permet de minimiser à terme les charges liées à l'utilisation des réseaux publics d'électricité.

Cette nouvelle structure tarifaire répond à la fois au principe de non-discrimination des tarifs inscrit à l'article L. 341-2 du code de l'énergie et à la volonté de maîtrise de la demande d'énergie prévue à l'article L. 341-4 du même code.

Avant d'exposer plus en détail la méthodologie employée pour construire les présents tarifs, la CRE rappelle les principes généraux qui ont fondé sa décision en matière de structure des tarifs.

1. Principes généraux

Pour fonder sa décision tarifaire, la CRE s'appuie sur les principes généraux suivants.

1.1. Tarifs indépendants de la distance

Conformément aux dispositions du paragraphe 1 de l'article 14 du règlement (CE) n° 714/2009 du 13 juillet 2009, qui dispose notamment que les redevances d'accès aux réseaux ne sont pas fonction de la distance séparant un producteur et un consommateur impliqués dans une transaction, la CRE maintient le principe d'une tarification dite « timbre-poste », qui consiste à facturer les soutirages au même prix quelle que soit l'origine de l'électricité consommée, et à facturer les injections au même prix quelle que soit la destination de l'électricité produite.

1.2. Péréquation tarifaire

Les tarifs de soutirage sur les réseaux publics de distribution sont identiques sur l'ensemble du territoire. Ils s'appliquent à l'ensemble des gestionnaires de réseaux publics de distribution, ce qui entraîne une péréquation géographique des tarifs. La péréquation des tarifs garantit ainsi la cohésion sociale et territoriale en assurant l'accès de tous à l'énergie, conformément aux objectifs de politique énergétique énoncés à l'article L. 100-1 du code de l'énergie.

2. Méthodologie de construction des tarifs

La nouvelle méthodologie de construction des tarifs se fonde sur les étapes suivantes.

2.1. Des tarifs fondés sur les coûts unitaires horaires

Les présents tarifs, qu'ils proposent ou non différentes classes temporelles, sont définis sur la base de coûts unitaires horaires d'utilisation des réseaux. La prise en compte de ces coûts unitaires horaires dans la construction des tarifs s'effectue en deux étapes décrites ci-dessous.

2.2. Répartition des coûts sur les différentes heures de l'année

Un même volume de soutirage n'engendre pas les mêmes coûts de réseaux selon l'heure de l'année durant laquelle ce soutirage survient. L'examen des coûts de réseaux montre que, durant les heures au cours desquelles les transits sont importants sur les réseaux, un surplus de soutirage engendre des coûts incrémentaux de pertes et de développement des infrastructures plus importants que durant les heures moins chargées pour les réseaux.

Les coûts de réseaux sont donc répartis sur les différentes heures de l'année. A chaque domaine de tension, des coûts unitaires d'utilisation des réseaux sont calculés pour chaque heure de l'année. Ces coûts unitaires horaires sont calculés comme la somme des coûts unitaires horaires d'infrastructure et des coûts unitaires horaires de pertes. Les coûts unitaires horaires d'infrastructure sont calculés à partir du coût incrémental moyen induit par la croissance de la charge à chaque heure de l'année. Les coûts unitaires horaires de pertes sont calculés à partir du profil des prix *spot* de l'électricité sur le marché français, corrigé des tendances pluriannuelles.

2.3. Allocation des coûts horaires entre les utilisateurs des différents domaines de tension au prorata des flux d'énergie induits sur les réseaux

Sur la base des matrices des flux prévisionnels transmises par ERDF et par RTE, on observe que l'énergie est injectée principalement en très haute tension pour être consommée en grande partie par les utilisateurs des domaines de tension aval. L'énergie emprunte successivement des portions de réseaux à des niveaux de tension décroissants. Aussi les utilisateurs de réseaux aval contribuent, par les flux d'énergie qu'ils induisent, à une grande partie des coûts supportés par les gestionnaires de réseaux pour la gestion des réseaux amont. C'est pourquoi les recettes tarifaires perçues auprès d'un utilisateur contribuent à couvrir non seulement les coûts du domaine de tension auquel il est raccordé mais aussi une partie de ceux des domaines de tension amont.

Le calcul de cette contribution des soutirages d'un domaine de tension aux coûts des domaines de tension amont se fonde sur les matrices des flux prévisionnels et la répartition des coûts comptables par domaine de tension, également transmises par ERDF et RTE à la CRE.

L'allocation des coûts d'un domaine de tension sur les domaines de tension aval se faisant au pas horaire, la différenciation temporelle des coûts de réseaux est ainsi répercutée à l'ensemble des utilisateurs.

Une fois réalisée cette allocation des coûts horaires entre les utilisateurs des différents domaines de tension, il est possible d'en déduire pour chaque domaine de tension une enveloppe globale de coûts à recouvrir par l'ensemble des utilisateurs de ce domaine de tension. Cette enveloppe globale est ensuite répartie entre les utilisateurs de ce domaine de tension en fonction des caractéristiques de consommation de ces derniers.

2.4. Des tarifs fondés sur les caractéristiques de consommation des utilisateurs

Tous les utilisateurs d'un même domaine de tension ne consomment pas de la même manière. Les caractéristiques de consommation des utilisateurs sont utilisées pour répartir l'enveloppe globale de coûts affectée au domaine de tension auquel ils sont raccordés. Les coûts que génère chaque type d'utilisateurs au sein d'un même domaine de tension dépendent tout particulièrement du taux d'utilisation de la puissance souscrite (que l'on peut traduire en termes de durée d'utilisation) et de la répartition temporelle des soutirages sur l'année.

La plupart des utilisateurs raccordés aux réseaux publics de distribution ne disposant pas encore de dispositif de comptage permettant de connaître avec précision leur consommation au pas horaire, les caractéristiques de consommation de ces utilisateurs sont déterminées à partir des profils de consommation utilisés dans le cadre du processus de reconstitution des flux.

Le taux d'utilisation de la puissance souscrite permet de déterminer une part variable fonction de l'énergie consommée et une part fixe fonction de la puissance souscrite. Si la puissance souscrite est une variable déterminante pour les coûts de réseaux, elle ne suffit cependant pas à elle seule à déterminer les coûts induits par un utilisateur sur les réseaux. Il importe également de connaître la façon dont cette puissance souscrite est utilisée : un consommateur qui utilise la totalité de sa puissance souscrite aux heures les plus chargées pour les réseaux engendre davantage de coûts de réseaux qu'un consommateur qui n'en utilise qu'une partie à ces heures.

L'utilisation de coûts de réseaux horaires permet de prendre en compte, dans le processus d'allocation des coûts de réseaux, le profil de soutirage des différents utilisateurs. Ainsi, pour un même volume annuel de consommation, un utilisateur qui consomme durant les heures au cours desquelles les coûts de réseaux sont élevés contribuera davantage au recouvrement des charges tarifaires qu'un utilisateur qui consomme durant les heures au cours desquelles les coûts de réseaux sont faibles.

Pour chaque domaine de tension, l'enveloppe globale de coûts est donc répartie entre les utilisateurs raccordés au domaine de tension considéré en fonction du niveau de leur puissance souscrite, du volume total d'énergie qu'ils soutirent sur l'année et de la répartition de leur puissance souscrite et du volume d'énergie soutirée sur les différentes heures de l'année.

Les tarifs à différenciation temporelle sont définis en répartissant les coûts entre les différentes classes temporelles. En particulier, la part « énergie » de chaque classe temporelle est définie de telle sorte qu'elle soit proportionnelle au coût unitaire moyen de la classe temporelle concernée.

2.5. Forme des grilles

La CRE reconduit l'ensemble des options tarifaires déjà existantes en distribution, à l'exception de l'option moyenne utilisation sans différenciation temporelle proposée aux utilisateurs raccordés au domaine de tension BT \leq 36 kVA, et fonde la différenciation temporelle de ces tarifs sur la différenciation temporelle des coûts de réseau, ce qui permet de concilier le principe de non-discrimination des tarifs inscrit à l'article L. 341-2 du code de l'énergie et la volonté de maîtrise de la demande d'énergie prévue à l'article L. 341-4 du même code.

L'article L. 341-3 du code de l'énergie dispose que, dans le cadre de ses missions sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité, « la Commission de régulation de l'énergie prend en compte les orientations de politique énergétique indiquées par l'autorité administrative ». La CRE a reçu ces orientations de politique énergétique par courrier en date du 10 octobre 2012. Ces orientations portent notamment sur la structure des options tarifaires proposées aux utilisateurs raccordés au domaine de tension BT \leq 36 kVA, la ministre se disant « attachée à ce que dans le cas de la distribution, déjà horosaisonnalisée, la structure permette d'orienter les usagers qui ont déjà fait le choix du chauffage électrique vers des tarifs variables au sein de la journée à même de mieux lisser les pointes journalières ».

Afin de mieux tenir compte des préoccupations exprimées dans la lettre d'orientation de la ministre, tout en maintenant un niveau de reflet des coûts satisfaisant, l'option moyenne utilisation sans différenciation temporelle proposée aux utilisateurs raccordés au domaine de tension BT \leq 36 kVA est supprimée.

3. Règles tarifaires pour l'utilisation d'un réseau public d'électricité dans le domaine de tension HTA ou BT

Les règles contiennent 14 sections. Les deux premières définissent les notions utilisées et la structure des tarifs. Les sections 3 à 12 décrivent les composantes tarifaires. La section 13 définit les règles d'indexation des grilles tarifaires. La section 14 précise les dispositions transitoires applicables à la souscription d'option tarifaire et à la suppression de l'option moyenne utilisation sans différenciation temporelle des tarifs BT \leq 36 kVA.

Les règles définies dans le cadre du TURPE 3 sont pour l'essentiel reconduites. Toutefois, au vu du retour d'expérience fourni par les gestionnaires de réseaux ainsi que les contributions reçues lors des consultations publiques de la CRE du 6 novembre 2012 et du 9 juillet 2013, certaines dispositions des règles tarifaires sont modifiées ou complétées.

3.1. Définitions

Les définitions des termes « liaisons » et « utilisateur » sont complétées afin de clarifier les conditions d'application des présents tarifs.

3.2. Structure des tarifs

La section 2 contient une description des différentes catégories de charges couvertes par les présents tarifs, de la structure des tarifs établie de façon à refléter ces différentes catégories de charges et de la façon d'appliquer les différents tarifs en chaque point de connexion.

3.3. Gestion

Les modalités de facturation de la composante de gestion prévues dans le cadre du TURPE 3 sont reconduites, à savoir, la facturation explicite des frais de gestion sous la forme d'un terme fixe appliqué à tous les utilisateurs (producteurs, consommateurs et gestionnaires de réseaux) en fonction de leur domaine de tension de raccordement.

Afin de mieux refléter les coûts engagés par le gestionnaire de réseau, la facturation de la composante annuelle de gestion est réalisée par point de connexion et par contrat d'accès.

Les coûts de gestion des contrats sont constitués des coûts liés à l'accueil des utilisateurs de réseaux, à la gestion des dossiers des utilisateurs, à la facturation, au recouvrement et aux impayés.

3.4. Comptage

La tarification de la composante de comptage applicable aux utilisateurs des domaines de tension HTA et BT dépend du régime de propriété du compteur.

La composante de comptage couvre, pour les utilisateurs propriétaires de leur dispositif de comptage, les coûts :

- de vérification du bon fonctionnement des matériels de comptage réalisée à l'initiative du gestionnaire de réseau ;
- de relève ou de télérelève (dont les coûts d'abonnement et de communication) ;
- de mesure, de calcul et d'enregistrement des données de comptage ;
- de validation, de correction et de mise à disposition des données de comptage validées.

Les données de comptage sont transmises à l'utilisateur, ou à un tiers autorisé par l'utilisateur, selon une fréquence minimale définie en fonction du domaine de tension et de la puissance de soutirage qu'il a souscrite et/ou de la puissance maximale d'injection du point de connexion.

Pour les utilisateurs dont le dispositif de comptage est la propriété du gestionnaire de réseau ou des autorités concédantes, la composante de comptage couvre, également, les coûts :

- des charges de capital des dispositifs de comptage, déduction faite de la part des contributions de raccordement relative aux dispositifs de comptage ;
- d'entretien des matériels de comptage ;
- de renouvellement des matériels de comptage ;
- le cas échéant, de synchronisation des matériels de comptage.

En revanche, cette composante de comptage ne comprend pas le coût des changements des dispositifs de comptage réalisés à la demande de l'utilisateur ou d'un tiers autorisé par l'utilisateur, qui font l'objet d'une facturation spécifique dans le cadre des règles tarifaires relatives aux prestations annexes réalisées sous le monopole du gestionnaire de réseau.

Des dispositions tarifaires spécifiques sont introduites 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.

3.5. Injection

Dans le cadre du fort développement des moyens de production raccordés aux réseaux publics de distribution d'électricité, la CRE a mené en 2011 une étude sur les coûts et les bénéfices générés par les installations de production d'énergie photovoltaïque sur les réseaux de distribution. Cette étude, dont les résultats ont été présentés aux acteurs dans le cadre de la consultation publique de la CRE du 6 mars 2012, a montré que, en l'état actuel de la technologie, les coûts de renforcement et de maintenance des réseaux qui pourraient être supportés par ERDF pouvaient être évalués à environ 402 M€, dans un scénario de développement de la production photovoltaïque de l'ordre de 6 GW à l'horizon 2020.

Au vu des résultats de cette étude, la CRE a donc estimé qu'un tarif d'injection négatif - c'est-à-dire qui rétribuerait les producteurs raccordés aux réseaux publics de distribution - ne serait pas justifié. Les éléments aujourd'hui disponibles ne permettent pas non plus de conclure en faveur d'un tarif d'injection supérieur à zéro. En effet, une des propriétés intéressantes d'un timbre d'injection est la possibilité d'introduire un signal prix incitant les producteurs à préférer les investissements les moins coûteux pour les réseaux.

Toutefois, la problématique de la coordination entre les investissements dans les moyens de production et dans les réseaux de distribution doit être traitée en prenant en compte l'inscription des moyens de production EnR dans les schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie, dont découleront les schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables. La CRE juge donc nécessaire un retour d'expérience sur les schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables¹⁵ avant d'envisager une évolution de la structure du tarif d'injection sur les réseaux publics de distribution.

Le tarif d'injection appliqué aux utilisateurs raccordés sur les réseaux publics de distribution est donc égal à zéro pour la période couverte par le présent tarif.

3.6. Tarif de soutirage sur le domaine de tension HTA

Les utilisateurs raccordés au domaine de tension HTA ont le choix entre trois options tarifaires :

- option sans différenciation temporelle ;
- option avec différenciation temporelle à cinq classes ;
- option avec différenciation temporelle à huit classes.

Les utilisateurs optant pour un tarif avec différenciation temporelle se voient appliquer des prix plus élevés pendant les heures pleines d'hiver, mais peuvent bénéficier de tarifs plus faibles en dehors de cette période. Le choix de l'option tarifaire et des niveaux de puissance souscrite est laissé à l'utilisateur du réseau ou à un tiers autorisé par lui. Les gestionnaires de réseaux publics de distribution conseillent les utilisateurs ou les tiers autorisés par eux pour leur permettre de choisir l'option la mieux adaptée à leurs besoins.

Les composantes mensuelles de dépassement de puissance souscrite (CMDPS) sont calculées de sorte qu'un utilisateur dépassant de 10 % sa puissance souscrite pendant 100 heures d'une même classe temporelle paie la même facture que s'il avait souscrit une puissance supérieure de 10 %. La reconduction de cette méthode de calcul permet de conserver la même incitation des utilisateurs à souscrire une puissance souscrite optimale.

3.7. Tarif de soutirage sur le domaine de tension BT

Pour l'ensemble des tarifs de soutirage au domaine de tension BT, le choix d'une des options dépend des besoins en puissance et du taux d'utilisation des puissances souscrites. Le choix de l'option tarifaire et des niveaux de puissance souscrite est laissé à l'utilisateur du réseau ou à un tiers autorisé par lui. Les gestionnaires de réseaux publics de distribution conseillent les utilisateurs ou les tiers autorisés par eux pour leur permettre de choisir l'option la mieux adaptée à leurs besoins.

3.7.1. BT > 36 kVA

Les utilisateurs raccordés au domaine de tension BT et avec une puissance souscrite strictement supérieure à 36 kVA peuvent choisir entre deux options à différenciation temporelle :

- option moyenne utilisation qui comporte 4 classes temporelles ;
- option longue utilisation qui comporte 5 classes temporelles.

¹⁵ Le décret n° 2012-533 du 20 avril 2012 relatif aux schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables, prévus par l'article L. 321-7 du code de l'énergie précise les dispositions encadrant la mise en œuvre de ces schémas régionaux.

Le choix entre ces options s'effectue sur la base des taux d'utilisation des puissances souscrites.

Les composantes mensuelles de dépassement de puissance souscrite (CMDPS) sont calculées de sorte qu'un utilisateur dépassant de 10 % sa puissance souscrite pendant 100 heures d'une même classe temporelle paie la même facture que s'il avait souscrit une puissance supérieure de 10 %. La reconduction de cette méthode de calcul permet de conserver l'incitation des utilisateurs à souscrire une puissance souscrite optimale.

3.7.2. $BT \leq 36 \text{ kVA}$

Les utilisateurs raccordés au domaine de tension $BT \leq 36 \text{ kVA}$ peuvent choisir entre trois options :

- courte utilisation ;
- moyenne utilisation avec différenciation temporelle ;
- longue utilisation.

3.8. **Alimentations complémentaires et de secours**

Pour les liaisons complémentaires ou de secours, seules les parties dédiées sont facturées. Cette modalité de facturation tient compte du fait que, compte tenu des règles de dimensionnement du réseau en « N – 1 », il n'est pas possible de distinguer un surcoût associé à la fourniture de capacité complémentaire ou de secours.

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, est introduit. Cette disposition permet de garantir que l'incitation donnée à l'utilisateur de souscrire la puissance optimale porte également lors du choix de la puissance souscrite pour son alimentation de secours.

3.9. **Regroupement conventionnel des points de connexion**

Le mécanisme de regroupement en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2006 est reconduit pour la période d'application du présent tarif.

3.10. **Dispositifs tarifaires applicables aux gestionnaires des réseaux publics de distribution**

Les gestionnaires des réseaux publics de distribution présentent des spécificités qui sont définies par la loi et la réglementation. Pour tenir compte de ces spécificités dans les tarifs applicables aux différents domaines de tension, les dispositifs particuliers suivants sont maintenus :

- l'utilisation des ouvrages de transformation est facturée en fonction des charges moyennes directes des postes de transformation ;
- la compensation pour exploitation de liaisons à la même tension que le réseau public amont est établie à partir de la différence entre les tarifs au domaine de tension de livraison et au domaine de tension immédiatement inférieur, minorée du montant de la composante d'utilisation des ouvrages de transformation, et pondérée par les parts de ces liaisons exploitées par les différents gestionnaires de réseau ;
- les écrêtements des factures mensuelles de dépassement de puissance des distributeurs sont autorisés en cas de froid très rigoureux, dans les mêmes conditions que celles prévues dans le cadre du TURPE 3.

Les définitions des termes I_1 et I_2 , utilisés pour le calcul de la compensation pour exploitation de liaisons à la même tension que le réseau public amont, sont clarifiées.

3.11. **Utilisations ponctuelles**

Pour tenir compte de certaines situations dans lesquelles les capacités de réseau permettent d'acheminer une puissance appelée pendant de courtes périodes sans préjudice pour les autres utilisateurs, le dispositif de facturation des dépassements ponctuels programmés (DPP) tel que défini dans le TURPE 3 est reconduit. Ces dépassements, qui doivent être convenus à l'avance avec le gestionnaire de réseau, sont facturés au prix moyen de l'énergie soutirée par un utilisateur ayant un taux d'utilisation de 25 %.

La demande de DPP est conditionnée à la réalisation de travaux sur les installations électriques du demandeur.

Le mécanisme des DPP est transitif afin de ne pas pénaliser les gestionnaires de réseaux publics de distribution.

3.12. Energie réactive

La tarification particulière appliquée aux transits de réactif est reconduite, afin que soit stabilisé le volume du parc de condensateurs HTA et ainsi conservées les capacités de production de réactif sur les réseaux publics de distribution.

Un barème fixe les pénalités en cas d'excursion en dehors d'une plage de « tangente phi » convenue contractuellement entre les parties au regard de règles consignées dans la documentation technique de référence du gestionnaire du réseau public amont.

En l'absence d'accord entre les parties, les présentes règles tarifaires précisent la méthode de détermination de la borne supérieure de la plage de « tangente phi ». Cette méthode s'appuie sur l'utilisation de valeurs historiques, et prévoit l'introduction d'une valeur plancher.

Cette valeur plancher se justifie notamment par le développement rapide de la production décentralisée et la tendance à l'augmentation naturelle des « tangentes phi » sur les réseaux publics de distribution, et permet d'éviter une différence de traitement excessive entre points de connexion.

3.13. Indexation de la grille tarifaire

L'ensemble des coefficients de la grille tarifaire, à l'exception des coefficients pondérateurs de puissance souscrite, du coefficient c de l'option tarifaire sans différenciation temporelle applicable au domaine de tension HTA et de la composante d'injection, est indexé lors des évolutions tarifaires annuelles.

Les règles d'arrondi des coefficients tarifaires sont précisées.

3.14. Dispositions transitoires

Afin de permettre aux utilisateurs de bénéficier rapidement des incitations induites par la nouvelle structure des tarifs de distribution, la CRE propose de mettre en place, comme dans le cadre du TURPE 3, une mesure transitoire permettant aux utilisateurs raccordés en HTA et en BT, pendant six mois à compter de la date d'entrée en vigueur des tarifs, de choisir librement leurs options tarifaires sans qu'ils aient à respecter une période de 12 mois consécutifs depuis leur précédent choix d'option tarifaire. Cette disposition pourrait avoir pour conséquence une augmentation importante des demandes de changement d'option tarifaire sur une courte période. Certains gestionnaires de réseaux de distribution pourraient ainsi avoir besoin de plusieurs mois pour effectuer le basculement de l'ensemble des utilisateurs concernés. Par suite, le délai standard de réalisation de la prestation de changement de formule tarifaire d'acheminement pourrait ne pas être respecté.

La suppression de l'option moyenne utilisation pour les utilisateurs raccordés au domaine de tension BT ≤ 36 kVA pourrait entraîner un engorgement des systèmes d'information des gestionnaires des réseaux publics de distribution, dans la mesure où plusieurs millions d'utilisateurs seraient potentiellement concernés. Pour pallier cette difficulté de mise en œuvre opérationnelle, les présentes règles introduisent des dispositions transitoires conduisant, du 1^{er} janvier 2014 au 31 juillet 2014, à calculer la composante de soutirage des utilisateurs ayant souscrit un tarif moyenne utilisation avant le 1^{er} janvier 2014 sur la base des coefficients tarifaires du tarif courte utilisation. Pour le domaine de tension BT ≤ 36 kVA, les utilisateurs dont la composante de soutirage est établie, au 31 juillet 2014, sur la base du tarif moyenne utilisation sont réputés avoir choisi le tarif courte utilisation à compter du 1^{er} août 2014.

F. Annexes

1. Programme de R&D d'ERDF

ERDF a prévu de mener pendant la prochaine période tarifaire plusieurs projets innovants destinés à améliorer son efficacité opérationnelle et à préparer le déploiement des *Smart grids*.

Ces actions constituent une réponse aux défis auxquels ERDF est aujourd'hui confrontée, comme beaucoup de gestionnaires de réseaux de distribution en Europe :

- gestion d'un parc d'actifs important, constitué d'ouvrages vieillissants et sur lequel un programme d'investissement important est prévu ;
- défis scientifiques, technologiques, économiques et sociétaux résultant de l'augmentation du nombre d'acteurs intervenant dans le système électrique, du développement des énergies renouvelables, de l'évolution des usages de l'électricité tels le véhicule électrique ou des modes de consommation (maîtrise de la demande, gestion du bilan carbone).

Principaux projets de R&D et démonstrateurs *Smart grids* d'ERDF :

Thématique « améliorer l'efficacité des métiers de la distribution »

Les travaux sur cette thématique visent à améliorer la performance dans la gestion et l'exploitation des réseaux de distribution (amélioration de la gestion des actifs, automatisation des réseaux pour optimiser les coûts et la qualité, fiabilisation du bilan énergétique). Parmi les projets, on peut citer :

Conception de composants innovants et optimisation de la maintenance

ERDF a engagé des programmes d'investissements importants afin de garantir la qualité de fourniture due aux utilisateurs (câbles, transformateurs, matériels de postes). En parallèle, pour répondre aux défis liés au vieillissement des composants, ERDF développe des méthodes de diagnostic et des modèles de vieillissement afin d'optimiser la maintenance et le renouvellement. Les premières conclusions des études, appuyées par des tests sur le terrain et des essais en laboratoire, sont attendues pour 2015.

Développement de l'automatisation des réseaux

Il s'agit d'accroître l'automatisation des réseaux et d'améliorer les fonctions de reprise automatique après incident (auto-cicatrisation) afin de réduire les temps de coupure. Certaines fonctions pourront être mises en œuvre dans les outils de conduite fin 2014, d'autres fonctions seront progressivement développées puis testées d'ici 2015/2016.

Fiabilisation du bilan électrique

Dans le cadre de la fiabilisation du bilan électrique, ERDF a engagé un programme de travail de recherche et développement. L'ensemble des chantiers initiés ont pour but d'améliorer la compréhension et la qualité des bilans énergétiques et visent à identifier et modéliser les différents facteurs d'influence sous-jacents. A titre d'exemple, ERDF travaille sur une méthode de déclimatisation des pertes. Ces travaux doivent permettre d'isoler le facteur prépondérant de variation des pertes que représente le climat et conduire à une méthode de dé-saisonnalisation du taux de pertes connu à l'issue du processus de réconciliation temporelle.

Thématique « préparer l'évolution des métiers de la distribution »

Les travaux sur cette thématique visent à permettre au distributeur de faciliter les évolutions du système électrique : développement des énergies renouvelables, évolution des usages de l'électricité ou des modes de consommation. Parmi les projets relatifs à celle-ci peuvent être cités :

Intégration de la production décentralisée (éolien et photovoltaïque) dans le réseau

95 % des moyens de production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables sont raccordées au réseau de distribution alors que celui-ci n'a pas été conçu initialement pour accueillir de la production. L'objectif de la R&D est de concevoir de nouvelles architectures de réseau et de définir des solutions pour la gestion de ces nouvelles contraintes (automates locaux et réglage coordonné de tension, par exemple) afin de maîtriser la qualité de l'électricité distribuée. Les expérimentations sur le terrain en 2014 permettront de valider des premières solutions pour l'intégration dans les outils de conduite en 2015, d'autres fonctions seront progressivement développées puis testées dans des démonstrateurs d'ici 2016/2017 (y compris les matériels associés).

Recharge des véhicules électriques

Il s'agit de faciliter au maximum le développement des véhicules électriques, en intégrant les équipements de recharge sur le réseau électrique et en minimisant leur impact sur les pointes de charge du réseau. Des résultats significatifs, appuyés par des démonstrateurs, sont attendus sur la période 2015/2017.

Préparation à la gestion de l'instabilité des réseaux

La production d'électricité par les centrales de production d'électricité éolienne et photovoltaïque étant intermittente et peu ou pas pilotable, le réseau devra être adapté pour assurer à chaque instant l'équilibre entre la production et la demande. Il s'agit de préparer les futurs systèmes électriques, en intégrant cette production intermittente et en prenant en compte ses contraintes techniques, en favorisant la mise en œuvre de moyens de stockage d'électricité, en assurant une parfaite adéquation entre les besoins locaux et la sécurité du système électrique national et en améliorant les plans de protection. Des premiers résultats sur les prévisions locales de production et de consommation sont attendus pour 2014. Plus généralement, les outils qui découleront de ce programme, aux différents horizons de temps (planification, gestion prévisionnelle, temps réel), seront progressivement développés sur la période 2014/2017 et serviront à ERDF pour répondre aux nouveaux besoins des acteurs du système électrique de distribution.

Appui au projet de compteur évolué Linky et au développement des services associés

L'objectif est de qualifier les matériels du projet de comptage évolué *Linky* et de maîtriser les systèmes informatiques liés, notamment ceux permettant le développement des services associés (augmentation des volumes de données à traiter, cyber-sécurité, interopérabilité, normalisation). Les programmes sur les compteurs se poursuivront pour contribuer à la validation du palier futur de *Linky* (2014/2015). Ceux liés au développement des services associés à *Linky* se poursuivront *a minima* jusqu'en 2017.

De plus, ERDF participe à des projets de coordination et de recherche européens visant à préparer l'évolution des rôles et des métiers des gestionnaires de réseaux de distribution :

- Grid+ : appui à la Commission Européenne, dans le cadre de l'initiative sur les réseaux (EEGI : European Electricity Grid Initiative), pour l'élaboration et la mise à jour de feuilles de route, la définition d'indicateurs de performance et le partage d'expérience (www.gridplus.eu) ;
- Meter-On : projet européen piloté par l'association des distributeurs européens EDSO for Smart Grids, visant à comparer les solutions pour le déploiement du comptage évolué en Europe ;
- EvolvDSO : projet de recherche européen associant des gestionnaires de réseaux de distribution, des gestionnaires de réseaux de transport et des universités, dont l'objectif est de développer des méthodes et outils permettant aux distributeurs de remplir leurs nouveaux rôles d'opérateurs de systèmes de distribution dans un contexte de croissance de la production renouvelable décentralisée.

Programme de démonstrateurs Smart grids d'ERDF

Pour aller au-delà des études et projets de recherche engagés par ERDF, il est nécessaire d'expérimenter les différents objets *Smart grids*, en situation réelle, dans une approche système. L'objectif du programme *Smart grids* d'ERDF est d'intégrer ces résultats dans une vision globale du réseau du futur.

Par ailleurs, au-delà des composants classiques de réseau (composants électrotechniques, ouvrages de distribution électrique), vont se développer de nouveaux composants « actifs » : des moyens de production décentralisés, des moyens de stockage, des charges dynamiques et modulables chez les clients via des mécanismes d'effacement (pilotage d'usages, nouveaux signaux tarifaires), des charges mobiles sur le réseau (véhicules électriques). Les lois de comportement de ces objets et acteurs ne sont pas purement déterministes et restent à établir au travers d'expérimentations. C'est l'enjeu des démonstrateurs et projets pilotes *Smart grids* que de mesurer la réponse de ces objets et acteurs en conditions réelles, *in situ*, et en particulier l'acceptabilité par les utilisateurs de ces nouvelles interactions avec le réseau.

Afin de répondre à ces questions, un ensemble de démonstrateurs a été élaboré. A ce jour, ERDF est engagée dans 4 projets (cf. tableau ci-après). Ces projets sont menés par des consortiums rassemblant de nombreux partenaires. Dans le cadre de la poursuite de ses travaux sur les *Smart Grids* et plus généralement sur les réseaux du futur, ERDF est susceptible de s'impliquer dans de nouveaux démonstrateurs en France et en Europe.

Projet	Description
Grid4EU	Projet de Smart Grid européens regroupant 6 démonstrateurs dans 6 pays européens (www.grid4eu.eu)
Nice Grid	Intégration des énergies renouvelables, automatisation des réseaux, gestion de la demande, stockage d'énergie (www.nicegrid.fr)
Advanced	Etude de l'impact de la gestion active de la demande et des services associés sur les réseaux de distribution
Smart Community – Lyon Confluence	Gestion des véhicules électriques, des bâtiments et développement du photovoltaïque
Smart Electric Lyon	Mise en œuvre de solutions aval compteur (www.smart-electric-lyon.fr)
Greenlys	Smart grid en zone urbaine, apports du comptage communicant pour le développement et l'exploitation des réseaux (www.greenlys.fr)
Venteea	Intégration de fortes capacités de production d'énergies renouvelables sur un réseau rural
Postes intelligents	Faciliter l'interface entre les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution
Issy Grid	Optimisation énergétique à l'échelle d'un quartier
Houat et Hoëdic	Sécurisation de l'alimentation électrique des îles par répartition énergétique optimisée
Smart Grid Vendée	Optimisation énergétique à l'échelle d'une collectivité territoriale
IGREENGRid	Insertion des énergies renouvelables (www.igreengrid.com)
So Grid	Développement d'une chaîne de communication CPL pour le pilotage du réseau de distribution (www.so-grid.com)

Ces démonstrateurs sont répartis sur tout le territoire français afin de tester les différents contextes locaux possibles. Ce programme a également une dimension européenne. ERDF est en effet coordonnateur de GRID4EU, projet européen de recherche et démonstration de grande envergure en matière de réseaux intelligents et participe aux projets européens IGREENGrid sur l'insertion massive de productions décentralisées sur les réseaux de distribution, Advanced sur la gestion active de la demande.

Au total, une centaine de partenaires collaborent dans le cadre de ces démonstrateurs. Ces partenaires sont issus du monde de l'énergie (fournisseurs, gestionnaires de réseaux,...), de l'industrie électrique, du domaine des technologies de la communication et de l'information, des laboratoires de recherche, des start-up innovantes, etc.

Ce portefeuille de projets est construit de façon à traiter l'ensemble des questions liées aux *Smart grids* :

Les sujets étudiés dans les démonstrateurs sont nombreux. Peuvent être cités, de manière non exhaustive :

- les solutions techniques pour intégrer les énergies renouvelables dans le réseau de distribution : estimation d'état, développement des solutions d'observabilité du réseau, nouvelles fonctions d'automatisation du réseau, régulation de la tension, stockage, modulation de la production et de la consommation ;
- la gestion active de la demande : tests d'architectures et de solutions techniques permettant la coordination entre les acteurs impliqués (agrégateurs, gestionnaires des réseaux de transport et de distribution, « offreurs de flexibilités »), analyse de l'acceptabilité des clients envers ces nouveaux stimuli, « modélisation » du comportement des clients, évaluation des gisements de modulation de la demande potentiels, impact des effacements sur la courbe de charge, etc. ;
- la capacité à optimiser la conduite en « temps réel » en prenant en compte les flexibilités présentes sur le réseau (production décentralisée, consommation, effacements, etc.) : algorithmes d'aide à la décision rapide, performances des systèmes de mesure sur le terrain et performance des systèmes de communication ;
- la gestion prévisionnelle : anticipation des contraintes potentiellement engendrées par les variations de consommation et la production locale sur le réseau de distribution, identification puis activation des

leviers les plus performants pour lever ces contraintes (modification des schémas de conduite, réglage de la tension, signaux tarifaires, etc.) ;

- l'impact de la recharge des véhicules électriques sur le réseau de distribution : étude et expérimentation de recharge intelligente des véhicules électriques, intégrant les besoins des utilisateurs et du gestionnaire de réseau ;
- l'utilisation des données collectées (comptage, réseau) pour enrichir les études, outils et méthodes de planification et de développement du réseau : capacité à traiter de grands volumes de données (problématique « big data »).

Les premiers projets ont été lancés en 2011. L'ensemble du programme devrait courir sur la période 2011-2017. Les premières expérimentations ont démarré. Les premiers résultats sont attendus pour 2014.

2. Qualité de service

2.1. ERDF

2.1.1. Indicateurs incités financièrement

a. Rendez-vous planifiés non respectés par ERDF

Calcul	<i>Nombre de rendez-vous planifiés non respectés par le GRD et ayant donné lieu au versement d'une pénalité par le GRD durant le trimestre, par catégorie d'utilisateurs</i>
Périmètre	- Tous rendez-vous programmés donc validés par le GRD - Tous rendez-vous pour intervention avec déplacement d'un agent du GRD et nécessitant la présence de l'utilisateur, non respectés du fait du GRD
Suivi	- Fréquence de calcul : trimestrielle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle
Objectif	100 % des rendez-vous non tenus : - jusqu'au 31 décembre 2014 : tous rendez-vous non respectés signalés par les fournisseurs via le portail SGE ou par les utilisateurs - à compter du 1 ^{er} janvier 2015 : tous rendez-vous non respectés automatiquement identifiés par le GRD
Incitations	- Montant de pénalités identique à celui facturé par ERDF en cas de non-exécution d'une intervention programmée du fait de l'utilisateur ou du fournisseur (absence au rendez-vous, etc.) - Versement au bénéfice de l'utilisateur final via le fournisseur pour les utilisateurs en contrat unique ou directement à l'utilisateur dans les cas des utilisateurs ayant conclu un contrat d'accès directement avec le GRD
Date de mise en œuvre	- Déjà mis en œuvre depuis le 1er août 2009 - Mise en place au 1er janvier 2015 de l'automatisation de la détection des rendez-vous non respectés par le GRD et de la systématisation du versement de la pénalité

b. Taux de mises en service (MES) avec déplacement réalisées dans les délais demandés

Calcul	<i>Nombre de MES sur installation existante avec déplacement clôturées durant le mois M réalisées dans le délai demandé (si ce délai est supérieur au délai catalogue du fait de l'utilisateur) ou réalisées dans un délai inférieur ou égal au délai catalogue (si le délai demandé par l'utilisateur est inférieur ou égal au délai catalogue) / Nombre total de mises en service clôturées dans SGE durant le mois M</i>
Périmètre	- Toutes mises en service avec déplacement sur installation existante clôturées dans le mois, hors MES express
Suivi	- Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle

Objectif	Du 1 ^{er} janvier au 31 décembre 2014 : - Objectif de base : 83 % - Objectif cible : 88 % Du 1 ^{er} janvier au 31 décembre 2015 : - Objectif de base : 85 % - Objectif cible : 90 % Du 1 ^{er} janvier au 31 décembre 2016 : - Objectif de base : 87 % - Objectif cible : 92 % Du 1 ^{er} janvier au 31 décembre 2017 : - Objectif de base : 89 % - Objectif cible : 94 %
Incitations	- Malus : 40 000 € par année calendaire par dixième de point en-dessous de l'objectif de base - Bonus : 40 000 € par année calendaire par dixième de point au-dessus de l'objectif cible - Versement au CRCP
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2014

c. Taux d'index électricité relevés et auto-relevés semestriellement :

Calcul	<i>Nombre de compteurs relevés ou auto-relevés semestriellement durant le mois M / Nombre de compteurs à relever semestriellement durant le mois M</i>
Périmètre	- Tous compteurs relevés ou auto-relevés - Compteurs électricité uniquement
Suivi	- Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	- Objectif de base : 94,8 % par année calendaire - Objectif cible : 95,2 % par année calendaire
Incitations	- Malus : 40 000 € par année calendaire par dixième de point en-dessous de l'objectif de base - Bonus : 40 000 € par année calendaire par dixième de point au-dessus de l'objectif cible - Versement au CRCP
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2014

d. Délai de transmission à RTE des courbes de mesure demi-horaires de chaque responsable d'équilibre

Calcul	<i>Taux de respect du délai d'envoi à RTE des Bilans Globaux de Consommation des Responsables d'Equilibre déclarés actifs (avec sites) sur le réseau d'ERDF pour la semaine S-2 en semaine S</i>
Périmètre	Courbes de mesure (CdM) suivantes : - CdM agrégée des consommations de sites à courbe de mesure télé-relevée - CdM agrégée des consommations des sites à index (profilée) - CdM agrégée des productions des sites à courbes de mesure télé-relevée - CdM agrégée des productions des sites à index (profilée)
Suivi	- Fréquence de calcul : trimestrielle - Fréquence de transmission à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle à compter de l'entrée en vigueur des tarifs
Objectif	- Objectif de base : 96 % par année calendaire - Objectif cible : 100 % par année calendaire
Incitations	- Bonus : 50 000 € par année calendaire si la performance est de 100 % - Malus : 5 000 € par année calendaire par dixième de point en-dessous de l'objectif de

	base - Versement au CRCP
Date de mise en œuvre	Mis en œuvre depuis le 1 ^{er} août 2009

e. Taux de réponses aux réclamations dans les 15 jours calendaires

Calcul	$(N1 + N2) / D$ Avec : - N1 : nombre de réclamations, hors réclamations relatives à la qualité d'alimentation, clôturées dans le mois M dont le délai de réponse (date de clôture sous SGE) est inférieur ou égal à 15 jours calendaires après la date de dépôt dans SGE - N2 : nombre de réclamations relatives à la qualité d'alimentation clôturées dans le mois M pour lesquelles une lettre d'attente ou une réponse consistante a été envoyée à une date inférieure ou égale à 15 jours calendaires après la date de dépôt dans SGE - D : nombre de réclamations clôturées dans SGE durant le mois M
Périmètre	- Toutes réclamations envoyées directement par les utilisateurs ou via les fournisseurs dont la réponse doit être faite par le GRD, clôturées dans SGE - Tous médias de transmission de la réclamation, écrit ou oral, saisie dans SGE - Toutes catégories d'utilisateurs - Réclamation clôturée : réclamation pour laquelle une réponse « consistante » (pas d'accusé de réception) a été envoyée par le GRD
Suivi	- Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	Objectif de base : - 85 % du 1 ^{er} janvier 2014 au 31 décembre 2014 - 87 % du 1 ^{er} janvier 2015 au 31 décembre 2015 - 90 % du 1 ^{er} janvier 2016 au 31 décembre 2016 - 95 % à partir du 1 ^{er} janvier 2017
Incitations	- Malus : 40 000 € par année calendaire par dixième de point en-dessous de l'objectif de base - Versement : au CRCP
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2014

f. Nombre de réclamations traitées dans un délai supérieur à 30 jours calendaires

Calcul	<u>Nombre de réclamations clôturées dans SGE durant le mois et dont le délai de réponse (date de clôture dans SGE) est supérieur ou égal à 30 jours calendaires après la date de dépôt dans SGE</u>
Périmètre	- Toutes réclamations envoyées directement par les utilisateurs ou via les fournisseurs dont la réponse doit être faite par le GRD, clôturées dans SGE - Tous médias de transmission de la réclamation, écrit ou oral, saisie dans SGE - Toutes catégories d'utilisateurs - Réclamation clôturée : réclamation pour laquelle une réponse « consistante » (pas d'accusé de réception) a été envoyée par le GRD
Suivi	- Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle
Objectif	100% des réclamations reçues directement des utilisateurs ou <i>via</i> les fournisseurs, traitées dans les 30 jours calendaires
Incitations	- Malus : 30 € pour chaque réclamation non traitée dans les 30 jours - Versement au CRCP
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2014

en œuvre	
----------	--

g. Nombre de pénalités versées pour l'envoi hors délai de propositions de raccordement

Calcul	<i>Nombre de réclamations pour propositions de raccordement non envoyées dans le délai maximum résultant de la qualification de la demande (en conformité avec les procédures de traitement des demandes de raccordement) ayant donné lieu au versement d'une pénalité durant le trimestre</i>
Périmètre	- 100% des propositions de raccordement non envoyées dans les délais, sur réclamation des utilisateurs - Tous les raccordements en injection et en soutirage
Suivi	- Fréquence de calcul : trimestrielle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle
Incitations	- Pénalités : - 30 € pour les raccordements BT ≤ 36 kVA - 100 € pour les raccordements BT > 36 kVA et collectifs en BT - 1 000 € pour les raccordements en HTA - Versement : sur demande, au demandeur de raccordement, ou au mandataire dans le cadre d'un mandat spécial de représentation - Les montants et modalités de versement des pénalités devront apparaître de manière visible et détaillée dans les procédures de raccordements ainsi que dans les documents contractuels
Date de mise en œuvre	Déjà mis en œuvre depuis le 1 ^{er} août 2009

h. Nombre de pénalités versées pour mise à disposition du raccordement non réalisée à la date convenue avec l'utilisateur

Calcul	<i>Nombre de réclamations pour raccordement non mis à disposition à la date convenue avec l'utilisateur ayant donné lieu au versement d'une pénalité durant le trimestre</i>
Périmètre	- 100% des raccordements non mis à disposition à la date convenue avec l'utilisateur, sur réclamation de l'utilisateur - Tous les raccordements en soutirage et en injection
Suivi	- Fréquence de calcul : trimestrielle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle
Incitations	- Pénalités : - 50 € pour les raccordements BT ≤ 36 kVA - 150 € pour les raccordements BT > 36 kVA et collectifs en BT - 1 500 € pour les raccordements en HTA - Les montants et modalités de versement des pénalités devront apparaître de manière visible et détaillée dans les procédures de raccordements ainsi que dans les documents contractuels - Versement : sur réclamation, au demandeur de raccordement, ou au mandataire dans le cadre d'un mandat spécial de représentation
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2014

i. Taux de disponibilité du portail fournisseur

Calcul	<i>Nombre d'heures de disponibilité (hors indisponibilités programmées) durant la semaine S / nombre d'heures d'ouverture du portail SGE (les heures d'ouverture sont de 7h à 19h du lundi au samedi sauf jours fériés) durant la semaine S</i>
Périmètre	- Portail SGE uniquement, toutes fonctionnalités accessibles des fournisseurs - Causes d'indisponibilités : tout fait empêchant, gênant ou ralentissant de façon

	- importante l'utilisation du portail par les fournisseurs, programmé ou non
Suivi	- Fréquence de calcul : hebdomadaire - Fréquence de transmission à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle - Fréquence de calcul de l'incitation : hebdomadaire et annuelle (à compter de l'entrée en vigueur des tarifs)
Objectif	- Objectif de base : 96 % par semaine - Objectif cible : 99 % par année
Incitations	- Malus : 10 000 € par semaine en dessous de l'objectif de base - Bonus : 100 000 € par année par dixième de point au-dessus de l'objectif cible
Date de mise en œuvre	Déjà mis en œuvre depuis le 1 ^{er} août 2009

2.1.2. Indicateurs faisant l'objet d'un suivi

a. Indicateurs relatifs aux interventions

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Fréquence de calcul	Date de mise en œuvre
Taux de résiliations réalisées dans les délais demandés par catégorie d'utilisateurs	Nombre de résiliations à l'initiative de l'utilisateur clôturées et réalisées dans le délai demandé (si ce délai est supérieur au délai catalogue du fait de l'utilisateur) ou dans le délai catalogue (si le délai demandé par l'utilisateur est inférieur ou égal au délai catalogue) / Nombre total de résiliations clôturées et réalisées dans le mois	Mensuelle	1 ^{er} janvier 2014
Taux de résiliations par tranches de délais et par catégorie d'utilisateurs	Nombre d'affaires de résiliation clôturées et réalisées dans le mois dans la tranche de délai prédéfinie / Nombre d'affaires de résiliation clôturées et réalisées dans le mois	Mensuelle	Déjà mis en œuvre
Taux de mises en service réalisées dans les délais demandés par catégorie d'utilisateurs	Nombre de mises en service clôturées et réalisées dans le délai demandé par l'utilisateur (si ce délai est supérieur au délai catalogue du fait de l'utilisateur) ou dans le délai catalogue (si le délai demandé par l'utilisateur est inférieur ou égal au délai catalogue) / Nombre total de mises en service clôturées et réalisées dans le mois	Mensuelle	1 ^{er} janvier 2014
Taux de mises en service par tranche de délais et par catégorie d'utilisateurs	Nombre de mises en service sur installation existante clôturées dans le mois et réalisées dans la tranche de délai prédéfinie / Nombre d'affaires de mises en service	Mensuelle	Déjà mis en œuvre

	clôturées et réalisées dans le mois		
Taux de changements de fournisseurs réalisés par tranche de délai et par catégorie d'utilisateurs	Nombre de changements de fournisseurs clôturés et réalisés dans le mois dans la tranche de délai prédéfinie / Nombre de changements de fournisseur clôturés et réalisés dans le mois	Mensuelle	Déjà mis en œuvre
Taux de changements de fournisseurs réalisés par tranche de délai et par catégorie d'utilisateurs	Nombre de changements de fournisseurs clôturés et réalisés dans le mois dans la tranche de délai prédéfinie / Nombre de changements de fournisseur clôturés et réalisés dans le mois	Mensuelle	Déjà mis en œuvre

b. Indicateurs relatifs à la relation avec les utilisateurs

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Fréquence de calcul	Date de mise en œuvre
Nombre de réclamations reçues par le GRD par nature et par catégorie d'utilisateurs	Nombre de réclamations d'utilisateurs reçues par le GRD durant le trimestre pour chacune des natures suivantes : - Accueil - Qualité du traitement de la prestation demandée - Qualité et continuité de fourniture - Travaux et raccordement - Relève et facturation de l'acheminement	Trimestrielle	Déjà mis en œuvre
Nombre de réclamations reçues par le GRD directement des utilisateurs	Nombre de réclamations envoyées directement par les utilisateurs au GRD durant le trimestre.	Trimestrielle	1 ^{er} janvier 2014
Taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours calendaires par nature et par catégorie d'utilisateurs	Nombre de réclamations clôturées dans le mois dont la date de réponse (date de clôture dans SGE) est inférieure ou égale à 15 jours calendaires après la date de dépôt dans SGE / Nombre de réclamations clôturées dans le mois	Mensuelle	1 ^{er} janvier 2014
Taux de réponse aux réclamations dans les 30 jours calendaires par nature et par catégorie d'utilisateurs	Nombre de réclamations clôturées dans le mois dont la date de réponse (date de clôture dans SGE) est inférieure ou égale à 30 jours calendaires après la date de dépôt dans SGE / Nombre de réclamations clôturées dans le mois	Mensuelle	Déjà mis en œuvre
Taux de réponse aux réclamations dans un délai supérieur à 60 jours	Nombre de réclamations clôturées dans le mois dont la date de réponse (date de	Mensuelle	1 ^{er} janvier 2014

calendaires par nature et par catégorie d'utilisateurs	clôture dans SGE) est supérieure à 60 jours calendaires après la date de dépôt dans SGE / Nombre de réclamations clôturées dans le mois		
Taux de réclamations multiples	Nombre de réclamations multiples pour un même point de connexion et un même type de réclamation / nombre total de réclamations	Mensuelle	1 ^{er} janvier 2015

c. Indicateurs relatifs à la relation avec les fournisseurs

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Fréquence de calcul	Date de mise en œuvre
Taux d'accessibilité de la ligne téléphonique spécialisée fournisseurs	Nombre d'appels servis (appels décrochés par un conseiller) sur la ligne « affaires urgentes » des accueils acheminement durant le trimestre / Nombre d'appels à traiter durant le trimestre sur la ligne « affaires urgentes » des accueils acheminement durant le trimestre	Trimestrielle	Déjà mis en œuvre

d. Indicateurs relatifs à la relève et à la facturation

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Fréquence de calcul	Date de mise en œuvre
Taux de compteurs avec au minimum un relevé sur index réel dans l'année pour les consommateurs BT ≤ 36 kVA	(Nombre de compteurs à relever – Nombre des compteurs avec deux absences à la relève ou plus) / Nombre des compteurs à relever durant le trimestre	Trimestrielle	Déjà mis en œuvre
Taux de relevés mensuels publiés sur index réel pour les consommateurs BT > 36 kVA et HTA en contrat unique	Nombre de compteurs en soutirage BT > 36 kVA et HTA relevés publiés sur index réel durant le mois / Nombre de compteurs en soutirage BT > 36 kVA et HTA à relever durant le mois	Mensuelle	Déjà mis en œuvre
Taux d'absence au relevé 3 fois et plus des consommateurs BT ≤ 36 kVA	Nombre des compteurs non relevés 3 fois et plus en raison de l'absence du client / Nombre de compteurs à relever durant le mois	Trimestrielle	Déjà mis en œuvre
Taux d'index rectifiés pour les consommateurs BT ≤ 36 kVA	Somme des « Redressements Avoirs Factures » pour motif « Redressement d'index » hors source « Fraude » émis durant	Mensuelle	1 ^{er} janvier 2014

	le mois / Somme des relevés du mois		
--	-------------------------------------	--	--

e. Indicateurs relatifs aux raccordements

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Fréquence de calcul	Date de mise en œuvre
Taux d'accessibilité téléphonique des Accueils Raccordement Electricité	Nombre d'appels téléphoniques pris durant le trimestre / Nombre d'appels reçus durant le trimestre	Trimestrielle	Déjà mis en œuvre
Délai moyen d'envoi de la proposition de raccordement par catégorie d'utilisateurs	Somme des délais d'envoi des propositions de raccordement à partir de la qualification de la demande / Nombre de propositions de raccordements émises durant le trimestre	Trimestrielle	Déjà mis en œuvre
Taux de raccordements réalisés par catégorie d'utilisateurs et par tranche de délai de réalisation des travaux	Taux de raccordements réalisés par catégorie d'utilisateurs et par tranche de délai de réalisation de l'étape entre la date de réception de l'accord sur la proposition de raccordement et l'ordre de service de la commune le cas échéant, et la date réelle de mise à disposition pour toutes les affaires dont la mise à disposition est intervenue dans le trimestre	Trimestrielle	Déjà mis en œuvre mais adaptation des tranches de délai
Délai moyen de réalisation des travaux de raccordement par catégorie d'utilisateurs	Somme des délais de réalisation des travaux de raccordement pour toutes les affaires dont la mise à disposition est intervenue dans le trimestre / Nombre total d'affaires dont la mise à disposition est intervenue dans le trimestre	Trimestrielle	1 ^{er} janvier 2014
Taux de propositions de raccordements envoyées hors délais par catégorie d'utilisateurs	Nombre de propositions de raccordement non envoyées dans le délai maximum résultant de la qualification de la demande (en conformité avec les procédures de traitement des demandes de raccordement) / Nombre de propositions de raccordement émises durant le trimestre	Trimestrielle	Déjà mis en œuvre
Taux de respect de la date convenue de mise à disposition des raccordements par catégorie d'utilisateurs	Nombre de raccordements mis à disposition à la date convenue avec l'utilisateur / Nombre de raccordements mis à disposition durant le trimestre	Trimestrielle	Déjà mis en œuvre

Nombre d'indemnités versées au titre du décret n° 2012-38 du 10 janvier 2012 pour les installations de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable d'une puissance \leq 3 kVA pour la partie délai d'envoi de la convention de raccordement	Nombre de réclamations pour dépassement du délai d'envoi de la convention de raccordement fixé par le décret ayant donné lieu au versement de l'indemnité durant le trimestre	Trimestrielle	1 ^{er} janvier 2014
Nombre d'indemnités versées au titre du décret n° 2012-38 du 10 janvier 2012 pour les installations de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable d'une puissance \leq 3 kVA pour la partie délai de réalisation des travaux de raccordement	Nombre de réclamations pour dépassement du délai de réalisation du raccordement fixé par le décret ayant donné lieu au versement de l'indemnité durant le trimestre	Trimestrielle	1 ^{er} janvier 2014

2.2. Entreprises locales de distribution de plus de 100 000 clients et EDF SEI

Les modalités de calcul des indicateurs pourront être adaptées en fonction des spécificités des ELD ou d'EDF SEI.

2.2.1. Indicateurs incités financièrement

a. Rendez-vous planifiés non respectés par le GRD

Calcul	<i>Nombre de réclamations pour rendez-vous planifiés non respectés par le GRD ayant donné lieu au versement d'une pénalité par le GRD durant le trimestre, par catégorie d'utilisateurs</i>
Périmètre	- Tous rendez-vous programmés donc validés par le GRD - Tous rendez-vous pour intervention avec déplacement d'un agent du GRD et nécessitant la présence de l'utilisateur, non respectés du fait du GRD
Suivi	Fréquence de calcul : trimestrielle Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle Fréquence de publication : trimestrielle
Objectif	100% des rendez-vous non tenus signalés par les utilisateurs ou les fournisseurs
Incitations	Montant de pénalités identique à celui facturé par le GRD en cas de non-exécution d'une intervention programmée du fait du client ou du fournisseur (absence au rendez-vous, etc.)
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2014

b. Nombre de pénalités versées pour propositions de raccordement envoyées hors délais

Calcul	<i>Nombre de réclamations pour propositions de raccordement non envoyées dans le délai maximum résultant de la qualification de la demande (en conformité avec les procédures de traitement des demandes de raccordement) ayant donné lieu au versement d'une pénalité durant le trimestre</i>
---------------	--

Périmètre	100% des propositions de raccordement non envoyées dans les délais, sur réclamation client
Suivi	- Fréquence de calcul : trimestrielle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle
Incitations	- Pénalité versée directement aux clients sur réclamation pour chaque délai d'envoi de la proposition de raccordement non tenu, les montants s'élèvent dans ce cas à : - 30 € pour les raccordements BT ≤ 36 kVA - 100 € pour les raccordements BT > 36 kVA et collectifs BT - 1 000 € pour les raccordements HTA - Versement : au demandeur de raccordement, ou au mandataire dans le cadre d'un mandat spécial de représentation - Les montants et modalités de versement des pénalités devront apparaître de manière visible et détaillée dans les procédures de raccordements ainsi que dans les documents contractuels
Date de mise en œuvre	Mise en œuvre : 1 ^{er} janvier 2014

2.2.2. Indicateurs faisant l'objet d'un suivi

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Fréquence de calcul	Date de mise en œuvre
Nombre de réclamations reçues par nature et par catégorie d'utilisateurs	Nombre de réclamations des utilisateurs reçues par le GRD durant le trimestre pour chacune des natures suivantes : - Accueil - Qualité du traitement de la prestation demandée - Qualité et continuité de fourniture - Travaux et raccordement - Relève et facturation de l'acheminement	Trimestrielle	1 ^{er} janvier 2014
Taux de réponse aux réclamations dans les 30 jours	Nombre de réclamations dont la date de réponse est inférieure ou égale à 30 jours calendaires après la date de réception de la réclamation par le distributeur / Nombre de réclamations clôturées durant le trimestre	Trimestrielle	1 ^{er} janvier 2014
Taux de compteurs avec au moins un relevé sur index réel dans l'année pour les consommateurs BT ≤ 36 kVA	(Nombre de compteurs à relever – nombre des compteurs avec deux absences à la relève ou plus) / Nombre des compteurs à relever durant le trimestre	Trimestrielle	1 ^{er} janvier 2014
Taux de propositions de raccordements envoyées hors délais	Nombre de propositions de raccordement non envoyées dans le délai	Trimestrielle	1 ^{er} janvier 2014

par catégorie d'utilisateurs	maximum résultant de la qualification de la demande (en conformité avec les procédures de traitement des demandes de raccordement) / Nombre de propositions de raccordement émises durant le trimestre		
Taux de respect de la date convenue de mise à disposition des raccordements par catégorie d'utilisateurs	Nombre de raccordements mis à disposition à la date convenue avec l'utilisateur / Nombre de raccordements mis à disposition durant le trimestre	Trimestrielle	1 ^{er} janvier 2014

Règles tarifaires pour l'utilisation d'un réseau public d'électricité dans le domaine de tension HTA ou BT

1. Définitions

Pour l'application des présentes règles, les termes mentionnés ci-dessous ont les significations suivantes.

1.1. Absorption de puissance réactive

Transit d'énergie électrique réactive par le point de connexion destiné à desservir l'utilisateur du réseau public d'électricité.

1.2. Alimentations

Lorsqu'un utilisateur est raccordé au(x) réseau(x) public(s) par plusieurs alimentations, il convient contractuellement de la désignation de ses alimentations principales, complémentaires et de secours avec le(s) gestionnaire(s) du (des) réseau(x) public(s) au(x)quel(s) il est connecté.

1.2.1. Alimentation(s) principale(s)

La ou les alimentation(s) principale(s) d'un utilisateur doi(ven)t permettre d'assurer la mise à disposition de l'utilisateur de la puissance de soutirage qu'il a souscrite et/ou de la puissance maximale d'injection convenue en régime normal d'exploitation des ouvrages électriques de l'utilisateur. Le régime normal d'exploitation est convenu contractuellement entre l'utilisateur et le(s) gestionnaire(s) du (des) réseau(x) public(s) au(x)quel(s) il est connecté, dans le respect des engagements de qualité contenus dans le contrat d'accès correspondant.

1.2.2. Alimentation de secours

Une alimentation d'un utilisateur est une alimentation de secours si elle est maintenue sous tension, mais n'est utilisée pour le transfert d'énergie entre le réseau public et les installations d'un ou plusieurs utilisateurs qu'en cas d'indisponibilité de tout ou partie de ses ou de leurs alimentations principales et complémentaires.

La partie dédiée d'une alimentation de secours est la partie des réseaux publics qui n'est traversée que par des flux ayant pour destination un ou plusieurs point(s) de connexion d'une ou plusieurs alimentation(s) de secours de cet utilisateur ou d'un autre utilisateur.

Les flux pris en compte pour établir la partie dédiée des alimentations de secours sont ceux qui s'établissent sous le régime d'exploitation en cas d'indisponibilité de tout ou partie de ses autres alimentations, des ouvrages électriques du ou des utilisateur(s) convenu contractuellement avec le(s) gestionnaire(s) du (des) réseau(x) public(s) au(x)quel(s) il(s) est(sont) connecté(s), compte tenu de la topologie des réseaux publics et quelles que soient les manœuvres d'exploitation auxquelles peuvent procéder leurs gestionnaires.

1.2.3. Alimentation complémentaire

Les alimentations d'un utilisateur qui ne sont ni des alimentations principales ni des alimentations de secours sont les alimentations complémentaires de cet utilisateur.

La partie dédiée d'une alimentation complémentaire d'un utilisateur est la partie des réseaux publics qui n'est traversée que par des flux ayant pour origine ou pour destination un ou plusieurs point(s) de connexion de cet utilisateur.

Les flux pris en compte pour établir la partie dédiée des alimentations complémentaires sont ceux qui s'établissent sous le régime normal d'exploitation des ouvrages électriques de l'utilisateur convenu contractuellement avec le(s) gestionnaire(s) du (des) réseau(x) public(s) au(x)quel(s) il(s) est(sont) connecté(s), compte tenu de la topologie des réseaux publics et quelles que soient les manœuvres d'exploitation auxquelles peuvent procéder leurs gestionnaires.

1.3. Cellule

Une cellule est un ensemble d'appareillages électriques installé dans un poste électrique et qui comprend un appareil de coupure principal (généralement un disjoncteur), un ou plusieurs sectionneurs, des réducteurs de mesures et des dispositifs de protection.

1.4. Classe temporelle

Pour tout tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité, on appelle classe temporelle l'ensemble des heures de l'année durant lesquelles le même coefficient tarifaire s'applique.

1.5. Contrat d'accès au réseau

Le contrat d'accès au réseau est le contrat visé aux articles L. 111-91 à L. 111-95 du code de l'énergie qui a pour objet de définir les conditions techniques, juridiques et financières de l'accès d'un utilisateur à un réseau public de transport ou de distribution en vue de soutirage et/ou d'injection d'énergie électrique. Il est conclu avec le gestionnaire du réseau public soit par l'utilisateur, soit par le fournisseur pour le compte de celui-ci.

1.6. Courbe de mesure

La courbe de mesure est l'ensemble de valeurs moyennes horodatées d'une grandeur mesurée, sur des périodes d'intégration consécutives et de même durée. La courbe de charge est une courbe de mesure de la puissance active soutirée.

Les périodes d'intégration sont des intervalles de temps consécutifs de même durée pendant lesquels sont calculées les valeurs moyennes d'une grandeur électrique variant au cours du temps. Lorsque les présentes règles disposent que des grandeurs sont calculées par période d'intégration, la valeur de ces grandeurs est ramenée pendant chaque période d'intégration à leur valeur moyenne pendant cette période.

1.7. Dispositif de comptage

Le dispositif de comptage est constitué de l'ensemble des compteurs d'énergie active et/ou réactive au point de comptage considéré, des armoires, coffrets ou panneaux afférents, ainsi que, le cas échéant, des équipements complémentaires suivants qui lui sont dédiés : réducteurs de mesure BT, récepteurs de signaux tarifaires, dispositifs de synchronisation, appareils de mise en forme tarifaire des données de comptage, interfaces de communication pour la relève des compteurs, dispositifs de commande pour la limitation de la puissance appelée, boîtes d'essais.

Un compteur évolué est un dispositif de comptage relié aux réseaux de télécommunication, paramétrable et consultable à distance à partir des systèmes d'information administrés par le gestionnaire de réseau public. La relève et le contrôle des flux au point de connexion de l'installation sont assurés de façon automatisée.

1.8. Domaine de tension

Les domaines de tension des réseaux publics de transport et de distribution en courant alternatif sont définis par le tableau ci-dessous :

Tension de connexion (U_n)	Domaine de tension	
$U_n \leq 1 \text{ kV}$	BT Domaine basse tension	
$1 \text{ kV} < U_n \leq 40 \text{ kV}$	HTA 1	Domaine HTA
$40 \text{ kV} < U_n \leq 50 \text{ kV}$	HTA 2	
$50 \text{ kV} < U_n \leq 130 \text{ kV}$	HTB 1	Domaine HTB
$130 \text{ kV} < U_n \leq 350 \text{ kV}$	HTB 2	
$350 \text{ kV} < U_n \leq 500 \text{ kV}$	HTB 3	

Les tarifs applicables aux utilisateurs connectés aux réseaux publics en HTA 2 sont ceux du domaine de tension HTB 1. Dans l'ensemble des présentes règles, les tarifs applicables aux utilisateurs connectés aux réseaux publics en HTA 1 sont intitulés tarifs du domaine de tension HTA.

1.9. Fourniture de puissance réactive

Transit d'énergie électrique réactive par le point de connexion destiné à l'alimentation du réseau public d'électricité par l'utilisateur.

1.10. Index

Les index d'énergies représentent l'intégration temporelle de valeurs efficaces d'une puissance, indépendamment pour chaque quadrant, depuis une origine temporelle choisie.

1.11. Injection de puissance active

Transit d'énergie électrique active par le point de connexion destiné à l'alimentation du réseau public d'électricité par l'utilisateur.

1.12. Jeu de barres

Ensemble triphasé de trois rails métalliques ou de trois conducteurs dont chacun compose un ensemble de points, de tension identique, communs à chaque phase d'un système triphasé et qui permettent la connexion des installations (instruments, lignes, câbles) entre elles. Un jeu de barre n'est pas une liaison (telle que définie ci-dessous) au sens des présentes règles tarifaires.

1.13. Liaison

Une liaison est constituée par un circuit, ensemble de conducteurs et, le cas échéant, du câble de garde.

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.

1.14. Ouvrages de transformation

Les ouvrages de transformation sont les ouvrages des réseaux publics d'électricité qui sont situés à l'interface entre deux domaines de tension différents.

1.15. Points de connexion

Le ou les point(s) de connexion d'un utilisateur au réseau public coïncide(nt) avec la limite de propriété entre les ouvrages électriques de l'utilisateur et les ouvrages électriques du réseau public et correspond(ent) généralement à l'extrémité d'un ouvrage électrique, matérialisée par un organe de coupure. Par organe de coupure, on entend un appareil installé sur un réseau électrique et permettant d'interrompre un courant non nul qui circule entre les deux extrémités de cet appareil.

Pour un utilisateur disposant de plusieurs points de connexion aux réseaux publics en HTA, pour l'application des présentes règles, on considère que tout ou partie de ces points sont confondus, si dans le régime normal d'exploitation des ouvrages électriques de l'utilisateur convenu contractuellement avec le(s) gestionnaire(s) du (des) réseau(x) public(s), ils sont reliés par des ouvrages électriques de cet utilisateur à la tension de connexion.

1.16. Profilage

Système utilisé par les gestionnaires de réseaux publics pour calculer les consommations ou les productions, demi-heure par demi-heure, des utilisateurs pour lesquels la reconstitution des flux n'est pas réalisée à partir d'une courbe de mesure, en vue de la détermination des écarts de leurs responsables d'équilibre. Ce système est basé sur la détermination, pour des catégories d'utilisateurs, de la forme de leur consommation ou production (les profils).

1.17. Puissance active (P)

La puissance active P désigne, en un point quelconque du réseau électrique, le flux d'énergie moyen en régime établi.

1.18. Puissance apparente (S)

La puissance apparente S représente l'amplitude du signal de puissance instantanée en un point quelconque du réseau électrique.

1.19. Puissance réactive (Q) et énergie réactive

La puissance réactive Q est égale à la puissance active que multiplie le rapport $tg \varphi$.

L'énergie réactive désigne l'intégrale de la puissance réactive Q pendant une période de temps déterminée. L'énergie réactive est stockée sous forme de champ électromagnétique dans l'environnement des réseaux électriques, mais n'est pas consommée par ses utilisateurs.

1.20. Rapport tangente phi ($tg \varphi$)

Le rapport tangente phi ($tg \varphi$) mesure, en un point quelconque du réseau électrique, le déphasage des signaux de tension et d'intensité. Le rapport $tg \varphi$ constitue un paramètre important de la conduite et de la sûreté du réseau électrique.

1.21. Soutirage de puissance active

Transit d'énergie électrique active par le point de connexion destiné à desservir l'utilisateur du réseau public d'électricité.

1.22. Utilisateur

Un utilisateur d'un réseau public de transport ou de distribution est toute personne physique ou tout établissement d'une personne morale, notamment gestionnaires de réseaux publics, alimentant directement ce réseau public ou directement desservi par ce réseau. Les circuits d'interconnexion ne sont pas considérés comme des utilisateurs au sens des présentes règles.

2. Structure des tarifs d'utilisation des réseaux publics

Les tarifs ci-après sont exprimés hors tous prélèvements ou taxes applicables à l'utilisation des réseaux électriques publics dont, en particulier, la contribution tarifaire mentionnée au I de l'article 18 de la loi du 9 août 2004 modifiée relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières.

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

- les coûts liés à la constitution de réserves d'exploitation qui comprennent les coûts relatifs à l'acquisition par les gestionnaires de réseaux publics des services système de tenue de la tension et les coûts de constitution des réserves primaires et secondaires de tenue de la fréquence ;
- les coûts relatifs au fonctionnement du dispositif de responsable d'équilibre pour les sites de consommation et/ou de production d'électricité disposant d'un point de connexion aux réseaux publics de transport et de distribution ;
- les coûts de comptage, de contrôle, de relève, de validation, de profilage et de transmission des données de comptage ;
- la part des coûts des prestations annexes réalisées à titre exclusif par les gestionnaires de réseaux publics non couverte par les tarifs de ces prestations ;

- la part des coûts de branchement et d'extension des réseaux publics d'électricité non couverte par les contributions versées aux gestionnaires de réseaux publics lorsque ceux-ci sont maîtres d'ouvrage des travaux de raccordement.

Par exception, certaines prestations spécifiquement identifiées, réalisées à la demande de l'utilisateur ou de son fait, font l'objet d'une facturation séparée, notamment dans les conditions prévues par la (les) délibération(s) tarifaire(s) relative(s) aux prestations annexes réalisées sous le monopole des gestionnaires de réseaux publics d'électricité en vigueur, pour la part de leurs coûts non couverte par les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité définis aux sections 3 à 12 ci-après.

Le contrat d'accès au réseau précise le(s) point(s) de connexion de l'utilisateur au réseau public concerné et le tarif qui y est appliqué. Pour chaque point de connexion, il précise également le domaine de tension de connexion, la puissance de soutirage souscrite par l'utilisateur, le dispositif de comptage employé. La puissance de soutirage souscrite est définie au début d'une période de 12 mois consécutifs pour l'ensemble de cette période. Le contrat d'accès au réseau prévoit les conditions dans lesquelles la puissance de soutirage souscrite peut être modifiée au cours de cette période.

En chaque point de connexion, le prix payé annuellement pour l'utilisation d'un réseau public d'électricité est la somme de :

- la (les) composante(s) annuelle(s) de gestion (CG) ;
- la (les) composante(s) annuelle(s) de comptage (CC) ;
- la composante annuelle des injections (CI) ;
- la composante annuelle des soutirages (CS) ;
- les composantes mensuelles des dépassements de puissance souscrite (CMDPS) ;
- la composante annuelle des alimentations complémentaires et de secours (CACS) ;
- la composante de regroupement conventionnel des points de connexion (CR) ;
- pour les gestionnaires de réseaux publics, la composante annuelle d'utilisation des ouvrages de transformation (CT), la compensation pour exploitation de liaisons à la même tension que le réseau public amont et les écrêtements grand froid ;
- la composante annuelle des dépassements ponctuels programmés (CDPP) ;
- la composante annuelle de l'énergie réactive (CER).

Ces composantes s'appliquent nonobstant toute disposition contraire des cahiers des charges, des conventions de concession et des contrats, notamment celles relatives à la facturation de frais d'exploitation, d'entretien et de renouvellement.

L'énergie à prendre en compte pour calculer les composantes annuelles d'injection et de soutirage en chaque point de connexion est l'énergie correspondant au flux physique au point de connexion concerné, mesurée par période d'intégration par le dispositif de comptage contractuellement convenu.

3. Composante annuelle de gestion (CG)

La composante annuelle de gestion du contrat d'accès aux réseaux couvre les coûts de la gestion des dossiers des utilisateurs, l'accueil physique et téléphonique des utilisateurs, la facturation et le recouvrement. Son montant est fonction des conditions d'établissement de ce contrat par le gestionnaire de réseau public concerné soit directement avec un utilisateur de ce réseau, soit avec le fournisseur exclusif du site d'un utilisateur de ce réseau en application de l'article L. 111-92 du code de l'énergie.

La composante annuelle de gestion d'un contrat d'accès conclu par un fournisseur exclusif est, également, applicable :

- aux consommateurs n'ayant pas fait usage de la faculté prévue à l'article L. 331-1 du code de l'énergie ;
- aux utilisateurs qui bénéficient d'un tarif d'achat antérieur à la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 modifiée.

La composante annuelle de gestion a_1 est établie pour chaque point de connexion d'une ou des alimentation(s) principale(s) et pour chaque contrat d'accès selon le tableau 1 ci-dessous :

Tableau 1

a_1 (€/an)	Contrat d'accès au réseau conclu par l'utilisateur	Contrat d'accès au réseau conclu par le fournisseur
HTA	723,24	69,84
BT > 36 kVA	348,84	55,92
BT ≤ 36 kVA	34,80	9,00

4. Composante annuelle de comptage (CC)

La composante annuelle de comptage couvre les coûts de comptage, de contrôle, de relève, de transmission de données de comptage (celles-ci sont transmises à l'utilisateur ou à un tiers autorisé par lui selon une fréquence minimale définie dans les tableaux 2.1 et 2.2 ci-dessous), et, le cas échéant, de location, d'entretien et d'application des profils aux utilisateurs équipés de compteurs sans enregistrement de la courbe de mesure.

Elle est établie, en fonction des caractéristiques techniques des dispositifs de comptage et des services demandés par l'utilisateur, selon les tarifs ci-après. Les grandeurs mesurées par les appareils de mesure et de contrôle de l'utilisateur doivent permettre le calcul des composantes annuelles du tarif d'utilisation des réseaux publics.

La composante annuelle de comptage est établie pour chaque dispositif de comptage selon les tableaux 2.1 et 2.2 ci-dessous en fonction du régime de propriété du dispositif de comptage.

En l'absence de dispositifs de comptage, les gestionnaires de réseaux publics peuvent prévoir des modalités transparentes et non-discriminatoires d'estimation des flux d'énergie injectés ou soutirés et des puissances souscrites, selon des règles publiées dans leur documentation technique de référence. Dans ce cas, la composante annuelle de comptage est égale à 1,20 €/an.

4.1. Dispositifs de comptage propriété des gestionnaires de réseaux publics ou des autorités organisatrices de la distribution publique d'électricité

La composante annuelle de comptage facturée aux utilisateurs dont le dispositif de comptage est la propriété des gestionnaires de réseaux publics, ou des autorités organisatrices de la distribution publique, est définie dans le tableau 2.1 ci-après, en fonction du domaine de tension, de la puissance de soutirage souscrite et/ou de la puissance maximale d'injection, de son contrôle et des grandeurs mesurées (index ou courbe de mesure).

Tableau 2.1

Domaine de tension	Puissance (P)	Fréquence minimale de transmission	Contrôle de la puissance	Grandeurs mesurées	Composante annuelle de comptage €/an
HTA	-	Mensuelle	Dépassement	Courbe de mesure	1 222,32
				Index	519,36
BT	-	Mensuelle	Dépassement	Courbe de mesure	1 222,32
				Index	402,96
	P > 36 kVA	Mensuelle	Dépassement		321,00
			Disjoncteur	22,92	
	18 kVA < P ≤ 36 kVA	Semestrielle	Disjoncteur	Index	19,08
P ≤ 18 kVA	Semestrielle	Disjoncteur	Index	19,08	
P ≤ 36 kVA	Bimestrielle	Compteur évolué	Index	19,08	

4.2. Dispositifs de comptage propriété des utilisateurs

La composante annuelle de comptage facturée aux utilisateurs propriétaires de leur dispositif de comptage est définie dans le tableau 2.2 ci-après, en fonction du domaine de tension, de la puissance de soutirage souscrite et/ou de la puissance maximale d'injection, de son contrôle et des grandeurs mesurées (index ou courbe de mesure).

Toutefois, pour les utilisateurs raccordés au domaine de tension HTA et les 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, la composante annuelle de comptage facturée à l'utilisateur est définie dans le tableau 2.1 de la section 4.1 ci-dessus, en fonction du domaine de tension, de la puissance de soutirage souscrite et/ou de la puissance maximale d'injection, de son contrôle et des grandeurs mesurées (index ou courbe de mesure).

Tableau 2.2

Domaine de tension	Puissance (P)	Fréquence minimale de transmission	Contrôle de la puissance	Grandeurs mesurées	Composante annuelle de comptage €/an
HTA	-	Mensuelle	Dépassement	Courbe de mesure	572,52
				Index	157,08
BT	-	Mensuelle	Dépassement	Courbe de mesure	572,52
				Index	143,76
	18 kVA < P ≤ 36 kVA	Semestrielle	Disjoncteur		150,00
			Disjoncteur	9,12	
P ≤ 18 kVA	Semestrielle	Disjoncteur	Index	9,12	

5. Composante annuelle des injections (CI)

La composante annuelle des injections est établie en chaque point de connexion, en fonction de l'énergie active injectée sur le réseau public, selon le tableau 3 ci-dessous :

Tableau 3

Domaine de tension	c€/MWh
HTA	0
BT	0

6. Composantes annuelles des soutirages (CS) et composantes mensuelles des dépassements de puissance souscrite (CMDPS) au domaine de tension HTA

Pour l'établissement de leur composante annuelle des soutirages au domaine de tension HTA, les utilisateurs choisissent, pour chaque point de connexion et pour l'intégralité d'une période de 12 mois consécutifs sauf disposition transitoire prévue à la section 14, un des trois tarifs suivants :

- tarif optionnel sans différenciation temporelle ;
- tarif optionnel avec différenciation temporelle à 5 classes ;
- tarif optionnel avec différenciation temporelle à 8 classes.

6.1. Tarif optionnel sans différenciation temporelle

Les utilisateurs choisissent, par multiples de 1 kW, une puissance souscrite $P_{Souscrite}$ pour chacun des points de connexion au domaine de tension HTA pour lesquels ils ont choisi ce tarif.

En chacun de ces points de connexion, la composante annuelle des soutirages est établie selon la formule suivante :

$$CS = a_2 \cdot P_{\text{Souscrite}} + b \cdot \tau^c \cdot P_{\text{Souscrite}} + \sum_{12 \text{ mois}} \text{CMDPS}$$

Le taux d'utilisation τ est calculé à partir de l'énergie active soutirée pendant la période de 12 mois $E_{\text{soutirée}}$ en kWh, de la puissance souscrite $P_{\text{Souscrite}}$ en kW et de la durée de l'année considérée D en heures selon la formule suivante :

$$\tau = \frac{E_{\text{soutirée}}}{D \cdot P_{\text{Souscrite}}}$$

Les coefficients a_2 , b et c employés sont ceux du tableau 4 ci-dessous :

Tableau 4

Domaine de tension	a_2 (€/kW/an)	b (€/kW/an)	c
HTA	21,72	87,19	0,690

6.2. Tarifs optionnels avec différenciation temporelle

Pour chacun de leurs points de connexion au domaine de tension HTA pour lesquels ils ont choisi un tel tarif et pour chacune des n classes temporelles qu'il comporte, les utilisateurs choisissent, par multiples de 1 kW, une puissance souscrite P_i , où i désigne la classe temporelle. Quel que soit i , les puissances souscrites doivent être telles que $P_{i+1} \geq P_i$.

En chacun de ces points de connexion, la composante annuelle des soutirages est établie selon la formule suivante :

$$CS = a_2 \cdot P_{\text{Souscrite pondérée}} + \sum_{i=1}^n d_i \cdot E_i + \sum_{12 \text{ mois}} \text{CMDPS}$$

E_i désigne l'énergie active soutirée pendant la $i^{\text{ème}}$ classe temporelle, exprimée en kWh.

$P_{\text{Souscrite pondérée}}$ désigne la puissance souscrite pondérée, calculée selon la formule suivante :

$$P_{\text{Souscrite pondérée}} = k_1 \cdot P_1 + \sum_{i=2}^n k_i \cdot (P_i - P_{i-1})$$

6.2.1. Tarif HTA optionnel avec différenciation temporelle à 5 classes

Pour le tarif HTA à 5 classes temporelles ($n = 5$), les coefficients a_2 , d_i et k_i employés sont ceux des tableaux 5.1 et 5.2 ci-dessous :

Tableau 5.1

a_2 (€/kW/an)	9,36
-----------------	------

Tableau 5.2

	Heures de pointe (i = 1)	Heures pleines d'hiver (i = 2)	Heures creuses d'hiver (i = 3)	Heures pleines d'été (i = 4)	Heures creuses d'été (i = 5)
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$d_1 = 3,02$	$d_2 = 2,59$	$d_3 = 1,55$	$d_4 = 1,32$	$d_5 = 0,88$
Coefficient pondérateur de puissance	$k_1 = 100 \%$	$k_2 = 92 \%$	$k_3 = 55 \%$	$k_4 = 40 \%$	$k_5 = 12 \%$

Les classes temporelles sont fixées localement par le gestionnaire de réseau public en fonction des conditions d'exploitation des réseaux publics. Elles sont communiquées à toute personne en faisant la demande et publiées sur le site internet du gestionnaire de réseau public ou, à défaut d'un tel site, par tout autre moyen approprié. L'hiver inclut les mois de novembre à mars. L'été inclut les mois d'avril à octobre. Les heures de pointe sont fixées, de décembre à février inclus, à raison de 2 heures le matin dans la plage de 8 heures à 12 heures et de 2 heures de soir dans la plage de 17 heures à 21 heures. Les dimanches sont entièrement en heures creuses. Les autres jours comprennent 8 heures creuses à fixer dans la plage de 21 heures 30 à 7 heures 30.

6.2.2. Tarif HTA optionnel avec différenciation temporelle à 8 classes

Pour le tarif HTA à 8 classes temporelles ($n = 8$), les coefficients a_2 , d_i et k_i employés sont ceux des tableaux 6.1 et 6.2 ci-dessous :

Tableau 6.1

a_2 (€/kW/an)	9,36
-----------------------------------	------

Tableau 6.2

	Heures de pointe (i = 1)	Heures pleines d'hiver (i = 2)	Heures pleines mars et novembre (i = 3)	Heures creuses d'hiver (i = 4)	Heures creuses mars et novembre (i = 5)	Heures pleines d'été (i = 6)	Heures creuses d'été (i = 7)	Juillet-Août (i = 8)
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$d_1 = 3,04$	$d_2 = 2,76$	$d_3 = 2,28$	$d_4 = 1,60$	$d_5 = 1,24$	$d_6 = 1,38$	$d_7 = 0,87$	$d_8 = 1,09$
Coefficient pondérateur de puissance	$k_1 = 100 \%$	$k_2 = 93 \%$	$k_3 = 72 \%$	$k_4 = 56 \%$	$k_5 = 46 \%$	$k_6 = 40 \%$	$k_7 = 21 \%$	$k_8 = 10 \%$

Les classes temporelles sont fixées localement par le gestionnaire de réseau public en fonction des conditions d'exploitation des réseaux publics. Elles sont communiquées à toute personne en faisant la demande et publiées sur le site internet du gestionnaire de réseau public ou, à défaut d'un tel site, par tout autre moyen approprié. L'hiver inclut les mois de décembre, janvier et février. L'été inclut les mois d'avril, mai, juin, septembre et octobre. Les heures de pointe sont fixées, de décembre à février inclus, à raison de 2 heures le matin dans la plage de 8 heures à 12 heures et de 2 heures le soir dans la plage de 17 heures à 21 heures. Les samedis, dimanches et jours fériés sont entièrement en heures creuses. Les autres jours comprennent 6 heures creuses à fixer dans la plage de 23 heures 30 à 7 heures 30. Les mois de juillet et août constituent une unique classe temporelle.

6.3. Composante mensuelle des dépassements de puissance souscrite (CMDPS)

6.3.1. Tarif HTA avec compteurs mesurant les dépassements par période d'intégration de 10 minutes

Pour les utilisateurs auxquels est appliqué un tarif sans différenciation temporelle et dont un point de connexion est équipé d'un compteur mesurant les dépassements de puissance active par rapport à la puissance souscrite par période d'intégration de 10 minutes, les composantes mensuelles de dépassement de puissance souscrite relatives à ce point sont établies chaque mois selon les modalités ci-après :

$$\text{CMDPS} = 0,08 \cdot a_2 \cdot \sqrt{\sum (\Delta P^2)}$$

Pour les utilisateurs auxquels est appliqué un tarif avec différenciation temporelle et dont un point de connexion est équipé d'un compteur mesurant les dépassements de puissance active par rapport à la puissance souscrite par période d'intégration de 10 minutes, les composantes mensuelles de dépassement de puissance souscrite relatives à ce point sont établies chaque mois pour chacune des classes temporelles du mois considéré, selon les modalités ci-après :

$$\text{CMDPS} = \sum_{\text{classes } i \text{ du mois}} 0,15 \cdot k_i \cdot a_2 \cdot \sqrt{\sum (\Delta P^2)}$$

Les dépassements de puissance par rapport à la puissance souscrite ΔP sont calculés par période d'intégration de 10 minutes. Les coefficients a_2 et k_i employés sont ceux des sections 6.1 et 6.2, selon l'option choisie.

6.3.2. Tarifs HTA avec compteur avec indicateur de puissance maximale

Pour les utilisateurs auxquels est appliqué un tarif sans différenciation temporelle et dont un point de connexion est équipé d'un comptage avec indicateur de puissance maximale ou avec enregistreur de puissance, les composantes mensuelles de dépassement de puissance souscrite relatives à ce point sont établies chaque mois à partir de ΔP_{\max} , différence entre la puissance maximale atteinte au cours du mois et la puissance souscrite, selon les modalités ci-après :

$$\text{CMDPS} = 0,7 \cdot a_2 \cdot \Delta P_{\max}$$

Pour les utilisateurs auxquels est appliqué un tarif avec différenciation temporelle et dont un point de connexion est équipé d'un comptage avec indicateur de puissance maximale ou avec enregistreur de puissance, les composantes mensuelles de dépassement de puissance souscrite relatives à ce point sont établies chaque mois à partir des $\Delta P_{(\max)i}$, différences, pour chaque classe temporelle, entre la puissance maximale atteinte au cours du mois pendant la classe temporelle considérée et la puissance souscrite pendant la classe temporelle considérée, selon les modalités ci-après :

$$\text{CMDPS} = \sum_{\text{classes } i \text{ du mois}} 1,6 \cdot k_i \cdot a_2 \cdot \Delta P_{(\max)i}$$

Les coefficients a_2 et k_i employés sont ceux des sections 6.1 et 6.2, selon l'option choisie.

7. Composantes annuelles des soutirages (CS) et composantes mensuelles des dépassements de puissance souscrite (CMDPS) au domaine de tension BT

7.1. Composantes annuelles des soutirages et composantes mensuelles des dépassements de puissance souscrite au domaine de tension BT au-dessus de 36 kVA

Pour l'établissement de leur composante annuelle des soutirages au domaine de tension BT strictement supérieur à 36 kVA, les utilisateurs choisissent pour l'intégralité d'une période de 12 mois consécutifs sauf disposition transitoire prévue à la section 14, un des deux tarifs avec différenciation temporelle suivants : moyenne utilisation et longue utilisation.

Pour chacune des classes temporelles définies à la section 7.1.1 et à la section 7.1.2, et pour chacun de leurs points de connexion aux domaines de tension BT strictement supérieur à 36 kVA, les utilisateurs

choisissent, par multiples de 1 kVA, une puissance souscrite apparente S_i où i désigne la classe temporelle.

Lorsque le contrôle des dépassements est effectué sur la puissance souscrite active, celle-ci est égale à la puissance souscrite apparente multipliée par 0,93.

Lorsque le contrôle des dépassements de la puissance souscrite apparente est assuré par un disjoncteur à l'interface avec le réseau public, la puissance souscrite apparente est égale à la puissance de réglage de l'équipement de surveillance qui commande le disjoncteur.

En outre, quel que soit i , les puissances souscrites apparentes doivent être telles que $S_{i+1} \geq S_i$. En chacun de ces points de connexion, la composante annuelle des soutirages est établie selon la formule suivante :

$$CS = a_2 \cdot S_{\text{Souscrite pondérée}} + \sum_{i=1}^n d_i \cdot E_i + \sum_{12 \text{ mois}} \text{CMDPS}$$

E_i désigne l'énergie active soutirée pendant la $i^{\text{ème}}$ classe temporelle, exprimée en kWh.

$S_{\text{Souscrite pondérée}}$ désigne la puissance souscrite apparente pondérée, calculée selon la formule suivante :

$$S_{\text{Souscrite pondérée}} = k_1 \cdot S_1 + \sum_{i=2}^n k_i \cdot (S_i - S_{i-1})$$

7.1.1. Tarif BT > 36 kVA longue utilisation

Pour le tarif BT > 36 kVA longue utilisation à 5 classes temporelles ($n = 5$), deux puissances souscrites apparentes au plus peuvent être appliquées à un même utilisateur. Les coefficients a_2 , k_i et d_i employés sont ceux des tableaux 7.1 et 7.2 ci-dessous :

Tableau 7.1

a_2 (€/kVA/an)	21,12
------------------------------------	-------

Tableau 7.2

	Heures de pointe (i = 1)	Heures pleines d'hiver (i = 2)	Heures creuses d'hiver (i = 3)	Heures pleines d'été (i = 4)	Heures creuses d'été (i = 5)
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$d_1 = 3,62$	$d_2 = 3,62$	$d_3 = 2,50$	$d_4 = 1,94$	$d_5 = 1,49$
Coefficient pondérateur de puissance	$k_1 = 100 \%$	$k_2 = 95 \%$	$k_3 = 49 \%$	$k_4 = 31 \%$	$k_5 = 8 \%$

Les classes temporelles sont fixées localement par le gestionnaire de réseau public en fonction des conditions d'exploitation des réseaux publics. Elles sont communiquées à toute personne en faisant la demande et publiées sur le site internet du gestionnaire de réseau public ou, à défaut d'un tel site, par tout autre moyen approprié. L'hiver inclut les mois de novembre à mars. L'été inclut les mois d'avril à octobre. Les heures de pointe sont fixées de décembre à février inclus, à raison de 2 heures le matin dans la plage de 8 heures à 12 heures et de 2 heures le soir dans la plage de 17 heures à 21 heures. Tous les jours comprennent 8 heures creuses consécutives ou fractionnées en deux périodes comprises dans les plages de 12 heures à 16 heures et de 21 heures 30 à 7 heures 30.

7.1.2. Tarif BT > 36 kVA moyenne utilisation

Pour le tarif BT > 36 kVA moyenne utilisation à 4 classes temporelles ($n = 4$), les puissances souscrites apparentes doivent être telles que $S_1 = S_2 = S_3 = S_4$. Les coefficients a_2 et d_i employés sont ceux des tableaux 8.1 et 8.2 ci-dessous :

Tableau 8.1

a_2 (€/kVA/an)	12,00
------------------------------------	-------

Tableau 8.2

	Heures pleines d'hiver (i = 1)	Heures creuses d'hiver (i = 2)	Heures pleines d'été (i = 3)	Heures creuses d'été (i = 4)
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$d_1 = 4,27$	$d_2 = 3,11$	$d_3 = 2,21$	$d_4 = 1,64$

Les classes temporelles sont fixées localement par le gestionnaire de réseau public en fonction des conditions d'exploitation des réseaux publics. Elles sont communiquées à toute personne en faisant la demande et publiées sur le site internet du gestionnaire de réseau public ou, à défaut d'un tel site, par tout autre moyen approprié. L'hiver inclut les mois de novembre à mars. L'été inclut les mois d'avril à octobre. Tous les jours comprennent 8 heures creuses consécutives ou fractionnées en deux périodes comprises dans les plages de 12 heures à 16 heures et de 21 heures 30 à 7 heures 30.

7.1.3. Composante mensuelle des dépassements de puissance souscrite (CMDPS)

Tarif BT > 36 kVA avec compteur
à dépassement de puissance active

Pour les utilisateurs BT au-dessus de 36 kVA ayant choisi le tarif longue utilisation et dont un point de connexion est équipé d'un compteur mesurant les dépassements de puissance active par rapport à la puissance souscrite active par période d'intégration de 10 minutes, les composantes mensuelles de dépassement de puissance souscrite relatives à ce point sont établies chaque mois pour chacune des classes temporelles du mois considéré, selon les modalités ci-après :

$$CMDPS = \sum_{\text{classes } i \text{ du mois}} 0,15 \cdot k_i \cdot a_2 \cdot \sqrt{\sum (\Delta P^2)}$$

Les dépassements de puissance par rapport à la puissance souscrite ΔP sont calculés par période d'intégration de 10 minutes. Les coefficients a_2 et k_i employés sont ceux de la section 7.1.1.

Pour les utilisateurs BT au-dessus de 36 kVA ayant choisi le tarif moyenne utilisation et dont un point de connexion est équipé d'un compteur mesurant les dépassements de puissance active par rapport à la puissance souscrite par période d'intégration de 10 minutes, les composantes mensuelles de dépassement de puissance souscrite relatives à ce point sont établies chaque mois pour chacune des classes temporelles du mois considéré, selon les modalités ci-après :

$$CMDPS = 0,15 \cdot a_2 \cdot \sqrt{\sum (\Delta P^2)}$$

Les dépassements de puissance, ΔP , par rapport à la puissance souscrite au moment du dépassement sont calculés par période d'intégration de 10 minutes. Le coefficient a_2 employé est celui de la section 7.1.2.

Tarif BT > 36 kVA avec compteur
à dépassement de puissance apparente

Pour les utilisateurs BT au-dessus de 36 kVA dont un point de connexion est équipé de compteurs mesurant les dépassements, ΔS , entre la puissance apparente observée toutes les minutes en moyenne quadratique glissante et la puissance souscrite, les composantes mensuelles de dépassement de puissance apparente souscrite relative à ce point sont établies chaque mois, pour chacune des classes temporelles du mois considéré sur la base de la durée de dépassement h (en heures) et selon la formule ci-après :

$$CMDPS = 11,11.h$$

7.2. Composante annuelle des soutirages au domaine de tension BT jusqu'à 36 kVA inclus

Pour l'établissement de la composante annuelle de leurs soutirages au domaine de tension BT jusqu'à la puissance souscrite de 36 kVA incluse, les utilisateurs choisissent, pour l'intégralité d'une période de 12 mois consécutifs sauf disposition transitoire prévue à la section 14, un des trois tarifs suivants :

- courte utilisation ;
- moyenne utilisation avec différenciation temporelle ;
- longue utilisation.

Pour le tarif de leur choix, ils définissent une puissance souscrite, $P_{Souscrite}$, par multiples de 1 kVA.

Lorsque le contrôle des dépassements de la puissance souscrite est assuré par un disjoncteur à l'interface avec le réseau public, la puissance souscrite est égale à la puissance de réglage de l'équipement de surveillance qui commande le disjoncteur.

En chacun des points de connexion au domaine de tension BT jusqu'à la puissance souscrite de 36 kVA incluse, la composante annuelle des soutirages est établie selon la formule suivante :

$$CS = a_2 \cdot P_{Souscrite} + \sum_{i=1}^n d_i \cdot E_i$$

E_i désigne l'énergie soutirée pendant la $i^{\text{ème}}$ classe temporelle, exprimée en kWh et $P_{Souscrite}$ désigne la puissance souscrite égale à la puissance de réglage de l'équipement de surveillance qui commande le disjoncteur.

7.2.1. Tarif BT \leq 36 kVA courte utilisation

Pour le tarif courte utilisation, $n = 1$ et les coefficients a_2 et d_1 employés sont ceux du tableau 9 ci-dessous :

Tableau 9

Puissance souscrite (P)	a_2 (€/kVA/an)	d_1 (c€/kWh)
$P \leq 9$ kVA	3,60	3,50
9 kVA < $P \leq 18$ kVA	6,48	3,24
18 kVA < P	12,96	2,60

7.2.2. Tarif BT \leq 36 kVA moyenne utilisation avec différenciation temporelle

Pour le tarif moyenne utilisation avec différenciation temporelle, $n = 2$ et les coefficients a_2 , d_1 et d_2 employés sont ceux du tableau 10 ci-dessous :

Tableau 10

Puissance souscrite (P)	a_2 (€/kVA/an)	d_1 Heures pleines (c€/kWh)	d_2 Heures creuses (c€/kWh)
$P \leq 9$ kVA	4,32	3,94	2,44
9 kVA < $P \leq 18$ kVA	7,32	3,53	2,19

18 kVA < P	14,04	2,96	1,84
----------------------	-------	------	------

Les classes temporelles sont fixées localement par le gestionnaire de réseau public en fonction des conditions d'exploitation des réseaux publics. Elles sont communiquées à toute personne en faisant la demande et publiées sur le site internet du gestionnaire de réseau public ou, à défaut d'un tel site, par tout autre moyen approprié. Les heures creuses sont au nombre de 8 par jour, sont éventuellement non contiguës, et doivent être fixées dans les plages de 12 heures à 17 heures et de 20 heures à 8 heures.

7.2.3. Tarif BT ≤ 36 kVA longue utilisation

Pour l'application du tarif longue utilisation, en l'absence de dispositifs de comptage, les gestionnaires de réseaux publics peuvent prévoir des modalités transparentes et non discriminatoires d'estimation des flux d'énergie soutirés et des puissances souscrites.

Le pas de souscription de puissance est de 0,1 kVA, $n = 1$ et les coefficients a_2 et d_1 employés sont ceux du tableau 11 ci-dessous :

Tableau 11

	a_2 (€/kVA/an)	d_1 (c€/kWh)
Longue utilisation	57,24	1,35

8. Composante annuelle des alimentations complémentaires et de secours (CACS)

Les alimentations complémentaires et de secours établies à la demande des utilisateurs font l'objet d'une facturation selon les modalités ci-dessous. La composante annuelle des alimentations complémentaires et de secours (CACS) est égale à la somme de ces composantes.

8.1. Alimentations complémentaires

Les parties dédiées des alimentations complémentaires d'un utilisateur font l'objet d'une facturation des ouvrages électriques qui la composent. Cette facturation est établie en fonction de la longueur de ces parties dédiées selon le barème suivant :

Tableau 12

Domaine de tension	Cellules (€/cellule/an)	Liaisons (€/km/an)
HTA	3 145,50	Liaisons aériennes : 858,05 Liaisons souterraines : 1 287,08

8.2. Alimentations de secours

Les parties dédiées des alimentations de secours d'un utilisateur font l'objet d'une facturation des ouvrages électriques qui la composent. Cette facturation est établie en fonction de la longueur de ces parties dédiées selon le barème du tableau 12 ci-dessus. La puissance souscrite sur les alimentations de secours est inférieure ou égale à la puissance souscrite sur les alimentations principales.

Lorsqu'une alimentation de secours est partagée entre plusieurs utilisateurs, la facturation des parties dédiées des alimentations de secours et traversées par des flux ayant pour destination des points connexion de plusieurs utilisateurs est répartie entre ces utilisateurs au prorata des puissances qu'ils ont souscrites sur cette alimentation de secours.

Lorsque l'alimentation de secours est au même domaine de tension que l'alimentation principale et qu'à la demande de l'utilisateur, elle a été raccordée à un transformateur du réseau public différent du transformateur utilisé pour son alimentation principale, la facturation des parties dédiées des alimentations de secours est égale à la somme de la composante résultant de l'application du barème du tableau 12 ci-dessus et de la composante établie selon le barème du tableau 13 ci-dessous, correspondant à la tarification de la réservation de puissance de transformation :

Tableau 13

Domaine de tension de l'alimentation	€/kW/an ou €/kVA/an
HTA	6,14
BT	6,39

Lorsque l'alimentation de secours est à un domaine de tension différent de celui de l'alimentation principale, la facturation annuelle des alimentations de secours est égale à la somme de la composante résultant de l'application du barème du tableau 12 ci-dessus et de la composante établie selon le barème du tableau 14 ci-dessous, correspondant à la tarification du réseau électrique public permettant le secours à un domaine de tension inférieur.

Lorsque l'alimentation de secours, qui est à un domaine de tension différent de celui de l'alimentation principale, est équipée d'un compteur mesurant les dépassements de puissance active par rapport à la puissance souscrite pour l'alimentation de secours par période d'intégration de 10 minutes, la composante mensuelle de dépassement de puissance souscrite pour l'alimentation de secours est établie chaque mois selon les modalités ci-après :

$$CMDPS = \alpha \cdot \sqrt{\sum (\Delta P^2)}$$

Tableau 14

Domaine de tension de l'alimentation principale	Domaine de tension de l'alimentation de secours	Prime fixe (€/kW/an)	Part énergie (c€/kWh)	α (c€/kW)
HTB 2	HTA	7,96	1,71	63,94
HTB 1	HTA	2,77	1,71	22,69
HTA	BT	-	-	-

9. Composante de regroupement (CR)

Un utilisateur connecté à un réseau public en plusieurs points de connexion au même réseau public dans le même domaine de tension HTA et équipé de compteurs à courbe de mesure pour chacun de ces points peut, s'il le souhaite, bénéficier du regroupement conventionnel de tout ou partie de ces points pour l'application de la tarification décrite aux sections 5 et 6, moyennant le paiement d'une composante de regroupement. Dans ce cas, la composante annuelle des injections (CI), la composante annuelle des soutirages (CS), les composantes mensuelles de dépassements de puissance souscrite (CMDPS), la composante annuelle de dépassement ponctuels programmés (CDPP) et la composante annuelle de l'énergie réactive (CER) sont établies sur la base de la somme des flux physiques mesurés aux points de connexion concernés. La possibilité de regrouper conventionnellement les points de connexion à un même réseau public est limitée au périmètre d'une même concession de distribution pour les gestionnaires de réseaux publics de distribution et à celui d'un même site pour les autres utilisateurs.

Le regroupement des flux d'énergie réactive des points de connexion n'est possible que dans les cas où ces points de connexion satisfont aux conditions mentionnées dans la documentation technique de référence des gestionnaires de réseaux publics.

La composante de regroupement (CR) est établie en fonction de la longueur du réseau électrique public existant permettant physiquement ce regroupement, indépendamment des conditions d'exploitation et de la capacité de transit disponible sur les réseaux permettant le regroupement. Le montant de cette composante est calculé selon la formule suivante, en fonction de $P_{\text{Souscrite regroupée}}$, la puissance souscrite pour l'ensemble des points conventionnellement regroupés et de l , la plus petite longueur totale des ouvrages électriques du réseau public concerné permettant physiquement le regroupement.

$$CR = l \cdot k \cdot P_{\text{Souscrite regroupée}}$$

Le coefficient k est défini par le tableau 15 suivant :

Tableau 15

Domaine de tension	k (€/kW/km/an)
HTA	Liaisons aériennes : 0,48 Liaisons souterraines : 0,69

10. Dispositions spécifiques relatives aux composantes annuelles des soutirages (CS) des gestionnaires de réseaux publics de distribution

Pour les points de connexion raccordés au domaine de tension HTA, les dispositions spécifiques relatives aux composantes annuelles des soutirages des gestionnaires de réseaux publics de distribution sont prévues à la section 9 des tarifs d'utilisation d'un réseau public d'électricité dans le domaine de tension HTB. Dans ce cadre, les dispositions transitoires prévues à la section 13.1 des tarifs d'utilisation d'un réseau public d'électricité dans le domaine de tension HTB sont applicables au calcul de la composante annuelle des soutirages applicable au domaine de tension HTB 1.

10.1. Composante annuelle d'utilisation des ouvrages de transformation (CT)

Un gestionnaire de réseau public de distribution qui exploite en aval de son point de connexion une ou plusieurs liaisons, aériennes ou souterraines, au même domaine de tension que la tension aval du transformateur auquel il est relié directement, sans l'intermédiaire d'une liaison en amont de son point de connexion, peut demander à bénéficier de la composante annuelle des soutirages (CS) applicable au domaine de tension directement supérieur à celui applicable au point de connexion. Il doit dans ce cas acquitter une composante annuelle d'utilisation des ouvrages de transformation, reflétant le coût des transformateurs et des cellules. Cette composante est calculée selon la formule suivante, en fonction de sa puissance souscrite $P_{\text{Souscrite}}$.

$$CT = k \cdot P_{\text{Souscrite}}$$

Le coefficient k employé est celui défini dans le tableau 16 ci-dessous :

Tableau 16

Domaine de tension du point de connexion	Domaine de tension de la tarification appliquée	k (€/kW/an)
BT	HTA	7,96

Cette faculté peut être combinée avec celle de procéder au regroupement tarifaire, selon les modalités de la section 9. Dans ce cas, il est procédé d'abord à l'application de la tarification au domaine de tension supérieur à chaque point de connexion, puis au regroupement tarifaire susmentionné.

10.2. Compensation pour exploitation de liaisons à la même tension que le réseau public amont

Un gestionnaire de réseau public de distribution qui exploite en aval de son point de connexion des liaisons au même domaine de tension que les liaisons situées en amont de ce point de connexion bénéficie de cette compensation lorsque la tarification qui est appliquée au point de connexion considéré est celle du domaine de tension de ce point.

Dans ce cas, la composante annuelle des soutirages (CS) de ce point de connexion est calculée selon la formule suivante, avec :

- l_1 , la longueur totale de la (des) liaison(s) exploitée(s) au domaine de tension N par le gestionnaire de réseau public de distribution ;
- l_2 , la longueur totale de la (des) liaison(s) exploitée(s) au domaine de tension N par le gestionnaire du réseau public auquel il est connecté qui est (sont) strictement nécessaire(s) pour relier son point de connexion au(x) transformateur(s) de ce gestionnaire nécessaire(s) pour garantir la puissance souscrite

en schéma normal d'exploitation défini dans la documentation technique de référence du gestionnaire du réseau public amont ;

- $CT_{N/N+1}$ est la composante annuelle d'utilisation des ouvrages de transformation entre les domaines de tension $N+1$ et N définie à la section 10.1.

$$CS = \frac{l_2}{l_1 + l_2} CS_N + \frac{l_1}{l_1 + l_2} (CS_{N+1} + CT_{N/N+1})$$

10.3. Ecrêtement grand froid

Les gestionnaires de réseaux publics de distribution peuvent bénéficier de la part du gestionnaire de réseau public amont auquel ils sont connectés d'un écrêtement de leurs dépassements de puissance en cas de froid très rigoureux. Cette disposition est mise en œuvre selon des modalités transparentes et non-discriminatoires.

11. Composante annuelle de dépassements ponctuels programmés (CDPP)

Pour des dépassements ponctuels programmés pour travaux pendant la période du 1^{er} mai au 31 octobre et notifiés préalablement au gestionnaire de réseau public, un utilisateur dont un point de connexion, non exclusivement alimenté ou desservi par une (des) alimentation(s) de secours, est équipé d'un compteur à courbe de mesure et connecté en HTA, peut demander l'application d'un barème spécifique pour le calcul de sa composante de dépassements de puissance souscrite relative à ce point de connexion.

Dans ce cas, pendant la période durant laquelle ce barème est appliqué, les dépassements de puissance par rapport à la puissance souscrite font l'objet de la facturation suivante, qui se substitue à la facturation des dépassements de puissance souscrite définie à la section 6.3.

$$CDPP = k \cdot \sum \Delta P$$

Les dépassements de puissance par rapport à la puissance souscrite ΔP sont calculés par période d'intégration de 10 minutes. Le facteur k applicable est défini dans le tableau 17 ci-dessous :

Tableau 17

Domaine de tension	k (c€/kW)
HTA	0,374

Les utilisateurs produisent à l'appui de leur demande d'application du barème spécifique pour le calcul de la composante de dépassements de puissance souscrite, tout élément permettant de justifier de la réalité des travaux à réaliser sur leurs installations électriques. Lorsque cette demande émane d'un gestionnaire de réseau public de distribution et que celle-ci est la conséquence d'une demande d'un utilisateur raccordé à son réseau, le gestionnaire de réseau public de distribution transmet les éléments précités au gestionnaire du réseau public amont, et fournit la demande de puissance maximale de l'utilisateur qui sera à retrancher des dépassements du gestionnaire de réseau public de distribution et à facturer selon les modalités applicables aux dépassements ponctuels programmés.

L'application de cette disposition est limitée pour chaque point de connexion à au plus une fois par année calendaire, pour une utilisation d'au plus 14 jours non fractionnables. Pour le décompte du nombre d'applications de cette disposition par point de connexion, les applications réalisées à la demande des gestionnaires de réseaux publics de distribution ne sont pas prises en compte quand elles sont la conséquence d'une demande d'un utilisateur connecté à leur réseau. Les jours non utilisés ne peuvent pas être reportés.

Le gestionnaire de réseau public, ou le cas échéant le gestionnaire du réseau public amont, peut refuser à un utilisateur ou suspendre l'application de cette disposition, en raison des contraintes d'exploitation qu'il prévoit sur le réseau public qu'il exploite. Ce refus ou cette suspension est motivé et notifié parallèlement à la Commission de régulation de l'énergie.

12. Composante annuelle de l'énergie réactive (CER)

En l'absence de dispositifs de comptages permettant d'enregistrer les flux physiques d'énergie réactive, les gestionnaires de réseaux publics peuvent prévoir dans leur documentation technique de référence des modalités transparentes et non discriminatoires d'estimation de ces flux.

Les dispositions des sections 12.1 et 12.2 ne s'appliquent pas aux points de connexion situés à l'interface entre deux réseaux publics d'électricité.

12.1. Flux de soutirage

Lorsque les flux physiques d'énergie active en un point de connexion sont des flux de soutirage, les gestionnaires de réseaux publics fournissent gratuitement l'énergie réactive :

- à concurrence du rapport $tg \varphi_{max}$ défini dans le tableau 18 ci-dessous, du 1^{er} novembre au 31 mars, de 6 heures à 22 heures du lundi au samedi ;
- par exception, pour les points de connexion où l'utilisateur a opté pour un tarif avec différenciation temporelle, jusqu'à concurrence du rapport $tg \varphi_{max}$ défini dans le tableau 18 ci-dessous, pendant les heures de pointe et les heures pleines d'hiver ainsi que les heures pleines de novembre et mars des options à 8 classes temporelles ;
- sans limitation en dehors de ces périodes.

Pendant les périodes soumises à limitation, l'énergie réactive absorbée dans les domaines de tension HTA et BT au-dessus de 36 kVA au-delà du rapport $tg \varphi_{max}$ est facturée selon le tableau 18 ci-dessous :

Tableau 18

Domaine de tension	Rapport $tg \varphi_{max}$	c€/kvar.h
HTA	0,4	1,83
BT > 36 kVA	0,4	1,92

12.2. Flux d'injection

Lorsque les flux physiques d'énergie active en un point de connexion sont des flux d'injection, et que l'installation n'est pas régulée en tension, l'utilisateur s'engage, d'une part, à ne pas absorber de puissance réactive dans le domaine de tension BT et, d'autre part, à fournir ou à absorber dans le domaine de tension HTA une quantité de puissance réactive déterminée par le gestionnaire du réseau public et fixée en fonction de la puissance active livrée au gestionnaire du réseau public, selon les règles publiées dans la documentation technique de référence du gestionnaire de réseau public de distribution.

Dans le domaine de tension BT, pour les installations de puissance supérieure à 36 kVA, l'énergie réactive absorbée est facturée selon le tableau 19 ci-dessous.

Dans le domaine de tension HTA, l'énergie réactive fournie ou absorbée au-delà du rapport $tg \varphi_{max}$ ou en deçà du rapport $tg \varphi_{min}$ est facturée selon le tableau 19 ci-dessous.

Cependant, en dessous d'un seuil de faible production mensuel, est facturée selon le tableau 19 ci-dessous l'énergie réactive fournie ou absorbée en deçà du rapport $tg \varphi_{min}$ ou au-delà d'un seuil de réactif mensuel.

Le gestionnaire de réseau public de distribution fixe le seuil de faible production et le seuil de réactif mensuel. Il détermine les valeurs $tg \varphi_{max}$ et $tg \varphi_{min}$ des seuils du rapport $tg \varphi$ par plage horaire.

Tableau 19

Domaine de tension	c€/kvar.h
HTA	1,83
BT > 36 kVA	1,92

Lorsque les flux physiques d'énergie active en un point de connexion sont des flux d'injection, que l'installation est régulée en tension, et que l'utilisateur ne bénéficie pas d'un contrat tel que prévu à l'article L. 321-12 du code de l'énergie, celui-ci s'engage à maintenir la tension au point de connexion de son installation dans une plage déterminée par le gestionnaire du réseau public et fixée selon les règles publiées dans la documentation technique de référence du gestionnaire du réseau public auquel il est connecté.

Lors d'une excursion de la tension en dehors de sa plage contractualisée, l'utilisateur est facturé selon le tableau 20 ci-dessous de l'écart entre l'énergie réactive que son installation a effectivement fournie ou absorbée et celle qu'il aurait dû fournir ou absorber pour maintenir la tension dans la plage contractuelle de sa convention d'exploitation, dans la limite de ses capacités constructives définies par les diagrammes [U, Q] de sa convention de raccordement. Ces éléments sont établis selon les règles publiées dans la documentation technique de référence du gestionnaire de réseau public de distribution.

Tableau 20

Domaine de tension	c€/kvar.h
HTA	1,83

12.3. Dispositions spécifiques relatives à la composante annuelle de l'énergie réactive entre deux gestionnaires de réseaux publics d'électricité

À chaque point de connexion qu'ils partagent, les gestionnaires de réseaux publics s'engagent contractuellement sur la quantité d'énergie réactive qu'ils échangent, fixée en fonction de l'énergie active transitée, selon les règles publiées dans la documentation technique de référence du gestionnaire amont.

L'énergie réactive fournie au-delà du rapport $tg \varphi_{max}$ ou absorbée en deçà du rapport $tg \varphi_{min}$ est facturée par point de connexion selon le tableau 21 ci-dessous.

Les valeurs $tg \varphi_{max}$ et $tg \varphi_{min}$ des seuils du rapport $tg \varphi$ par point de connexion sont convenues contractuellement par plage horaire entre gestionnaires de réseaux publics. Le terme contractualisé $tg \varphi_{max}$ est inférieur à 0,4 et tient compte, par défaut, des valeurs historiques du rapport $tg \varphi$ constatées.

Tableau 21

Domaine de tension	c€/kvar.h
HTA	1,83

Les valeurs $tg \varphi_{max}$ et $tg \varphi_{min}$ des seuils du rapport $tg \varphi$ par point de connexion sont convenues contractuellement par plage horaire entre gestionnaires de réseaux publics.

À défaut d'accord, le terme contractualisé $tg \varphi_{max}$ est égal à la « valeur historique », définie comme étant la valeur maximale des $tg \varphi$ mensuelles constatée au point de connexion au cours des hivers 2006 à 2009, sans pouvoir excéder 0,4. Lorsque, à la date d'entrée en vigueur des présentes règles tarifaires, la valeur de ce terme contractualisé $tg \varphi_{max}$ est supérieure à la « valeur historique », le terme contractualisé $tg \varphi_{max}$ est progressivement abaissé jusqu'à celle-ci par des baisses annuelles de 0,05. Ces baisses annuelles cessent de s'appliquer dès lors que le terme contractualisé $tg \varphi_{max}$ est inférieur ou égal à 0,2.

Dans un délai d'un an après l'entrée en vigueur des présentes règles tarifaires, les gestionnaires de réseau concernés adaptent leur documentation technique de référence pour préciser les principes fixant les modalités d'évolution de cette valeur contractualisée, en prenant en compte, d'une part, des possibilités dont peut raisonnablement disposer le gestionnaire de réseau public de distribution aval pour maîtriser le réactif soutiré par son réseau et, d'autre part, des contraintes de tension identifiées, à un horizon de 5 à 10 ans, par le gestionnaires du réseau public amont.

Par dérogation, deux gestionnaires de réseaux publics peuvent contractualiser sur la base de seuils de puissance réactive fixes exprimés en MVAR par point de connexion. La documentation technique de référence applicable précise les modalités de détermination de ces seuils et de contrôle du respect de ces seuils à un pas de temps suffisamment représentatif. Ces modalités tiennent compte de la nature des

contraintes de tension, identifiées à un horizon de 5 à 10 ans, ainsi que des possibilités dont peut raisonnablement disposer le gestionnaire de réseau public de distribution pour maîtriser l'énergie réactive fournie ou soutirée par son réseau.

13. Indexation de la grille tarifaire

Chaque année N à compter de l'année 2014, le niveau des composantes définies par les tableaux 1 à 2.2 et 4 à 21 ci-dessus sont ajustées mécaniquement le 1^{er} août de l'année N , à l'exception des coefficients pondérateurs de puissance des composantes de soutirage ainsi que des coefficients c des tableaux 4, 5.2, 6.2 et 7.2.

La grille tarifaire en vigueur à compter du 1^{er} août de l'année N est obtenue en ajustant la grille tarifaire en vigueur le mois précédent de l'évolution de l'indice des prix à la consommation hors tabac, d'un facteur d'évolution des coûts et d'un facteur d'apurement du compte de régulation des charges et des produits (CRCP).

La grille tarifaire est ajustée mécaniquement du pourcentage suivant :

$$Z_N = IPC_N + K_N$$

Z_N : pourcentage d'évolution, arrondi au dixième de pourcent le plus proche, de la grille tarifaire en vigueur à compter du 1^{er} août de l'année N par rapport à celle en vigueur le mois précédent.

IPC_N : pourcentage d'évolution, entre la valeur moyenne de l'indice mensuel des prix à la consommation hors tabac sur l'année calendaire $N-1$ et la valeur moyenne du même indice sur l'année calendaire $N-2$, tel que publié par l'INSEE (identifiant : 000641194).

K_N : facteur d'apurement du CRCP pour l'année N , calculé sur la base du solde du CRCP au 31 décembre de l'année $N-1$ et des apurements déjà réalisés. La valeur absolue du coefficient K_N est plafonnée à 2 %.

Lors de l'ajustement des grilles tarifaires, les règles d'arrondi sont les suivantes :

- les coefficients des parties fixes des composantes annuelles des soutirages ainsi que des composantes annuelles de gestion et de comptage sont arrondis au centime d'euro divisible par 12 le plus proche ;
- les autres coefficients soumis à l'ajustement sont arrondis au centième le plus proche de l'unité dans laquelle ils sont exprimés.

14. Dispositions transitoires relatives à la mise en œuvre des présentes règles tarifaires

Pendant les six premiers mois d'application des présentes règles tarifaires, les utilisateurs (ou les tiers autorisés par eux) choisissent, pour chaque point de connexion, leur option tarifaire sans qu'ils aient à respecter des périodes de 12 mois consécutifs depuis leur précédent choix d'option tarifaire. Cette disposition ne s'applique pas à la souscription de puissance de soutirage. Cette disposition ne peut être activée qu'une seule fois et avec prise d'effet à date de réalisation.

Du 1^{er} janvier 2014 au 31 juillet 2014 et pour le domaine de tension BT jusqu'à la puissance souscrite de 36 kVA incluse, la composante de soutirage des utilisateurs, ayant choisi avant le 1^{er} janvier 2014 le tarif moyenne utilisation, est établie selon la formule suivante :

$$CS = a_2 \cdot P_{\text{Souscrite}} + \sum_{i=1}^n d_i \cdot E_i$$

E_i désigne l'énergie soutirée pendant la $i^{\text{ème}}$ classe temporelle, exprimée en kWh et $P_{\text{Souscrite}}$ désigne la puissance souscrite égale à la puissance de réglage de l'équipement de surveillance qui commande le disjoncteur.

Pour le tarif moyenne utilisation, $n = 1$ et les coefficients a_2 et d_1 employés sont ceux du tableau 22 ci-dessous :

Tableau 22

Puissance souscrite (P)	a_2 (€/kVA/an)	d_1 (c€/kWh)
$P \leq 9$ kVA	3,60	3,50
9 kVA < $P \leq 18$ kVA	6,48	3,24
18 kVA < P	12,96	2,60

Pour le domaine de tension BT jusqu'à la puissance souscrite de 36 kVA incluse, les utilisateurs dont la composante de soutirage est établie, au 31 juillet 2014, sur la base du tarif moyenne utilisation sont réputés avoir choisi le tarif courte utilisation à compter du 1^{er} août 2014.

Fait à Paris, le 13 novembre 2013

Pour la Commission de régulation de l'énergie,
Le président,

Philippe de LADOUCKETTE