



Paris, le 6 novembre 2012

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

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

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

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

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

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

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

Les tarifs en vigueur font l'objet de recours en annulation devant le conseil d'Etat. Ces recours portent sur la différenciation temporelle et saisonnière des tarifs ainsi que sur la méthodologie de calcul des charges de capital d'ERDF. A ce jour, la décision du conseil d'Etat n'a pas été rendue.

Cette troisième consultation publique vise à recueillir l'avis des parties prenantes sur les demandes d'évolutions tarifaires des opérateurs, sur les évolutions du cadre de régulation et sur les évolutions de la nouvelle structure de la grille tarifaire.

Les parties intéressées sont invitées à transmettre leur contribution au plus tard le 10 décembre 2012.

Table des matières

A. Charges à couvrir par les tarifs	6
1. Demandes des opérateurs.....	6
1.1. RTE.....	6
1.2. ERDF.....	7
2. Analyses et orientations de la CRE concernant le niveau tarifaire.....	9
2.1. Charges de capital	9
2.1.1. Trajectoire d'investissement.....	9
2.1.2. Remises d'ouvrages et participations de tiers.....	10
2.1.3. Base d'actifs régulés.....	10
2.1.4. Coût moyen pondéré du capital.....	11
2.1.5. Rémunération des subventions d'investissement de RTE.....	12
2.1.6. Trajectoires de charges de capital.....	12
2.2. Charges nettes d'exploitation de RTE	13
2.2.1. Charges nettes de fonctionnement.....	13
2.2.2. Charges liées à l'exploitation du système électrique.....	13
2.2.3. Recettes liées à l'allocation des capacités d'interconnexion.....	15
2.3. Charges nettes d'exploitation d'ERDF	16
2.3.1. Charges nettes de fonctionnement.....	16
2.3.2. Charges liées à l'exploitation du système électrique.....	16
2.3.3. Produits extratarifaires.....	17
2.4. Comptes de régulation	18
2.4.1. Compte régulé de financement des interconnexions.....	18
2.4.2. Apurement du compte de régulation des charges et produits à la fin du TURPE 3.....	18
2.5. Volumes d'énergie acheminée	19
2.6. Simulation de hausses tarifaires par les services	19
B. Cadre de régulation	20
1. Evolution annuelle des tarifs.....	20
2. Compte de régulation des charges et des produits.....	20
2.1. Principes de fonctionnement	21
2.2. Périmètre	21
2.2.1. Recettes issues des prestations annexes créées au cours de la période tarifaire.....	21
2.2.2. Redevances de concession et contributions au financement des aides aux collectivités territoriales pour l'électrification rurale.....	22
3. Régulation incitative	22
3.1. Charges d'exploitation maîtrisables	22
3.2. Qualité d'alimentation	23
3.2.1. RTE.....	23
3.2.2. ERDF.....	24
3.3. Qualité de service	25
3.3.1. Contexte.....	25
3.3.2. Indicateurs incités financièrement – ERDF.....	26
3.3.3. Autres indicateurs faisant l'objet d'un suivi – ERDF.....	29
3.3.4. Régulation incitative de la qualité de service – ELD & EDF SEI.....	30
3.4. Pertes sur les réseaux	30
3.5. Investissements d'interconnexion	32
3.5.1. Analyse des positions des acteurs.....	32

3.5.2. Améliorations du mécanisme proposées par la CRE.....	33
3.6. Investissements sous maîtrise d'ouvrage d'ERDF.....	36
3.6.1. Coûts unitaires.....	36
3.6.2. Respect de la trajectoire d'investissement.....	37
3.6.3. Projet de comptage évolué.....	37
3.7. La recherche et développement, les investissements innovants et les réseaux électriques intelligents.....	38
3.7.1. La CRE accompagne le développement des réseaux électriques intelligents	38
3.7.2. Le cadre tarifaire.....	39
C. Structure et règles tarifaires.....	40
1. Tarifs de transport.....	41
2. Tarifs de distribution.....	44
3. Autres sujets relatifs à la structure tarifaire	46
4. Règles tarifaires.....	49
D. Modalités de la consultation publique.....	50
Annexe 1 : Lexique	51
Annexe 2 : Services système.....	52
Annexe 3 : Classes temporelles des grilles de la version projet de la composante de soutirage du tarif pour les utilisateurs raccordés en HTB2 ou en HTB1	54
Annexe 4 : Projet de règles tarifaires pour l'utilisation des réseaux publics d'électricité.....	55
1. Définitions	55
1.1. <i>Absorption de puissance réactive</i>	55
1.2. <i>Alimentations</i>	55
1.2.1. Alimentation(s) principale(s).....	55
1.2.2. Alimentation de secours	55
1.2.3. Alimentation complémentaire	55
1.3. <i>Cellule</i>	56
1.4. <i>Classe temporelle</i>	56
1.5. <i>Contrat d'accès au réseau</i>	56
1.6. <i>Courbe de mesure</i>	56
1.7. <i>Dispositif de comptage</i>	56
1.8. <i>Domaine de tension</i>	57
1.9. <i>Fourniture de puissance réactive</i>	57
1.10. <i>Index</i>	57
1.11. <i>Injection de puissance active</i>	57
1.12. <i>Jeu de barres</i>	57
1.13. <i>Liaison</i>	57
1.14. <i>Ouvrages de transformation</i>	57
1.15. <i>Points de connexion</i>	58
1.16. <i>Profilage</i>	58
1.17. <i>Puissance active (P)</i>	58
1.18. <i>Puissance apparente (S)</i>	58
1.19. <i>Puissance réactive (Q) et énergie réactive</i>	58
1.20. <i>Rapport tangente phi (tg φ)</i>	58

1.21. Soutirage de puissance active.....	58
1.22. Utilisateur.....	59
2. Structure des tarifs d'utilisation des réseaux publics.....	59
3. Composante annuelle de gestion (CG).....	60
4. Composante annuelle de comptage (CC).....	61
4.1. Dispositifs de comptage propriété des gestionnaires de réseaux publics ou des autorités organisatrices de la distribution publique d'électricité.....	61
4.2. Dispositifs de comptage propriété des utilisateurs.....	61
5. Composante annuelle des injections (CI).....	62
6. Composantes annuelles des soutirages (CS) et composantes mensuelles des dépassements de puissance souscrite (CMDPS) aux domaines de tension HTB.....	63
6.1. Composante annuelle des soutirages (CS).....	63
6.1.1. Tarif HTB 3.....	63
6.1.2. Tarif HTB 2.....	63
6.1.3. Tarif HTB 1.....	65
6.2. Composantes mensuelles des dépassements de puissance souscrite (CMDPS).....	67
7. Composantes annuelles des soutirages (CS) et composantes mensuelles des dépassements de puissance souscrite (CMDPS) au domaine de tension HTA.....	68
7.1. Tarif optionnel sans différenciation temporelle.....	68
7.2. Tarifs optionnels avec différenciation temporelle.....	68
7.2.1. Tarif HTA optionnel avec différenciation temporelle à 5 classes.....	69
7.2.2. Tarif HTA optionnel avec différenciation temporelle à 8 classes.....	70
7.3. Composante mensuelle des dépassements de puissance souscrite (CMDPS).....	70
7.3.1. Tarif HTA avec compteurs mesurant les dépassements par période d'intégration de 10 minutes.....	70
7.3.2. Tarifs HTA avec compteur avec indicateur de puissance maximale.....	71
8. Composantes annuelles des soutirages (CS) et composantes mensuelles des dépassements de puissance souscrite (CMDPS) au domaine de tension BT.....	71
8.1. Composantes annuelles des soutirages et composantes mensuelles des dépassements de puissance souscrite au domaine de tension BT au-dessus de 36 kVA.....	71
8.1.1. Tarif BT > 36 kVA longue utilisation.....	72
8.1.2. Tarif BT > 36 kVA moyenne utilisation.....	73
8.1.3. Composante mensuelle des dépassements de puissance souscrite (CMDPS).....	73
8.2. Composante annuelle des soutirages au domaine de tension BT jusqu'à 36 kVA inclus.....	74
8.2.1. Tarif BT ≤ 36 kVA courte utilisation.....	74
8.2.2. Tarif BT ≤ 36 kVA moyenne utilisation.....	75
8.2.3. Tarif BT ≤ 36 kVA moyenne utilisation avec différenciation temporelle.....	75
8.2.4. Tarif BT ≤ 36 kVA longue utilisation.....	75
9. Composante annuelle des alimentations complémentaires et de secours (CACS).....	75
9.1. Alimentations complémentaires.....	76
9.2. Alimentations de secours.....	76
10. Composante de regroupement (CR).....	77
11. Dispositions spécifiques relatives aux composantes annuelles des soutirages (CS) des gestionnaires de réseaux publics de distribution.....	78
11.1. Composante annuelle d'utilisation des ouvrages de transformation (CT).....	78
11.2. Compensation pour exploitation de liaisons à la même tension que le réseau public amont.....	79
11.3. Ecrêtement grand froid.....	79
12. Composante annuelle de dépassements ponctuels programmés (CDPP).....	79
13. Composante annuelle de l'énergie réactive (CER).....	80
13.1. Flux de soutirage.....	80

13.2. Flux d'injection	81
13.3. Dispositions spécifiques relatives à la composante annuelle de l'énergie réactive entre deux gestionnaires de réseaux publics d'électricité	82
14. Indexation de la grille tarifaire.....	83
14.1. Domaine de tension HTB.....	83
14.2. Domaines de tension HTA et BT.....	83
14.3. Règles d'arrondi	84
15. Disposition transitoire relative à la mise en œuvre des présentes règles tarifaires.....	84

A. Charges à couvrir par les tarifs

1. Demandes des opérateurs

1.1. RTE

Le tableau ci-dessous résume la trajectoire financière proposée par RTE et les évolutions tarifaires demandées.

	2013	2014	2015	2016
Charges nettes à tarifier (M€ courant)	4 277	4 417	4 539	4 737
Evolutions du tarif au 1 ^{er} août de chaque année	5,2%	3,0%	3,0%	3,0%

RTE a retenu un taux de rémunération de 7,25% nominal avant impôt dans sa demande.

La trajectoire demandée par RTE équivaut au revenu tarifaire moyen sur la période du TURPE 4 suivant :

Moyenne des charges à tarifier sur la période (M€ courant)	4 492
Evolution du tarif au 1 ^{er} août 2013, en supposant le tarif constant au-delà	9,1%

RTE indique inscrire ses demandes dans le contexte de croissance des besoins d'investissements sur le réseau public de transport sur la période 2013-2016, tout en préservant la maîtrise des grands équilibres financiers, notamment de la trajectoire d'endettement de l'entreprise et donc de sa capacité d'action pour adapter et renouveler les actifs du réseau à moyen et long terme.

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

Les principaux facteurs de hausse sont :

- l'accroissement de la base d'actifs régulés (BAR), lié à la hausse tendancielle des investissements ;
- la baisse de l'annuité du compte de régulation des charges et des produits (CRCP) de la période du TURPE 3, à déduire des charges à couvrir sur la prochaine période tarifaire ;
- une augmentation diffuse des charges d'exploitation ;
- les demandes additionnelles de l'opérateur concernant les charges de capital :
 - la modification du calcul de la BAR pour rémunérer une BAR à mi-année ;
 - la rémunération des immobilisations en cours au coût moyen pondéré du capital (CMPC) ;
 - l'application d'un taux de rémunération spécifique aux actifs financés par des subventions.
- la demande de l'opérateur concernant la suppression du décalage entre la période prise en compte pour fixer les charges de l'opérateur et celle sur laquelle il perçoit les recettes tarifaire couvrant ces charges.

Les principaux facteurs de baisse sont :

- l'entrée en vigueur du dispositif d'Accès Régulé à l'Electricité Nucléaire Historique (ARENH) pour le gestionnaire de réseau entraînant une baisse du coût lié à la compensation des pertes sur les réseaux ;
- la diminution des dépenses de sécurisation à partir de 2013 ;
- la demande de l'opérateur d'affecter l'ensemble des recettes d'interconnexion en baisse du tarif et de restituer le solde du compte régulé de financement des interconnexions (CRFI) constitué sur la période du TURPE 3.

Objectifs de productivité proposés par RTE

RTE indique poursuivre ses efforts de productivité sur la prochaine période tarifaire, en limitant à l'inflation la hausse des dépenses qu'il juge contrôlables (autres achats et services - hors programme de sécurisation) à périmètre constant. Par ailleurs, à périmètre constant, la demande de RTE intègre une évolution moyenne des effectifs de l'ordre de -0,3% par an.

Cet objectif de productivité proposé par RTE se traduirait par une évolution de l'enveloppe des charges d'exploitation maîtrisables telle que définie dans le cadre du TURPE 3 d'environ 3,9% par an. Pour mémoire, les charges d'exploitation maîtrisables de RTE ainsi définies représentent environ 30% du revenu tarifaire.

Ces éléments correspondent à la demande de l'opérateur et feront l'objet d'analyses complémentaires que conduira la CRE avant d'établir sa décision tarifaire définitive.

Taux de rémunération de la base d'actifs régulés

RTE a revu les paramètres de calcul du CMPC et a proposé une fourchette de taux de rémunération comprise entre 7,24% et 9,21%.

Le taux de rémunération retenu par l'opérateur dans sa demande est de 7,25% nominal avant impôt.

1.2. ERDF

Le tableau ci-dessous résume la trajectoire financière proposée par ERDF et les évolutions tarifaires demandées.

	2013	2014	2015	2016
Charges nettes à tarifier (M€ courant)	12 490	12 782	13 219	13 649
Évolutions du tarif au 1 ^{er} août de chaque année	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%

ERDF a retenu un taux de rémunération de 7,6% nominal avant impôt dans sa demande.

Cette demande représente la demande d'évolution du tarif au périmètre ERDF et n'intègre pas les évolutions des demandes relatives à la hausse du péage RTE et à la hausse de la demande EDF Systèmes Electriques Insulaires (EDF SEI). De plus, la demande d'ERDF n'intègre pas les impacts du projet de comptage évolué.

Au total, la demande de couverture des charges d'EDF SEI s'élève en moyenne à 484 M€ sur la période 2013-2016.

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

En prenant en compte les effets du péage RTE et de la demande d'EDF SEI, la trajectoire demandée par ERDF équivaut au revenu tarifaire moyen sur la période du TURPE 4 suivant :

Moyenne des charges à tarifier sur la période (M€ courant)	13 394
Evolution du tarif au 1 ^{er} août 2013, en supposant le tarif constant au-delà	8,7%

Les projections financières communiquées par ERDF sont le reflet de différents facteurs de hausse et de baisse.

Les principaux facteurs de hausse sont :

- les évolutions et les contraintes réglementaires croissantes sur les dépenses d'exploitation de l'opérateur ;
- l'augmentation de la BAR, liée à la hausse tendancielle de l'ensemble des investissements sur les réseaux publics de distribution ;
- la baisse de l'annuité du CRCP entre la période du TURPE 3 et la période du TURPE 4 (cette annuité se déduit des charges à couvrir) ;
- les demandes de l'opérateur concernant les charges de capital :
 - le passage d'une BAR de début d'année à une BAR de mi-année ;
 - la rémunération des immobilisations en cours au taux sans risque ;
 - la révision du taux de rémunération de la BAR.
- la demande de l'opérateur concernant la suppression du décalage entre la période prise en compte pour fixer les charges de l'opérateur et celle sur laquelle il perçoit les recettes tarifaire couvrant ces charges.

Les principaux facteurs de baisse sont :

- l'entrée en vigueur du dispositif ARENH pour le gestionnaire de réseau entraînant une baisse du coût lié à la compensation des pertes sur les réseaux ;
- le réajustement à la hausse, par rapport au TURPE 3, des prévisions d'apports externes (remises d'ouvrages, participations de tiers et contributions de raccordement), déduits des charges à couvrir.

Objectifs de productivité proposés par ERDF

ERDF indique continuer la maîtrise de l'évolution des dépenses que l'opérateur qualifie de contrôlables (achats et services et charges de personnel, retraités des dépenses induites par des éléments non contrôlables ou nouveaux) en limitant leur évolution à 1,7% par an, soit un niveau inférieur à l'inflation, dans un contexte d'accroissement du nombre de consommateurs et de producteurs, et donc du réseau public de distribution.

Cet objectif de productivité proposé par ERDF se traduirait par une évolution de l'enveloppe des charges d'exploitation maîtrisables telle que définie dans le cadre du TURPE 3 d'environ 2,5% par an. Pour mémoire, les charges d'exploitation maîtrisables d'ERDF ainsi définies représentent environ 36% du revenu tarifaire.

Ces éléments correspondent à la demande de l'opérateur et feront l'objet d'analyses complémentaires que conduira la CRE avant d'établir sa décision tarifaire définitive.

Taux de rémunération de la base d'actifs régulés

ERDF a demandé la réévaluation à la hausse de son CMPC. Cette demande s'appuie notamment sur le fait que l'opérateur considère que :

- les comparaisons montrent que le taux actuel est plus faible que la moyenne constatée en Europe ;
- son risque spécifique a augmenté (*bêta* des actifs et *spread* de financement) ;
- la part des fonds propres dans la structure financière normative est estimée plus proche de 50%.

2. Analyses et orientations de la CRE concernant le niveau tarifaire

2.1. Charges de capital

2.1.1. Trajectoire d'investissement

a. RTE

Les hypothèses d'investissement présentées par RTE mi-2012 sont les suivantes (en M€ courant) :

2013	2014	2015	2016
1 500	1 609	1 711	1 769

RTE estime que les principaux besoins s'articulent autour de l'arrivée de nouvelles sources de production, de la transition énergétique, de l'intégration des marchés européens et des capacités d'interconnexion avec les réseaux voisins, de la qualité d'alimentation, de la sécurité et de la sûreté d'exploitation du réseau.

La pertinence de cette trajectoire sera analysée dans le cadre de l'approbation du programme d'investissements de RTE en cohérence notamment avec le schéma décennal de développement du réseau ainsi que du *Ten-year network development plan* élaboré par ENTSO-E.

b. ERDF

La trajectoire prévisionnelle d'investissement présentée par ERDF se décompose selon les finalités suivantes (en M€ courant) :

Finalité	2013	2014	2015	2016
Raccordements et renforcements	1 634	1 689	1 716	1 744
Règlementation, sécurité des tiers et voirie	440	447	455	461
Outils de travail et moyens d'exploitation	297	270	263	269
Qualité et modernisation du réseau	1 034	1 107	1 150	1 152
Total	3 405	3 513	3 584	3 626

Nota bene : cette trajectoire n'intègre pas les investissements liés au projet de comptage évolué d'ERDF.

Selon ERDF, cette trajectoire et ses composantes dépendent des hypothèses exogènes fixées par l'Etat, notamment en matière d'intégration des énergies renouvelables ou de développement des véhicules électriques, ou d'autres dispositifs réglementaires.

Sur la période 2013-2016, les investissements d'ERDF pourraient ainsi s'élever à environ 14,1 Md€ dont 4,4 Md€ dédiés à l'amélioration de la performance et à la modernisation du réseau.

Les investissements « qualité et modernisation » devraient atteindre 1,15 Md€ en 2016 contre 0,6 Md€ en 2009 soit une augmentation de 90%. D'après ERDF, sur la période 2013-2016, ces montants d'investissement « qualité et modernisation » pourraient permettre, à politique publique identique :

- de déposer plus de 20 000 km de réseau aérien HTA, dont 13 000 km de réseau HTA aérien dans le cadre du Plan Aléas Climatiques, afin d'améliorer la sécurisation des réseaux en cas de tempête ;
- de poser 10 000 organes de manœuvre télécommandés afin de diminuer la durée moyenne de coupure ;
- de rénover 540 demi-rames de postes source ;
- de remplacer près de 6 000 km de câbles HTA souterrains isolés au papier imprégné d'huile.

ERDF a par ailleurs indiqué que les investissements de raccordement et de renforcement ont été dimensionnés afin d'accueillir sur les réseaux environ 2,3 millions de nouveaux utilisateurs sur la période 2013-2016, dont environ 160 000 bornes de recharge pour les véhicules électriques et environ 180 000 producteurs.

ERDF estime que « *cette trajectoire n'est soutenable financièrement qu'accompagnée d'un taux de rémunération réévalué* ».

La CRE constate que la trajectoire d'investissement « qualité et modernisation » présentée par ERDF est en retrait d'environ 600 M€ par an par rapport à celle des trajectoires présentées par ERDF en 2008 lors de l'élaboration du TURPE 3 qui a été retenue dans le rapport sur la « qualité de l'électricité » publié par la CRE en octobre 2010. Elle est en revanche cohérente avec une des trajectoires alternatives présentées par ERDF lors de l'élaboration du TURPE 3.

A la différence du transport, la loi n'a pas confié à la CRE la 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 n'ont, à ce jour, pas été organisées dans l'ensemble des départements.

En tout état de cause, les charges de capital sont incluses dans le périmètre du CRCP (cf. partie B.2), 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.

2.1.2. Remises d'ouvrages et participations de tiers

Dans le cadre du TURPE 2 et du TURPE 3, les ouvrages remis à ERDF par les autorités concédantes sont intégrés à la BAR d'ERDF pour la totalité de leur montant et sont, en contrepartie, déduits des charges de capital.

De la même façon, les ouvrages financés en tout ou partie par des participations de tiers sont pour la totalité de leur montant intégrés à la BAR d'ERDF. En contrepartie, les montants de participations sont déduits des charges à tarifier.

ERDF a présenté comme hypothèse de travail les trajectoires de remises d'ouvrages et de participations de tiers suivantes :

En M€ courant	2013	2014	2015	2016
Participations de tiers	130	107	100	100
Remises d'ouvrages	985	1 020	1 055	1 090

Selon ces hypothèses de travail, les travaux réalisés par les autorités concédantes devraient notamment conduire à la dépose d'environ 14 000 km de réseau BT fil nu.

Il convient de rappeler que les écarts entre ces hypothèses de travail et la trajectoire réalisée feront l'objet d'un ajustement *via* le CRCP.

2.1.3. Base d'actifs régulés

Dans le cadre du TURPE 3, la valeur de la BAR est calculée à partir de la valeur nette comptable des actifs. La date conventionnelle d'entrée des actifs dans la BAR est fixée au 1^{er} janvier de l'année suivant leur mise en service. La BAR progresse au rythme des investissements mis en service et diminue des dotations aux amortissements couvertes par le tarif. Les immobilisations ayant bénéficié de la réévaluation de 1976, sont

incluses dans la BAR à leur valeur d'acquisition (hors réévaluation). De plus, les immobilisations en cours sont rémunérées au coût de la dette, dans la mesure où les activités régulées concernées financent des investissements dont la phase de dépenses avant mise en service s'étale sur une durée longue. A ce titre, seules les immobilisations en cours de RTE font l'objet d'une rémunération. Cette rémunération est déterminée sur la base de la méthodologie généralement retenue pour les intérêts intercalaires, avec la prise en compte d'un taux d'intérêt comparable au coût de la dette.

a. Base d'actifs régulés de RTE

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

Compte tenu de ces principes, la BAR de RTE au 1^{er} janvier évolue comme suit sur la période (en M€ courant) :

2013	2014	2015	2016
11 654	12 114	12 688	13 332

RTE demande la rémunération d'une BAR à mi-année pour le prochain tarif, ce qui, compte tenu de l'évolution structurelle de la BAR majore la rémunération du capital.

b. Base d'actifs régulés d'ERDF

Depuis le TURPE 2, la CRE a posé comme principe général que la valeur des actifs à retenir dans la BAR devait être dissociée de leur mode de financement. Il en découle toutefois la nécessité de veiller à ce que le gestionnaire de réseau ne perçoive pas une double rémunération associée à ces actifs, d'où les modalités suivantes de calcul de la BAR :

- déduction de la valeur nette des apports historiques antérieurs au 31 décembre 2004 ;
- déduction des subventions d'investissement ;
- à partir du 1^{er} janvier 2005, entrée des actifs dans la BAR pour la totalité de leur montant et en contrepartie, déduction des remises d'ouvrages et des participations de tiers de l'année des charges de capital.

La part des dotations aux amortissements relatives aux apports historiques est déduite des dotations aux amortissements industriels couverts par le tarif. En conséquence, le stock des apports historiques retranchés de la BAR diminue au fil du temps.

Compte tenu de ces principes, la BAR d'ERDF au 1^{er} janvier évolue comme suit au cours de la période (en M€ courant) :

2013	2014	2015	2016
36 044	38 424	40 820	43 198

ERDF demande la rémunération d'une BAR estimée au 1^{er} juillet, ce qui, compte tenu de la trajectoire structurelle de la BAR majore la rémunération du capital.

2.1.4. Coût moyen pondéré du capital

Le CMPC retenu dans le cadre du TURPE 3 est de 7,25% nominal avant impôt.

Comme pour chaque nouvelle proposition tarifaire, la CRE examine les différents paramètres intervenant dans le calcul du CMPC et les fourchettes de valeurs qui en résultent. Elle a notamment :

- confié une étude à un consultant extérieur sur le CMPC pour les infrastructures électriques et gazières menée durant l'été 2011 ;
- mené régulièrement en interne des travaux d'évaluation des paramètres du CMPC.

A ce stade, pour la prochaine période tarifaire, la CRE s'oriente vers une fourchette de valeurs comprises entre 7% et 7,5% (nominal avant impôt) pour le CMPC rémunérant la BAR des opérateurs.

Pour chiffrer les charges de capital des opérateurs dans le présent document, la CRE a retenu comme hypothèse de travail un CMPC de 7,25% nominal avant impôt.

2.1.5. Rémunération des subventions d'investissement de RTE

Comme indiqué ci-dessus, la BAR de RTE est diminuée des subventions d'investissement. RTE demande qu'une rémunération forfaitaire de 2% lui soit accordée sur la valeur nette comptable des subventions pour tenir compte, selon l'opérateur, des frottements fiscaux relatifs aux subventions privées (principalement pour les raccordements) et pour l'inciter à faire ses meilleurs efforts pour obtenir des subventions notamment auprès de l'Union européenne.

Les principes tarifaires en vigueur dans tous les tarifs prévoient la déduction des subventions d'investissement de la BAR, à l'exception des effets des mécanismes incitatifs pour le tarif de transport de gaz.

La CRE considère qu'une solution similaire pourrait être retenue dans le cadre du TURPE 4. Le mécanisme incitatif envisagé pour les interconnexions pourrait ainsi prendre en compte l'octroi de la subvention européenne dans le calcul de la performance du gestionnaire de réseau.

Concernant les autres subventions, la CRE n'est pas favorable à la demande de l'opérateur.

2.1.6. Trajectoires de charges de capital

Les deux opérateurs ont également demandé la modification de la rémunération des immobilisations en cours (IEC) :

- RTE souhaite passer d'une rémunération au coût de la dette à une rémunération au CMPC ;
- ERDF souhaite passer d'une absence de rémunération à une rémunération au taux sans risque.

Les demandes cumulées des opérateurs concernant la rémunération des IEC, la prise en compte d'une BAR à mi-année, et la rémunération des subventions pour RTE correspondent à un effet à la hausse du taux de rémunération d'environ 70 points de base pour RTE et 30 points de base pour ERDF.

2.2. Charges nettes d'exploitation de RTE

M€ courants	Moyenne 2009-2012 (1)	Moyenne 2009-2012 (2)	2013	2014	2015	2016	Moyenne 2013-2016
Charges nettes d'exploitation	2922	2845	3034	3087	3119	3213	3113
Evolution				1,7%	1,0%	3,0%	9,4%
dont charges nettes de fonctionnement	1837	1840	2006	2062	2092	2152	2078
dont charges liées au système électrique	1150	1097	1099	1095	1096	1130	1105
dont produits extra-tarifaires	-64	-91	-71	-70	-69	-69	-70

(1) Moyenne prévisionnelle réinflatée

(2) Moyenne Réalisé-Estimé

La moyenne des charges nettes d'exploitation présentée par RTE pour la prochaine période tarifaire évolue de +9,4% par rapport à la moyenne des charges d'exploitation réalisées au cours de la période du TURPE 3. Le taux de croissance annuel moyen prévu entre 2013 et 2016 est de +1,9%.

2.2.1. Charges nettes de fonctionnement

RTE explique l'augmentation prévisionnelle de ses charges d'exploitation par plusieurs facteurs :

- RTE indique tout d'abord avoir mis en œuvre une nouvelle politique de gestion des actifs. Auparavant le renouvellement d'un ouvrage s'effectuait pour obsolescence fonctionnelle, technologique ou usure. Désormais une analyse ciblée de l'état technique et des risques d'obsolescence de chacun des composants de l'ouvrage est menée afin d'optimiser les moyens. Cette politique induit des surcoûts en charges d'exploitation (remplacement des composants) avec en contrepartie de moindres hausses attendues des dépenses d'investissement de renouvellement. RTE estime que les gains attendus sur ces dépenses de renouvellement seront supérieurs aux charges d'exploitation induites à l'horizon 2030. A ce stade, l'analyse technico-économique présentée par RTE semble pertinente.
- RTE identifie par ailleurs des nouvelles dépenses pour faire face principalement aux travaux de réparation consécutifs à l'accroissement des vols de cuivre, à la hausse du volume des dépenses allouées aux avaries ainsi qu'aux dépenses de maintenance consécutives au rachat du réseau SNCF effectif depuis le 1^{er} mai 2010.
- RTE demande la prise en compte d'un risque de dépenses non prévues sur la prochaine période tarifaire, sur la base de son expérience sur la période du TURPE 3 (impôts et taxes non prévus, impact d'évènements climatiques exceptionnels, notamment). La CRE n'envisage pas de donner une suite favorable à cette demande, ce type de risques pouvant être pris en compte par d'autres mécanismes (CMPC, clause de rendez-vous, notamment).
- RTE souhaite enfin accroître progressivement ses efforts en matière de recherche et développement sur la période tarifaire à venir.

Au total, RTE estime l'impact de ces nouvelles charges à environ 70 M€ par an en moyenne sur le total de ses charges d'exploitation sur la période 2013-2016.

L'ensemble de ces hausses est pour partie compensé par des dépenses de sécurisation en diminution à partir de 2013. RTE indique que l'évolution des normes et le retour d'expérience ont conduit à une modification du référentiel technique, en accord avec la Direction Générale de l'Energie et du Climat, depuis 2010. Ces nouvelles dispositions techniques permettent à RTE d'optimiser les travaux à réaliser. L'opérateur envisage de réduire de moitié ces dépenses à ce titre entre 2013 et 2016.

2.2.2. Charges liées à l'exploitation du système électrique

a. Achats liés à la compensation des pertes sur les réseaux

Conformément aux dispositions de l'article L. 321-11 du code de l'énergie, RTE 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 notamment des consultations publiques ou le recours à des marchés organisés.

La mise en œuvre de l'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 aux gestionnaires de réseaux une nouvelle possibilité pour acheter l'énergie nécessaire à la compensation des pertes. Cette nouvelle option pour l'achat des pertes permet de réduire significativement le coût prévisionnel des pertes pour la période 2013-2016.

La demande de RTE concernant les charges de couverture des pertes s'appuie sur les prévisions de volumes de pertes de l'opérateur et de prix d'achat prévisionnel des pertes sur la période tarifaire.

	2013	2014	2015	2016
Volume (TWh)	11,5	11,8	11,8	11,9
Coût (M€ courant)	661	646	643	667

La part des volumes achetés à l'ARENH représente une part croissante des volumes de pertes sur la période 2013-2015, ce qui explique la baisse progressive du coût d'achat des pertes sur cette période malgré la hausse des volumes prévisionnels de pertes.

Dans la demande de RTE, le coût annuel des pertes sur la période du TURPE 4 est en diminution de 11% par rapport au coût annuel moyen des pertes réalisées sur la période 2009-2011.

La trajectoire de coût des pertes présentée par RTE s'appuie sur des hypothèses d'évolution du prix de l'ARENH plus hautes que celles présentées par ERDF. Les hypothèses d'évolution du prix de l'ARENH, qui dépendent du décret qui sera pris en application de l'article L. 337-15 du code de l'énergie, seront harmonisées entre RTE et ERDF dans le cadre de la trajectoire tarifaire retenue pour la période du TURPE 4. Notons que si RTE avait pris en compte les mêmes hypothèses de prix de l'ARENH qu'ERDF, la trajectoire de coût des pertes du gestionnaire du réseau de transport aurait été environ 5% inférieure à celle présentée. En tout état de cause, le poste de charges des pertes étant dans le périmètre du CRCP, les écarts entre la trajectoire de prix ARENH considérée lors de la l'élaboration du TURPE 4 et la trajectoire de prix ARENH réalisée seront financièrement neutre pour les opérateurs.

b. Services système

Le tarif d'utilisation du réseau public de transport couvre les coûts liés :

- à la constitution des réserves primaires et secondaires de réglage de la fréquence-puissance active ;
- à la constitution des réserves primaires et secondaires de réglage de la tension-puissance réactive ;
- aux ajustements pour la reconstitution des services système ;
- à la compensation synchrone.

Pour la période 2013-2016, RTE a proposé une enveloppe tarifaire de couverture des charges de services système dans la continuité de l'enveloppe actuelle.

En M€ courant	2013	2014	2015	2016
Réglage de fréquence	206	211	217	224
Réglage de tension	125	127	129	132
Coût total	331	338	346	356

Ces éléments sont cohérents avec l'évolution des besoins de services système et les modalités d'indexation des contrats en cours. Le niveau de la rémunération des services de réglage de la fréquence a suscité un débat au sein du comité des Clients Utilisateurs du Réseau de Transport d'Electricité (CURTE). Ce débat n'a pas permis d'aboutir à un niveau de rémunération consensuel entre les différents acteurs. Dans un tel contexte, RTE a choisi de proposer une enveloppe tarifaire dans la continuité de l'enveloppe actuelle.

Par ailleurs, indépendamment du niveau de rémunération et de l'enveloppe tarifaire correspondante, des travaux se poursuivront dans le cadre du CURTE concernant les modalités de participation et les règles de détermination de la rémunération des services système. Cette démarche est présentée de façon plus détaillée en annexe 2.

c. Autres charges liées à l'exploitation du système électrique

Le tarif d'utilisation du réseau public de transport couvre les coûts liés aux congestions, aux contrats d'échange entre gestionnaires de réseau public de transport, au mécanisme de compensation inter-gestionnaires de réseau public de transport (ITC) et, le cas échéant à terme, au service d'interruptibilité¹.

Pour la période 2013-2016, RTE a proposé l'enveloppe tarifaire suivante (en M€ courant) de couverture des charges relatives aux achats système hors pertes et services système.

2013	2014	2015	2016
106	110	107	108

La trajectoire proposée par RTE est pour l'essentiel en ligne avec l'enveloppe actuelle et les tendances passées.

Le service d'interruptibilité pourrait être mis en œuvre en cours de période tarifaire. Ces modalités, notamment la rémunération des fournisseurs du service, ne sont pas encore connues. A ce stade, les services de la CRE s'interrogent donc sur la prise en compte du montant correspondant pour l'année 2013.

2.2.3. Recettes liées à l'allocation des capacités d'interconnexion

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 RTE des recettes liées à l'allocation des capacités d'interconnexion.

La trajectoire prévisionnelle des recettes d'allocation des capacités aux frontières présentée par RTE est la suivante (en M€ courant) :

2013	2014	2015	2016
280,3	280,3	280,2	280,7

La CRE a réalisé un audit des estimations avancées par RTE. Afin de disposer d'une base de comparaison, elle a notamment réalisé ses propres anticipations de recettes à partir de la structure des prix à terme, des profils de prix, des capacités d'échange prévisionnelles et des stratégies de vente des capacités.

Les prévisions de RTE sont apparues conformes avec les valeurs qui sont ressorties de l'audit.

¹ Prévus à l'article L. 321-19 du code de l'énergie.

2.3. Charges nettes d'exploitation d'ERDF

M€ courants	Moyenne 2009-2012 - (1)	Moyenne 2009-2012 - (2)	2013	2014	2015	2016	Moyenne 2013-2016
Charges nettes d'exploitation	5 149	5 628	5 745	5 709	5 841	5 968	5 815
Evolution				-0,6%	2,3%	2,2%	3,3%
dont charges nettes de fonctionnement	4 888	4 892	5 424	5 566	5 734	5 860	5 646
dont charges liées au système électrique	1 352	1 602	1 384	1 273	1 268	1 315	1 310
dont produits extra-tarifaires	-1 121	-900	-1 117	-1 180	-1 210	-1 256	-1 191

(1) Moyenne prévisionnelle réinflatée

(2) Moyenne réel-estimé

La moyenne des charges nettes d'exploitation présentée par ERDF sur la prochaine période tarifaire évolue de +3,3% par rapport à la moyenne des charges d'exploitation réalisées sur la période du TURPE 3. Le taux de croissance annuel moyen prévu entre 2013 et 2016 est de +1,1%.

2.3.1. Charges nettes de fonctionnement

ERDF explique l'augmentation prévisionnelle de ses charges d'exploitation par plusieurs facteurs :

- ERDF indique tout d'abord prendre en compte des charges nouvelles liées à un contexte réglementaire de plus en plus exigeant. A titre d'exemple, 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. ERDF prend en compte également la couverture des impayés sur la part acheminement 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 ainsi que la couverture des montants facturés à ERDF dans le cadre des contrats de prestations de services pour la gestion des clients finals ayant souscrit un contrat unique. ERDF chiffre l'impact de ces éléments sur ses dépenses d'exploitation à environ 200 M€ par an pour la période 2013-2016.
- ERDF indique par ailleurs s'inscrire dans un objectif continu 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). ERDF estime le coût des dépenses induites par ces efforts continus à environ 290 M€ par an sur la prochaine période tarifaire.
- ERDF demande enfin la prise en compte de dépenses d'exploitation prévisionnelles d'un montant de 148 M€ sur la période, au titre de la recherche et développement et des expérimentations en lien avec les *Smart grids*.

Les charges d'exploitation présentées par ERDF intègrent par ailleurs les hypothèses suivantes de redevances de concession et de contributions au financement des aides aux collectivités territoriales pour l'électrification rurale :

En M€ courant	2013	2014	2015	2016
Redevances	325	334	352	369
Contributions à l'électrification rurale	352	359	366	373
Total	677	693	718	742

2.3.2. Charges liées à l'exploitation du système électrique

a. Achats liés à la compensation des pertes sur les réseaux

Comme RTE, et 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 demande d'ERDF concernant les charges de couverture des pertes pour la période du TURPE 4 s'appuie sur les prévisions de volumes de pertes de l'opérateur et de prix d'achat des pertes sur la période tarifaire.

	2013	2014	2015	2016
Volume (TWh)	24,1	24,4	24,8	25,0
Coût (M€ courant)	1 381	1 270	1 265	1 312

Comme pour RTE, le dispositif ARENH pour la compensation des pertes permet de réduire significativement le coût prévisionnel des pertes d'ERDF pour la période 2013-2016.

La part des volumes achetés à l'ARENH représente une part croissante des volumes de pertes sur la période 2013-2015, ce qui explique la baisse progressive du coût d'achat des pertes au cours de cette période malgré la hausse des volumes de pertes.

Dans la demande d'ERDF, le coût moyen annuel des pertes au titre de la période du TURPE 4 est en diminution de 22% par rapport au coût moyen annuel des pertes réalisées au cours de la période 2009-2011.

La trajectoire du coût des pertes présentée par ERDF s'appuie sur des hypothèses de prix de marché pour les années 2013-2016 plus élevées que celles de RTE. Ces hypothèses seront harmonisées dans le cadre de la trajectoire tarifaire retenue pour la période du TURPE 4. Il est à noter que si ERDF avait pris les mêmes hypothèses de prix de marché que RTE, le coût unitaire prévisionnel moyen des pertes sur les réseaux publics de distribution aurait été inférieur de 2% à celui proposé par ERDF pour la période du TURPE 4.

b. 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.

A tarif d'utilisation du réseau public de transport inchangé (tarif au 1^{er} août 2012), ERDF estime le coût de son accès au réseau public de transport aux montants suivants (en M€ courant) :

2013	2014	2015	2016
3 259	3 280	3 301	3 335

Dans son analyse, la CRE a tenu compte de l'augmentation moyenne du tarif d'utilisation du réseau public de transport ainsi que de l'effet de la modification de la structure des tarifs HTB1 et HTB2 estimé à environ +1%.

2.3.3. 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 contributions de raccordement et de recettes issues des prestations annexes présentées par ERDF sont les suivantes (en M€ courant) :

	2013	2014	2015	2016
Contributions de raccordement	591	647	670	708
Recettes issues des prestations annexes	201	206	213	219

La CRE estime ces trajectoires cohérentes avec les montants réalisés sur la période du TURPE 3.

2.4. Comptes de régulation

2.4.1. Compte régulé de financement des interconnexions

Le CRFI est un compte extracomptable mis en place dans le cadre du TURPE 3 à la demande de RTE. Ce mécanisme a pour objectif d'affecter en priorité les recettes liées à l'allocation des capacités d'interconnexion au financement des investissements visant à maintenir ou augmenter les capacités d'interconnexion comme proposé par l'article 16 du règlement européen (CE) n° 714/2009.

Une partie des recettes d'enchères est ainsi affectée à ce compte, alors que précédemment, la totalité des recettes d'enchères était affectée en déduction des charges à couvrir.

Pour garantir la neutralité tarifaire du mécanisme, les investissements réputés financés par recettes d'enchères ne sont pas couverts par les charges de capital.

RTE juge que ce mécanisme déséquilibre à long terme sa structure financière. En effet, le CRFI étant extracomptable, les montants qui y sont affectés ne sont pas déduits du résultat de l'opérateur et sont donc soumis à l'impôt sur les sociétés et au prélèvement de dividendes.

Dans le cadre du TURPE 4, l'opérateur propose de mettre fin au mécanisme du CRFI, de passer la totalité des recettes d'enchères en déduction du tarif tout en apurant le solde du CRFI constitué et de mettre en place un mécanisme de contrôle permettant de s'assurer que, sur une période donnée (période tarifaire par exemple), le montant des investissements visant à maintenir ou augmenter les capacités d'interconnexion est supérieur ou égal aux recettes d'enchères d'interconnexion.

La CRE estime que cette proposition est recevable et conforme à l'article 16 du règlement européen (CE) n° 714/2009. Elle a toutefois demandé à RTE des éléments complémentaires concernant la trajectoire prévisionnelle de ces investissements sur la période 2013-2016. .

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

Le TURPE 3 prévoyait un apurement du solde du CRCP du TURPE 2 sur 5 ans. A la fin du TURPE 3, il reste donc pour les deux opérateurs une annuité à apurer pendant la période tarifaire du TURPE 4.

A compter du TURPE 3, le tarif a comporté un mécanisme d'apurement annuel du CRCP. Cette méthode a permis d'apurer les écarts entre les données prévisionnelles et les données réelles de manière plus régulière.

Comme prévu dans le cadre du TURPE 3, les montants résultant de l'application des mécanismes incitatifs sur les charges d'exploitation maîtrisables, le coût d'achat les pertes, la qualité d'alimentation et la qualité de service sont imputés au solde du CRCP de fin de période. Le taux d'actualisation du CRCP prévu dans le cadre du TURPE 3 est le taux sans risque soit 4,2% nominal.

Par ailleurs, les deux opérateurs proposent d'apurer le solde du CRCP du TURPE 3 et le reliquat du CRCP du TURPE 2 au cours de la période tarifaire du TURPE 4 soit sur 4 ans au lieu de 5 ans dans le cadre du TURPE 3. La CRE est favorable à cette demande qui permet d'éviter les reports d'apurement sur plusieurs périodes tarifaires.

Au 31 décembre 2012 et selon les prévisions établies mi-2012, le solde du CRCP pour RTE se décompose ainsi (en M€) :

Calcul de l'opérateur - RTE : Engagement au 31/12/2012	310,8
Solde du CRCP du TURPE 3	-0,6
Solde du CRCP « Incitations »	5,3
Solde du CRCP du TURPE 2	306

L'annuité sur 4 ans résultant de ce solde est de 82,6 M€ (*versus* 212,6 M€ pour la période du TURPE 3).

Au 31 décembre 2012 et selon les prévisions établies mi-2012, le solde du CRCP pour ERDF se décompose ainsi (en M€) :

Calcul de l'opérateur - ERDF : Engagement au 31/12/2012	671,0
Solde du CRCP du TURPE 3	241,8
Solde du CRCP « Incitations »	96,5
Solde du CRCP du TURPE 2	332,7

L'annuité sur 4 ans résultant de ce solde est de 183,1 M€ (*versus* 231,1 M€ pour la période du TURPE 3).

Par convention, un solde du CRCP positif est en faveur des utilisateurs. L'annuité est donc déduite des charges à couvrir.

Le solde du CRCP du TURPE 3 est basé sur des estimations des données 2012. Un calcul définitif du solde du CRCP du TURPE 3 sera effectué dès que les données définitives seront connues et prises en compte dans l'ajustement annuel de 2014.

2.5. Volumes d'énergie acheminée

Les volumes prévisionnels d'énergie acheminée en HTB par le réseau public de transport présentés par RTE sont les suivants (en TWh) :

2013	2014	2015	2016 ²
446,9	449,3	451,0	451,9

Les volumes prévisionnels d'énergie acheminée par les réseaux publics de distribution gérés par ERDF présentés par l'opérateur sont les suivants (en TWh) :

Domaine de tension	2013	2014	2015	2016 ³
HTA	118,0	118,9	119,8	120,7
BT > 36 kVA	44,8	45,6	46,4	47,2
BT ≤ 36 kVA	189,0	190,9	192,8	194,7
Total	351,8	355,4	359,0	362,6

2.6. Simulation de hausses tarifaires par les services

Sur la base des éléments fournis par les opérateurs, la CRE a effectué un premier calcul de hausses tarifaires à méthode « TURPE 3 » inchangée, à l'exception de la prise en compte de l'intégralité des recettes d'enchères en déduction du tarif pour RTE et de l'apurement du solde du CRCP des périodes précédentes sur 4 annuités au lieu de 5.

RTE

Moyenne des charges à tarifier sur la période (M€ courant)	4 416
Evolution du tarif au 1 ^{er} août 2013, en supposant le tarif constant au-delà	5,8%

² Hors effet bissextile.

³ Hors effet bissextile.

ERDF

Moyenne des charges à tarifier sur la période (M€ courant)	13 034
Evolution du tarif au 1 ^{er} août 2013, en supposant le tarif constant au-delà	4,6%

Ces hypothèses d'évolution sont présentées à titre indicatif et sous réserve des analyses complémentaires que conduira la CRE avant d'établir sa décision tarifaire définitive.

B. Cadre de régulation

1. Evolution annuelle des tarifs

Le TURPE 3 prévoyait une durée tarifaire de 4 ans et une indexation du tarif à chaque date anniversaire. Les tarifs ont ainsi évolué à chaque date anniversaire selon une formule prédéfinie en fonction de l'inflation, d'un facteur d'évolution des coûts et d'un facteur d'apurement du CRCP limités à $\pm 2\%$ (les montants non apurés étant le cas échéant reportés l'année suivante).

A l'exception des syndicats FNME CGT et CGE, qui souhaiteraient une visibilité sur une période beaucoup plus longue, les contributeurs à la consultation publique de juin 2012 sont favorables à la reconduction d'une période tarifaire de 4 ans et du principe d'une indexation sur l'inflation (sous réserve, s'agissant des fournisseurs, de sa répercussion dans les tarifs réglementés de vente).

La CRE propose de reconduire les principes en vigueur concernant la durée des tarifs et leur indexation sur l'inflation.

Toutefois, certains acteurs ont proposé dans le cadre de la consultation publique de juin dernier quelques aménagements à ces principes.

EDF, les gestionnaires de réseaux, la FNCCR et l'UFE souhaitent ainsi la mise en place d'une clause de rendez-vous à mi-parcours. Si une telle clause devait être mise en œuvre, la CRE envisagerait de reprendre les modalités retenues dans le tarif ATRD4 :

« La présente décision tarifaire introduit une clause de rendez-vous activable au bout de deux ans après l'entrée en vigueur du tarif, soit pour l'évolution du tarif au 1^{er} juillet 2014.

Cette clause de rendez-vous prévoit que les conséquences éventuelles de nouvelles dispositions législatives ou réglementaires ou d'une décision juridictionnelle pourront être examinées si le niveau des charges nettes d'exploitation retenues dans le tarif de GrDF se trouvait modifié d'au moins 1%. La trajectoire de charges nettes d'exploitation à couvrir par le tarif ATRD4 pourra être modifiée après cet examen, les conséquences financières induites par ces évolutions exogènes n'étant prises en compte qu'au titre de la période postérieure à la mise en œuvre de cette clause de rendez-vous. »

EDF, les fédérations d'ELD et l'UFE seraient également favorables à une fixation de la date des évolutions annuelles du TURPE et des tarifs réglementés de vente de l'électricité au 1^{er} juillet.

2. Compte de régulation des charges et des produits

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

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

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

2.1. Principes de fonctionnement

Dans le cadre du TURPE 3, l'apurement du CRCP a été opéré annuellement par la diminution ou l'augmentation de la grille tarifaire dans une limite de $\pm 2\%$ ⁴, les montants non apurés étant le cas échéant reportés l'année suivante. Ce mécanisme a notamment permis d'éviter l'accumulation d'un solde trop important à apurer sur la période tarifaire suivante. Par ailleurs, afin d'assurer la neutralité financière du mécanisme, le taux de rémunération du CRCP retenu est le taux sans risque tel que déterminé pour le calcul du CMPC.

Lors de la consultation publique de juin 2012, la CRE a interrogé les acteurs sur la reconduction de ces principes de fonctionnement.

En réponse, une très grande majorité d'acteurs s'est montrée favorable à une reconduction du mécanisme d'apurement.

Toutefois, si une majorité d'acteurs est favorable au principe d'une rémunération du CRCP, certains acteurs se sont interrogés sur le niveau de cette rémunération et ont proposé de retenir comme taux :

- le CMPC après impôt sur les sociétés ;
- un taux sans risque actualisé chaque année en fonction de l'évolution du taux des emprunts d'Etat à 10 ans ;
- un taux sans risque à court terme.

La CRE envisage de reconduire le principe de détermination du taux de rémunération du CRCP en retenant le taux sans risque utilisé pour déterminer le CMPC.

2.2. Périmètre

Comme évoqué lors de la consultation de juin 2012, la CRE envisage à ce stade de conserver le périmètre actuel du CRCP de RTE.

La CRE avait soumis à consultation publique deux évolutions du périmètre du CRCP demandées par ERDF :

- exclusion des recettes issues des prestations annexes créées au cours de la période tarifaire ;
- inclusion des redevances de concession et des contributions au financement des aides aux collectivités territoriales pour l'électrification rurale

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

En réponse à la consultation publique, les avis des acteurs ont été partagés concernant l'exclusion du périmètre du CRCP des recettes issues des prestations annexes créées au cours de la période tarifaire.

La CRE note toutefois que les acteurs défavorables à cette exclusion le sont généralement par crainte que ces prestations échappent à toute régulation. Sur ce point, la CRE souligne que, comme toutes les prestations annexes, les nouvelles prestations devront être créées dans le respect des dispositions de l'article L. 341-3 du code de l'énergie qui prévoit notamment que la CRE fixe les méthodologies utilisées

⁴ La limite de +2% représente une variation d'environ 250 M€ du chiffre d'affaires tarifaire d'ERDF, ce qui permet de couvrir, à titre d'exemple, les charges de capital correspondant à une augmentation des investissements d'ERDF d'environ 2,5 Md€.

pour établir les tarifs des prestations annexes réalisées à titre exclusif par les gestionnaires de réseaux. L'exclusion du périmètre du CRCP des recettes issues des prestations annexes créées au cours de la période tarifaire n'aurait donc pas pour conséquence de faire échapper ces prestations à toute régulation.

En réponse à la consultation publique, ERDF a plus globalement demandé que l'asymétrie de traitement entre produits et charges soit corrigée pour l'ensemble des prestations (y compris les prestations existantes en début de période tarifaire). ERDF souhaite toutefois que soient intégrés au CRCP les revenus des prestations annexes en cas d'évolution de leurs prix en cours de période tarifaire différente de celle issue des formules d'indexation mentionnées dans la décision tarifaire relative aux prestations.

Si la CRE estime pertinent de ne pas reprendre les recettes issues des prestations créées au cours de la période tarifaire dans la mesure où les coûts engagés n'auraient pas été couverts par le TURPE, elle est beaucoup plus réservée quant à la demande d'ERDF d'exclure l'ensemble des recettes issues des prestations annexes. La demande d'ERDF repose en effet sur l'hypothèse non vérifiée d'une stricte proportionnalité entre le coût global et le volume des prestations annexes.

Aussi, la CRE envisage d'exclure seulement les recettes issues des prestations annexes créées au cours de la période tarifaire, s'il est avéré que les coûts engagés pour fournir ces prestations n'ont pas été couverts par le TURPE.

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

Si une majorité d'acteurs s'est montrée favorable à l'inclusion des redevances de concession et des contributions dans le périmètre du CRCP, les avis ont été très partagés s'agissant des conséquences à en tirer sur le niveau du CMPC. Les uns estimant que cette inclusion ne devait pas avoir de conséquence sur le niveau du CMPC, les autres attendant toutes choses égales par ailleurs une baisse sensible de ce taux.

La position des acteurs repose généralement sur le constat qu'ERDF a peu de maîtrise sur les décisions d'investissements des autorités concédantes et que de ce fait il semble logique d'inclure ce poste de charge au CRCP.

La CRE estime quant à elle que les redevances de concession et les contributions à l'électrification rurale sont en partie prévisibles. A ce titre, la CRE n'est pas favorable à l'inclusion de ces dépenses dans le périmètre du CRCP.

3. Régulation incitative

3.1. Charges d'exploitation maîtrisables

Lors de la consultation publique de juin dernier, la CRE a indiqué qu'elle envisageait de reconduire et de renforcer l'incitation à la réalisation des efforts de productivité. Les gestionnaires de réseaux pourraient ainsi conserver 100% des efforts de productivité additionnels comme cela a été mis en œuvre dans le cadre du tarif ATRD4 de GrDF.

En réponse à cette consultation, une majorité d'acteurs s'est montré favorable à cette évolution.

Certains acteurs estiment toutefois qu'il serait contre-productif d'octroyer 100% des gains au gestionnaire de réseau en cas de dépassement des objectifs de régulation incitative alors même que les utilisateurs financent le dispositif sur la base de ces objectifs. Ils estiment en conséquence normal que les utilisateurs se voient rétrocéder une partie de l'éventuel « trop perçu ».

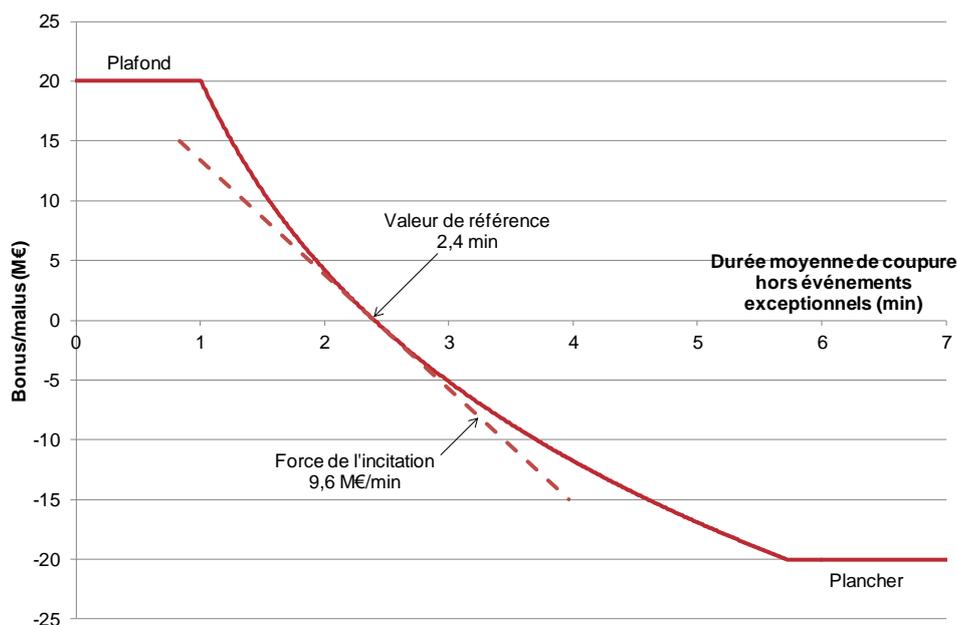
La CRE envisage d'octroyer aux gestionnaires de réseaux 100% des efforts additionnels seulement si les efforts de productivité pris en compte dans les tarifs sont considérés comme suffisamment ambitieux à l'issue des analyses complémentaires que mènera la CRE avant d'établir sa décision tarifaire définitive. Dans le cas contraire, elle propose de reconduire le mécanisme existant (*i.e.* les gestionnaires de réseaux conservent 50% des efforts de productivité additionnels et assume 100% de la contreperformance).

3.2. Qualité d'alimentation

Considérant que la qualité d'alimentation est une contrepartie essentielle des tarifs acquittés par les utilisateurs, la CRE a mis en place dans le cadre du TURPE 3 des incitations à l'amélioration de la continuité d'alimentation. La CRE envisage de renforcer ces incitations dans le cadre du TURPE 4.

3.2.1. RTE

L'incitation mise en place dans le cadre du TURPE 3 porte sur la durée moyenne de coupure hors événements exceptionnels et elle est fondée sur le schéma incitatif suivant :



Lors de la consultation publique de juin 2012, la CRE a indiqué que, selon RTE, la durée moyenne de coupure de référence a été sous-évaluée lors de l'élaboration du TURPE 3 et qu'il conviendrait de porter cette durée à 3 minutes. RTE considère en effet qu'après une forte amélioration au cours de la période 1980-1995, la durée moyenne de coupure ne s'améliore plus depuis une quinzaine d'années⁵.

Une majorité d'acteurs s'est montrée opposée à l'augmentation de cette valeur de référence,

La CRE constate que la moyenne géométrique de la durée moyenne de coupure sur les 10 dernières années (période 2002-2011) a été de 3 minutes. Cette durée a toutefois été fortement perturbée en 2008⁶ par un incident en région Provence-Alpes-Côte d'Azur (2,13 minutes sur 4,37 minutes) et en 2009⁷ par deux incidents dans la même région (4,3 minutes sur 6,35 minutes). Exclusion faite de ces trois événements, la moyenne géométrique de la durée moyenne de coupure sur la période 2002-2011 est de 2,5 minutes.

La CRE estime que les investissements prévus par RTE en région Provence-Alpes-Côte d'Azur devraient permettre de diminuer l'impact de tels incidents sur la durée moyenne de coupure sans toutefois annuler cet impact. Elle considère donc que, s'il n'est pas légitime de les inclure totalement dans l'analyse, il ne convient pas non plus d'exclure en totalité ces trois événements.

⁵ Pour plus de détail sur l'évolution de la durée moyenne de coupure (appelé par RTE « temps de coupure équivalent »), vous pouvez vous reporter au document suivant : [Qualité de l'électricité : bilan 2010](#).

⁶ [Qualité de l'électricité : bilan 2008](#).

⁷ [Qualité de l'électricité : bilan 2009](#).

Compte tenu de ces données, la CRE envisage de porter la durée moyenne de coupure de référence à 2,75 minutes.

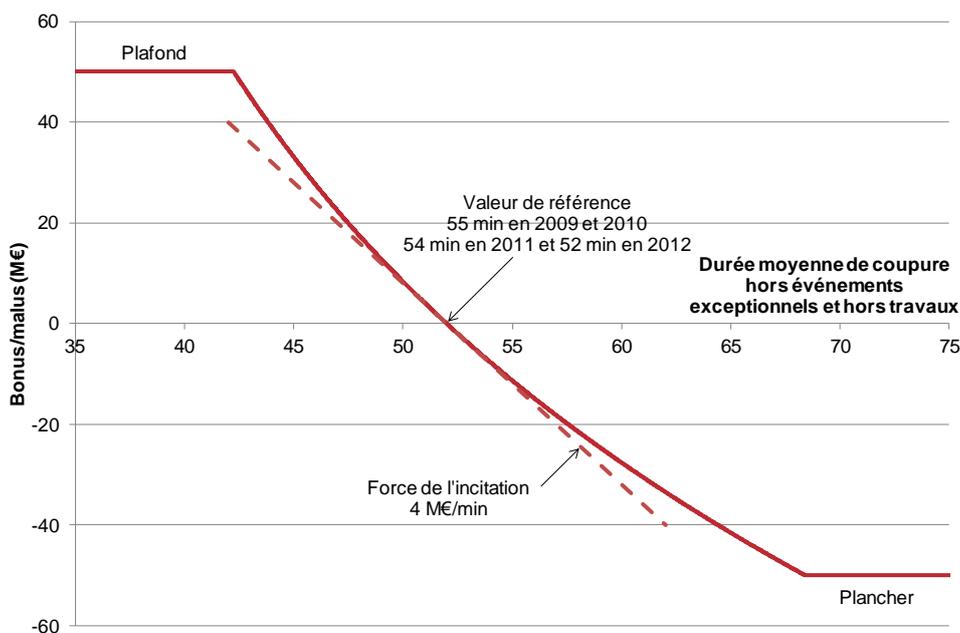
En complément de cet ajustement, la CRE envisage de renforcer sensiblement la force de l'incitation. Elle envisage ainsi de porter cette valeur à 15,6 M€/minute, soit environ 75% de la valorisation de l'énergie non distribuée (END) qui ressort de l'étude⁸ menée par RTE en 2011 (26 €/kWh).

Parallèlement, comme le souhaite une majorité d'acteurs, la CRE envisage de mettre en place une incitation portant sur la fréquence moyenne de coupure. La CRE estime en effet que la fréquence de coupure est un élément important de la qualité pour les utilisateurs raccordés au réseau public de transport. Cette incitation serait fondée sur une valeur de référence de 0,6 coupure et une force de l'incitation de 36 M€/coupure, soit environ 25% de la valorisation de la puissance coupée qui ressort de l'étude menée par RTE en 2011 (3 €/kW).

Enfin, la CRE envisage de retenir un plafond/plancher global pour les deux incitations. Compte tenu de la force des incitations précitées, elle considère qu'il convient de retenir un plafond/plancher global de 34,3 M€, soit environ 0,75% du chiffre d'affaires tarifaire de RTE.

3.2.2. ERDF

L'incitation mise en place dans le cadre du TURPE 3 porte sur la durée moyenne de coupure hors événements exceptionnels et hors coupures pour travaux et elle est fondée sur le schéma incitatif suivant :



Lors de la consultation publique de juin 2012, la CRE a indiqué qu'ERDF propose de retenir un indicateur filtré en excluant, en complément des événements exceptionnels, la part de la durée moyenne de coupure due aux incidents HTA durant les trois jours (soit 1% de l'année) les plus perturbés dans chaque département. ERDF estime notamment que l'indicateur retenu dans le cadre du TURPE 3 est trop fortement influencé par les perturbations climatiques de l'année d'observation. Selon ERDF, l'objectif du filtrage est d'une part d'atténuer l'impact des aléas climatiques et d'autre part de rendre l'indicateur plus représentatif des efforts du gestionnaire de réseau pour améliorer la qualité d'alimentation.

⁸ Pour plus de détail sur cette étude, vous pouvez vous reporter au document suivant : [Quelle valeur attribuer à la qualité de l'électricité ? L'avis des consommateurs.](#)

En réponse à cette consultation, une majorité d'acteurs s'est montrée opposée à la proposition d'ERDF.

La CRE estime quant à elle qu'il n'est pas légitime d'exclure du périmètre de l'incitation, en complément des événements exceptionnels, les trois jours les plus perturbés dans chaque département. Elle considère en effet qu'il est pertinent d'inciter ERDF à limiter l'impact de ces événements sur les réseaux dans la mesure où ERDF dispose de moyens d'action :

- à court terme, notamment, en améliorant encore la réactivité de ses équipes ;
- à long terme au travers de sa politique d'investissement.

La CRE envisage, en conséquence, de ne pas retenir la proposition d'ERDF.

Une autre façon de répondre à la demande d'ERDF, de rendre le mécanisme incitatif moins sensible aux aléas notamment climatiques, serait de mettre en place une zone de neutralisation autour de la durée moyenne de coupure de référence (par exemple de ± 5 minutes). A ce stade, la CRE n'a pas encore tranché sur la pertinence de la mise en place d'une telle zone de neutralisation.

Comme indiqué dans la consultation publique de juin 2012, les coupures pour travaux ont été exclues du périmètre de l'incitation, dans le cadre du TURPE 3, pour tenir compte du programme d'élimination des transformateurs contenant des traces de PCB⁹. En réponse à cette consultation, la grande majorité des acteurs se sont montrés favorables à leur intégration dans le périmètre de l'incitation. Le programme d'élimination des transformateurs contenant des traces de PCB étant par ailleurs terminé¹⁰, la CRE envisage d'inclure les coupures pour travaux dans le calcul de la durée moyenne de coupure.

Ce changement de périmètre conduit à revoir les durées moyennes de coupure de référence. La durée moyenne de coupure pour travaux étant de 19 minutes en 2011 et la valeur de référence pour 2012 étant de 52 minutes, la CRE envisage de fixer la valeur de référence pour 2013 à 71 minutes puis d'abaisser cette durée de 2 minutes en 2014 et de 1 minute en 2015 et 2016 en cohérence, notamment, avec la trajectoire d'investissement d'ERDF. Les valeurs de référence seraient en conséquence les suivantes :

2013	2014	2015	2016
71 minutes	69 minutes	68 minutes	67 minutes

La CRE envisage d'actualiser la force de l'incitation en fonction de la valorisation de l'END qui ressort de l'étude menée par RTE en 2011. La force de l'incitation serait ainsi portée à 4,3 M€/minute. En réponse à la consultation publique de juin 2012, une majorité d'acteurs s'est montrée favorable à cette actualisation. La CRE envisage d'actualiser dans la même proportion le niveau du plafond/plancher en le portant à 54,2 M€ (soit environ 0,5% du chiffre d'affaires tarifaire d'ERDF).

Enfin, la CRE constate qu'à la différence de la durée moyenne de coupure, la fréquence moyenne de coupure ne fait pas l'objet d'un suivi spécifique au sein d'ERDF. Dans le cadre du TURPE 4, la CRE envisage donc de demander à ERDF de mettre en place et de suivre cet indicateur.

3.3. Qualité de service

3.3.1. Contexte

Une régulation incitative de la qualité de service a été introduite dans le cadre du TURPE 3 afin de s'assurer que la maîtrise des charges d'exploitation d'ERDF ne se ferait pas au détriment de la qualité de service offerte aux utilisateurs en contrepartie des tarifs payés.

⁹ Polychlorobiphényles.

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

La CRE a soumis à consultation publique en juin 2012 plusieurs évolutions destinées à renforcer la régulation incitative dans ce domaine avec un accent particulier mis sur les raccordements.

Les raccordements ont fait l'objet d'une analyse spécifique dans le cadre du rapport sur la régulation incitative de la qualité de service des gestionnaires de réseaux de distribution de gaz naturel et d'ERDF, publié par la CRE en mai 2012. La CRE avait alors relevé une dégradation de la performance en matière de raccordements au réseau public de distribution en partie expliquée par les évolutions du tarif d'achat de l'électricité d'origine renouvelable et avait envisagé de faire évoluer les mécanismes incitatifs et d'introduire le suivi de nouveaux indicateurs dans ce domaine afin d'inciter ERDF à améliorer sa performance.

Par ailleurs, la consultation publique menée par la CRE en mars 2012 sur les procédures de traitement des demandes de raccordement des producteurs au réseau public de distribution a fait ressortir des attentes fortes de la part des producteurs concernant le respect des délais de transmission des propositions de raccordement.

Les évolutions proposées par la CRE, dans le cadre de sa consultation publique de juin 2012, ont été accueillies favorablement par les acteurs.

L'objet de la présente consultation est d'avoir un échange avec l'ensemble des acteurs sur une présentation plus détaillée des mécanismes incitatifs que la CRE envisage de retenir dans le cadre du TURPE 4.

Concernant ERDF, les objectifs envisagés pour les indicateurs incités financièrement tiennent compte de sa performance historique. Les montants des bonus et des malus envisagés sont quant à eux destinés à augmenter la force des incitations notamment dans les domaines où ERDF dispose de marges d'amélioration. En complément des indicateurs incités financièrement, la CRE envisage de maintenir le suivi des indicateurs existants et d'en introduire de nouveaux.

S'agissant des Entreprises Locales de Distribution (ELD) et d'EDF SEI, la CRE propose d'introduire, avec un objectif d'égalité de traitement entre les utilisateurs sur le territoire national, une régulation incitative de la qualité de service. Cette régulation incitative prendrait la forme d'un suivi de certains indicateurs et du versement de pénalités aux utilisateurs dans le domaine des interventions et des raccordements.

3.3.2. Indicateurs incités financièrement – ERDF

a. Interventions

La CRE a soumis à l'avis des acteurs la possibilité de rendre automatique la détection des rendez-vous manqués par ERDF et le versement de pénalité en cas de rendez-vous planifié non respecté par ERDF.

La CRE a également consulté les acteurs sur l'introduction d'une incitation financière portant sur le taux de mises en service réalisées dans les délais demandés.

Ces deux évolutions, en ligne avec celles décidées dans le cadre du tarif ATRD 4 de GrDF, ont été accueillies favorablement par les acteurs, la CRE envisage donc de les retenir.

Description des mécanismes incitatifs :

Indicateur	Mécanisme incitatif
Nombre de rendez-vous planifiés non respectés par ERDF	<ul style="list-style-type: none">- Montant de pénalités identique à celui facturé par ERDF en cas de non-exécution d'une intervention programmée du fait du client ou du fournisseur (absence au rendez-vous, etc.).- Jusqu'au 31 décembre 2014, versement, par ERDF, de la pénalité sur demande des utilisateurs, pour tout rendez-vous programmé non tenu du fait d'ERDF.- A partir du 1^{er} janvier 2015, versement automatique par ERDF directement aux utilisateurs d'une pénalité pour tout rendez-vous programmé non tenu du fait d'ERDF.
Taux de mises en service réalisées dans les délais demandés	<ul style="list-style-type: none">- Malus annuel de 400 k€ par point en dessous de 83%.- Bonus annuel de 400 k€ par point au-dessus de 88%. <p><i>Versement au CRCP</i></p>

Relation avec les utilisateurs finals

La CRE a consulté les acteurs sur la mise en place d'une incitation financière portant sur le taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours et d'une incitation portant sur le taux de réponses aux réclamations dans les 30 jours. Les acteurs se sont montrés favorables à ces évolutions.

Plusieurs acteurs se sont toutefois montrés défavorables à la proposition d'objectifs d'ERDF, concernant le taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours, destinée à tenir compte des délais nécessaires pour le traitement des réclamations relatives à la qualité d'alimentation.

Afin d'inciter ERDF à traiter les réclamations dans les meilleurs délais, quelle que soit leur nature, et de tenir compte du fait que les réclamations relatives à la qualité d'alimentation peuvent nécessiter des analyses plus longues, la CRE envisage :

- d'accepter, pour les réclamations relatives à la qualité d'alimentation, un accusé de réception informant d'un délai de réponse ;
- de relever l'objectif proposé par ERDF pour le taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours de 75% à 95% (cet objectif prendrait en compte les accusés de réception envoyés pour les réclamations portant sur la qualité d'alimentation) ;
- d'introduire une pénalité versée aux utilisateurs dont les réclamations ont été traitées dans un délai supérieur à 30 jours, y compris celles relevant de la qualité d'alimentation.

Description des mécanismes incitatifs :

Indicateur	Mécanisme incitatif
Taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours	<ul style="list-style-type: none">- Malus de 400 k€ par point en dessous de 95%. <p><i>Versement au CRCP</i></p>
Taux de réponse aux réclamations dans les 30 jours	<ul style="list-style-type: none">- Versement d'une pénalité aux utilisateurs dont la réclamation a été traitée dans un délai supérieur à 30 jours : 30 € pour les utilisateurs BT \leq 36 kVA et 100 € pour les utilisateurs BT > 36 kVA et HTA.

Relation avec les fournisseurs

Dans le domaine de la relation avec les fournisseurs, deux indicateurs sont incités financièrement dans le cadre du TURPE 3 : le « taux de disponibilité du portail fournisseurs » et le « délai de transmission à RTE des courbes de mesure demi-horaires de chaque responsable d'équilibre ».

ERDF réalise une bonne performance pour ces deux indicateurs depuis leur mise en place, la CRE a donc proposé, dans sa consultation publique de juin 2012, d'en renforcer les objectifs. Les acteurs se sont montrés favorables aux évolutions envisagées.

Description des mécanismes incitatifs :

Indicateur	Mécanisme incitatif
Taux de disponibilité du portail fournisseur	- Malus de 10k€ par semaine et par point en dessous de 98% - Bonus de 50 k€ si la performance annuelle est supérieure à 99% <i>Versement au CRCP</i>
Délai de transmission à RTE des courbes de mesure demi-horaires de chaque responsable d'équilibre	- Malus de 50 k€ par point en dessous de 96% - Bonus de 50 k€ si la performance est de 100% <i>Versement au CRCP</i>

Relève et facturation

En matière de relève, l'indicateur suivi dans le cadre du TURPE 3 est le « taux de compteurs avec un relevé sur index réel pour les consommateurs BT \leq 36 kVA ». En cohérence avec l'évolution décidée en gaz et afin d'inciter ERDF à augmenter son taux de relève et d'auto-relève, la CRE a proposé d'introduire une incitation financière sur le « le taux de relevés semestriels sur index réels (relevés ou auto-relevés) ».

Les acteurs se sont montrés favorables à cette évolution qu'ils jugent importante pour réduire les estimations d'index.

Description des mécanismes incitatifs :

Indicateur	Mécanisme incitatif
Taux de relevés semestriels sur index réels (relevés ou auto-relevés)	- Malus de 400 k€ par point en dessous de 94,8% - Bonus de 400 k€ par point au-dessus de 95,2% <i>Versement au CRCP</i>

b. Raccordements

Dans la cadre du TURPE 3, la seule incitation financière dans le domaine des raccordements porte sur le respect du délai d'envoi des propositions de raccordement.

La CRE envisage de renforcer la régulation incitative dans le domaine des raccordements en étendant ce mécanisme à une autre étape clé du processus de raccordement : la phase de réalisation des travaux de raccordement.

La CRE envisage également d'étendre le suivi des délais moyens d'envoi des propositions de raccordement et de réalisations des travaux de raccordement à l'ensemble des catégories d'utilisateurs.

Délai d'envoi des propositions de raccordement

La CRE envisage de faire évoluer le mécanisme incitatif en vigueur dans le cadre du TURPE 3 en demandant à ERDF d'informer les utilisateurs, dans les procédures de raccordement d'une part et dans les propositions de raccordement d'autre part, du droit au versement d'une pénalité par ERDF en cas d'envoi de la proposition de raccordement hors délais. Cette évolution, dans le sens d'une plus grande publicité, permettrait de rendre le mécanisme plus incitatif.

Description du mécanisme incitatif :

Indicateur	Mécanisme incitatif
Nombre de propositions de raccordement envoyées hors délais	- 30 € pour les raccordements individuels BT \leq 36 kVA - 100 € pour les raccordements BT > 36 kVA et les raccordements collectifs en BT - 1 000 € pour les raccordements HTA

Taux de respect de la date convenue de mise en exploitation des ouvrages

Afin de renforcer la régulation incitative dans le domaine des raccordements, la CRE envisage, de la même manière que pour les délais d'envoi des propositions de raccordement, de mettre en place un mécanisme incitatif sous la forme d'une pénalité versée sur demande aux utilisateurs pour lesquels la date convenue de mise en exploitation n'a pas été respectée. Cette évolution répond à une attente forte des acteurs : la réalisation de leur raccordement dans les délais convenus.

De la même manière que pour les propositions de raccordement, ERDF serait tenu d'informer les utilisateurs, dans les procédures de raccordement d'une part et dans les propositions de raccordement d'autre part, du droit au versement d'une pénalité par ERDF en cas de non-respect de la date convenue de mise en exploitation.

Description du mécanisme incitatif :

Indicateur	Mécanisme incitatif
Taux de respect de la date convenue de mise en exploitation des ouvrages	- 50 € pour les raccordements individuels BT \leq 36 kVA - 150 € pour les raccordements BT > 36 kVA et les raccordements collectifs en BT - 1 500 € pour les raccordements HTA

Délai moyen de réalisation des travaux de raccordement

Afin de compléter la régulation incitative de la qualité de service dans le domaine des raccordements, la CRE envisage de renforcer le suivi des délais moyens d'envoi de la proposition de raccordement d'une part et le délai de réalisation des travaux de raccordement d'autre part.

Ce suivi, déjà réalisé pour certaines catégories d'utilisateurs, sera étendu à l'ensemble des catégories d'utilisateurs.

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

En complément des indicateurs incités financièrement, la CRE envisage le suivi trimestriel des indicateurs suivants :

- proportion des résiliations réalisées dans les délais demandés ;
- proportion des changements de fournisseurs réalisés dans les délais demandés ;
- taux d'accessibilité de la ligne téléphonique spécialisée fournisseurs ;
- nombre de réclamations par nature ;
- taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours par nature ;
- taux de réclamations traitées par tranche de délais : moins d'un mois, moins de deux mois et plus de deux mois ;
- taux de compteurs avec au minimum un relevé sur index réel dans l'année pour les consommateurs BT \leq 36 kVA ;

- taux de relevés mensuels publiés sur index réel pour les consommateurs BT > 36 kVA et HTA en contrat unique ;
- taux d'absence au relevé 3 fois et plus des consommateurs BT \leq 36 kVA ;
- taux d'index rectifiés.

Dans le domaine des raccordements, les indicateurs que la CRE envisage de suivre sont :

- taux d'accessibilité téléphonique des « Accueils Raccordements Electricité » ;
- répartition des délais d'envoi des propositions de raccordement par plage de délais ;
- répartition des délais de réalisation des travaux de raccordement par plage de délais.

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

La CRE a soumis à consultation publique en juin 2012 son projet d'introduire une régulation incitative de la qualité de service pour les ELD de plus de 100 000 clients. Cette évolution répond à l'objectif de cohérence de la régulation incitative de la qualité de service entre la distribution de gaz naturel et la distribution d'électricité. Il existe en effet aujourd'hui une régulation incitative de la qualité de service pour ERDF, GrDF et pour les ELD de gaz naturel. Il apparaît pertinent d'étendre la régulation indicative de la qualité de service aux ELD d'électricité et à EDF SEI.

Les acteurs se sont montrés favorables à la proposition de la CRE.

Compte-tenu des indicateurs déjà suivis par les ELD et par EDF SEI, la CRE envisage d'introduire une incitation financière pour les indicateurs suivants sous la forme de pénalités versées sur demande aux utilisateurs :

- nombre de rendez-vous planifiés non respectés ;
- Nombre de propositions de raccordement envoyées hors délais.

La CRE propose de compléter le dispositif par un suivi des indicateurs suivants :

- nombre de réclamations reçues par nature ;
- 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.

3.4. Pertes sur les réseaux

Compte tenu de l'importance du poste des pertes dans les charges tarifaires et des enjeux liés à l'amélioration de l'efficacité énergétique, la CRE s'est interrogée sur la pertinence de mettre en place une incitation à la réduction des volumes de pertes pour la prochaine période tarifaire. Il ressort de l'analyse de cette problématique que, si les gestionnaires de réseaux ont quelques leviers pour contenir les volumes de pertes, plusieurs facteurs remettent en cause la pertinence d'un dispositif incitant financièrement les gestionnaires de réseaux à réduire le taux de pertes.

En particulier, la définition d'un taux de pertes cible s'avère particulièrement délicate. L'historique de taux de pertes n'est en effet pas nécessairement représentatif de la performance future des gestionnaires de réseaux. Par exemple en transport, face à la faible acceptabilité de la construction de nouveaux ouvrages, RTE a opté ces dernières années pour des technologies (câbles à faible dilatation, enfouissement de lignes...) qui auront des impacts à la hausse sur le taux de pertes réalisé. De même, dans le cas de la distribution, le développement accéléré de la production décentralisée rend très difficile l'évaluation d'un taux de pertes cible pour le futur. Ainsi, en fonction du synchronisme de la production avec la consommation locale, ce fort développement peut avoir comme effet de diminuer les pertes ou au contraire de les

augmenter. A cela s'ajoute la forte sensibilité du taux de pertes au climat, du fait du fort taux de pénétration du chauffage électrique sur le territoire français qui implique, les volumes de pertes étant une fonction quadratique de la puissance ayant transité sur les réseaux, une augmentation quasi mécanique du taux de pertes réalisé en période de grand froid.

Cette analyse, largement partagée par les acteurs, amène la CRE à ne pas proposer d'incitation financière à la réduction des taux de pertes réalisés pour la prochaine période tarifaire.

Certains acteurs ont proposé la mise en place d'une incitation sur les moyens alloués par les gestionnaires de réseaux pour maîtriser les volumes de pertes. Un tel dispositif rémunérerait ERDF pour ses choix d'investissements lorsque ceux-ci conduisent à réduire les pertes techniques, ou pour les actions qu'il mène pour réduire les pertes non techniques.

Concernant la trajectoire d'investissement dans les ouvrages à faibles pertes, ERDF a indiqué d'une part qu'il choisissait d'ores et déjà, et dans tous les cas, des transformateurs à faibles pertes lors du remplacement des transformateurs vétustes, et d'autre part qu'une campagne de renouvellement anticipé des transformateurs ne serait pas rentable économiquement¹¹. Dans ce contexte, la mise en place d'une incitation financière à l'investissement dans des ouvrages à faibles pertes ne permettrait pas une réduction des coûts supportés par les utilisateurs des réseaux. Concernant les actions de détection des pertes non techniques, il semble très délicat de définir une trajectoire cible. La CRE est cependant attentive aux actions du distributeur pour réduire le volume de pertes sur les réseaux de distribution et souhaite mettre en place un suivi de ces actions pour la prochaine période tarifaire.

Concernant RTE, le dispositif de suivi envisagé pour la prochaine période tarifaire est fondé sur la transmission annuelle d'un rapport détaillant les actions menées pour réduire les volumes de pertes en exploitation et en développement de réseau.

Concernant ERDF, le dispositif de suivi envisagé est fondé sur deux axes : un suivi des moyens mis en œuvre par ERDF pour maîtriser l'évolution des volumes de pertes (investissements dans des ouvrages à faible pertes, actions de réduction des pertes non techniques), et un suivi des résultats des actions du distributeur (évolution des taux de pertes techniques et non techniques). Par ailleurs, une attention particulière sera portée au programme de recherche engagé par ERDF pour fiabiliser le bilan électrique. Il est ainsi envisagé de demander à ERDF de transmettre, en début de période tarifaire, un calendrier prévisionnel des travaux relatifs à la fiabilisation du bilan électrique puis un rapport annuel sur l'état d'avancement de ces travaux.

Point d'attention sur les prévisions de volumes de pertes

Certains acteurs ont mis en avant l'importance de la fiabilité des prévisions de pertes des gestionnaires de réseaux. La CRE est elle-même attachée à ce que les opérateurs aient des incitations à effectuer leurs prévisions de pertes de la façon la plus précise possible. Une mauvaise prévision de pertes peut en effet impacter les fournisseurs dans le cadre du processus de règlement des écarts et augmenter le coût unitaire des pertes pris en compte dans le TURPE¹². Il est donc envisagé de reconduire les dispositifs d'audit prévus dans le cadre du TURPE 3 à ce sujet¹³.

¹¹ Le gain actualisé obtenu grâce aux pertes évitées par ces nouveaux ouvrages ne compenserait pas le surcoût d'investissement et la perte de valeur générée par le remplacement prématuré des ouvrages en service.

¹² Les règles relatives au Mécanisme d'Ajustement et au dispositif de Responsable d'Equilibre précisent que les volumes d'écart et les volumes d'énergie non affectée sont valorisés sur la base des prix *spots*. Pour leur part, les volumes de pertes anticipés par les gestionnaires de réseaux peuvent être achetés à un prix généralement moins élevé et moins volatil que le prix *spot* (prix de marché des produits Futures ou prix obtenu dans le cadre des contrats spécifiques ouvrant droit à l'ARENH).

¹³ Dans le cadre des dispositions du TURPE 3, un audit est mené si les volumes d'écart sont supérieurs à 4% pour ERDF et 8% pour RTE des volumes de pertes constatées. Si, à la suite de cet audit, la nature incontrôlable des causes de l'augmentation du volume des écarts n'est pas avérée, le tarif ne couvre pas les charges de règlement des écarts au-delà de ces seuils. Selon le même mécanisme, le tarif ne couvre la totalité des charges d'ERDF liées à la

La mise en place de l'ARENH permet aux gestionnaires de réseaux de bénéficier d'un nouveau moyen pour acheter l'énergie nécessaire à la compensation des pertes. Le dispositif prévoit que les quantités annuelles de produit ARENH dédiées aux pertes¹⁴ notifiées aux gestionnaires de réseaux soient calculées sur la base des courbes de charges prévisionnelles de pertes transmises par ces derniers à la CRE. Dans la mesure où les gestionnaires de réseaux ne sont pas soumis à une régulation *ex post* des volumes d'ARENH qui leur sont notifiés, *via* par exemple le paiement d'un complément de prix, la CRE porte une attention particulière à la qualité des prévisions de pertes fournies dans le cadre du dispositif ARENH. Afin d'éviter une surestimation ou au contraire une sous-estimation des volumes d'ARENH alloués à la compensation des pertes, il a ainsi été demandé à RTE et à ERDF de fonder les courbes de charge transmises pour le calcul des droits ARENH sur les courbes de charge de pertes réalisées. Ceci permet de s'assurer du caractère objectif de la méthodologie utilisée pour définir les courbes de charge de pertes utilisées pour le calcul des quantités annuelles de produit ARENH dédiées aux pertes.

3.5. Investissements d'interconnexion

Le développement de nouvelles infrastructures améliorant les capacités d'échange transfrontalier est une des conditions d'émergence d'un marché européen intégré de l'énergie. Les interconnexions permettent également l'optimisation des ressources du système électrique dans un contexte de fort développement de la production d'électricité à partir de sources d'énergies intermittentes. Les interconnexions participent enfin à la consolidation de la sécurité d'approvisionnement.

La réalisation des projets d'interconnexions requiert, en outre, des efforts spécifiques de la part du gestionnaire de réseau de transport, notamment pour surmonter les difficultés liées à la coordination avec ses homologues des pays voisins, à l'obtention des autorisations administratives, à l'acceptabilité locale des ouvrages et aux défis techniques à relever pour franchir les obstacles naturels.

Cette double particularité des projets d'interconnexion a conduit la CRE à soumettre à consultation publique en juin 2012 un premier projet de cadre de régulation visant à inciter financièrement le gestionnaire de réseau de transport au développement des interconnexions électriques.

Le mécanisme soumis par la CRE à consultation publique était fondé sur l'évaluation de l'intérêt des nouvelles infrastructures d'interconnexions pour le système électrique européen. Dans cette première version du mécanisme, le montant de l'incitation financière était déterminé sur la base d'un indicateur unique mesurant l'utilité de l'ouvrage pour la collectivité.

La CRE a consulté les acteurs sur plusieurs aspects relatifs à ce mécanisme incitatif :

- la pertinence d'une incitation financière au développement des interconnexions ;
- le niveau de risque que doit porter RTE pour ses investissements dans les interconnexions ;
- la pertinence de fonder l'incitation sur une estimation du gain pour la collectivité.

3.5.1. Analyse des positions des acteurs

14 acteurs se sont exprimés sur le principe d'une incitation financière au développement des interconnexions.

5 acteurs ne jugent pas pertinent le principe d'une incitation financière au développement des interconnexions. Cette position se fonde sur une vision en termes de politique énergétique où les interconnexions ne sont pas une priorité.

couverture de l'énergie non affectée au-delà de 1 TWh que si un audit conclut à la nature incontrôlable des causes de l'augmentation des volumes de pertes.

¹⁴ La notion de quantité annuelle dédiée aux pertes est définie au III de l'article 9 du décret n° 2011-466 du 28 avril 2011.

Les autres acteurs sont globalement favorables au principe d'une incitation financière. Ils considèrent que les capacités d'interconnexion sont insuffisantes et que l'attribution d'une incitation est un moyen efficace pour faciliter la réalisation d'interconnexions. Certains d'entre eux sont également favorables à la mise en place d'une incitation à la minimisation des coûts d'investissement et/ou à une bonne exploitation de l'interconnexion.

Mais plusieurs émettent des réserves quant aux modalités de calcul de l'incitation telles que proposées dans le cadre de la consultation publique de juin 2012. Selon eux, le mécanisme incitatif soumis à consultation est complexe et ne fait pas apparaître de façon explicite les différents aspects qu'il permet de couvrir. Ils estiment par ailleurs que le dispositif ne doit pas introduire un niveau de risque supplémentaire pour RTE.

3.5.2. Améliorations du mécanisme proposées par la CRE

Compte tenu de l'importance des interconnexions pour le bon fonctionnement du système électrique, tant au niveau national qu'europpéen, et l'intérêt porté par les acteurs à la mise en place d'un cadre de régulation favorisant la réalisation des projets d'interconnexion inscrits dans les schémas décennaux national et européen, la CRE a approfondi sa réflexion sur la mise en œuvre d'un tel mécanisme.

Les réserves exprimées par certains acteurs amènent notamment la CRE à faire évoluer le mécanisme incitatif initialement proposé vers plus de lisibilité.

Le nouveau mécanisme envisagé par la CRE vise à :

- stimuler la réalisation prioritaire des projets d'interconnexion utiles pour la collectivité;
- encourager le gestionnaire de réseau à mener à bien les investissements dans les meilleures conditions de coûts et de délais ;
- inciter le gestionnaire de réseau à la bonne exploitation de l'ouvrage d'interconnexion nouvellement créé, en particulier en matière de capacité mise à disposition du marché.

Pour ce faire, la CRE envisage de distinguer explicitement :

- l'incitation financière à réaliser les projets utiles pour la collectivité ;
- l'incitation financière à réaliser les investissements dans les meilleures conditions de coûts et de délais ;
- l'incitation financière à la bonne exploitation de l'interconnexion.

L'incitation financière à la réalisation des investissements d'interconnexion prendrait la forme d'une prime fixe exprimée en euros dont le montant serait défini en amont de la décision d'investissement en fonction de l'intérêt de l'interconnexion pour la collectivité. L'incitation reflèterait à la fois l'enjeu que ces projets représentent pour le système électrique européen et l'effort comparativement élevé que RTE doit consentir pour les mener à bien, par rapport à la réalisation d'autres investissements.

Les incitations à la minimisation des coûts et des délais de réalisation de l'interconnexion, ainsi que l'incitation à la bonne exploitation, prendraient la forme d'incitations variables qui s'ajouteraient tous les ans à la prime fixe. Les modalités d'attribution de ces incitations seraient définies en amont de la décision d'investissement.

Les modalités de calcul des différentes incitations seraient fixées dans le respect de certaines limites :

- l'incitation financière totale serait positive ou nulle dans tous les cas de figure. La fixation de ce plancher garantit l'absence d'effets contre-incitatifs préjudiciables au développement des interconnexions et protège RTE contre tout évènement exogène de grande ampleur ;
- l'incitation financière totale serait nulle dans le cas où l'investissement se révèle inutile lors de ses premières années d'exploitation. La CRE estime qu'octroyer à un projet d'interconnexion une rémunération plus élevée que les autres investissements n'est justifié que si son utilité est confirmée ;
- l'incitation financière totale n'excéderait pas un montant jugé raisonnable par la CRE au regard de l'intérêt de l'interconnexion pour la collectivité et du montant de l'investissement. RTE fournirait à la

CRE, dans le cadre de son programme annuel d'investissement ou du point d'exécution intermédiaire, les éléments permettant d'évaluer l'intérêt des interconnexions qu'il souhaite réaliser et dont la décision d'engagement pourrait être prise prochainement. La CRE procéderait à l'examen de ces éléments, déciderait le cas échéant d'octroyer des incitations et en fixerait les modes de calcul détaillés.

Les incitations financières seraient calculées chaque année après la mise en service et pour une durée déterminée d'avance, typiquement de dix ans. Elles seraient versées à RTE après la mise en service, par un crédit porté au solde du CRCP.

Les paragraphes suivants précisent les modalités de calcul des incitations financières.

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

La CRE pourrait décider d'attribuer une incitation financière fixe à RTE pour certaines interconnexions, jugées utiles pour la collectivité. Le niveau de prime fixe attribuée à RTE serait déterminé en tenant compte de l'intérêt de l'interconnexion pour le système électrique européen, qui inclurait des éléments quantifiables mais qui pourrait également se fonder sur des éléments plus qualitatifs tels que la sécurité d'approvisionnement.

La partie quantifiable de l'utilité de l'interconnexion pour le système électrique serait estimée à partir des hypothèses de flux, de prix et de coûts d'investissement. Elle comprendrait la rente de congestion ainsi que la valeur pour la collectivité de la convergence des prix, déduction faite des coûts d'investissement. La rente de congestion anticipée serait le produit des flux commerciaux et des écarts de prix anticipés. La valeur pour la collectivité de la convergence des prix anticipée dépendrait de la résilience (sensibilité des prix à une variation de demande). Cette évaluation serait prise en compte par la CRE comme une indication de la valeur créée par le projet, dont une fraction constituerait l'incitation accordée à RTE.

Un calcul simplifié de l'intérêt de l'interconnexion peut s'exprimer de la façon suivante :

$$\text{Flux commerciaux} \times \text{Ecart de prix} - \text{Annuité d'investissements}^{15}$$

A titre purement illustratif, supposons que RTE anticipe sur une frontière donnée un accroissement prévisionnel de flux commerciaux de 10 TWh par an et un écart de prix prévisionnel de 10 €/MWh et ce pendant 10 ans. L'utilité brute du projet s'élève donc à 100 M€/an dont la moitié bénéficie aux utilisateurs du réseau de transport français. Supposons par ailleurs un budget d'investissement pour RTE de 500 M€ et un taux d'actualisation normatif de 5,5% réel, l'annuité d'investissement s'élève à 30,2 M€. Le gain net attendu de l'interconnexion pour le système électrique français s'élève alors à 19,8 M€ par an. Avec un taux de partage entre la collectivité et le gestionnaire de réseaux qui alloue à ce dernier 20% des gains qui résultent de cet investissement, l'incitation financière fixe à la réalisation de cet investissement s'élèverait à 4,0 M€ par an pendant 10 ans à partir de la mise en service de l'ouvrage.

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

RTE fournirait à la CRE sa meilleure estimation de coûts d'investissement. Après la mise en service, RTE recevrait un bonus d'autant plus important que les coûts réalisés seraient bas, et d'autant plus faible qu'ils seraient élevés. L'incitation financière à minimiser les coûts s'exprimerait en fonction de l'écart entre le budget prévisionnel et le budget réalisé.

Toujours à titre illustratif, supposons que le budget prévisionnel du projet pour RTE est de 500 M€. Avec un taux d'actualisation de 5,5% réel sur la durée de vie comptable du projet, l'annuité d'investissement prévisionnelle s'élèverait à 30,2 M€. Supposons que la CRE alloue au gestionnaire de réseau 20% des gains. Si le montant final de l'investissement est de 400 M€, l'annuité d'investissement réalisée s'élève à

¹⁵ Ce calcul très simplifié ne tient pas compte de la valeur pour la collectivité de la convergence des prix entre les marchés considérés. La convergence des prix sera un élément pris en compte par la CRE dans son évaluation du projet.

24,2 M€, soit 6,0 M€ de moins que prévu. RTE recevrait alors une incitation financière supplémentaire de 1,2 M€ par an pendant 10 ans.

A l'inverse, Si le montant final de l'investissement est de 600 M€ au lieu des 500 M€ prévus, l'annuité d'investissement réalisée s'élève à environ 33 M€. RTE serait alors soumis à un malus de 1,2 M€ par an pendant 10 ans, soit 20% de l'écart entre l'annuité prévue et l'annuité réalisée.

Scénario différence de coût	400 M€	Réf. (500 M€)	600 M€
Gain collectivité	25,8	19,8	13,7
Prime fixe	4,0	4,0	4,0
Prime variable Flux	0,0	0,0	0,0
Prime variable Coûts	1,2	0,0	-1,2
Prime annuelle totale	5,2	4,0	2,8

Comme indiqué dans la partie A.2.1.5, dans le cas où RTE obtiendrait une subvention de la part de la Commission européenne pour la réalisation d'un investissement d'interconnexion, la CRE pourrait prendre en compte l'octroi de cette subvention dans le calcul de la performance du gestionnaire de réseau en la déduisant du budget réalisé.

c. Incitation à la bonne exploitation de l'interconnexion électrique

Pour l'évaluation de l'intérêt du projet d'interconnexion, RTE transmettrait à la CRE son estimation des flux commerciaux supplémentaires apportés par le projet sur la frontière pertinente. L'indicateur utilisé ne serait donc pas le flux physique qui transite sur l'ouvrage créé mais bien le gain de flux commerciaux sur l'ensemble de la frontière considérée.

Une fois l'interconnexion mise en service, la CRE comparerait les flux commerciaux apportés par l'interconnexion aux flux annoncés par RTE avant la décision d'investissement. RTE obtiendrait un bonus d'autant plus élevé que les flux sont importants. L'écart de flux étant valorisé à partir du même différentiel de prix que celui utilisé dans le calcul de la prime fixe, l'opérateur pourra anticiper le gain associé à un accroissement de flux. Si les flux supplémentaires réalisés sont sensiblement inférieurs à ceux qui avaient été annoncés, RTE subirait un malus. Si les flux sont si faibles que l'interconnexion perd toute réelle utilité, le malus serait tel que le projet recevrait la rémunération de base au CMPC.

Supposons que dans l'exemple développé plus haut, les flux s'élèvent finalement à 11 TWh pendant la première année après la mise en service. Le différentiel de prix a été fixé *ex ante* à 10 €/MWh. Cette énergie supplémentaire de 1 TWh est valorisée à 10 M€ dont la moitié, soit 5 M€, bénéficie aux utilisateurs du réseau de transport français. RTE recevrait alors une incitation financière de 1 M€ pour l'année considérée, soit 20% de la valeur ajoutée pour la collectivité. Inversement si les flux réalisés sont de 9 TWh au lieu de 10 TWh, RTE recevrait un malus de 1 M€ pour l'année considérée, soit 20% de la perte de valeur ajoutée pour la collectivité par rapport à la prévision. Les incitations sont calculées pendant chacune des 10 premières années de mise en service. Selon les flux commerciaux réalisés, l'incitation à la bonne exploitation de l'interconnexion électrique est susceptible de varier d'une année à l'autre.

Scénario différence de flux	9 TWh	Réf. (10 TWh)	11 TWh
Gain collectivité	14,8	19,8	24,8
Prime fixe	4,0	4,0	4,0
Prime variable Flux	-1,0	0,0	1,0
Prime variable Coûts	0,0	0,0	0,0
Prime annuelle totale	3,0	4,0	5,0

d. Incitation à la réalisation des investissements dans les meilleurs délais

Le coût du capital de RTE étant déjà couvert par la rémunération au CMPC des investissements, les incitations financières constitueraient bien un bénéfice économique pour RTE. La valeur des incitations n'étant pas neutre dans le temps, mais dépendant du taux d'actualisation de RTE, les incitations financières auraient donc plus de valeur pour RTE s'il parvenait à les obtenir tôt. Comme les incitations seraient versées après la mise en service de l'ouvrage, RTE serait incité à réaliser l'investissement au plus vite. RTE aurait donc intérêt à réaliser le plus tôt possible les projets d'interconnexion auxquels seraient attachées des incitations.

L'incitation à la réalisation des investissements dans les meilleurs délais serait donc implicitement contenue dans le fait de conditionner le versement des autres incitations financières à la date de mise en service. Il n'apparaît pas nécessaire d'explicitement d'incitation à la réalisation des investissements dans les meilleurs délais.

e. Cohérence d'ensemble du dispositif

Le dispositif proposé supprimerait la possibilité pour RTE de tirer profit de l'asymétrie d'information qui existe entre lui et la CRE en matière de coûts, de délais et de flux anticipés.

Par exemple, si RTE déclare un budget d'investissement artificiellement élevé, il lui sera plus facile de réaliser des dépenses inférieures aux prévisions et ainsi de bénéficier d'un bonus plus important lié à l'incitation à maîtriser les coûts. Cependant, avec un budget prévisionnel plus élevé, l'utilité attendue du projet pour la collectivité est réduite d'autant ; la prime fixe, en grande partie déterminée par l'utilité attendue, sera autant diminuée que l'incitation à maîtriser les coûts aura été augmentée.

Prévision coût : 600 M€	500 M€	Réf. (600 M€)
Gain collectivité	19,8	13,7
Prime fixe	2,8	2,8
Prime variable Flux	0,0	0,0
Prime variable Coûts	1,2	0,0
Prime annuelle totale	4,0	2,8

Il est à noter par ailleurs que ce dispositif pourrait être accompagné d'un menu de contrat¹⁶ si la CRE souhaitait inciter encore plus fortement le gestionnaire de réseaux à révéler sa meilleure information.

3.6. Investissements sous maîtrise d'ouvrage d'ERDF

3.6.1. Coûts unitaires

Lors de la consultation publique de juin 2012, la CRE a interrogé les acteurs sur la pertinence de la mise en place de mesures incitatives sur les coûts unitaires d'investissement d'ERDF.

En réponse, de nombreux acteurs se sont montrés soit opposés à la mise en place de mesure incitatives, soit favorables sur le principe mais réticents à une mise en œuvre dès le TURPE 4. La plupart des oppositions ou des réticences des acteurs sont liées au fait qu'ils estiment le sujet insuffisamment mature.

La CRE considère qu'il est effectivement difficile de mettre en œuvre des incitations financières dans le cadre du TURPE 4 dans la mesure où la connaissance des évolutions passées des coûts unitaires est

¹⁶ Le régulé se voit offert la possibilité de choisir entre plusieurs « contrats » de régulation incitative : plus l'objectif est difficile à atteindre, plus la récompense est élevée. En choisissant le contrat qui lui paraît le plus intéressant, il révèle du même coup son efficacité.

restreinte (trois années : 2009 à 2011) ce qui rend notamment délicate l'estimation de l'impact des facteurs exogènes sur les coûts unitaires.

Dans ce contexte, la CRE envisage dans le cadre du TURPE 4 de mettre en place un suivi des coûts unitaires d'investissement d'ERDF dans la perspective de mise en œuvre d'incitations financières dans le cadre du TURPE 5. Ce suivi serait détaillé notamment selon les axes d'analyse suivants :

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

3.6.2. *Respect de la trajectoire d'investissement*

En réponse à la consultation publique de juin 2012, certains acteurs ont par ailleurs souhaité que soient étudiés les moyens d'inciter ERDF à la réalisation de la trajectoire physique d'investissements prévue par celui-ci lors de l'élaboration des tarifs.

La CRE estime que, si de telles incitation étaient mises en place, elles ne seraient pertinentes que pour les investissements qui concourent à l'amélioration de la continuité et de la sécurité d'alimentation (investissements « qualité et modernisation ») qui sont les seuls à relever pleinement de la décision d'ERDF et dont la réalisation dépend peu d'événements exogènes. Il est à noter toutefois qu'un découpage des investissements par finalité est difficile à auditer et pourrait conduire à des effets d'aubaine.

Au demeurant, la CRE estime préférable de fonder les incitations financières sur des indicateurs de résultat et dans le cas particulier de la qualité sur la durée moyenne de coupure, les décisions d'investissement se répercutant nécessairement à moyen terme sur l'évolution de cet indicateur.

La CRE envisage en revanche de mettre en place un suivi détaillé des investissements « qualité et modernisation ».

3.6.3. *Projet de comptage évolué*

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 est une des conditions de réussite du programme français de transition énergétique.

Ce projet requiert un investissement initial important, de 4,5 Md€, 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.

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

Les gestionnaires de réseaux publics de transport et de distribution d'électricité doivent faire face aux défis liés à l'évolution du système électrique. Les principaux enjeux concernent : l'intégration des énergies renouvelables et intermittentes, le développement des nouveaux usages de l'électricité, l'intégration plus forte du marché européen de l'électricité, le vieillissement des ouvrages, l'amélioration de la qualité, *etc.* Dans ce contexte, la capacité des gestionnaires de réseaux à développer des projets de R&D et d'innovation est cruciale, notamment dans le domaine des réseaux électriques intelligents (*Smart grids*), qui sont un des moyens incontournables dont les gestionnaires de réseaux disposent pour faire face aux évolutions du système électrique.

3.7.1. La CRE accompagne le développement des réseaux électriques intelligents

La CRE s'est intéressée très tôt au développement des réseaux électriques intelligents et a, depuis 2010, ouvert le débat avec l'organisation d'un colloque puis de forums thématiques qui, tous les deux mois, sont des lieux d'échanges entre experts et acteurs sur la modernisation des réseaux et les sujets qui lui sont liés : véhicules électriques, modèles économiques, intégration des énergies renouvelables, stockage et bien d'autres. Avec l'animation d'un site d'information, à destination du grand public et des acteurs du secteur de l'énergie, dédié aux *Smart grids* et l'organisation de forums bimestriels, la CRE a poursuivi son rôle d'information de l'ensemble des acteurs et a invité les différentes parties prenantes à partager leurs expertises et expériences et à coordonner leurs actions en faveur du développement des réseaux intelligents¹⁷.

Deux ans après le lancement de cette démarche, un point d'étape s'est avéré nécessaire. Il a pris la forme d'une série d'entretiens avec les principaux acteurs concernés par le sujet des *Smart grids* : industriels, élus locaux, gestionnaires de réseaux, chambre de commerce et de l'industrie, *etc.* Ces rencontres ont permis de connaître leurs ambitions et leurs attentes vis-à-vis du régulateur français. Dans le prolongement de ces différents entretiens 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 a défini un programme de travail destiné à renforcer son action dans le domaine des réseaux électriques intelligents.

Avec les projets de démonstrateurs *Smart grids* qui se multiplient sur l'ensemble du territoire, se développe un renouveau de l'action décentralisée en matière de gestion de l'énergie. La CRE a engagé une réflexion sur l'évolution du cadre institutionnel et de la gouvernance des *Smart grids*. Cette démarche a débuté par l'organisation d'un colloque le 11 octobre dernier sur le thème « Energies et territoires : une régulation, des régulations ? », colloque au cours duquel les acteurs du secteur de l'énergie ont pu partager leurs préoccupations et leurs attentes face à cette problématique nouvelle. Ce travail se poursuivra dans les mois à venir par des échanges avec les acteurs locaux concernés par ces sujets. Il s'inscrit pleinement dans les réflexions françaises actuelles sur l'évolution du rôle des collectivités territoriales dans la mise en œuvre d'une nouvelle politique énergétique.

¹⁷ 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.

Pour s'assurer de leur bon développement, la CRE mènera une réflexion sur la régulation des réseaux électriques intelligents et participera demain à la définition de leurs fonctionnalités, à l'instar des activités menées sur le comptage évolué. Ces travaux menés avec l'ensemble des acteurs s'intéresseront notamment au développement du stockage, à l'intégration des énergies renouvelables, à l'insertion des véhicules électriques, etc. Par ailleurs, elle renforcera le suivi et l'accompagnement des expérimentations pour préparer la conception ou l'adaptation de la régulation et poursuivra son implication dans les travaux de normalisation des *Smart grids* engagés par la Commission européenne.

Les gestionnaires de réseaux sont impliqués dans plusieurs démonstrateurs de *Smart grids*.

Les démonstrateurs visent à expérimenter en conditions réelles les différentes problématiques des réseaux électriques du futur. Il s'agit de projets qui se déroulent le plus souvent sur plusieurs années et contribuent à mettre au point des solutions intégrant de nouvelles technologies et de nouveaux modèles pouvant à terme être déployés à grande échelle. En France, de nombreux démonstrateurs de *Smart grids* sont en cours et mobilisent les gestionnaires de réseaux. A titre d'exemple, quelques projets majeurs sont rappelés ci-après.

Dans la région Provence-Alpes-Côte d'azur, le démonstrateur *Nice Grid*, piloté par ERDF, étudie l'optimisation de l'exploitation d'un réseau HTA et BT avec l'insertion massive sur le réseau d'énergie renouvelable décentralisée et intermittente, le fonctionnement d'une zone de consommation autonome isolée du réseau principal et le comportement des clients.

Dans la région Picardie, le projet Postes électriques intelligents, dans lequel sont engagés RTE et ERDF, a pour objectifs de développer et de tester un ensemble de composants innovants au niveau des postes électriques (poste HTB et poste source HTB/HTA) et d'évaluer les bénéfices technico-économiques pour l'exploitation du système électrique.

En Corse, en Guadeloupe et à La Réunion, le projet MILLENER (Mille Installations de gestion énergétique dans les îles), piloté par EDF SEI, a pour objectif de contribuer à réduire les consommations électriques des utilisateurs finals et de mieux insérer les énergies renouvelables intermittentes dans les réseaux publics de distribution dans le but de garantir, en temps réel, l'équilibre entre la demande d'électricité et la production.

La CRE souhaite accompagner et soutenir cet effort d'innovation des gestionnaires de réseaux en leur donnant les moyens de mener à bien les projets nécessaires pour relever ces défis.

3.7.2. Le cadre tarifaire

La CRE veille, dans la définition de son cadre tarifaire, à donner aux gestionnaires de réseaux les moyens tarifaires nécessaires pour mener à bien les projets de R&D et d'innovation nécessaires à la construction des réseaux électriques de demain. En particulier, la CRE estime indispensable qu'il n'y ait pas de frein tarifaire pour le développement de tels projets.

La CRE estime, également, indispensable d'accroître le suivi des projets de R&D et d'innovation menés par les gestionnaires de réseaux ainsi que la transparence sur les démonstrateurs.

La CRE a soumis à consultation publique, en juin 2012, plusieurs propositions allant dans ce sens, qui ont été accueillies favorablement par les acteurs :

- l'exclusion des charges d'exploitation de R&D de l'assiette des charges d'exploitation maîtrisables ;
- la mise en place d'un suivi des projets de R&D et d'innovation ;
- la restitution aux utilisateurs des sommes allouées à la R&D et non utilisées.

a. Un cadre tarifaire favorable au développement des projets innovants

La régulation en matière d'investissements d'innovation, en vigueur dans le cadre du TURPE 3, à savoir une couverture intégrale de la même manière que pour les autres investissements, sera reconduite.

S'agissant des charges d'exploitation de R&D, RTE et ERDF ont proposé des montants de charges d'exploitation de R&D respectivement de 100 M€ et 148 M€ sur la période du TURPE 4.

En juin 2012, la CRE a soumis à l'avis des acteurs la possibilité de les exclure de l'assiette des charges d'exploitation maîtrisables afin de supprimer tout frein tarifaire potentiel au développement de projets de R&D.

Les acteurs s'y sont montrés dans l'ensemble favorables, estimant que l'effort de recherche et d'innovation devait être accentué au cours des prochaines années pour répondre aux besoins d'évolution du système électrique. La CRE propose, donc, de retenir cette évolution dans le cadre du TURPE 4.

b. Développer la visibilité sur les programmes d'innovation et de R&D des gestionnaires de réseaux

La CRE a, également, proposé, dans sa consultation publique de juin 2012, de mettre en place un suivi de projets de R&D et d'innovation. Il permettra à la CRE de communiquer régulièrement avec les utilisateurs sur les programmes financés par le TURPE.

Les acteurs se sont montrés favorables à la mise en place d'un tel suivi qui répond à l'attente de disposer d'une plus grande information sur les programmes financés par le TURPE et sur leurs impacts.

La CRE propose donc de retenir, dans le cadre du TURPE 4, la mise en place d'un suivi périodique des projets de R&D et d'innovation. Ce suivi prendrait la forme d'un rapport, remis tous les ans par les gestionnaires de réseaux à la CRE, qui comprendrait :

- une description des principaux projets menés et de leurs impacts ;
- un état détaillé des dépenses de R&D par finalité ;
- un état détaillé des investissements innovants réalisés par finalité.

Périodiquement, la CRE publierait un rapport sur les projets d'innovation et de R&D menés par les gestionnaires de réseaux. En réponse aux attentes des acteurs, ce rapport informerait l'ensemble des utilisateurs des projets en cours, des objectifs visés, des impacts attendus et des résultats des expérimentations menées. Ce rapport viendrait compléter les outils de communication déjà mis en place par la CRE, notamment dans le domaine des réseaux électriques intelligents.

c. Un cadre tarifaire incitant les gestionnaires de réseaux à investir effectivement dans la R&D

Dans sa consultation publique de juin 2012, la CRE a proposé de mettre en place un mécanisme de restitution aux utilisateurs de réseaux des budgets de R&D qui n'ont pas été utilisés par les opérateurs.

Les acteurs s'y sont montrés dans l'ensemble favorables à condition de s'assurer que les sommes non dépensées n'étaient pas dues à de simples reports de projets. Plusieurs acteurs ont, notamment, suggéré d'utiliser une durée de référence suffisamment longue pour tenir compte de ces éventuels effets de report. Cette demande reflète l'attachement des acteurs au soutien des initiatives innovantes des gestionnaires de réseaux.

La CRE propose, donc, d'effectuer un bilan, en fin de période tarifaire, des dépenses de R&D et de restituer aux utilisateurs, *via* le mécanisme du CRCP, l'écart entre la trajectoire prévisionnelle et la trajectoire réalisée. Les éventuels écarts annuels entre la trajectoire réalisée et la trajectoire prévisionnelle seraient expliqués par les gestionnaires de réseaux dans le cadre du rapport annuel transmis à la CRE.

C. Structure et règles tarifaires

38 acteurs ont répondu à la consultation publique de mars 2012 consacrée à la structure du TURPE. Cette forte participation témoigne de l'intérêt que portent les parties prenantes à la question des signaux économiques véhiculés par le TURPE. Cet intérêt s'explique notamment par les nouvelles attentes telles que la prise en compte des coûts environnementaux, la lutte contre la précarité énergétique, le développement des nouveaux usages (production décentralisée, stockage), *etc.*

Un des objectifs principaux poursuivis lors de la définition du TURPE est de minimiser les coûts des réseaux payés par la collectivité des utilisateurs. Un des moyens d'atteindre cet objectif est d'envoyer aux utilisateurs l'information des coûts générés par leur consommation sur les réseaux. Cette information est contenue dans le signal prix de la souscription de puissance et dans celui du prix de l'énergie. Un signal tarifaire reflétant les coûts engendrés sur les réseaux par chaque catégorie d'utilisateurs est nécessaire pour garantir l'efficacité du signal tarifaire et donc réduire les coûts de réseaux à long terme.

Pour satisfaire aux objectifs de politique énergétique, d'autres signaux économiques peuvent se superposer à ceux convoyés par la structure du TURPE. Le fait que les utilisateurs perçoivent des signaux économiques qui ne sont pas identiques à ceux véhiculés par cette structure tarifaire ne remet pas en cause l'efficacité d'un signal tarifaire horosaisonnalisé reflétant les coûts de réseaux. La complémentarité des signaux relatifs aux coûts des réseaux, à ceux de la fourniture et à la politique énergétique permet aux utilisateurs de disposer de l'information la plus complète sur les coûts et les bénéfices que leurs comportements de consommation induisent pour le système électrique dans son ensemble.

Dans le respect du principe de non-discrimination entre utilisateurs, la CRE veille à ce que les nouveaux usages ne soient pas exposés à une structure tarifaire qui s'avérerait dépasser le seul reflet des coûts de réseaux qu'ils induisent.

La structure des tarifs envisagée pour la prochaine période tarifaire est présentée à l'annexe 4. Les tarifs présentés dans cette annexe prennent en compte l'ajustement annuel du 1^{er} août 2012¹⁸ et l'actualisation des données de flux et de coûts transmises par les opérateurs dans le cadre de la préparation du TURPE 4. Par ailleurs, par souci de lisibilité du signal tarifaire et pour satisfaire à la demande des acteurs, les classes temporelles des tarifs proposés aux utilisateurs raccordés en HTB2 et en HTB1 sont modifiées par rapport à celles présentées lors de la consultation publique de mars 2012.

La méthodologie de construction de ces tarifs demeure identique à celle exposée dans le cadre de la consultation publique de mars 2012¹⁹.

Les tarifs au 1^{er} août 2013 seront définis en multipliant de façon homothétique les coefficients tarifaires présentés en annexe 4 par le pourcentage de hausse des tarifs qui sera fixé pour l'année 2013²⁰.

1. Tarifs de transport

Modification des classes temporelles des tarifs de transport HTB1 et HTB2

Certains acteurs ont souhaité une modification des classes temporelles des tarifs HTB1 et HTB2 présentées lors de la consultation publique de mars 2012. Deux arguments étaient mis en avant par les parties prenantes : le souhait d'une meilleure lisibilité du signal tarifaire et la crainte d'une mauvaise répercussion des coûts du réseau public de transport sur les utilisateurs des réseaux publics de distribution.

Concernant ce dernier point, il convient de souligner que la répercussion des coûts du réseau public de transport sur les utilisateurs des réseaux publics de distribution est indépendante de la structure des tarifs de transport. En effet, la méthodologie de construction des tarifs affecte heure par heure les coûts des réseaux amont aux utilisateurs raccordés aux domaines de tension aval. C'est seulement une fois les coûts affectés à chaque heure pour chaque domaine de tension que les tarifs proprement dits sont calculés. Cette méthodologie assure une répartition fine et précise des coûts de transport sur les utilisateurs raccordés aux

¹⁸ Ajustement annuel défini dans le cadre de la [délibération de la CRE du 24 mai 2012](#) portant application des règles tarifaires pour l'utilisation des réseaux publics d'électricité.

¹⁹ Le texte de la consultation publique de mars 2012 ainsi que la synthèse des réponses sont disponibles sur le site de la CRE à l'adresse suivante : <http://www.cre.fr/documents/consultations-publicques/structure-des-tarifs-d-utilisation-des-reseaux-publics-de-transport-et-de-distribution-d-electricite>.

²⁰ Conformément au point 14.3 du projet de règles tarifaires présenté en annexe 4, les tarifs au 1^{er} août 2013 prendront également en compte les contraintes de facturation qui impliquent que les coefficients tarifaires soient divisibles par 12.

réseaux publics de distribution et permet de s'affranchir de la structure des tarifs de transport dans la construction des tarifs de distribution. En d'autres termes, l'évolution de la structure des tarifs de transport n'a pas d'impact sur celle des tarifs de distribution.

En revanche, au regard des attentes exprimées par certains acteurs, la CRE a porté une attention toute particulière à la question de la lisibilité du signal tarifaire perçu par les utilisateurs des réseaux.

Pour ce faire, de nouvelles classes temporelles ont été envisagés pour les tarifs HTB2 et HTB1. Les modifications principales par rapport aux classes temporelles présentées dans le cadre de la consultation publique de mars 2012 sont les suivantes :

- resserrement de la classe temporelle d'heures de pointe qui comprendrait 4 heures au lieu de 10 heures ;
- basculement du mois de mars en hiver ;
- élargissement de la classe temporelle d'heures creuses qui durerait 8 heures au lieu de 6 heures.

Ces nouvelles classes temporelles présentent l'avantage d'améliorer la lisibilité du signal tarifaire envoyé aux utilisateurs du réseau public de transport, tout en répondant à l'exigence de reflet des coûts de réseaux. Elles ont été définies en cohérence avec les classes temporelles des tarifs réglementés de vente de l'électricité, ce qui permet aux utilisateurs des réseaux publics de transport et de distribution de percevoir les mêmes informations sur les coûts de réseaux.

Une description détaillée des nouvelles classes temporelles des tarifs HTB2 et HTB1 est présentée en annexe 3.

Evolution des tarifs de transport

L'actualisation des données de flux et de coût, ainsi que l'évolution de la définition des classes temporelles des tarifs HTB2 et HTB1, implique une évolution des tarifs pour les utilisateurs du réseau public de transport.

Les nouvelles données fournies par les gestionnaires de réseau ont différents impacts selon le domaine de tension de raccordement des utilisateurs. Par rapport aux tarifs présentés lors de la consultation publique de mars 2012, les tarifs présentés dans l'annexe 4 de la présente consultation relative aux règles tarifaires induisent une légère baisse des tarifs HTB1 et une légère hausse des tarifs HTB2. Il faut rappeler que les tarifs HTB1 et HTB2 présentés lors de la consultation publique de mars 2012 étaient respectivement en hausse et en baisse par rapport au TURPE 3. Par conséquent l'évolution entre le TURPE 3 et les tarifs présentés dans le cadre de cette consultation publique est atténuée par rapport à celle de mars 2012.

L'explication réside dans le dynamisme de la consommation résidentielle et tertiaire qui se répercute dans les volumes de soutirage au domaine de tension HTB1. C'est en effet à ce domaine de tension que sont raccordés l'essentiel des postes source de distribution. Les mêmes coûts, partagés par des utilisateurs consommant dans leur ensemble davantage, conduisent à une baisse relative des factures.

La modification des classes temporelles des tarifs HTB2 et HTB1 implique quant à elle une légère baisse de la différenciation temporelle entre les parts à l'énergie des heures de pointe et celles des heures pleines d'hiver, et une légère hausse de la différenciation temporelle entre les parts à l'énergie des classes temporelles d'heures pleines et d'heures creuses. S'agissant des coefficients de puissance réduite, la hausse constatée pour la classe temporelle d'heures pleines d'hiver s'explique essentiellement par l'augmentation du nombre d'heures de cette classe. En effet, les coefficients de puissance réduite sont calculés à partir des coûts unitaires horaires et de la durée de la classe temporelle concernée.

Choix de la suppression du tarif base et du caractère obligatoire des tarifs à différenciation temporelle en HTB1 et HTB2

Un certain nombre d'acteurs se sont prononcés en faveur du maintien d'un tarif base en HTB1 et HTB2, cette attente s'appuyant sur l'idée que cela permettrait de ne faire supporter le signal prix de l'horosaisonnalité des coûts qu'aux seuls utilisateurs dont la consommation est flexible.

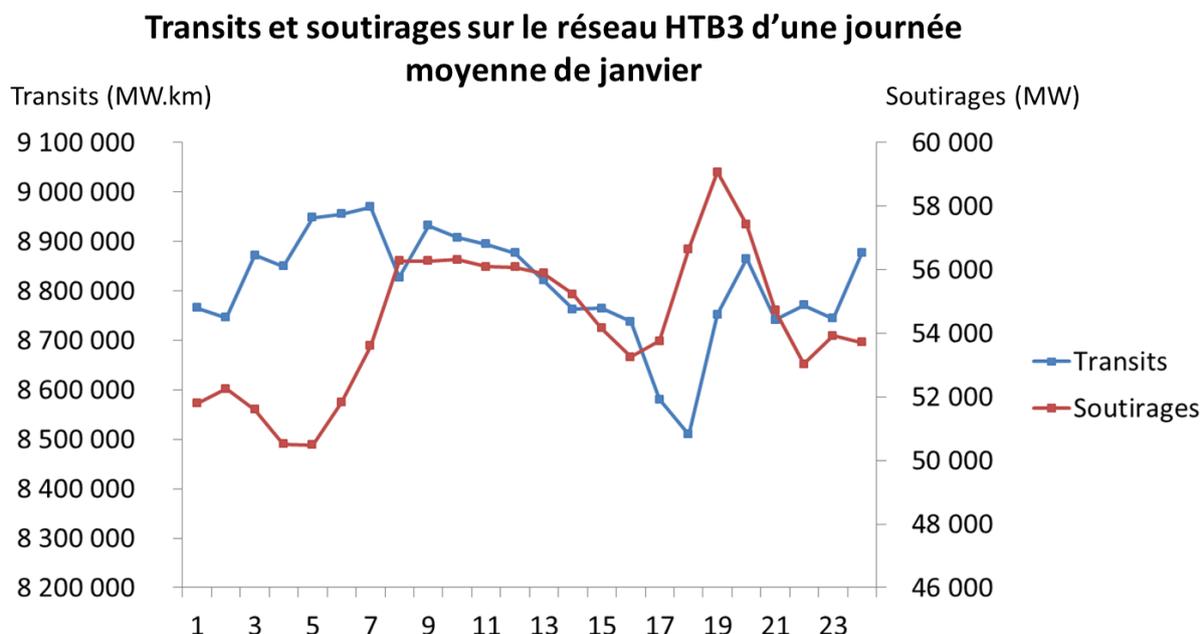
Or la détermination de coûts horaires d'utilisation des réseaux et leur affectation aux différentes catégories d'utilisateur est une étape préalable à la détermination des tarifs en eux-mêmes. Ceci implique que tous les utilisateurs, qu'ils choisissent un tarif base ou un tarif à différenciation temporelle, perçoivent le coût que leur profil de consommation induit pour les réseaux. Il en résulte que le maintien d'un tarif base n'impliquerait pas une limitation de la hausse de facture pour les utilisateurs des domaines de tension HTB2 ou HTB1 consommant beaucoup en heures chères.

La question de la différenciation temporelle du tarif HTB3

Dans leurs réponses à la consultation publique de mars 2012, plusieurs acteurs se sont montrés favorables à l'introduction d'un tarif HTB3 horosaisonnalisé.

Comme pour les autres domaines de tension, les coûts HTB3 sont liés aux transits. Or, comme indiqué dans le texte de consultation publique de mars 2012, les transits sur les réseaux HTB3 dépendent avant tout des plans de production et d'échanges aux frontières. La structure des coûts du réseau de grand transport n'est que très indirectement liée au profil des soutirages au niveau national.

Le graphique ci-dessous illustre par exemple que les transits totaux les plus élevés sur le réseau 400 kV se produisent pour un jour ouvré typique de janvier entre 4h et 7h du matin, c'est-à-dire lorsque la courbe de charge journalière est minimale.



La structure tarifaire est un vecteur d'information des utilisateurs sur les coûts que leur comportement de consommation induit sur les réseaux. Dans l'exemple ci-dessus, on observe que les transits sur le domaine de tension HTB3 sont plus importants à 6h qu'à 18h : le coût de l'heure 6 serait alors plus élevé que le coût de l'heure 18. Si un prix horaire de l'utilisation du réseau était défini, dans cet exemple, les utilisateurs seraient incités à consommer moins à 6h et plus à 18h, ce qui aurait pour effet d'augmenter la consommation nationale à 18h, qui est pourtant une heure de pointe de consommation nationale.

L'article L. 341-4 du code de l'énergie 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 ». Un tarif à différenciation temporelle en HTB3 devrait donc être défini en cohérence avec les périodes de faible et de forte consommation au niveau national, tout en respectant l'exigence de reflet des coûts de réseaux. Un tarif horosaisonnalisé dont les classes temporelles et la différenciation tarifaire entre classes temporelles seraient définies en cohérence avec les périodes de faible et de forte consommation au niveau national

inciterait de fait les utilisateurs raccordés au domaine de tension HTB3 à limiter leur consommation en période de forte consommation nationale, mais il ne permettrait pas de réduire les coûts du réseau de grand transport. De façon contre-intuitive un tel tarif pourrait même augmenter à terme les coûts du réseau de grand transport en incitant les utilisateurs à déplacer leur consommation sur des périodes qui sont certes peu chargées au niveau national, mais durant lesquelles les transits sur le domaine de tension HTB3 sont d'ores et déjà élevés.

2. Tarifs de distribution

L'actualisation des données de consommation et de coûts pour la période 2013-2016 implique une évolution de la structure des tarifs de distribution

En comparaison de la matrice des flux prévisionnels moyens sur la période 2009-2012, les prévisions moyennes de soutirage du distributeur ERDF pour la période 2013-2016 révèlent :

- une diminution des volumes soutirés sur le domaine de tension HTA de l'ordre de 6,4% ;
- une augmentation des volumes soutirés sur les réseaux BT de l'ordre de 1,9%.

Par ailleurs, la prise en compte de la répartition par ERDF des coûts par domaine de tension en 2011 en lieu et place de celle réalisée en 2007 implique une modification de la répartition des charges d'infrastructure et de pertes par domaine de tension. On observe :

- une augmentation des charges imputables au HTA de l'ordre de 1,8% ;
- une augmentation des charges imputables au BT de l'ordre de 1,2%.

Les principales évolutions de facture qui en résultent pour les utilisateurs raccordés aux réseaux de distribution, par rapport au TURPE 3, sont les suivantes :

- une augmentation moyenne des tarifs pour les utilisateurs raccordés en HTA dont :
 - une augmentation de tarif pour les utilisateurs souscrivant une option concave ;
 - une baisse de tarif pour les utilisateurs souscrivant une option à différenciation temporelle ;
- une augmentation moyenne des tarifs pour les utilisateurs raccordés en BT > 36 kVA ;
- une diminution moyenne des tarifs pour les utilisateurs raccordés en BT ≤ 36 kVA dont :
 - une hausse relative du tarif moyenne utilisation à différenciation temporelle (MU DT) ;
 - une baisse relative des tarifs courte utilisation (CU) et moyenne utilisation (MU) ;
 - une hausse relative du tarif longue utilisation (LU).

Ces évolutions s'expliquent par l'évolution de la structure de consommation et de la structure de coût par catégorie d'utilisateurs entre la période du TURPE 3 et la période du TURPE 4, et par les différences dans le profil de consommation moyen des utilisateurs selon le domaine de tension auquel ils sont raccordés. Ainsi, comme indiqué dans le texte de consultation de mars 2012, les utilisateurs raccordés en HTA ou en BT > 36 kVA sont beaucoup plus présents aux pointes journalières et hebdomadaires que les utilisateurs raccordés en BT ≤ 36 kVA, alors que ces derniers sont eux-mêmes beaucoup plus présents à la pointe saisonnière que les autres utilisateurs des réseaux publics de distribution. Il faut noter que la hausse de tarif pour les utilisateurs raccordés en HTA n'est pas aussi importante que la combinaison de l'effet volume et de l'effet prix mentionnés ci-dessus ne le laisseraient a priori présager. En effet, une partie de la hausse des charges HTA est absorbée par les utilisateurs raccordés en BT, en cohérence avec la contribution de ces utilisateurs aux flux sur le réseau HTA.

La modification de la structure tarifaire induit des évolutions de facture contrastées entre les différentes catégories d'utilisateurs du domaine de tension BT ≤ 36 kVA

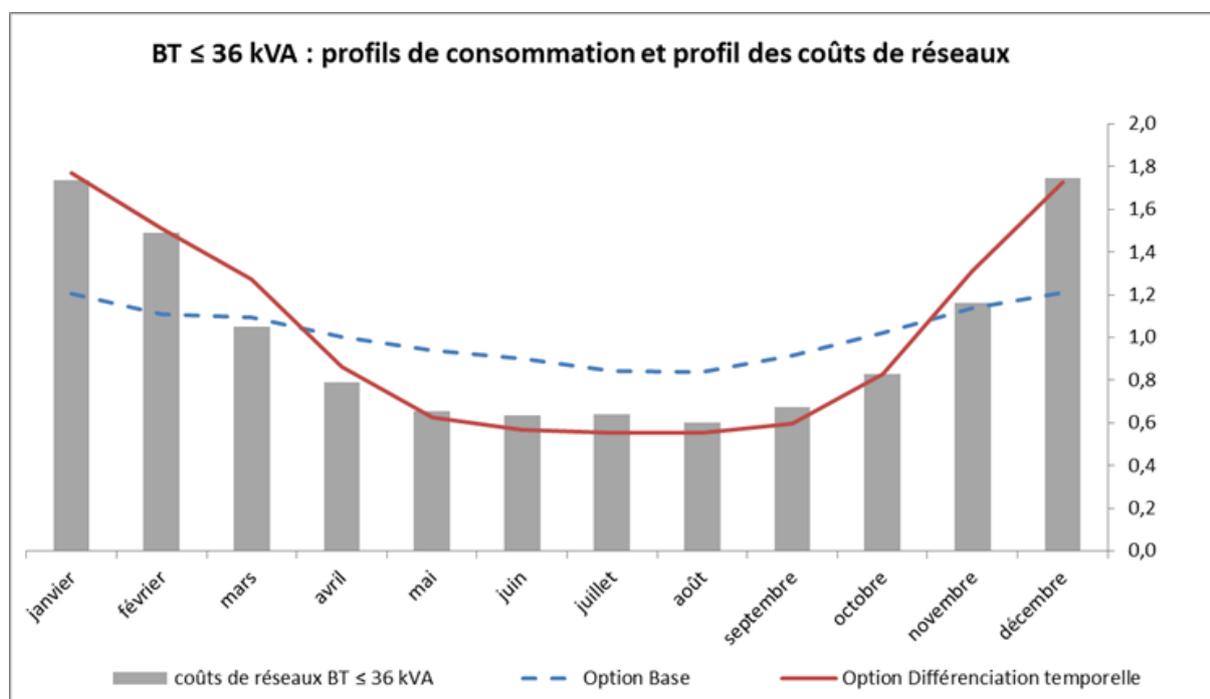
Dans le cadre de leurs réponses à la consultation publique de mars 2012, certains acteurs ont réagi aux évolutions de facture induites par la nouvelle structure tarifaire pour les utilisateurs raccordés au domaine de tension BT ≤ 36 kVA. Les remarques des acteurs se sont concentrées sur la hausse relative du tarif unitaire²¹ de l'option MU DT par rapport aux tarifs unitaires des options CU ou MU.

L'un des points soulevés par les acteurs a été celui de la perte d'attractivité de l'option MU DT par rapport aux options base (CU et MU).

Le nouveau modèle tarifaire est fondé sur l'attribution des coûts de réseaux aux différentes catégories d'utilisateurs sur la base des caractéristiques de leurs consommations respectives. D'une manière générale, les utilisateurs dont la courbe de charge est plus horosaisonnalisée que la courbe de charge moyenne des utilisateurs du domaine de tension considéré subissent des hausses de facture, tandis que ceux dont la courbe de charge est moins horosaisonnalisée que la courbe de charge moyenne des utilisateurs du domaine de tension considéré bénéficient de baisses de facture.

L'augmentation du tarif unitaire des options MU DT s'explique par les caractéristiques de consommation des clients souscrivant de telles options. Le coût induit par la forte consommation de ces utilisateurs durant les heures les plus chargées pour les réseaux, à savoir les heures hivernales, n'est en effet pas complètement contrebalancé par le fait que ces utilisateurs consomment peu durant les « heures pleines » tarifaires.

Il convient d'expliquer plus en détail l'importance que revêt pour les coûts de réseaux la consommation saisonnière des clients souscrivant une option à différenciation temporelle. Le graphique ci-dessous met en évidence la différence entre le profil d'un consommateur souscrivant une option à différenciation temporelle et celui d'un consommateur souscrivant une option base. Le profil des coûts unitaires de réseaux associés au domaine de tension BT ≤ 36 kVA, également indiqué, montre une forte coïncidence avec le profil de consommation des utilisateurs souscrivant une option à différenciation temporelle.



²¹ Le tarif unitaire est égal au rapport entre la facture totale et l'énergie consommée. Le tarif unitaire est donc exprimé en €/MWh.

Si le dispositif de comptage actuel ne permet pas de faire ressortir l'information de la différenciation temporelle des coûts de réseaux entre été et hiver, la méthodologie de construction des tarifs, en s'appuyant sur des coûts horaires d'utilisation des réseaux, permet de prendre en compte cette différenciation. Ceci explique l'évolution à la hausse des tarifs unitaires des options MU DT.

Certains acteurs ont par ailleurs soulevé la question de l'impact potentiel de la nouvelle structure tarifaire sur les utilisateurs en situation de précarité énergétique. La modification de la structure tarifaire induit en effet des évolutions de facture contrastées entre les différentes catégories d'utilisateurs. Ces évolutions de facture peuvent être perçues comme pénalisantes pour certaines catégories d'utilisateurs, notamment les utilisateurs utilisant l'électricité comme mode de chauffage.

La CRE est consciente des enjeux soulevés par la problématique de la précarité énergétique sur laquelle elle a organisé avec le Médiateur national de l'énergie (MNE) un colloque le 22 mars 2012²². Les évolutions de facture d'électricité résultant de la nouvelle structure du TURPE sont modérées. Pour les clients résidentiels, le TURPE représente moins de 50% de la facture d'électricité hors taxe. Une hausse du TURPE de 2% par exemple pour un utilisateur BT \leq 36 kVA ayant souscrit une option à différenciation temporelle se traduirait par une hausse de sa facture d'électricité d'environ 1%. Des mesures telles que l'élargissement de l'éligibilité aux tarifs de première nécessité seront mieux à même de répondre à la problématique de la précarité énergétique en ciblant les ménages les plus fragiles financièrement.

A ce stade, il faut toutefois noter que la méthodologie de construction tarifaire mise en œuvre, en allouant de manière fine les coûts de réseaux aux différentes catégories d'utilisateurs selon leurs profils de consommation, permet de réduire la facture des utilisateurs dont la durée d'utilisation est courte et la puissance souscrite faible. Une modification de la méthodologie d'allocation des coûts dans le sens d'une dilution des coûts engendrés par les consommations électriques hivernales dues au chauffage électrique sur l'ensemble des utilisateurs du domaine de tension BT \leq 36 kVA atténuerait l'efficacité économique du signal tarifaire et pourrait induire une augmentation de facture significative pour les utilisateurs consommant peu aux périodes de faible charge pour les réseaux.

3. Autres sujets relatifs à la structure tarifaire

La structure proposée reflète bien les coûts de réseau évités ou générés par les installations de stockage

Plusieurs acteurs ont soulevé la question du traitement tarifaire des installations de stockage d'énergie raccordées au réseau.

Lorsqu'elles sont intégrées à une installation de consommation, les installations de stockage permettent d'une part de lisser la courbe de charge, ce qui permet une réduction de la puissance souscrite, et d'autre part de déplacer la consommation des heures les plus chargées pour les réseaux aux heures les moins chargées pour les réseaux. Les apports que permettent les installations de stockage sont donc déjà valorisés par la structure des tarifs à travers une réduction de la facture d'acheminement.

Lorsqu'elles ne sont pas intégrées à une installation de consommation, les installations de stockage soutirent et injectent à des moments différents, induisant à chaque fois des flux d'énergie sur les réseaux. Ces flux d'énergie utilisent de la capacité de réseau et génèrent des pertes sur les réseaux. Le tarif de réseau payé par ces installations reflète le coût qu'elles induisent sur les réseaux, au même titre que n'importe quel autre utilisateur.

Il est à noter que les installations de stockage autonomes raccordées en HTB1 et HTB2 concentrent l'essentiel de leurs soutirages pendant la nuit. A ces domaines de tension, les coûts de réseau sont plus faibles pendant ces périodes creuses. Il est justifié que les installations de stockage bénéficient pleinement des avantages offerts aux utilisateurs soutirant en heures creuses par les tarifs à différenciation temporelle

²² Les actes de ce colloque, organisé par la CRE et le MNE en partenariat avec le Centre de géopolitique de l'énergie et des matières premières de l'Université Paris-Dauphine et l'Association des économistes de l'énergie, sont disponibles à l'adresse suivante : www.colloque-precarite-energetique.fr.

envisagés. Les tarifs à différenciation temporelle permettent notamment de valoriser les usages des stations de transfert d'énergie par pompage raccordées en HTB2 ou en HTB1, ce qui se traduit par une baisse sensible de leur facture d'acheminement.

La problématique de la valorisation des installations de stockage, raccordées au réseau public de transport ou aux réseaux publics de distribution, constitue un enjeu majeur pour les années à venir. La CRE envisage de mener des travaux complémentaires à ce sujet afin de mettre en lumière les éléments de valorisation de ces installations dans la chaîne de valeur de l'électricité, et d'évaluer la pertinence de l'environnement économique dans lequel elles évoluent.

Le rapport entre la part fixe et la part variable des tarifs de réseaux est fixé sur la base des coûts de réseaux induits par chaque catégorie d'utilisateurs

Certains acteurs ont soulevé la question de la répartition entre part fixe et part variable des composantes de soutirage du TURPE, déplorant que les recettes issues de la part fixe des tarifs ne soient pas plus élevées.

Il convient de noter que la structure tarifaire est différente de la structure des coûts comptables des opérateurs : la répartition entre part fixe et part variable des composantes de soutirage du TURPE s'appuie sur les coûts de réseaux induits par chaque catégorie d'utilisateurs, afin de donner à chacun les signaux économiques les plus pertinents pour limiter les coûts de réseaux à long terme. Le fait que les charges des gestionnaires de réseaux soient, pour une grande part, fixes n'implique donc pas que la part fixe des tarifs d'utilisation des réseaux doive constituer l'essentiel des recettes des opérateurs.

Une des variables déterminantes pour le dimensionnement du réseau, et donc pour les coûts de réseau, est la capacité de transit à la pointe sur le réseau considéré. Cette capacité dépend des appels de puissance à la pointe, qui sont inférieurs à la somme des puissances souscrites des utilisateurs du fait de l'effet de foisonnement²³. Le taux d'utilisation de la puissance souscrite par chaque utilisateur, que l'on peut traduire en termes de durée d'utilisation, est donc une variable déterminante pour les tarifs. Dans un tarif binôme, cela se traduit par une part variable fonction de l'énergie consommée et une part fixe fonction de la puissance souscrite.

Un utilisateur ayant une longue durée d'utilisation consomme une grande partie du temps (100% du temps pour un utilisateur qui consommerait pendant les 8 760 heures de l'année). Un utilisateur souscrivant la même puissance, mais dont la durée d'utilisation est courte ne consomme que pendant un nombre d'heures limité dans l'année²⁴.

A comportement de consommation inchangé, la probabilité qu'un utilisateur ayant une courte durée d'utilisation utilise la totalité de sa puissance souscrite au moment de la pointe est plus faible que pour un utilisateur ayant une longue durée d'utilisation. Le prix de la puissance souscrite payé par un utilisateur ayant une courte durée d'utilisation doit donc être plus faible que celui payé par un utilisateur ayant une longue durée d'utilisation.

Le tarif doit refléter également le différentiel de coût induit par une augmentation de la consommation. Les données actuellement disponibles montrent que l'augmentation de la probabilité à consommer à la pointe diminue au fur et à mesure que la durée d'utilisation augmente. Ainsi l'augmentation de consommation d'un utilisateur ayant une courte durée d'utilisation a un impact sur les coûts de réseaux plus important que pour un utilisateur ayant une longue durée d'utilisation. La part variable est donc décroissante avec la durée d'utilisation.

²³ Le foisonnement des consommations reflète le fait que les utilisateurs ne consomment pas tous au maximum de leur puissance souscrite au même moment. La probabilité que tous les utilisateurs soutirent simultanément la totalité de la puissance souscrite est d'autant plus faible que les utilisateurs soutirent de l'énergie pendant une courte durée dans l'année. Le foisonnement des consommations est pris en compte par le gestionnaire de réseau au moment du dimensionnement de la capacité des réseaux.

²⁴ Par exemple, un utilisateur typique raccordé en BT ≤ 36 kVA et souscrivant une option CU soutire de l'énergie pendant environ 500 heures dans l'année, soit 6% du temps.

L'augmentation de la part à l'énergie et la diminution de la part à la puissance à mesure que la durée d'utilisation diminue permet d'envoyer le bon signal économique aux utilisateurs des réseaux. Les utilisateurs ayant une longue durée d'utilisation sont incités à réduire leur puissance souscrite tandis que les utilisateurs ayant une courte durée d'utilisation sont incités à réduire leur consommation. Des éléments plus détaillés sur la méthodologie de construction des tarifs sont présentés dans la consultation publique en mars 2012.

L'introduction d'un TURPE à pointe mobile pour la prochaine période tarifaire semble prématurée

De nombreux acteurs ont mis en avant les difficultés à mettre en place un TURPE à pointe mobile fondé sur les pointes locales de consommation à courte échéance. Les difficultés soulevées par les acteurs sont notamment liées au développement des systèmes d'information nécessaires à une gestion optimisée des pointes de consommation locales. Par ailleurs, une concertation large des acteurs du système électrique apparaît nécessaire pour coordonner la gouvernance du signal d'activation d'un TURPE à pointe mobile.

Le déploiement d'un système de comptage évolué est un préalable à la mise en œuvre d'un TURPE à 4 index sur les réseaux publics de distribution

Le déploiement d'un système de comptage évolué sur les réseaux publics de distribution étant effectué progressivement, seulement une partie des utilisateurs pourront être équipés d'un système de comptage évolué sur la prochaine période tarifaire.

Lorsque le système de comptage évolué sera opérationnel pour une part prépondérante des utilisateurs, l'introduction d'un tarif de réseaux à 4 index sera envisageable. Le TURPE pourra alors mieux refléter les coûts de réseaux induits par la pointe de consommation saisonnière.

L'évolution de la structure du TURPE sur la base de nouveaux profils de consommation n'est pas envisagée dans le cadre du TURPE 4

Pour répondre à la problématique de la pointe saisonnière de consommation sur le domaine de tension BT ≤ 36 kVA, la consultation publique de mars 2012 interrogeait les acteurs sur la pertinence de prendre en compte l'évolution de la gamme des profils pour fonder de nouvelles options tarifaires.

Les études préalables nécessaires à la définition de nouveaux profils demandent du temps, notamment car un certain retour d'expérience sur les évolutions introduites est nécessaire pour stabiliser les résultats. Par ailleurs, les acteurs sont très partagés sur l'opportunité de mettre en œuvre de telles évolutions.

De ce fait, une évolution de la structure du TURPE sur la base de nouveaux profils de consommation n'est pas envisagée dans le cadre du TURPE 4.

L'évolution de la structure du tarif d'injection reste une question ouverte

Si les acteurs ayant répondu à la consultation publique de mars 2012 partagent dans leur majorité la nécessité d'améliorer la coordination entre les investissements de production et les investissements de réseaux, leurs avis divergent quant à la solution la plus appropriée pour répondre à cette problématique.

Concernant la mise en place d'un signal de localisation à l'attention des producteurs raccordés au réseau public de transport, les acteurs semblent dans leur ensemble défavorables à la mise en place d'un système de tarification nodale, jugé trop complexe et instable. Leurs positions divergent quand il s'agit d'évaluer la pertinence d'une évolution du périmètre de facturation des producteurs au moment du raccordement ou de la mise en œuvre d'un signal d'injection qui serait différencié géographiquement.

Concernant l'introduction d'un tarif d'injection pour les producteurs raccordés aux réseaux publics de distribution, les acteurs ayant répondu à la consultation publique de mars 2012 sont très partagés quant à la

pertinence de faire évoluer les coûts supportés par les producteurs. Par ailleurs, un retour d'expérience sur les schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables²⁵ leur semble nécessaire avant d'envisager une évolution de la structure du tarif d'injection sur les réseaux publics de distribution.

Les réponses des acteurs à la consultation publique de mars 2012 mettent en avant la complexité du sujet : une évolution de la structure du tarif d'injection nécessiterait, pour être efficace, de prendre en compte les diverses interactions entre le TURPE et valorisation de la production. Son paramétrage amènerait en tout état de cause à considérer l'ensemble de la chaîne de valeur de l'électricité.

Dans ce contexte, il semble prématuré d'introduire une modification de la structure des tarifs d'injection pour la prochaine période tarifaire.

4. Règles tarifaires

Les gestionnaires de réseaux ont proposé à la CRE des modifications dans l'écriture actuelle des règles tarifaires. La nouvelle structure de la composante de soutirage du TURPE implique également une modification de ces règles. L'annexe 4 de la consultation publique présente les modifications des règles tarifaires proposées principalement par les opérateurs pour la prochaine période tarifaire.

Les principales modifications proposées sont les suivantes :

- ERDF propose l'introduction au point 4.2 des règles des dispositions spécifiques pour la composante de comptage appliquée aux utilisateurs raccordés au domaine de tension HTA et aux utilisateurs raccordés au domaine de tension BT ayant souscrit une puissance supérieure à 120 kVA, dans le cas où l'utilisateur propriétaire d'un dispositif de comptage non conforme aux dispositions de l'arrêté du 4 janvier 2012 relatif aux dispositifs de comptage aurait refusé son remplacement ;
- la CRE propose une modification du point 6 des règles relatif aux composantes annuelles des soutirages (CS) et aux composantes mensuelles des dépassements de puissance souscrite (CMDPS) aux domaines de tension HTB en cohérence avec l'introduction de tarifs à différenciation temporelle en HTB2 et HTB1 ;
- ERDF propose l'introduction au point 9.2 des règles d'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, sans toutefois proposer de valeurs pour les coefficients. Dans le cas où cette proposition serait reprise par la CRE, elle envisage de définir la valeur des coefficients tel qu'intégré dans le tableau 24 du projet de règles présenté en annexe ;
- RTE propose une évolution du point 13.3 des règles tarifaires concernant le traitement de la composante annuelle de l'énergie réactive entre deux gestionnaires de réseaux. A la demande de gestionnaires de réseaux de distribution, la CRE s'interroge sur la pertinence d'ajouter à cette proposition une valeur plancher pour le terme contractualisé $tg \varphi_{max}$, afin qu'à défaut d'accord ce terme contractualisé ne puisse descendre en dessous d'un certain seuil, quelle que soit « la valeur historique » de $tg \varphi$;
- la CRE propose de modifier le point 14 des règles afin d'indexer l'ensemble des coefficients lors des évolutions tarifaires annuelles (à l'exception de la composante annuelle des injections).

Par ailleurs, ERDF souhaite un assouplissement des conditions ouvrant droit aux abattements de facturation pour les dépassements de puissances programmés (section 12 des règles tarifaires). RTE a quant à lui rappelé que, si le dispositif des dépassements de puissances programmés est aujourd'hui équilibré, son extension ou l'accroissement de sa souplesse poserait la question de sa pertinence en situation de tarif de soutirage horosaisonnalisé.

²⁵ 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.

RTE estime également que l'introduction de tarifs à différenciation temporelle sur le réseau public de transport pourrait diminuer les recettes tarifaires de l'année 2013 si les règles de souscription de puissance n'étaient pas aménagées. Pour résoudre cette problématique, la CRE pourrait introduire des dispositions transitoires encadrant les modalités de souscription de puissance pour les utilisateurs raccordés au réseau public de transport.

Enfin, 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 des périodes de 12 mois consécutifs depuis leur précédent choix d'option tarifaire. En contrepartie 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 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.

Les coefficients tarifaires présentés dans le cadre de l'annexe 4 relative aux règles tarifaires ne préjugent pas des évolutions de niveau tarifaire qui seront retenues pour 2013 et correspondent au niveau tarifaire global induit par l'application des tarifs définis par la délibération de la CRE du 24 mai 2012 portant application des règles tarifaires pour l'utilisation des réseaux publics d'électricité.

D. Modalités de la consultation publique

La CRE invite les parties intéressées à adresser leur contribution, au plus tard le 10 décembre 2012 :

- par courrier électronique à l'adresse suivante : dare.cp1@cre.fr ;
- en contribuant directement sur le site de la CRE (www.cre.fr), dans la rubrique « Documents / Consultations publiques » ;
- par courrier postal à l'adresse suivante :
Commission de régulation de l'énergie
Direction de l'accès aux réseaux électriques
15, rue Pasquier
75379 Paris Cedex 08
France
- en s'adressant à la Direction de l'accès aux réseaux électriques (téléphone : +33 (0)1 44 50 41 02, télécopie : 01 44 50 41 96) ;
- ou en demandant à être entendues par la Commission.

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

Annexe 1 : Lexique

ARENH : Accès régulé à l'électricité nucléaire historique

BAR : Base d'actifs régulés

CMPC : Coût moyen pondéré du capital

CRCP : Compte de régulation des charges et des produits

CRFI : Compte régulé de financement des interconnexions

Domaine de tension :

Tension (U_n)	Domaine de tension	
$U_n \leq 1 \text{ kV}$	BT	
$1 \text{ kV} < U_n \leq 40 \text{ kV}$	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	
		Domaine basse tension
		Domaine haute tension

ELD : Entreprise locale de distribution

Annexe 2 : Services système

De nouvelles compétences pour la CRE

L'article L. 321-11 du code de l'énergie prévoit que les modalités de participation et les règles de détermination de la rémunération de la mise à disposition par les producteurs d'une capacité constructive de réglage de la fréquence ou de la tension, fondées sur des critères objectifs et non discriminatoires, sont élaborées et publiées par RTE. Ces modalités et ces règles sont approuvées par la CRE préalablement à leur mise en œuvre.

Le modèle actuel de contrat de participation aux services système porte sur les années 2011 à 2013. Ce modèle étant entré en vigueur antérieurement à l'entrée en vigueur du code de l'énergie, les modalités de participation et les règles de détermination de la rémunération correspondantes n'ont pas fait l'objet de la procédure prévue par ce code. En revanche, cette procédure devra être mise en œuvre lors de la prochaine évolution du modèle de contrat de participation aux services système.

En prévision de la mise en œuvre de cette procédure d'approbation, les acteurs ont mené en 2011 et 2012 des réflexions approfondies sur les modalités de participation aux services système de réglage de la fréquence. De façon symétrique, des réflexions sur les modalités de participation aux services système de réglage de la tension pourraient être menées ultérieurement.

Avancement des réflexions sur les modalités de participation aux services système de réglage de la fréquence

Les services système de réglage de la fréquence sont les services fournis par les contributions élémentaires des groupes de production ou d'autres installations dans le but d'assurer l'équilibre entre la production et la consommation et le maintien de la fréquence autour de 50 Hz. RTE est chargé de mettre en œuvre ces « services » en temps réel, qui sont fournis sur la base de contrats précisant le volume de la réserve et son prix d'achat.

Au sein de la Commission d'Accès au Réseau du CURTE, un groupe de travail a été chargé en 2011 de mener une concertation sur les modalités économiques de mise à disposition des capacités de réserves primaire et secondaire de fréquence dans la perspective de la préparation du TURPE 4.

Dans ce cadre, les producteurs de l'Union Française de l'Electricité (UFE) ont développé une méthodologie d'évaluation du coût complet de constitution des réserves primaire et secondaire de réglage de fréquence, formé par les coûts de développement et d'exploitation induits. Les résultats de cette étude font apparaître un coût complet de constitution des capacités de réserves primaire et secondaire de réglage de fréquence à 28,7 €/MW et par heure de mise à disposition.

Ce niveau de rémunération n'a pas fait l'objet d'un consensus au sein du groupe de travail. En particulier, l'Union des Industries Utilisatrices d'Energie (UNIDEN) considère que « *la modélisation proposée ne peut constituer une seule et unique référence de coûts de services système, qui justifierait à l'avenir une rémunération sans rapport avec les moyens effectivement consentis par les producteurs* ». L'UNIDEN considère en outre que le constat d'un écart si important entre la rémunération actuelle et les résultats du modèle à parcs adaptés des producteurs de l'UFE « *met en doute fortement en lui-même la validation du modèle présenté par rapport à la réalité du parc existant* ».

Cette concertation met ainsi en évidence, d'une part, l'intérêt d'envisager un mécanisme du type appel d'offres sur le modèle de celui proposé par les producteurs de l'UFE, mais d'autre part, le fait que le niveau des prix auxquels conduirait un tel mécanisme est actuellement trop incertain pour que sa mise en œuvre puisse être décidée dès à présent. Le rapport final transmis à la CRE par RTE traduit ainsi les difficultés sur lesquelles ont achoppé les réflexions sur la mise en œuvre d'un mécanisme d'appel d'offres.

Pour lever l'incertitude actuelle, il est nécessaire de mettre en place un mécanisme de marché expérimental permettant de maximiser la performance économique collective en optimisant l'utilisation des moyens disponibles. A ce stade, l'expérimentation d'un mécanisme d'appel d'offres semble difficilement pouvoir être

envisagée sans conduire à des conséquences économiques et financières irréversibles. En particulier, dans le rapport final « *RTE souligne que la mise en place d'un mécanisme d'appel d'offres ferait émerger une volatilité des prix qu'il ne serait pas envisageable de couvrir par une enveloppe régulée.* »

En conséquence, la CRE a invité RTE à travailler à l'élaboration d'un mécanisme expérimental alternatif, en concertation avec les différents acteurs concernés.

Ce mécanisme expérimental devra notamment permettre de faciliter les échanges de réserves de réglage de la fréquence (réserve primaire et réserve secondaire) et d'en révéler les prix. Il devra viser à optimiser l'utilisation des moyens disponibles pour la constitution des réserves sur le plan technico-économique et dans le respect des règles visant à assurer la sûreté du système électrique. Il devra permettre à d'autres acteurs que les responsables de programmation soumis à la prescription obligatoire de proposer des offres de réserves de réglage, selon des conditions à définir.

Le bilan dans la durée de cette expérimentation devra permettre de recueillir des éléments objectifs permettant d'évaluer l'intérêt de la poursuite de ce mécanisme, de la mise en œuvre ultérieure d'un appel d'offres ou de tout autre mécanisme de constitution des réserves visant à rendre ce marché plus concurrentiel.

A cette fin, la CRE a invité RTE à lancer une concertation avec les acteurs qui devra aboutir au plus tard en juin 2013, à soumettre à l'approbation de la CRE des modalités de participation et des règles de détermination de la rémunération des services système.

Annexe 3 : Classes temporelles des grilles de la version projet de la composante de soutirage du tarif pour les utilisateurs raccordés en HTB2 ou en HTB1

Heures de pointe :

- de 9h à 11h et de 18h à 20h les jours ouvrés de janvier, février et décembre.

Heures pleines d'hiver :

- de 7h à 9h, de 11h à 18h et de 20h à 23h les jours ouvrés de janvier, février et décembre ;
- de 7h à 23h les jours ouvrés de novembre à mars.

Heures creuses d'hiver :

- de 23h à 0h et de 0h à 7h les jours ouvrés de novembre à mars ;
- toute la journée les jours non ouvrés de novembre à mars.

Heures pleines d'été :

- de 7h à 23h les jours ouvrés d'avril à octobre.

Heures creuses d'été :

- de 23h à 0h et de 0h à 7h les jours ouvrés d'avril à octobre ;
- toute la journée les jours non ouvrés d'avril à octobre.

Annexe 4 : Projet de règles tarifaires pour l'utilisation des réseaux publics d'électricité

Nota bene : cette annexe présente les règles tarifaires qui pourraient être adoptées pour TURPE 4. Les modifications, principalement proposées par les gestionnaires de réseaux, sont surlignées en jaune. Les coefficients présentés ne préjugent pas des évolutions de niveau tarifaire qui seront retenues pour 2013 et correspondent au niveau tarifaire induit par l'application des grilles définies par la délibération de la CRE du 24 mai 2012 portant application des règles tarifaires pour l'utilisation des réseaux publics d'électricité.

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 haute tension
$40 \text{ kV} < U_n \leq 50 \text{ kV}$	HTA 2	
$50 \text{ kV} < U_n \leq 130 \text{ kV}$	HTB 1	
$130 \text{ kV} < U_n \leq 350 \text{ kV}$	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 d'un circuit, ensemble de conducteurs et, le cas échéant, d'un 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 HTB ou 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.

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.

Conformément à l'article L. 341-2 du code de l'énergie, lequel dispose que « *les tarifs d'utilisation du réseau public de transport 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* », et à l'article 2 du décret n° 2001-365 du 26 avril 2001 modifié, ils 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 sous le monopole des 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) décision(s) approuvant la (les) proposition(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 13 ci-après. Il en va de même pour l'utilisation des interconnexions avec les réseaux de transport des pays voisins qui peut être facturée selon les résultats de mécanismes de marché établis en application du règlement (CE) n° 714/2009.

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, sous réserve des dispositions transitoires prévues à l'article 15. 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.

Lorsqu'un utilisateur est raccordé au réseau public d'électricité pour une durée inférieure à un an, la part fixe des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité définis aux sections 3 à 13 ci-après est calculée au *prorata temporis* avec un pas mensuel sans que le montant facturé puisse être inférieur à 1/12^{ème} de la part fixe considérée.

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. Pour les domaines de tension HTA et BT, 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
HTB	7 700,00	7 700,00
HTA	701,28	67,68
BT > 36 kVA	338,28	54,24
BT ≤ 36 kVA	33,72	8,76

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 **et pour chaque contrat d'accès** 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
HTB	-	Hebdomadaire	Dépassement	Courbe de mesure	2 662,32
HTA	-	Mensuelle	Dépassement	Courbe de mesure	1 185,24
				Index	503,64
BT	-	Mensuelle	Dépassement	Courbe de mesure	1 185,24
	P > 36 kVA	Mensuelle	Dépassement	Index	390,72
			Disjoncteur		311,28
	18 kVA < P ≤ 36 kVA	Semestrielle	Disjoncteur	Index	22,20
	P ≤ 18 kVA	Semestrielle	Disjoncteur	Index	18,48
P ≤ 36 kVA	Bimestrielle	Compteur évolué	Index	18,48	

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
HTB	-	Hebdomadaire	Dépassement	Courbe de mesure	477,96
HTA	-	Mensuelle	Dépassement	Courbe de mesure	555,12
				Index	152,28
BT	-	Mensuelle	Dépassement	Courbe de mesure	555,12
			Dépassement	Index	139,44
	Disjoncteur	145,44			
	18 kVA < P ≤ 36 kVA	Semestrielle	Disjoncteur	Index	8,88
P ≤ 18 kVA	Semestrielle	Disjoncteur	Index	8,88	

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
HTB 3	19
HTB 2	19
HTB 1	0
HTA	0
BT	0

6. Composantes annuelles des soutirages (CS) et composantes mensuelles des dépassements de puissance souscrite (CMDPS) aux domaines de tension HTB

6.1. Composante annuelle des soutirages (CS)

6.1.1. Tarif HTB 3

Les utilisateurs choisissent, par multiples de 1 kW, une puissance souscrite $P_{Souscrite}$ pour chacun de leurs points de connexion au domaine de tension HTB 3. En chacun de ces points de connexion, la composante annuelle des soutirages est établie selon la formule suivante :

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

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

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

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
HTB 3	4,64	18,80	0,856

6.1.2. Tarif HTB 2

Pour chacun de leurs points de connexion aux domaines de tension HTB 2 les utilisateurs choisissent pour chacune des n classes temporelles qu'il comporte, 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 :

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

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

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

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

Les classes temporelles du tarif HTB 2 sont définies comme suit. 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, entre 9 heures et 11 heures, et entre 18 heures et 20 heures. Les heures pleines sont fixées entre 7 heures et 23 heures, à concurrence des heures de pointe précédemment définies. Les autres heures de la journée sont définies comme des heures creuses. Les dimanches, samedis et jours fériés sont entièrement en heures creuses.

Pour l'établissement de la composante annuelle de leurs soutirages au domaine de tension HTB 2, les utilisateurs choisissent, pour l'intégralité d'une période de 12 mois consécutifs, un des trois tarifs suivants :

- moyenne utilisation ;
- longue utilisation ;
- très longue utilisation.

Les coefficients a_2 , d_i et k_i employés pour le tarif HTB 2 moyenne utilisation sont ceux des tableaux 5.1 et 5.2 ci-dessous :

Tableau 5.1

a_2 (€/kW/an)	8,40
-----------------	------

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)	0,60	0,53	0,39	0,35	0,26
Coefficient pondérateur de puissance	100%	94%	68%	44%	19%

Les coefficients a_2 , d_i et k_i employés pour le tarif HTB 2 longue utilisation sont ceux des tableaux 6.1 et 6.2 ci-dessous :

Tableau 6.1

a_2 (€/kW/an)	11,00
-----------------	-------

Tableau 6.2

	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)	0,49	0,43	0,31	0,28	0,20
Coefficient pondérateur de puissance	100%	95%	69%	45%	19%

Les coefficients a_2 , d_i et k_i employés pour le tarif HTB 2 très longue utilisation sont ceux des tableaux 7.1 et 7.2 ci-dessous :

Tableau 7.1

a_2 (€/kW/an)	14,08
-----------------	-------

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)	0,42	0,36	0,26	0,23	0,17
Coefficient pondérateur de puissance	100%	95%	69%	46%	20%

6.1.3. Tarif HTB 1

Pour chacun de leurs points de connexion aux domaines de tension HTB 1 les utilisateurs choisissent pour chacune des n classes temporelles qu'il comporte, 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 :

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

Les classes temporelles du tarif HTB 1 sont définies comme suit. 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, entre 9 heures et 11 heures, et entre 18 heures et 20 heures. Les heures pleines sont fixées entre 7 heures et 23 heures, à concurrence des heures de pointe précédemment définies. Les autres heures de la journée sont définies comme des heures creuses. Les dimanches, samedis et jours fériés sont entièrement en heures creuses.

Pour l'établissement de la composante annuelle de leurs soutirages au domaine de tension HTB 1, les utilisateurs choisissent, pour l'intégralité d'une période de 12 mois consécutifs, un des trois tarifs suivants :

- moyenne utilisation ;
- longue utilisation ;
- très longue utilisation.

Les coefficients a_2 , d_i et k_i employés pour le tarif HTB 1 moyenne utilisation sont ceux des tableaux 8.1 et 8.2 ci-dessous :

Tableau 8.1

a_2 (€/kW/an)	13,99
-----------------	-------

Tableau 8.2

	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)	1,22	1,05	0,76	0,64	0,46
Coefficient pondérateur de puissance	100%	94%	67%	41%	18%

Les coefficients a_2 , d_i et k_i employés pour le tarif HTB 1 longue utilisation sont ceux des tableaux 9.1 et 9.2 ci-dessous :

Tableau 9.1

a_2 (€/kW/an)	15,35
-----------------	-------

Tableau 9.2

	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)	1,19	1,02	0,72	0,61	0,42
Coefficient pondérateur de puissance	100%	94%	67%	42%	18%

Les coefficients a_2 , d_i et k_i employés pour le tarif HTB 1 très longue utilisation sont ceux des tableaux 10.1 et 10.2 ci-dessous :

Tableau 10.1

a_2 (€/kW/an)	18,75
-----------------	-------

Tableau 10.2

	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)	1,13	0,95	0,66	0,56	0,38
Coefficient pondérateur de puissance	100%	94%	67%	43%	18%

6.2. Composantes mensuelles des dépassements de puissance souscrite (CMDPS)

Pour le domaine de tension HTB 3, les composantes des dépassements de puissance souscrite sont établies chaque mois selon les modalités ci-après :

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

Les dépassements de puissance par rapport à la puissance souscrite ΔP sont calculés par période d'intégration de 10 minutes. Le facteur applicable pour les utilisateurs raccordés au domaine de tension HTB 3 est défini dans le tableau 11 ci-dessous :

Tableau 11

Domaine de tension	α (€/kW)
HTB3	0,19

Pour les domaines de tension HTB 2 et HTB 1, les composantes des dépassements de puissance souscrite sont établies chaque mois selon les modalités ci-après :

$$CMDPS = \sum_{\text{classes du mois}} \alpha \cdot k_i \cdot \sqrt{\sum (\Delta P^2)}$$

Les dépassements de puissance par rapport à la puissance souscrite ΔP sont calculés par période d'intégration de 10 minutes. Le facteur applicable pour les utilisateurs raccordés aux domaines de tension HTB 2 et HTB 1 dépend du tarif choisi par l'utilisateur. Les facteurs applicables pour les utilisateurs raccordés aux domaines de tension HTB 2 et HTB 1 sont définis dans le tableau 12 ci-dessous :

Tableau 12

α (€/kW)	Domaine de tension HTB 2	Domaine de tension HTB 1
Tarif moyenne utilisation	0,35	0,59
Tarif longue utilisation	0,46	0,64
Tarif très longue utilisation	0,59	0,78

7. 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 15, 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.

7.1. 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 :

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

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

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

Les coefficients a_2 , b et c employés sont ceux du tableau 13 ci-dessous :

Tableau 13

Domaine de tension	a_2 (€/kW/an)	b (€/kW/an)	c
HTA	21,06	84,54	0,69

7.2. 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 :

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

7.2.1. 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 14.1 et 14.2 ci-dessous :

Tableau 14.1

a_2 (€/kW/an)	9,03
-----------------	------

Tableau 14.2

	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)	2,93	2,51	1,50	1,28	0,85
Coefficient pondérateur de puissance	100%	92%	55%	40%	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.

7.2.2. 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 15.1 et 15.2 ci-dessous :

Tableau 15.1

a_2 (€/kW/an)	9,03
-----------------	------

Tableau 15.2

	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)	2,95	2,68	2,21	1,55	1,20	1,34	0,84	1,06
Coefficient pondérateur de puissance	100%	93%	72%	56%	46%	40%	21%	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.

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

7.3.1. 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 :

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

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 :

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

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 7.1 et 7.2, selon l'option choisie.

7.3.2. 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 :

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

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 :

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

Les coefficients a_2 et k_i employés sont ceux des sections 7.1 et 7.2, selon l'option choisie.

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

8.1. 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 15, un des deux tarifs avec différenciation temporelle suivants :

- moyenne utilisation ;
- longue utilisation.

Pour chacune des classes temporelles définies à la section 8.1.1 et à la section 8.1.2, 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 :

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

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 :

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

8.1.1. 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 16.1 et 16.2 ci-dessous :

Tableau 16.1

a_2 (€/kVA/an)	20,47
------------------	-------

Tableau 16.2

	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)	3,51	3,51	2,42	1,88	1,44
Coefficient pondérateur de puissance	100%	95%	49%	31%	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.

8.1.2. 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 17.1 et 17.2 ci-dessous :

Tableau 17.1

a_2 (€/kVA/an)	11,63
------------------	-------

Tableau 17.2

	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)	4,14	3,02	2,14	1,59

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.

8.1.3. 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 8.1.1.

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 8.1.2.

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 :

$$CMDPS = 1,111.h$$

8.2. 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 15, un des quatre tarifs suivants :

- courte utilisation ;
- moyenne 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.

8.2.1. Tarif BT ≤ 36 kVA courte utilisation

Pour le tarif courte utilisation, $n = 1$ et les coefficients a_2 et d_1 employés sont ceux du tableau 18 ci-dessous :

Tableau 18

Puissance souscrite (P)	a_2 (€/kVA/an)	d_1 (c€/kWh)
P ≤ 9 kVA	3,49	3,40
9 kVA < P ≤ 18 kVA	6,32	3,15
18 kVA < P	12,55	2,61

8.2.2. Tarif BT ≤ 36 kVA moyenne utilisation

Pour le tarif moyenne utilisation, $n = 1$ et les coefficients a_2 et d_1 employés sont ceux du tableau 19 ci-dessous :

Tableau 19

Puissance souscrite (P)	a_2 (€/kVA/an)	d_1 (c€/kWh)
$P \leq 9$ kVA	5,21	3,21
9 kVA < $P \leq 18$ kVA	9,74	2,80
18 kVA < P	20,88	2,08

8.2.3. Tarif BT ≤ 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 20 ci-dessous :

Tableau 20

Puissance souscrite (P)	a_2 (€/kVA/an)	d_1 Heures pleines (c€/kWh)	d_2 Heures creuses (c€/kWh)
$P \leq 9$ kVA	4,22	3,84	2,38
9 kVA < $P \leq 18$ kVA	7,08	3,43	2,13
18 kVA < P	13,68	2,88	1,79

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.

8.2.4. 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 21 ci-dessous :

Tableau 21

	a_2 (€/kVA/an)	d_1 (c€/kWh)
Longue utilisation	55,73	1,32

9. 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.

9.1. 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 22

Domaine de tension	Cellules (€/cellule/an)	Liaisons (€/km/an)
HTB 3	91 999	8 718
HTB 2	55 483	Liaisons aériennes : 5 558 Liaisons souterraines : 27 789
HTB 1	28 819	Liaisons aériennes : 3 298 Liaisons souterraines : 6 596
HTA	3 050	Liaisons aériennes : 832 Liaisons souterraines : 1 248

9.2. 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 22 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 15 ci-dessus et de la composante établie selon le barème du tableau 23 ci-dessous, correspondant à la tarification de la réservation de puissance de transformation :

Tableau 23

Domaine de tension de l'alimentation	€/kW/an ou €/kVA/an
HTB 2	1,34
HTB 1	2,56
HTA	5,95
BT	6,20

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 22 ci-dessus et de la composante établie selon le barème du tableau 24 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 24

Domaine de tension de l'alimentation principale	Domaine de tension de l'alimentation de secours	Prime fixe (€/kW/an)	Part énergie (c€/kWh)	α (€/kW)
HTB 3	HTB 2	6,39	0,65	0,27
	HTB 1	4,69	1,12	0,20
HTB 2	HTB 1	1,37	1,12	0,06
	HTA	7,72	1,66	0,62
HTB 1	HTA	2,69	1,66	0,22
HTA	BT	-	-	-

10. 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 HTB ou 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, 6 et 7, 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.

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

Le coefficient k est défini par le tableau 25 suivant :

Tableau 25

Domaine de tension	k (€/kW/km/an)
HTB 3	0,05
HTB 2	Liaisons aériennes : 0,13 Liaisons souterraines : 0,50
HTB 1	Liaisons aériennes : 0,66 Liaisons souterraines : 1,16
HTA	Liaisons aériennes : 0,47 Liaisons souterraines : 0,67

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

11.1. 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 26 ci-dessous :

Tableau 26

Domaine de tension du point de connexion	Domaine de tension de la tarification appliquée	k (€/kW/an)
HTB 2	HTB 3	1,56
HTB 1 ou HTA 2	HTB 2	3,36
HTA 1	HTB 1	5,95
BT	HTA	7,72

Cette faculté peut être combinée avec celle de procéder au regroupement tarifaire, selon les modalités de la section 10. 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.

11.2. 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 tension de ce gestionnaire nécessaire(s) pour garantir la puissance souscrite en schéma normal d'exploitation ;
- $CT_{N/N+1}$ est la composante annuelle d'utilisation des ouvrages de transformation entre les domaines de tension $N+1$ et N définie à la section 11.1.

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

11.3. 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.

12. 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 HTB ou 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 aux sections 6.2 et 7.3.

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

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 27 ci-dessous :

Tableau 27

Domaine de tension	k (c€/kW)
HTB 3	0,077
HTB 2	0,152
HTB 1	0,241
HTA	0,363

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.

13. 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 13.1 et 13.2 ne s'appliquent pas aux points de connexion situés à l'interface entre deux réseaux publics d'électricité.

13.1. 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 28 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 28 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 HTB, HTA et BT au-dessus de 36 kVA au-delà du rapport $tg \varphi_{max}$ est facturée selon le tableau 28 ci-dessous :

Tableau 28

Domaine de tension	Rapport $tg \varphi_{max}$	c€/kvar.h
HTB 3	0,4	1,30
HTB 2	0,4	1,39
HTB 1	0,4	1,55
HTA	0,4	1,77
BT > 36 kVA	0,4	1,86

13.2. 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 29 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 29 ci-dessous.

Cependant, en dessous d'un seuil de faible production mensuel, est facturée selon le tableau 29 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 29

Domaine de tension	c€/kvar.h
HTA	1,77
BT > 36 kVA	1,86

Lorsque 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 30 ci-après 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 30

Domaine de tension	c€/kvar.h
HTB 3	1,30
HTB 2	1,39
HTB 1	1,55
HTA	1,77

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

A 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 du réseau public de transport ou, en son absence parmi les contractants, du gestionnaire injecteur.

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 31 ci-dessous.

Tableau 31

Domaine de tension	c€/kvar.h
HTB 3	1,30
HTB 2	1,39
HTB 1	1,55
HTA	1,77

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. A défaut d'accord, le terme contractualisé $tg \varphi_{max}$ est égal à la valeur maximale des $tg \varphi$ mensuelles constatées 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.

Dans un délai d'un an après l'entrée en vigueur des présentes règles tarifaires, les gestionnaires de réseaux public 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 les possibilités dont peut raisonnablement disposer le gestionnaire de réseau public de distribution pour maîtriser le réactif soutiré par son réseau, et d'autre part les contraintes de tension identifiées, à un horizon de 5 à 10 ans, par le gestionnaires du réseau public injecteur.

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.

14. Indexation de la grille tarifaire

Soit M le mois anniversaire de la date d'entrée en vigueur des présentes règles tarifaires.

Chaque année N à compter de l'année 2014, le niveau des composantes définies par les tableaux 1 à 2.2 et 4 à 31 ci-dessus sont ajustées mécaniquement le 1^{er} jour du mois M , à l'exception des coefficients pondérateurs de puissance des composantes de soutirage ainsi que des coefficients c des tableaux 4 et 13.

La grille tarifaire en vigueur à compter du 1^{er} jour du mois M 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).

14.1. Domaine de tension HTB

Pour le domaine de tension HTB, la grille tarifaire est ajustée mécaniquement du pourcentage suivant :

$$Z_N = IPC_N - X + K_N$$

Z_N : pourcentage d'évolution de la grille tarifaire en vigueur à compter du 1^{er} jour du mois M de l'année N par rapport à celle en vigueur le mois précédent.

IPC_N : pourcentage d'évolution, arrondi au dixième de pourcent le plus proche, 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).

X : facteur d'évolution des coûts égal à [à définir].

K_N : facteur d'apurement du CRCP pour l'année N arrondi au dixième de pourcent le plus proche, 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 %.

14.2. Domaines de tension HTA et BT

Pour les domaines de tension HTA et BT, la grille tarifaire est ajustée mécaniquement du pourcentage suivant :

$$Z'_N = IPC_N - X' + K'_N$$

Z'_N : pourcentage d'évolution de la grille tarifaire en vigueur à compter du 1^{er} jour du mois M de l'année N par rapport à celle en vigueur le mois précédent.

IPC_N : pourcentage d'évolution, arrondi au dixième de pourcent le plus proche, 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).

X' : facteur d'évolution des coûts égal à [à définir].

K'_N : facteur d'apurement du CRCP pour l'année N arrondi au dixième de pourcent le plus proche, 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 %.

14.3.Règles d'arrondi

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 de plus proche de l'unité dans laquelle ils sont exprimés.

15. Disposition transitoire relative à la mise en œuvre des présentes règles tarifaires

Pendant les six premiers mois d'application des présentes règles tarifaires et pour les domaines de tension HTA et BT, 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.