

**CONSULTATION PUBLIQUE**

**SUR LES PRINCIPES ET LA STRUCTURE  
DU TARIF D'UTILISATION DES RESEAUX PUBLICS  
DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION  
D'ELECTRICITE**

**18 février 2004**

# INDEX

INTRODUCTION.....	3
PRINCIPES DE TARIFICATION.....	4
I.    STRUCTURE TARIFAIRE.....	4
II.   DISPOSITIFS SPECIFIQUES.....	14
III.  NIVEAU TARIFAIRE.....	20
PROJET DE REGLES TARIFAIRES.....	26
ANNEXE : .....	43
SERAIT IL JUSTIFIE D'INTRODUIRE UNE DIFFERENTIATION TEMPORELLE DES TARIFS?	

# INTRODUCTION

La présente note de consultation porte sur les principes tarifaires que la CRE envisage d'appliquer pour sa prochaine proposition de tarif d'accès aux réseaux publics de transport et de distribution d'électricité et sur le projet de texte de proposition tarifaire. La CRE envisage de présenter cette proposition au gouvernement au début du mois de mai 2004 afin que le nouveau tarif entre en vigueur avant le 1<sup>er</sup> novembre 2004, début de la première période de passage aux tarifs intégrés d'hiver postérieure à l'ouverture à la concurrence de tous les consommateurs professionnels prévue par la directive européenne n°2003/54/CE du 26 juin 2003.

La CRE invite les personnes intéressées à formuler des observations, commentaires ou recommandations sur ces principes tarifaires et sur le projet de texte de la proposition, en précisant les conséquences qu'en cas d'adoption de leurs propositions elles attendent sur :

- les conditions de la concurrence sur les marchés électriques français et européen,
- l'évolution à court et moyen terme des coûts de transport et de distribution,
- l'adéquation des recettes des gestionnaires des réseaux publics à leurs charges,
- l'incitation aux gains de productivité des gestionnaires des réseaux publics.

Les réponses à cette consultation devront parvenir à la Commission au plus tard le 20 mars 2004. Les personnes intéressées pourront s'adresser à la Commission :

- par écrit, par courrier adressé au président de la Commission ou par courrier électronique, à l'adresse [com@cre.fr](mailto:com@cre.fr),
- en rencontrant les services de la Commission, en s'adressant à la Direction de l'accès aux réseaux électriques (tél : 01 44 50 41 02),
- ou en demandant à être entendues par la Commission.

La synthèse des contributions à cette consultation pourra être rendue publique par la Commission, sous réserve de la préservation des secrets protégés par la loi. A la demande des personnes consultées, la confidentialité de leur contribution et/ou l'anonymat de celle-ci seront garantis.

# PRINCIPES DE TARIFICATION

## I. STRUCTURE TARIFAIRE

### 1. Timbre – poste

La CRE envisage de reconduire le principe d'une tarification dite « timbre-poste », indépendante de la localisation respective des injections et des soutirages nécessaires à une transaction. Ce principe de tarification, qui reflète correctement les coûts des réseaux lorsqu'ils sont peu congestionnés, a été adopté dans l'ensemble des pays de la plaque continentale européenne. Il a pour effet que tous les consommateurs éligibles français ont accès aux réseaux publics dans les mêmes conditions financières.

### 2. Timbre d'injection

La plupart des charges de réseau ne peuvent être séparément affectées aux exportations, aux importations ou aux flux dont l'origine et la destination sont situés en France. En particulier, les ouvrages électriques transfrontaliers existants ont été dimensionnés pour contribuer à la qualité et à l'exploitation au moindre coût du réseau français. En assurant l'interconnexion du réseau français avec celui des autres pays de la plaque continentale, ils permettent la mutualisation de certaines réserves de capacités de production entre les gestionnaires de réseaux ce qui est un facteur de baisse du coût des réserves mobilisables à brève échéance supporté par les utilisateurs de chaque réseau. Ces ouvrages servent également au secours mutuel des réseaux en cas d'incident.

La seule charge directement affectable aux exportations est la contribution de RTE au dispositif de compensation entre les gestionnaires de réseaux de transport européens institué en application du règlement européen n°1228/2003 du 26 juin 2003. A ce jour, le montant de la contribution française nette pour 2004 est estimé à 77 M€. Afin de ne pas faire supporter aux consommateurs français cette charge qui ne leur est certainement pas imputable, la CRE envisage de continuer à la recouvrer par un timbre d'injection.

En ce qui concerne la répartition des autres coûts de réseau entre le timbre d'injection et le timbre de soutirage, tous les pays européens de la plaque continentale qui réalisent un volume significatif d'exportations (Allemagne, Belgique, Autriche, Danemark) ont adopté un timbre d'injection nul ou très faible. Dès lors, en l'absence d'une règle commune européenne relative à la fixation du timbre d'injection, et pour ne pas fausser le jeu de la concurrence à l'échelle européenne, la CRE envisage de conserver un timbre d'injection faible, visant à recouvrer le montant de la contribution française au dispositif de compensation entre les gestionnaires de réseaux de transports européens, comme pour la première version du tarif.

### 3. Timbre de soutirage

Compte tenu de la structure des parcs de production en France et dans les pays voisins, les flux physiques d'énergie sont très majoritairement orientés des niveaux de tension les plus élevés vers les niveaux de tension les plus bas, de sorte qu'un kWh soutiré en basse tension transite sur les réseaux basse, moyenne, haute et très haute tension. Par ailleurs, la tenue en fréquence, l'énergie d'équilibrage, la plupart des services système et le secours en cas

d'incident sont presque entièrement fournis aux ouvrages à un niveau de tension donné par les ouvrages du réseau aux niveaux de tension supérieurs.

C'est pourquoi la CRE envisage, comme pour sa première proposition de tarif, de faire supporter les coûts d'un niveau de tension par les utilisateurs connectés à ce niveau de tension et par les utilisateurs connectés aux niveaux de tension inférieurs, en fonction des flux annuels d'énergie qu'ils génèrent sur le réseau exploité ce niveau de tension.

#### **4. Prise en compte des coûts de congestion**

RTE supporte des coûts de congestion qui dépendent de la zone géographique considérée. Comme cela a déjà été expérimenté dans certains pays européens, ils pourraient en principe fonder l'introduction d'une modulation géographique du prix de l'accès au réseau. Entre le 1<sup>er</sup> janvier 2003 et le 1<sup>er</sup> novembre 2003, ces coûts, qui correspondent au prix payé par RTE pour procéder au redispatching nécessaire à la résorption des congestions, ont été les suivants :

- congestions aux frontières : 35 M€,
- congestions dans la région PACA : 67 M€,
- autres congestions (notamment en Bretagne et dans le couloir rhodanien) : 10 M€.

La CRE envisage d'exclure du champ du tarif régulé les coûts d'optimisation des capacités de transit international et de prévoir que ceux-ci soient facturés directement aux utilisateurs qui en sont à l'origine. En effet, les coûts de congestion aux frontières dépendent fortement des conditions réelles d'exploitation du réseau et des transactions commerciales des utilisateurs, la CRE estime préférable de fonder leur recouvrement auprès des utilisateurs des interconnexions sur les coûts constatés en temps réel. Le prix facturé aux utilisateurs peut constituer ainsi un signal économique permettant aux acteurs de marché d'adapter leur utilisation du réseau interconnecté aux coûts qu'ils induisent.

Le coût des congestions dans la région PACA est relativement important, mais RTE estime être en mesure de résorber rapidement ces difficultés structurelles par des renforcements de réseau. Les coûts des autres congestions sur le réseau de transport français sont faibles au regard des autres charges du réseau à couvrir par le tarif. Ils ne sont pas facilement affectables à une région donnée, mais interviennent de façon irrégulière sur l'ensemble du territoire. Dans l'état actuel du système électrique français, ils ne justifient donc pas l'introduction d'une modulation régionale des tarifs proposés par la CRE.

#### **5. Tarifs HTB et HTA de base**

- **Tarifs sans différenciation temporelle**

La CRE estime nécessaire de fonder l'affectation des coûts techniques des réseaux à leurs utilisateurs sur la base de critères incontestables et vérifiables. Elle envisage donc que la facture annuelle d'accès au réseau soit fonction des deux principales caractéristiques de l'utilisation des réseaux publics par un utilisateur : la puissance qui est mise à sa disposition et les flux physiques à l'interface entre ses propres installations électriques et celles du réseau public. Comme dans le tarif actuellement en vigueur, ces flux physiques seraient pris en compte dans la formule tarifaire par le taux d'utilisation de la puissance souscrite.

Conformément à la loi qui lui impose de fonder la structure de la tarification sur l'analyse des coûts techniques des réseaux, la CRE estime préférable de reconduire un tarif de base indépendant de la période de l'année. En effet, les seules charges supportées par les gestionnaires des réseaux publics qui dépendent directement de la période de l'année sont les charges liées à la compensation des pertes techniques, dont le volume et le prix unitaire sont supérieurs en hiver. Or, la différence de prix qui résulterait de la répercussion dans le tarif de cette différence de coût des réseaux serait inférieure à 10% pour tous les niveaux de tension, ce qui est très faible au regard de la variation du prix de la fourniture d'électricité.

EDF a néanmoins demandé aux services de la CRE de réintroduire une différenciation temporelle des tarifs des domaines de tension HTB et HTA et de la maintenir pour les tarifs du domaine de tension BT. Elle a présenté à l'appui de cette demande une analyse portant sur les coûts supplémentaires d'infrastructure qui pourraient résulter de consommations pendant la pointe.

Cependant, les coûts de développement et de renforcement des réseaux pour faire face à la croissance de la charge sont actuellement très faibles au regard des charges des réseaux. De plus, dans le moyen terme, les effets éventuels sur les coûts de renforcement des réseaux engendrés par une modification des tarifs sont difficilement quantifiables du fait de la méconnaissance des élasticités prix de la demande.

Au vu des informations que les gestionnaires des réseaux publics lui ont fournies, la CRE observe, quant à elle, que que les réseaux électriques sont actuellement dimensionnés non seulement pour acheminer la puissance maximale appelée par les utilisateurs, mais aussi, dans le contexte vraisemblablement durable d'une faible croissance de la consommation, dans de nombreux autres buts, détaillés en annexe : améliorer la qualité de la fourniture (par exemple : création de postes pour améliorer la qualité de l'onde de tension et la fiabilité du réseau, doublement de lignes pour réduire le nombre de clients affectés par la perte d'un ouvrage ou améliorer la tenue de la tension), réduire l'impact environnemental et visuel des ouvrages (enfouissement d'ouvrages, par exemple), remplacer des ouvrages vétustes, renforcer la sécurité d'alimentation... Le distributeur EDF a par exemple indiqué à la CRE que la quasi totalité des postes sources créés ont la qualité pour motivation principale. La CRE observe également que les développements de réseau qui requiert une consommation supplémentaire dépendent fortement des indivisibilités techniques et de la topologie locale de ces réseaux qui est extrêmement variée. Dans ce contexte, la CRE considère particulièrement hasardeux d'identifier la part des développements de réseau imputables à l'augmentation des appels de puissance à la pointe de consommation. Ce point est développé en annexe.

Par ailleurs, quand bien même la part des développements de réseau imputables à l'augmentation des appels de puissance à la pointe de consommation pourrait être identifiée, la CRE observe que les règles actuelles de développement de réseau, décrites succinctement en annexe, visent de plus en plus à assurer la sécurité d'alimentation des utilisateurs selon un critère d'ingénierie dit « N-1 » défini par l'UCTE. Dans ce cas, les investissements sont justifiés économiquement par la prise en compte des réductions des coupures d'énergie pouvant intervenir pendant un nombre d'heures de l'année très important, réparti sur toute l'année.

- **Tarifs fondés sur les coûts par niveau de tension**

La CRE estime préférable de fonder la structure du tarif de réseau sur des coûts moyens par niveau de tension et non sur des estimations des coûts incrémentaux (coûts de réseau supplémentaires occasionnés dans le court terme et dans le long terme par les injections et les soutirages d'un utilisateur). En effet, les éléments portés à sa connaissance ne lui permettent pas d'évaluer ces coûts sur le fondement de coûts techniques opposables. En outre, quand bien même les coûts incrémentaux auraient pu être calculés, le tarif devant couvrir les coûts de ces réseaux tels qu'ils résultent de la comptabilité des opérateurs, le niveau du tarif serait très éloigné de celui pouvant être directement fondé sur les coûts incrémentaux.

La CRE envisage donc de reconduire dans son principe la méthode de construction des tarifs qu'elle a appliquée pour le tarif actuel, approuvé par le décret du 19 juillet 2002. Cette méthode consiste à affecter les coûts de chaque niveau de tension aux utilisateurs des niveaux de tension inférieurs en fonction des flux d'énergie qu'ils induisent sur les différents niveaux de tension. Les étapes de la construction tarifaire sont les suivantes :

1. Le coût des pertes et, dans une moindre mesure, celui des services systèmes, dépend directement des soutirages. La CRE répartit entre les utilisateurs d'un même niveau de tension les coûts correspondants en fonction des soutirages d'énergie mesurés.
2. La CRE affecte à chaque niveau de tension les coûts des gestionnaires de réseau en fonction des coûts comptables qui peuvent être directement attribués à ce niveau en comptabilité.
3. Pour tenir compte de l'utilisation du réseau à un niveau de tension donné par les réseaux aux niveaux de tension inférieurs, la CRE répartit ensuite les coûts de chaque niveau de tension ( $N_i$ ) entre ce niveau de tension et les niveaux de tension inférieurs au prorata des énergies transitées.
4. Une partie de ces coûts est répartie entre les utilisateurs d'un niveau de tension au prorata de la puissance qu'ils ont souscrite. Les autres coûts sont répartis entre les utilisateurs de ce niveau de tension au prorata de la puissance qu'ils ont souscrite, pondérée par le coefficient de foisonnement des puissances souscrites.

Ce coefficient est fonction du taux d'utilisation de la puissance souscrite. Il reflète que les coûts directement induits sur les réseaux publics par une souscription de puissance sont d'autant plus faibles que le taux d'utilisation de cette souscription de puissance est faible. En effet, les appels de puissance des utilisateurs à faible taux d'utilisation ne sont pas synchrones. Pour le tarif actuel, en l'absence d'informations plus complètes, la CRE avait fondé la valeur des coefficients de foisonnement sur un calcul théorique ayant un caractère normatif. Pour la seconde proposition tarifaire, la CRE souhaite utiliser des valeurs des coefficients de foisonnement calculées à partir d'observations réelles sur les réseaux. Elle a pour cela demandé à RTE et au distributeur EDF de calculer ces coefficients, selon plusieurs hypothèses de calcul relatives à la pondération des appels de puissance des points de connexion considérés en fonction de la puissance totale appelée au voisinage de ces points.

Il en résulte que la courbe représentative des coefficients de foisonnement en fonction de la durée d'utilisation présente une concavité nettement plus faible que celle qui avait été

déterminée de façon théorique pour le tarif actuel. La CRE envisage donc de modifier les coefficients  $c$  de la formule tarifaire et, parmi les résultats obtenus selon les différentes hypothèses de calcul, de retenir pour sa seconde proposition les valeurs les plus proches de celles retenues pour la première proposition tarifaire, afin de ne pas provoquer de trop fortes modifications de facture pour les clients conservant les mêmes conditions d'utilisation. L'ordre de grandeur des coefficients  $c$  obtenus est le suivant :

Domaine de tension	Proposition tarifaire 2004 : ordre de grandeur du coefficient $c$	Proposition tarifaire 2001 : valeur du coefficient $c$
HTB 3	0,9	0,818
HTB 2	0,9	0,796
HTB 1	0,8	0,732
HTA	0,8	0,566

Pour répartir les coûts affectés à un niveau de tension entre le prorata de la puissance souscrite et le prorata de l'énergie soutirée, pondérée par le coefficient de foisonnement, la CRE, en l'absence d'éléments complémentaires permettant de conclure à une répartition différente de celle employée dans sa première proposition tarifaire, envisage de reconduire la méthode retenue en 2000 pour les tarifs HTB1, HTB2 et HTB3. Pour le tarif HTA, la CRE envisage d'augmenter la part des coûts affectés à la puissance souscrite, qui est actuellement nettement inférieure à celle retenue pour les domaines de tension HTB.

## 6. Tarifs HTA à différenciation temporelle

Comme il a été exposé au chapitre précédent, la CRE envisage de reconduire un tarif de base indépendant de la période de l'année. Toutefois, elle souhaite veiller à ne pas entraîner de modification brutale de la contribution de certains utilisateurs au recouvrement des coûts de réseau. Il s'agit principalement d'utilisateurs connectés en HTA ayant de faibles taux d'utilisation annuels et d'utilisateurs connectés en BT. Ces utilisateurs pourraient avoir intérêt à choisir d'autres tarifs que le tarif de base dans un menu de tarifs optionnels proposé par la CRE

- **Motivation du tarif à différenciation temporelle**

La CRE envisage de prolonger la transition amorcée avec le tarif d'utilisation des réseaux approuvé par le décret du 19 juillet 2002, en continuant de proposer pour une nouvelle période transitoire le choix optionnel de tarifs à différenciation temporelle. En cohérence avec l'objectif de prolongement de la transition, les périodes temporelles de ces tarifs seraient les mêmes que celles du tarif en vigueur.

Pour établir ces tarifs optionnels, la CRE envisage d'employer une méthode qui admet que le passage de la pointe de consommation est un critère déterminant de dimensionnement des ouvrages électriques bien que, comme indiqué précédemment, cette hypothèse qui fonde en principe la méthode historique de construction du tarif intégré employée par EDF ne reflète pas correctement la réalité.

En tout état de cause la CRE envisage de ne l'appliquer qu'aux seuls coûts de réseau, ce qui a pour conséquence de réduire fortement la différenciation temporelle par rapport à celle des tarifs intégrés d'EDF, même dans leur plus récente évolution. En effet, la structure des coûts des réseaux, même sous des hypothèses de forte croissance de la charge et de fort



développement des réseaux aériens, ne permet pas de justifier les périodes d'extrême pointe ou d'extrême creux employées dans les tarifs historiques d'EDF. La CRE envisage donc de ne distinguer que deux classes temporelles : une classe tarifaire « de pointe », correspondant aux heures de pointe et aux heures pleines d'hiver des tarifs historiques d'EDF et une classe tarifaire « hors pointe » correspondant au reste de l'année.

- **Construction du tarif à différenciation temporelle**

Pour la construction de ces tarifs, la CRE envisage d'affecter à la seule période de pointe les coûts des domaines de tension HTA et BT qui dépendent directement du volume des ouvrages (amortissement des ouvrages, maintenance...).

En ce qui concerne la part des coûts des réseaux aux domaines de tension HTB1 et HTB2 qui dépendent directement du volume des ouvrages et qui doivent être recouverts par les tarifs à différenciation temporelle des domaines de tension HTA et BT, la CRE envisage d'en affecter à la période de pointe les deux tiers. En effet, les analyses menées par les services de la CRE à partir des données fournies par RTE montrent que la classe tarifaire de pointe définie à partir des périodes horosaisonnnières du tarif intégré d'EDF recouvre environ les deux tiers des heures pendant lesquelles le niveau de consommation peut être un critère déterminant de dimensionnement des ouvrages électriques. Cela résulte principalement du fait que les réseaux aux domaines de tension HTB1 et HTB2 sont tous dimensionnés selon la règle d'ingénierie dite N-1 définie par l'UCTE et que leur capacité de transit varie en fonction des saisons (leurs intensités maximales admissibles en permanence sont modifiées cinq fois au cours de l'année pour tenir compte des variations de la température atmosphérique).

La CRE envisage de proposer des tarifs à différenciation temporelle fonction affine de l'énergie soutirée, comme dans le tarif actuellement en vigueur. Pour construire ces tarifs, elle doit répartir les coûts affectés à un niveau de tension entre le prorata de la puissance souscrite et le prorata de l'énergie soutirée, séparément pour la période de pointe et la période hors pointe. Dans la tarification historique d'EDF, ce type de tarifs était destiné à des utilisateurs ayant de faibles taux d'utilisation de la puissance souscrite. Afin d'assurer une évolution progressive de la contribution de tels utilisateurs au recouvrement des coûts de réseau, la CRE envisage, pour les tarifs à différenciation temporelle, de recouvrer au prorata de la puissance souscrite une part plus faible des coûts affectés à un niveau de tension que celle qui est utilisée pour les tarifs de base sans différenciation temporelle.

Les principales modifications qui résulteraient de l'adoption de cette méthode seraient les suivantes :

1. Le tarif d'utilisation des réseaux applicables durant les heures de pointe serait proche de celui des heures pleines d'hiver. Les heures de pointe du tarif intégré d'EDF correspondent en effet aux périodes de l'année pendant lesquelles les moyens de production les plus coûteux doivent être mis en service. Elles ne correspondent donc pas nécessairement aux situations dimensionnant les investissements sur les réseaux.
2. Pour les mêmes raisons, l'écart entre les tarifs appliqués en juillet et en août et ceux appliqués pendant les heures creuses d'été serait significativement réduit.
3. La CRE veillera à ne pas entraîner de modification brutale de la contribution de certains utilisateurs au recouvrement des coûts de réseau.

## 7. Tarifs BT

Pour les tarifs BT, la CRE envisage de reconduire les structures tarifaires du tarif actuel en introduisant une version tarifaire moyenne utilisation sans différenciation temporelle pour les utilisateurs avec une puissance souscrite inférieure à 36 kVA.

Pour la construction de ces tarifs, la CRE envisage d'employer la même méthode d'allocation des coûts que pour les tarifs HTB et HTA sans différenciation temporelle : les coûts de chaque niveau de chaque tension ( $N_i$ ) sont répartis entre ce niveau de tension et les niveaux de tension inférieurs au prorata des énergies transitées. Une partie de ces coûts est répartie entre les utilisateurs d'un niveau de tension au prorata de la puissance qu'ils ont souscrite. Les autres coûts sont répartis entre les utilisateurs de ce niveau de tension au prorata de la puissance qu'ils ont souscrite, pondérée par le coefficient de foisonnement des puissances souscrites.

Par rapport aux tarifs actuels, la CRE envisage de facturer les coûts de gestion et les coûts de comptage à part, sous la forme d'un terme fixe indépendant de la puissance souscrite et de la consommation (cf. sections 8 et 9). L'ampleur de cette modification devra cependant être adaptée, de façon à ne pas augmenter brutalement la contribution d'un type d'utilisateur aux coûts des réseaux.

En outre, bien que ce signal tarifaire résulte principalement des différences de coûts de production entre la nuit et le jour, afin de ne pas augmenter brutalement la contribution d'un type d'utilisateur aux coûts des réseaux, la CRE envisage de maintenir pour le tarif BT une option à différenciation temporelle entre les heures pleines et les heures creuses. Comme pour les tarifs HTA à différenciation temporelle, la CRE envisage de fonder la différence de prix entre les heures pleines et les heures creuses sur les seuls coûts de réseau.

## 8. Coûts de gestion

Les coûts de gestion recouvrent l'accueil physique et téléphonique de la clientèle, la gestion des dossiers des clients, la facturation le recouvrement et les impayés. Les éléments de coûts communiqués par les gestionnaires de réseau, qui n'ont pas encore été audités par la CRE, font ressortir un coût complet annuel moyen de 8130 € par client pour les clients de RTE.

Le distributeur EDF a quant à lui communiqué aux services de la CRE l'estimation<sup>1</sup> suivante des coûts complets de gestion :

Domaine de tension	Prix en €/an
HTA	180
BT > 36 kVA	180
BT ≤ 36 kVA	14

Ces montants qui restent à valider sont très supérieurs aux valeurs du terme fixe du tarif actuel. Pour assurer la transition vers des tarifs dont les termes fixes permettraient de recouvrer de tels montants la CRE envisage donc, dans sa proposition tarifaire de 2004, de recouvrer une partie seulement de ces coûts via le terme fixe. Ce terme fixe devrait ultérieurement recouvrer tous les coûts ayant incontestablement un caractère de coûts fixes.

---

<sup>1</sup> Le périmètre comptable retenu pour cette estimation n'a pas encore été validé par les services de la CRE.

## **9. Coûts de comptage, relève et profilage**

Dans le nouveau contexte d'ouverture de la fourniture électrique à la concurrence, le comptage remplit trois fonctions : mesurer l'utilisation du réseau par un utilisateur, fournir les données nécessaires au calcul des écarts attribuables aux différents périmètres d'équilibre et mesurer l'énergie fournie.

Les coûts de comptage (comprenant en particulier les coûts des compteurs et de leur entretien, de leur relève, de l'application des profils-types et de calcul de la contribution des sites consommateurs au bilan des responsables d'équilibre) sont des coûts fixes, indépendants des flux physiques engendrés par chaque utilisateur. La CRE estime donc qu'ils doivent être recouverts par un terme tarifaire indépendant de l'énergie mesurée et calculé sur une base annuelle.

Dans la perspective de l'éligibilité de tous les professionnels le 1<sup>er</sup> juillet 2004, cette disposition permettra par ailleurs aux consommateurs ou à leurs fournisseurs de demander que leur soit installé un dispositif de comptage plus perfectionné que celui qui est nécessaire au seul calcul de leur facture d'accès au réseau. Les précisions supplémentaires ainsi obtenues pourront notamment servir à améliorer l'estimation par profilage de leur courbe de charge. Une première estimation des factures de comptage est donnée à titre indicatif.

- **Coûts de comptage**

Les coûts de comptage comportent les coûts de mesure, de calcul, d'enregistrement, d'installation, de vérification et de plombage des dispositifs de comptage. La CRE envisage qu'ils soient recouverts par une redevance d'entretien et une redevance de location établies en fonction des caractéristiques techniques des appareils de mesure et de contrôle demandées par l'utilisateur et non, comme par le passé, en fonction de l'équipement correspondant à ces caractéristiques techniques installé par le gestionnaire du réseau public.

Selon les informations communiquées par les gestionnaires de réseau et non auditées à ce jour par la CRE, le niveau des redevances d'entretien et de location du matériel de comptage serait le suivant :

Domaine de tension	Puissance souscrite	Contrôle de la puissance	Données de comptage	Redevance de location et d'entretien (€/an/dispositif)	Redevance d'entretien des équipements propriété des utilisateurs (€/an/dispositif)
HTB	-	Dépassement	Courbe de charge	2086,96	496,48
HTA	-	Dépassement	Courbe de charge	469,21	129,86
			Multi-index	385,43	133,73
BT	> 36 kVA	Dépassement	Multi-index	241,57	72,84
		Disjoncteur	Multi-index	233,90	80,76
BT soutirage	19 à 36 kVA	Disjoncteur	Simple index	11,08	3,83
			Double index	13,27	4,58
			Multi-index	12,33	4,26
	1 à 18 kVA	Disjoncteur	Simple index	6,12	2,11
			Double index	9,46	3,27
			Multi-index	8,47	2,93
BT injection	19 à 36 kVA	Disjoncteur	Multi-index	23,44	8,09
	1 à 18 kVA	Disjoncteur	Multi-index	19,58	6,76

L'introduction de ces montants dans la facture annuelle de soutirage des utilisateurs sous la forme d'un terme fixe en €/an pourrait provoquer des hausses brutales de facture pour certains clients. Pour sa proposition tarifaire de 2004, la CRE envisage donc de recouvrer une partie seulement de ces coûts via un terme fixe qui devrait à terme les recouvrer intégralement.

- **Coûts liés à la relève**

Les coûts liés à la relève comportent les coûts de la relève proprement dite, mais aussi les coûts liés à la validation, à la correction et à la mise à disposition des données de comptage validées.

En ce qui concerne les réseaux de distribution, la comptabilité analytique actuelle d'EDF n'identifie pas les coûts comptables par type de relève. Dans l'état actuel de l'information de la CRE, les coûts de relève ne peuvent donc être distingués aux fins tarifaires que selon les catégories tarifaires du tarif d'utilisation des réseaux publics.

Selon les informations communiquées par les gestionnaires de réseau et non auditées à ce jour par la CRE, le coût de la relève est le suivant :

Type de clients	Coût de relève et/ou de télérelève (€/an)
Clients HTB	680
Clients HTA et BT > 36kVA	229,7
Clients BT ≤ 36kVA	5,6

- **Coûts liés au profilage**

Les coûts liés au profilage sont répartis entre tous les clients profilés. Selon les estimations fournies par les gestionnaires des réseaux publics et non auditées à ce jour par la CRE, cette répartition conduirait à un terme de profilage de 8 c€/mois pour chaque point de comptage.

La partie des coûts de gestion du mécanisme de responsable d'équilibre directement imputable aux utilisateurs de réseaux (coûts de calcul, de transmission et de traitement de la contribution des sites consommateurs au bilan des responsables d'équilibre) serait ainsi recouvrée par le terme de comptage du tarif d'accès au réseau payé par les utilisateurs de réseaux. Ce terme, facturé en application du tarif d'accès aux utilisateurs directement connectés à un réseau public de distribution, facturé sous forme de prestation supplémentaire aux utilisateurs en décompte, permettrait donc de recouvrer tous les coûts de gestion du mécanisme de responsable d'équilibre supportés par les gestionnaires des réseaux de distribution.

La part des coûts de gestion du mécanisme de responsable d'équilibre supportée par RTE serait quant à elle recouvrée non seulement par ce terme facturé en application du tarif d'accès aux utilisateurs directement connectés au réseau public de transport, et aux utilisateurs en décompte, mais aussi par la facturation par RTE aux responsables d'équilibre des coûts de calcul et de publication de leurs écarts et aux titulaires de notifications d'échanges de blocs et de transactions transfrontalières des coûts de gestion de ces transactions au sein du mécanisme de responsable d'équilibre.

## **10. Facturation du réactif**

Les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution supportent les coûts liés au réglage de la tension, qui se décomposent en coûts de dimensionnement des réseaux, coûts des systèmes de réglage de la tension des groupes de production et coûts des batteries de condensateurs installées. Afin de limiter les surcoûts engendrés par les flux de réactif sur les réseaux publics, pour les gestionnaires de réseau de transport, pour les gestionnaires de réseaux de distribution et pour les utilisateurs de ces réseaux, la CRE envisage d'instaurer une tarification du soutirage de l'énergie réactive à partir de seuils différents selon les niveaux de tension. En effet, plus le domaine de tension est bas, plus le coût de compensation du réactif indésirable est élevé.

Pour refléter ce phénomène, la CRE envisage que l'énergie réactive soutirée au-delà du rapport  $tg$  entre l'énergie réactive soutirée et l'énergie active soutirée par point de connexion,

mesurée par pas d'intégration de 10 minutes par les appareils de comptage installés par les gestionnaires des réseaux publics, soit facturée selon le tarif ci-dessous :

Domaine de tension	Rapport $tg$ (énergie réactive/énergie active)	c€/kvarh
HTB 3	0,4	1,30
HTB 2	0,3	1,39
HTB 1	0,2	1,55
HTA	0,2	1,77

## II. DISPOSITIFS SPECIFIQUES

La CRE considère que les seules dispositions tarifaires spécifiques susceptibles d'être introduites dans la tarification sont celles qui sont fondées sur des spécificités ayant un impact direct sur les coûts de réseau occasionnés par leurs utilisateurs. Parmi les demandes de dispositions spécifiques qui lui ont été adressées, elle envisage donc de retenir dans sa proposition les dispositions tarifaires suivantes.

### 1. Utilisateurs disposant de plusieurs points de connexion

La tarification d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution est de type timbre-poste par point de connexion, indépendante de la distance.

Afin qu'elle soit appliquée de façon transparente et non discriminatoire, la CRE propose de définir la notion de point de connexion uniquement en fonction de caractéristiques électriques, à l'exclusion des considérations de nature géographiques ou juridiques. La notion de point de connexion doit reposer sur l'existence d'une continuité des ouvrages électriques de l'utilisateur à la tension de connexion, garantissant que celui-ci se comporte comme un seul « point électrique » du point de vue des flux qu'il engendre sur les réseaux publics. La CRE envisage donc de retenir la définition suivante du point de connexion :

*Les points de connexion d'un utilisateur au réseau public sont les points physiques de connexion de ses installations électriques avec celles du réseau public considéré. Ils coïncident avec la limite de propriété et correspondent généralement à l'extrémité d'un ouvrage électrique, matérialisée par un organe de coupure. Par organe de coupure, on entend un appareil inséré dans un réseau électrique et permettant d'interrompre un courant non nul qui circule entre ses deux extrémités.*

*Pour un utilisateur disposant de plusieurs points de connexion en HTA ou en HTB, 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) au(x)quel(s) il est connecté, ils sont reliés par des ouvrages électriques de cet utilisateur à la tension de connexion.*

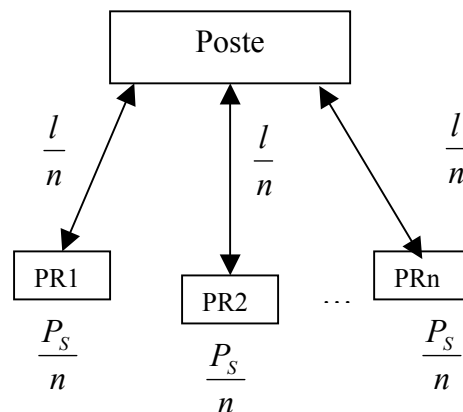
Certains sites étendus géographiquement et la plupart des gestionnaires des réseaux publics de distribution disposent de plusieurs points de connexion aux réseaux publics amonts. Bien que les coûts qu'ils induisent sur le réseau qui les alimente soient en moyenne significativement supérieurs à ceux induits par les utilisateurs ne disposant que d'un seul point de connexion, ces utilisateurs bénéficieraient dans la tarification intégrée d'EDF de conditions tarifaires

préférentielles : l'énergie soutirée leur était facturée sur la base de la somme de leurs soutirages.

La CRE souhaite tenir compte de la situation particulière de certains clients dont la multiplicité de points de livraison peut effectivement entraîner un foisonnement des charges sur les réseaux situés en amont. A cet effet, elle envisage de permettre à ces clients de bénéficier du regroupement contractuel de leurs points de connexion, moyennant le paiement d'une redevance fondée sur les coûts de réseau et calculée selon les mêmes règles que celles du tarif.

Cette redevance serait calculée en tenant compte que les flux à destination des points de connexion regroupés foisonnent sur le réseau public au-delà de la partie des réseaux publics qui permet physiquement le regroupement des points de connexion concernés. Elle correspondrait donc à la facturation, selon les règles d'affectation des coûts décrites au paragraphe II.5, de la partie des réseaux publics qui permet physiquement le regroupement.

Afin que la formule tarifaire soit simple et permette à tous les utilisateurs d'effectuer le choix de leur option de regroupement de façon informée, la CRE envisage de la fonder sur le modèle normatif suivant.



Sur le schéma ci dessus, on considère la situation d'un utilisateur de réseau public disposant de  $n$  points de connexion. La longueur du réseau électrique public existant permettant physiquement le regroupement de ces  $n$  points est notée  $l$ . On considère de manière normative que les  $n$  liaisons de raccordement sont de même longueur  $l/n$  et convergent en étoile sur un point unique de regroupement du réseau public. On considère également que la puissance totale appelée est égale à la puissance souscrite  $P_s$  et qu'elle est répartie à parts égales entre les  $n$  points de connexion (soit une puissance appelée sur chaque point de connexion de  $P_s/n$ ). Sous ces hypothèses normatives, la redevance de regroupement peut être calculée selon la formule suivante :

$$RR = \sum_{i=1}^n k \cdot \frac{P_s}{n} \cdot \frac{l}{n} = \frac{k.l.P_s}{n}$$

Le coefficient  $k$  applicable (en €/kW/km/an) est calculé en cohérence avec la tarification par niveau de tension. Il s'agit du coût moyen des liaisons par kW transité. Les premières

estimations fondées sur les coûts 2002 des gestionnaires de réseau conduisent aux fourchettes de valeurs suivantes pour le réseau aérien.

<i>k</i> (€/kW/km/an)		
Domaine de tension	Minimum	Maximum
HTB 3	0,09	0,11
HTB 2	0,33	0,41
HTB 1	1,6	2
HTA	0,9	1,4

## **2. Utilisateurs disposant de plusieurs raccordements**

Certains utilisateurs disposent de plusieurs raccordements. Lorsqu'une partie seulement de ces raccordements est nécessaire à la mise à disposition de la puissance de soutirage qu'ils ont souscrite, les gestionnaires des réseaux publics leur facturent actuellement des frais d'exploitation, d'entretien et de renouvellement (EER) pour les autres raccordements. Ils se fondent pour cela sur le cahier des charges type de la concession du réseau d'alimentation générale en énergie électrique datant du 23 décembre 1994.

La CRE estime nécessaire de prendre en compte les recettes issues de ces facturations dans le calcul du niveau du tarif d'accès au réseau et de fixer leur niveau en cohérence avec la construction tarifaire qu'elle propose. En l'absence d'autre texte réglementaire approprié, elle estime également nécessaire de définir les règles afférentes dans le décret fixant ce tarif. A cet effet, elle envisage de retenir les définitions suivantes :

### Raccordement principal

Lorsqu'un utilisateur est raccordé au(x) réseau(x) public(s) par plusieurs raccordements, il convient contractuellement de la désignation de ses raccordements principaux avec le(s) gestionnaire du (des) réseau(x) public(s) au(x)quel(s) il est connecté. Ces raccordements doivent permettre d'assurer la mise à disposition de l'utilisateur de la puissance de soutirage qu'il a souscrite et de la puissance maximale d'injection convenue en 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 est connecté et dans le respect des engagements de qualité contenus dans le contrat d'accès correspondant.

### Raccordement de secours

Un raccordement d'un utilisateur est un raccordement de secours s'il est maintenu sous tension, mais n'est utilisé pour le transfert d'énergie entre le réseau public et les installations privées de cet utilisateur qu'en cas d'indisponibilité de tout ou partie de ses autres raccordements.

### Raccordement complémentaire

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

Constatant qu'une partie des raccordements complémentaires est, selon les conditions d'exploitation décidées librement par les gestionnaires des réseaux publics, également utilisée pour l'alimentation d'autres utilisateurs de ces réseaux et que l'identification des parties du réseau public servant aux raccordements complémentaires effectué par leurs gestionnaires est difficilement vérifiable par l'utilisateur, la CRE envisage de restreindre la facturation des raccordements complémentaires et de secours aux seules parties dédiées de ces liaisons. La CRE envisage de définir les parties dédiées des raccordements comme suit :



### Partie dédiée d'un raccordement complémentaire ou de secours

La partie dédiée d'un raccordement complémentaire ou d'un raccordement de secours d'un utilisateur est la partie des réseaux publics qui n'est traversée que par des flux ayant pour origine ou pour destination un point de connexion d'un raccordement complémentaire ou d'un raccordement de secours de cet utilisateur. Les flux pris en compte 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 est connecté, compte tenu de la topologie des réseaux publics et quelles que soient les manœuvres d'exploitation auxquelles peuvent procéder leurs gestionnaires.

Les premières estimations, fondées sur les coûts 2002 des gestionnaires de réseau, conduisent aux fourchettes de valeurs suivantes pour les factures de raccordements complémentaires et de secours des ouvrages aériens:

#### Liaisons aériennes (k€/km/an)

Domaine de tension	MIN	MAX
HTB 3	18,2	22,3
HTB 2	9,3	11,4
HTB 1	7,5	9,1
HTA	2,0	2,4

#### Cellule (k€/an)

Domaine de tension	MIN	MAX
HTB 3	121	147
HTB 2	76	93
HTB 1	51	62
HTA	Pas d'estimation disponible	

### **3. Utilisations ponctuelles**

Certains utilisateurs font une utilisation ponctuelle du réseau, pendant de courtes périodes correspondant à la maintenance de leurs installations. Ces utilisateurs, qui augmentaient leur consommation pendant quelques semaines en été, bénéficiaient par le passé de tarifs très attractifs. Des puissances de soutirage supérieures, même pendant des périodes de faible charge du réseau, induisent des coûts de réseau. Les dispositions tarifaires appliquées antérieurement par EDF ne sont donc pas justifiées.

Cependant, pour tenir compte de certaines situations dans lesquelles, d'une part, les capacités du réseau permettent d'acheminer une puissance supplémentaire et, d'autre part, cette puissance supplémentaire n'est appelée que pendant de courtes périodes sans préjudice pour les autres utilisateurs, la CRE envisage de reconduire le tarif d'utilisation ponctuelle du réseau qu'elle a proposé pour le tarif actuel approuvé par le décret du 19 juillet 2002.

### **4. Dispositifs applicables aux gestionnaires de réseaux publics de distribution**

Les dispositifs tarifaires décrits ci-dessus s'appliquent de façon non discriminatoire à l'ensemble des utilisateurs de réseau. Afin de tenir compte des spécificités techniques et juridiques des gestionnaires des réseaux publics de distribution, qui sont pour partie définies par la loi du 10 février 2000 modifiée et par le décret du 26 avril 2001, la CRE envisage de définir dans sa proposition tarifaire plusieurs dispositifs particuliers, décrits ci-dessous, destinés à tenir compte de ces spécificités.

- **Gestionnaires de réseaux publics de distribution exploitant des réseaux publics raccordés dans un poste de transformation**

Certains gestionnaires de réseau public de distribution sont connectés directement dans un poste de transformation public, en aval des transformateurs. Cette situation rare se rencontre surtout dans des postes de transformation qui desservent plusieurs distributeurs et/ou plusieurs consommateurs et où un nombre réduit de transformateurs a été installé afin d'économiser de l'espace et/ou des coûts d'investissement et/ou d'exploitation. Afin que ces utilisateurs supportent uniquement les coûts qu'ils engendrent, la CRE envisage de leur donner accès au tarif applicable au niveau de tension immédiatement supérieur, moyennant le paiement d'une redevance pour l'utilisation des postes de transformation.

Cette redevance serait calculée selon les règles d'affectation des coûts décrites au paragraphe II.5, sur la base du coût moyen des postes de transformation entre le niveau de la tension de connexion du distributeur et le niveau de tension immédiatement supérieur, y compris les cellules de transformation et l'infrastructure générale du poste.

La CRE envisage que le tarif appliqué aux gestionnaires de réseaux publics de distribution bénéficiant de ce dispositif tarifaire soit le tarif applicable au niveau de tension immédiatement supérieur à celui de leur connexion, quelle que soit la tension amont du transformateur auquel ils sont connectés. En effet, conformément aux règles d'affectation des coûts décrites au paragraphe II.5, les recettes tarifaires des gestionnaires des réseaux publics de distribution tiennent compte des coûts qu'ils induisent sur tous les réseaux aux niveaux de tension supérieure. Si les circonstances particulières et exceptionnelles de leur raccordement leur permettaient de s'exonérer de la facturation par les gestionnaires de ces réseaux amonts d'une partie significative de leurs coûts, il en résulterait un enrichissement sans cause de ces distributeurs au détriment d'autres utilisateurs de réseaux.

Les premières estimations, fondées sur les coûts 2002 des gestionnaires de réseau et sur les données de consommation dont disposent actuellement les services de la CRE, conduisent aux fourchettes de valeurs suivantes pour les redevances de transformation :

(€/kW/an)

Domaine de tension de connexion	MIN	MAX
HTB 2	2,3	2,8
HTB 1	5,1	6,2
HTA	10,5	12,8
BT	10,6	12,9

- **Gestionnaires de réseaux publics de distribution exploitant des réseaux publics au niveau de tension de leur connexion**

Certains gestionnaires de réseau publics exploitent des liaisons électriques au niveau de tension de connexion, en aval de leur point de connexion au réseau amont. Or, compte tenu des règles d'affectation des coûts décrites au paragraphe II.5, leur facture annuelle de soutirage est calculée à partir de l'ensemble des coûts du niveau de tension auquel ils sont connectés. En l'absence d'un dispositif spécifique, leurs recettes d'accès au réseau nettes de

leur propre facture d'accès au réseau amont ne tiendraient pas compte des coûts supplémentaires qu'occasionnent l'entretien, l'exploitation et le renouvellement des liaisons électriques au niveau de tension de leur connexion. La CRE envisage d'adopter un dispositif inspiré des dispositions appliquées précédemment par EDF et fondé sur le modèle normatif suivant.

Le tarif d'accès au domaine de tension de connexion d'un utilisateur correspond à la part de tous les coûts de réseau aux niveaux de tension égaux et supérieurs qui lui sont affectés. Appliquer le tarif d'accès au domaine de tension N à un gestionnaire de réseau public de distribution connecté au domaine de tension N et exploitant des lignes à ce domaine de tension revient à lui facturer non seulement les coûts des ouvrages au niveau de tension N du gestionnaire de réseau public auquel il est connecté, mais aussi les coûts de ses propres ouvrages au domaine de tension N. Appliquer le tarif d'accès au domaine de tension supérieur N+1 à ce gestionnaire de réseau public revient à ne lui facturer aucun des coûts du niveau de tension N et aucun des coûts de transformation entre le domaine de tension N et les domaines de tension supérieurs.

Le tarif applicable à un tel gestionnaire de réseau public de distribution pourrait donc être une moyenne du tarif du domaine de N et du tarif du domaine de tension N+1, majoré du coût de la transformation. Cette moyenne serait pondérée par la part des ouvrages du domaine de tension N par ce gestionnaire de réseau public de distribution.

Le coefficient de pondération pourrait être  $l_2/(l_1 + l_2)$ , avec  $l_1$ , la longueur de réseau exploité au domaine de tension N par le gestionnaire de réseau public de distribution et  $l_2$ , la plus petite longueur de réseau exploité à ce niveau de tension par le gestionnaire du réseau public auquel il est connecté, qui relie son point de connexion à un transformateur de tension de ce gestionnaire.

FA, la facture annuelle d'accès aux réseaux publics d'un tel gestionnaire de réseau public de distribution serait la suivante :

$$FA = \frac{l_2}{l_1 + l_2} (FA_N) + \frac{l_1}{l_1 + l_2} (FA_{N+1} + x\% \cdot (FA_N - FA_{N+1}))$$

Le coefficient x % représente la fraction de l'écart de factures annuelles couvrant les coûts des postes de transformation. Selon les premières estimations fondées sur les éléments comptables fournis par les gestionnaires de réseaux publics, ce coefficient est compris entre 14 et 33 %, selon les domaines de tension de facturation.

- **Ecrêtements des dépassements de la puissance souscrite par les gestionnaires de réseaux publics de distribution en cas de froid très rigoureux**

Les appels de puissance des gestionnaires des réseaux publics de distribution dépendent fortement de la température, principalement en raison du fort taux d'équipement en chauffage électrique. En cas de période de froid très rigoureux, ces appels de puissances s'écartent fortement de la moyenne, ce qui imposerait aux gestionnaires des réseaux publics de souscrire des puissances très élevées ou d'être soumis au paiement de dépassements de puissance.

Cependant, à court terme, les coûts des réseaux dépendent peu de la température. Il en résulterait donc un enrichissement sans cause des gestionnaires des réseaux amonts et un niveau de recettes des distributeurs concernés inférieur à leurs coûts. C'est pourquoi la CRE envisage de proposer un dispositif d'écrêtement des dépassements de puissance pour les périodes de froid très rigoureux.

RTE a proposé à la CRE de mettre en place un dispositif d'assurance dont la prime serait facturée aux distributeurs et qui prendrait en charge le prix de leurs dépassements de puissance souscrite lors des périodes de grand froid.

La CRE observe que les coûts qu'occasionnent à court terme pour RTE les périodes de grand froid sont très modestes, au regard des recettes qu'il tirerait de la facturation des dépassements de puissance pendant ces périodes. Elle considère par conséquent que le dispositif proposé par RTE aurait pour effet de lui procurer des recettes non justifiées par ses coûts.

La CRE envisage donc de retenir les principes du dispositif actuellement contractuellement convenu entre RTE et les distributeurs. Dans ce dispositif, des températures en deçà desquelles la situation météorologique est qualifiée de « grand froid » sont fixées localement de telle sorte que la probabilité que la température moyenne d'un jour donné dans une région donnée soit considérée comme un froid rigoureux est inférieure à une occurrence en moyenne tous les dix ans.

### **III. NIVEAU TARIFAIRE**

Conformément à l'article 4 – III de la loi n°2000 - 108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, les tarifs d'utilisation des réseaux publics seront fondés sur la comptabilité générale des opérateurs pour les années 2002 et 2003. Ils tiendront compte des conclusions de l'audit réalisé par la CRE sur les comptes de l'exercice 2001 et de celles de l'audit qu'elle est en train de réaliser sur les comptes de l'exercice 2002. A la date de la proposition tarifaire, les comptes de l'exercice 2003 permettront en outre d'analyser sur une année pleine les effets de l'application du décret n°2002-1014 du 19 juillet 2002 mettant en place la première proposition tarifaire de la CRE.

Les tarifs proposés par la CRE devraient pouvoir s'appliquer au plus tard à partir du 1<sup>er</sup> novembre 2004 pour permettre l'expression de la concurrence entre fournisseurs durant l'hiver 2004 - 2005. Ces tarifs reposeront sur des hypothèses d'évolution des coûts et de recettes pour les années 2004, 2005 et 2006. Ces hypothèses d'évolution prendront en compte les gains de productivité qui devraient être réalisés par les gestionnaires de réseaux pendant la période d'application de cette tarification. Il sera procédé en 2006 à un examen de l'évolution de ces paramètres et, si nécessaire, une révision tarifaire sera alors proposée.

Pour la détermination du niveau des charges à couvrir par les tarifs, la CRE distingue de manière classique, pour chaque gestionnaire de réseau, d'une part, les charges de capital (amortissement et rémunération des actifs utilisés au titre des activités de transport et de distribution et financés par le gestionnaire du réseau) et, d'autre part, les charges d'exploitation nécessaires au bon fonctionnement et à la maintenance des réseaux et installations.

## 1. Charges de capital

Les charges de capital se composent d'une part de l'amortissement des ouvrages, tel que comptabilisé dans les comptes des opérateurs, d'autre part d'une rémunération financière calculée sur la valeur nette comptable des actifs figurant au bilan à l'ouverture de l'exercice.

- **Assiette du calcul de la rémunération financière**

Pour RTE, la CRE envisage de retenir, comme assiette du calcul de la rémunération financière, les valeurs nettes comptables des actifs utilisés au titre des activités de transport et financés par les gestionnaires de réseaux, ainsi que le besoin en fonds de roulement, sur la base des bilans publiés à l'ouverture de l'exercice. Cette assiette contient l'ensemble des actifs de l'activité transport, qu'il s'agisse des réseaux à courant alternatif ou des réseaux à courant continu.

S'agissant des réseaux de distribution, les autorités concédantes sont propriétaires des actifs et les gestionnaires de réseaux de distribution concessionnaires sont soumis au régime spécifique des concessions. Aussi, la rémunération financière est-elle actuellement calculée sur la base des capitaux propres et des dettes financières nettes, de manière à ne considérer dans l'assiette de la rémunération financière que la contre-valeur des actifs effectivement financés par les gestionnaires de réseaux de distribution.

Toutefois, par souci de cohérence avec les méthodes employées pour le transport et compte tenu de l'amélioration de la connaissance des actifs de la distribution, la CRE envisage de retenir maintenant, pour les réseaux de distribution, non plus la valeur des passifs (capitaux propres et dettes financières nettes) mais la valeur des actifs corrigée des postes comptables intitulés « droits du concédant » et « provisions pour renouvellement ».

Par ailleurs, les projets d'évolution de la législation prévoient le transfert d'une partie des actifs du gestionnaire de réseau de transport aux gestionnaires des réseaux de distribution. Ce transfert aura pour effet de modifier la valeur des actifs du gestionnaire de réseau de transport et des gestionnaires des réseaux de distribution. Il pourra en conséquence être procédé, en tant que de besoin, à des ajustements ultérieurs des tarifs.

- **Taux de rémunération**

La méthode retenue pour évaluer le taux de rendement autorisé est fondée sur une évaluation du coût moyen pondéré du capital (CMPC), à structure financière normative. Ce CMPC est calculé à partir d'un coût sans risque de la dette correspondant aux Obligations Assimilables du Trésor (OAT) à 10 ans.

Le niveau de rémunération de l'opérateur doit, en effet, lui permettre de financer les charges d'intérêt sur sa dette et lui apporter une rentabilité des fonds propres comparable à celle qu'il pourrait obtenir par ailleurs, dans des investissements comportant des niveaux de risque comparables.

La CRE envisage de reconduire un taux de rémunération identique au taux retenu pour le précédent tarif (6,50 % nominal avant impôt). Ce taux tient compte des conditions actuelles des marchés financiers et du faible risque supporté par les activités de réseaux d'électricité. Néanmoins, dans la mesure où les risques supportés par ces deux activités peuvent être

différents, la CRE n'exclut pas à ce stade, l'éventualité de servir des taux de rémunération différenciés pour les activités transport et distribution. Une telle différence ne pourrait être fondée que sur des critères différenciant objectivement ces deux activités.

## **2. Charges d'exploitation**

### **2.1 Achats liés à l'exploitation du système électrique**

Les achats liés à l'exploitation du système électrique représentent une proportion importante des charges d'exploitation des opérateurs de réseaux électriques. Ils se décomposent en achat de pertes et, sur le réseau de transport, en achat de services systèmes et achats d'énergie pour lever des congestions. La CRE en apprécie le niveau de manière spécifique et distincte des autres charges d'exploitation.

- **Pertes du réseau**

S'agissant du gestionnaire du réseau de transport, depuis l'entrée en vigueur de la loi du 10 février 2000, RTE achète l'énergie destinée à compenser les pertes du réseau auprès de différents fournisseurs du marché sélectionnés sur appel d'offre. La charge réelle annuelle résultant des pertes dépend donc en grande partie des prix de marché de l'électricité de l'année et peut différer du montant pris en compte par le tarif, à la hausse ou à la baisse.

Pour évaluer le montant des charges relatives aux pertes qui seront compensées par RTE durant les années 2005 et 2006, la CRE envisage de se fonder sur la courbe de charge prévisionnelle des pertes aux conditions normales de températures fournie par RTE et de les valoriser par les produits à terme dont les cotations publiques seront disponibles au moment de sa proposition.

S'agissant des gestionnaires de réseaux de distribution, la directive n°2003/54/CE impose<sup>2</sup> de mettre en œuvre, à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2004, des procédures de mise en concurrence. Toutefois, les conventions ou contrats conclus avant le 1<sup>er</sup> janvier 2002 et non encore arrivés à échéance en 2005 et 2006, pourront continuer de s'appliquer. Par conséquent, pour évaluer le montant des charges relatives aux pertes qui seront compensées par les gestionnaires de réseau de distribution, la CRE prendra en compte les différentes possibilités qui s'offrent aux gestionnaires de réseaux de distribution et elle se fondera sur celle qu'elle estimera la moins coûteuse.

Par ailleurs, s'agissant du volume des pertes non techniques de la distribution, la CRE constate que leur niveau est élevé. Elle considère que le(s) distributeur(s) doit(vent) proposer un plan d'action visant à en diminuer le niveau et envisage de tenir compte des objectifs figurant dans ce plan d'action pour déterminer le niveau des charges à recouvrer.

- **Services système**

Le gestionnaire de réseau public de transport d'électricité doit disposer de moyens de réglage de la tension, en vue d'assurer un comportement correct des matériels, de garantir le bon

---

<sup>2</sup> La directive 2003/54 dispose dans son chapitre V – Exploitation du réseau de distribution, article 14, alinéa 5, que « les gestionnaires de réseaux de distribution se procurent l'énergie qu'ils utilisent pour couvrir les pertes d'énergie et maintenir une capacité de réserve dans leur réseau selon des procédures transparentes, non discriminatoires et reposant sur les règles du marché, lorsqu'ils sont chargés de cette fonction ».

fonctionnement du système et d'éviter l'apparition de phénomènes du type écroulement de tension. Il a également besoin de moyens de réglage de la fréquence du réseau, afin que la production d'énergie électrique équilibre en permanence la consommation. La rémunération de ces services a fait l'objet en 2002 de négociations entre les producteurs et RTE. Elle a été fondée sur les principes suivants.

Pour le réglage de la tension, la rémunération est liée aux coûts engendrés par le surdimensionnement des alternateurs et des transformateurs requis pour la fourniture de ce service ainsi qu'aux surcoûts de maintenance et de pertes liés à la participation au réglage. La CRE envisage de reconduire cette méthode de valorisation.

Pour le réglage de la fréquence, la rémunération est fondée sur la notion de coût d'opportunité, ce qui revient à compenser le producteur pour les réserves de capacité qu'il met à disposition du GRT, et qu'il ne peut utiliser pour vendre de l'énergie sur le marché. La charge réelle annuelle résultant d'une telle méthode dépend donc en grande partie des prix de marché de l'électricité de l'année et peut différer du montant pris en compte dans le tarif, à la hausse ou à la baisse. La CRE considère cependant que la méthode de valorisation du réglage de la fréquence doit évoluer pour tenir compte de l'aspect contractuel et obligatoire de la fourniture de ces services.

- **Congestions**

La CRE envisage d'intégrer le coût des congestions sur le réseau de RTE dans l'assiette des coûts à recouvrer par le tarif, à l'exception des coûts éventuels d'optimisation des capacités d'importation/exportation internationales qui répondent à la demande des utilisateurs.

## **2.2 Autres charges d'exploitation**

- **Pensions**

En l'absence d'évaluation chiffrée de l'incidence, pour les gestionnaires de réseaux, de la réforme du financement du régime de retraite des agents des IEG, la CRE propose d'élaborer sa proposition tarifaire sur la base du système de financement actuel.

Si les évolutions projetées avaient des répercussions d'envergure sur les charges des gestionnaires de réseaux, un ajustement tarifaire pourrait être envisagé.

- **Coûts de raccordement**

La prise en compte des évolutions introduites par les lois relatives à la solidarité et au renouvellement urbains « SRU » (loi n° 2000-1208 du 13 décembre 2000, JORF n° 289 du 14 décembre 2000) et urbanisme et habitat « UH » (loi n° 2003-590 du 2 juillet 2003, JORF n° 152 du 3 juillet 2003), et notamment la suppression des tickets forfaitaires pour le financement des raccordements de nouveaux utilisateurs conduit à des modifications substantielles dont les contours ne sont pas définitivement arrêtés. Conformément à la nouvelle réglementation, les branchements individuels qui ont le caractère d'équipements propres doivent être à la charge des utilisateurs. Les nouveaux textes législatifs relatifs à l'urbanisme ouvrent également aux collectivités locales de nouvelles possibilités telles que la participation pour voirie et réseaux « PVR » pour orienter et contrôler le développement des réseaux des services publics.

La CRE observe que certains gestionnaires de réseaux ne procèdent pas à la répartition des coûts qu'ils exposent entre les équipements propres et les équipements publics ce qui est de nature à introduire une incertitude dans le montant des charges à couvrir par le tarif d'utilisation des réseaux. Afin de préserver au mieux les intérêts des utilisateurs de réseaux, il lui apparaît nécessaire de veiller à ce que les gestionnaires de réseaux électriques ne puissent être financés pour le même objet à la fois par des recettes tarifaires et par le produit de taxes instituées par les collectivités locales.

Compte tenu de l'article 2 du décret n° 2001-365 du 26 avril 2001, la CRE n'envisage de prendre en compte dans les charges recouvrées par le tarif que les coûts de renforcement des réseaux publics engendrés par le raccordement, ces coûts de renforcement relevant incontestablement de la catégorie des équipements publics non susceptibles de bénéficier d'autres sources de financement que les recettes tarifaires.

- **Charges de nature exceptionnelle**

Les charges d'exploitation, qui, par leur nature, revêtent un caractère exceptionnel, ne peuvent être incluses dans les charges couvertes par le tarif, sans risque d'induire de forts ressauts tarifaires. Toutefois, s'il était avéré que certaines charges exceptionnelles sont nécessaires au fonctionnement et à la sûreté du réseau, la CRE envisage de les recouvrer grâce aux tarifs selon des modalités définies au cas par cas.

- **Recouvrement des coûts des gestionnaires des réseaux publics de distribution**

Les tarifs d'utilisations des réseaux publics de distribution ont été calculés afin de couvrir la totalité des coûts des gestionnaires de réseaux nationaux. Le gestionnaire de réseau de distribution GRD-EDF représentant plus de 90 % de l'énergie distribuée au niveau national, le tarif est basé sur les coûts de celui-ci. Le coût des autres entreprises de distribution est pris en compte de manière forfaitaire au prorata de l'énergie distribuée par l'ensemble des gestionnaires.

Dans la mesure où le même tarif est applicable sur tout le territoire (principe de péréquation tarifaire), quelle que soit la densité de consommation desservie par le gestionnaire de réseau de distribution, il est inévitable de constater que les recettes tarifaires de certains gestionnaires de réseau de distribution sont logiquement supérieures ou inférieures à leurs coûts. Ces écarts n'ont pas vocation à être compensés par le tarif, mais par les systèmes de péréquation instaurés par la loi, en ce qui concerne les investissements (Fonds FACE) et les charges d'exploitation (Fonds FPE).

Certains gestionnaires de réseau de distribution considèrent par ailleurs qu'ils sont soumis à un risque financier découlant de l'existence de tarifs à différenciation temporelle applicables aux domaines de tensions HTA et BT. Selon eux, certains utilisateurs de leurs réseaux peuvent souscrire des puissances supplémentaires à prix attractif pendant certaines périodes de l'année alors qu'eux-mêmes ne bénéficient pas de réductions tarifaires pour leur accès aux domaines de tension amont. Cependant, les puissances appelées par ces utilisateurs foisonnent avec les puissances de l'ensemble des autres utilisateurs, de sorte qu'un tel risque demeure en réalité tout à fait limité.



### **3. Recettes**

Actuellement, les gestionnaires des réseaux publics perçoivent des recettes en complément de celles prévues par le tarif. Il s'agit principalement de prestations spécifiques telles que l'accès à l'énergie, le raccordement de nouveaux utilisateurs, le déplacement d'ouvrages, la mise à disposition de raccordements de secours...

La CRE envisage d'introduire les prix de certaines de ces prestations dans les tarifs (*cf.* III.2 et III.4). En ce qui concerne les autres prestations, la CRE estime qu'il revient aux gestionnaires des réseaux publics de publier sous son contrôle des barèmes de prix établis, sur la base de critères objectifs et non discriminatoires. La CRE déduira les recettes issues de ces facturations complémentaires des produits devant être apportés aux gestionnaires des réseaux publics par les tarifs.

Les recettes de RTE résultant de la vente aux enchères des capacités d'interconnexion aux frontières relèvent de ce régime de prestations complémentaires, mais ne feront naturellement pas l'objet de la publication d'un barème de prix. Elles seront donc également prises en compte dans le calcul du niveau du tarif de RTE.

### **4. Aléas climatiques et de marché**

Les recettes des gestionnaires des réseaux publics dépendent de la consommation annuelle des utilisateurs et des puissances appelées. En France, ces deux paramètres sont très sensibles à l'aléa climatique, principalement en raison du fort taux d'équipement en chauffage électrique. Or à court terme, les coûts supportés par les gestionnaires de réseaux, à l'exception du coût des pertes techniques, dépendent peu de ces deux paramètres. Il peut en résulter des variations importantes de l'écart entre les recettes et les charges des gestionnaires de réseaux.

Afin d'apprécier dans la durée la robustesse des choix tarifaires qu'elle va faire, la CRE envisage, lors de revues annuelles, de comparer le montant des recettes résultant des situations climatiques réellement constatées au résultat prévisionnel fondé sur les données moyennes prises en compte pour l'établissement du tarif.

De même, le coût des pertes techniques (effet Joule, pertes magnétiques des transformateurs,...) supporté par les gestionnaires de réseaux est influencé par les évolutions des prix de marché de l'énergie et leur volume dépend de la consommation annuelle. La CRE envisage également, lors de revues annuelles, de comparer les coûts d'achat réels des pertes aux données prévisionnelles prises en compte pour l'établissement du tarif.

La fiabilité du résultat de ces revues annuelles reposera notamment sur l'explicitation et la justification de la définition des scénarios de référence utilisés pour la construction des tarifs. Dans l'hypothèse où l'écart entre prévision et réalisation des marges des gestionnaires de réseaux se révélerait suffisamment important du fait de ces phénomènes aléatoires, la CRE pourra décider de proposer une révision du niveau du tarif fondée sur le constat de cet écart, afin d'assurer avec une continuité suffisante une rémunération raisonnable des gestionnaires de réseaux.

# PROJET DE REGLES TARIFAIRES

## 1. Définitions

Pour l'application de la présente proposition, les termes mentionnés ci-dessous ont les significations suivantes.

### 1.1. Utilisateur

Au sens de la présente proposition, est un utilisateur d'un réseau public de transport ou de distribution toute personne physique ou tout établissement d'une personne morale alimentant directement ce réseau public ou directement desservi par ce réseau.

### 1.2. Site

Au sens de la présente proposition, tout site de consommation et/ou de production d'électricité, directement connecté au réseau public de transport ou de distribution, est constitué par un établissement identifié par son numéro d'identité au répertoire national des entreprises et des établissements, tel que défini par le décret n°73-314 du 14 mars 1973.

### 1.3. Contrat d'accès au réseau

Le contrat d'accès au réseau est le contrat visé à l'article 23 de la loi n°2000-108 du 10 février 2000 modifiée 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.

### 1.4. Points de connexion

Les points de connexion d'un utilisateur au réseau public coïncident avec la limite de propriété et correspondent généralement à l'extrémité d'un ouvrage électrique, matérialisée par un organe de coupure. Par organe de coupure, on entend un appareil inséré dans un réseau électrique et permettant d'interrompre un courant non nul qui circule entre les deux extrémités de cet appareil.

Pour un utilisateur disposant de plusieurs points de connexion aux réseaux publics en HTA ou en HTB, pour l'application de la présente proposition, 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, ils sont reliés par des ouvrages électriques de cet utilisateur à la tension de connexion.

### 1.5. Raccordements

#### 1.5.1 Raccordement principal

Lorsqu'un utilisateur est raccordé au(x) réseau(x) public(s) par plusieurs raccordements, il convient contractuellement de la désignation de ses raccordements principaux avec le(s) gestionnaire du (des) réseau(x) public(s) au(x)quel(s) il est connecté. Ces raccordements doivent permettre d'assurer la mise à disposition de l'utilisateur de la puissance de soutirage qu'il a souscrite et de la puissance maximale d'injection convenue en 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 est connecté et dans le respect des engagements de qualité contenus dans le contrat d'accès correspondant.

### 1.5.2 Raccordement de secours

Un raccordement d'un utilisateur est un raccordement de secours s'il est maintenu sous tension, mais n'est utilisé pour le transfert d'énergie entre le réseau public et les installations privées de cet utilisateur qu'en cas d'indisponibilité de tout ou partie de ses autres raccordements.

### 1.5.3 Raccordement complémentaire

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

### 1.5.4 Partie dédiée des raccordements complémentaires et de secours

La partie dédiée d'un raccordement complémentaire ou d'un raccordement de secours d'un utilisateur est la partie des réseaux publics qui n'est traversée que par des flux ayant pour origine ou pour destination un point de connexion d'un raccordement complémentaire ou d'un raccordement de secours de cet utilisateur. Les flux pris en compte 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 est connecté, compte tenu de la topologie des réseaux publics et quelles que soient les manœuvres d'exploitation auxquelles peuvent procéder leurs gestionnaires.

### 1.6. Cellule

Une cellule est un ensemble d'appareillages électriques installé dans un poste électrique et composé de d'un disjoncteur, de sectionneurs, de réducteurs de mesures et de protections.

### 1.7. Domaine de tension

Pour l'application de la présente proposition, les domaines de tension des réseaux publics de transport et de distribution en courant alternatif sont définis par le tableau ci-dessous :

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

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

### 1.8. Période d'intégration

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 la présente proposition dispose 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.

### 1.9. Classe temporelle

Pour tout tarif d'utilisation des réseaux électriques on appelle classe temporelle l'ensemble des heures légales de l'année durant lesquelles le même prix s'applique.

## **2. Facture annuelle**

Les tarifs ci-après sont exprimés hors tous prélèvements ou taxes applicables à l'utilisation des réseaux électriques publics. Ils intègrent l'ensemble des coûts des réseaux publics mentionnés à l'article 2 du décret n° 2001-365 du 26 avril 2001 relatif aux tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité, et notamment :

- les coûts relatifs à l'acquisition par le gestionnaire du réseau public de transport des services système,
- les coûts de constitution des réserves rapides et complémentaires,
- les coûts de mise en œuvre des services d'équilibrage,
- les coûts relatifs au fonctionnement du dispositif de responsable d'équilibre des utilisateurs ayant un point de connexion aux réseaux publics,
- les coûts de comptage, et de relève, de validation et de transmission des données de comptage,
- les coûts de gestion des responsables d'équilibre des utilisateurs des réseaux publics de transport et de distribution.

Ils intègrent également tous les coûts de toutes les interconnexions du réseau public de transport avec les réseaux électriques des pays étrangers, à l'exception des coûts éventuels d'optimisation des capacités d'importation/exportation internationales qui répondent à la demande des utilisateurs et, de ce fait, sont facturés directement.

Par exception, certains coûts ou services spécifiquement identifiés peuvent faire l'objet d'une facturation séparée comme précisé à l'article 13 de la présente proposition.

Le contrat d'accès au réseau précise le(s) point(s) de connexion de l'utilisateur au réseau public concerné et le tarif qui y est appliqué. Pour chaque point de connexion, il précise également :

- le domaine de tension de connexion,
- la puissance de soutirage souscrite par l'utilisateur,
- le dispositif de comptage employé.

La puissance de soutirage souscrite est définie au début d'une période de 12 mois consécutifs pour l'ensemble de cette période. Le contrat d'accès au réseau prévoit les conditions dans lesquelles la puissance de soutirage souscrite peut être modifiée au cours de cette période.

La facture annuelle d'accès à un réseau public d'un utilisateur est la somme des factures annuelles de chacun de ses points de connexion à ce réseau public établies selon les tarifs ci-après.

L'énergie à prendre en compte 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. En chaque point de connexion, la facture annuelle d'accès aux réseaux publics est la somme de :

- la facture annuelle des injections (FAI),
- la facture annuelle des soutirages (FAS),
- les factures mensuelles des dépassements de puissance souscrite (FMDPS),
- la facture annuelle des raccordements complémentaires et de secours (FARCS),
- la redevance de regroupement (RR),
- la facture annuelle de comptage (FAC),
- pour les gestionnaires de réseau public, la facture annuelle des postes de transformation (FAT),
- la facture annuelle des dépassements ponctuels de puissance non garantis (FADPPNG),
- la facture annuelle de soutirage de réactif (FAR).

### 3. Facture annuelle des injections

La facture annuelle des injections est établie en fonction de l'énergie active injectée sur le réseau public selon le tableau 1 ci-dessous :

Tableau 1 :

Domaine de tension	c€/MWh
HTB 3	
HTB 2	
HTB 1	
HTA	
BT	

### 4. Facture annuelle des soutirages et des dépassements de puissance souscrite aux domaines de tension HTB

#### 4.1. Facture annuelle des soutirages

Les utilisateurs choisissent une puissance souscrite  $P_{Souscrite}$  pour chacun de leurs points de connexion aux domaines de tension HTB. En chacun de ces points de connexion, la facture annuelle des soutirages est établie selon la formule suivante :

$$FA = a_1 + a_2 \cdot P_{Souscrite} + b \cdot \tau^c \cdot P_{Souscrite} + \sum_{12\text{mois}} FMDPS$$

Le taux d'utilisation  $\tau$  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 la période considérée selon la formule suivante :

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

Les coefficients  $a_1$ ,  $a_2$ ,  $b$  et  $c$  employés sont ceux du tableau 2 ci dessous :

Tableau 2 :

<i>Domaine de tension</i>	<b>a<sub>1</sub></b> (€/an)	<b>a<sub>2</sub></b> (€/kW/an)	<b>b</b> (€/kW/an)	<b>c</b>
HTB 3				
HTB 2				
HTB 1				

#### 4.2. Factures mensuelles des dépassements de puissance souscrite

Les factures mensuelles de dépassement de puissance souscrite sont établies chaque mois selon les modalités ci-après.

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

Les dépassements de puissance par rapport à la puissance souscrite  $\Delta P$  sont calculés par période d'intégration de 10 minutes. Le facteur  $\alpha$  applicable est défini dans le tableau 3 ci-après :

Tableau 3 :

<b>Domaine de tension</b>	<b><math>\alpha</math> (€/kW)</b>
HTB 3	
HTB 2	
HTB 1	

### **5. Facture annuelle des soutirages et de dépassements de puissance souscrite au domaine de tension HTA**

Pour l'établissement de la facture annuelle de leurs 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, un des trois tarifs suivants :

- tarif de base sans différenciation temporelle,
- tarif optionnel avec différenciation temporelle à 5 classes,
- tarif optionnel à différenciation temporelle à 8 classes.

#### 5.1. Tarif de base sans différenciation temporelle

Les utilisateurs choisissent 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 facture annuelle des soutirages est établie selon la formule suivante :

$$FA = a_1 + a_2 \cdot P_{Souscrite} + b \cdot \tau^c \cdot P_{Souscrite} + \sum_{12\text{mois}} FMDPS$$

Le taux d'utilisation  $\tau$  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 la période considérée  $D$  en heures selon la formule suivante :

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

Les coefficients  $a_1$ ,  $a_2$ ,  $b$  et  $c$  employés sont ceux du tableau 4 ci dessous :

Tableau 4 :

Domaine de tension	$a_1$ (€/an)	$a_2$ (€/kW/an)	$b$ (€/kW/an)	$c$
HTA				

### 5.2. Tarifs optionnels avec différenciation temporelle

Pour chacune des  $n$  classes temporelles et pour chacun de leurs points de connexion au domaine de tension HTA pour lesquels ils ont choisi ce tarif, les utilisateurs choisissent 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 facture annuelle des soutirages est établie selon la formule suivante :

$$FA = a_1 + a_2 \cdot P_{souscrite pondérée} + \sum_{i=1}^n d_i \cdot E_i + \sum_{12\text{mois}} FMDPS$$

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

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

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

#### 5.2.1. Tarif HTA optionnel avec différenciation temporelle à 5 classes

Pour le tarif HTA à 5 classes temporelles ( $n=5$ ), les coefficients  $a_1$ ,  $a_2$ ,  $d_i$  et  $k_i$  employés sont ceux des tableaux 5.1 et 5.2 ci dessous :

Tableau 5.1 :

$a_1$ (€/an)	
$a_2$ (€/kW/an)	

Tableau 5.2 :

	Hiver (novembre à mars inclus)			Été (avril à octobre inclus)	
	Heures de pointe (i=1)	Heures pleines (i=2)	Heures creuses (i=3)	Heures pleines (i=4)	Heures creuses (i=5)
<b>Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)</b>	$d_1=$	$d_2= d_1$	$d_3=$	$d_4=$	$d_5=$
<b>Coefficient pondérateur de puissance</b>	$k_1=$	$k_2=$	$k_3=$	$k_4=$	$k_5=$

Les classes temporelles sont fixées localement par les gestionnaires des réseaux publics en fonction des conditions d'exploitation de ces réseaux. Les heures de pointe sont fixées, de décembre à février inclus, à raison de 2 heures le matin dans la plage 8h-12h et de 2 heures le soir dans la plage 17h-21h. Les dimanches ne comprennent que des heures creuses. Les autres jours comprennent 8 heures creuses comprises dans la plage 21h30-7h30.

### 5.2.2. Tarif HTA optionnel avec différenciation temporelle à 8 classes

Pour le tarif HTA à 8 classes temporelles (n=8), les coefficients  $a_1$ ,  $a_2$ ,  $d_i$  et  $k_i$  employés sont ceux des tableaux 6.1 et 6.2 ci-dessous :

Tableau 6.1 :

$a_1$ (€/an)	
$a_2$ (€/kW/an)	

Tableau 6.2 :

	Hiver (novembre à mars inclus)					Été (avril à octobre inclus)		
	Heures de pointe (i=1)	Heures pleines (1) (i=2)	Heures pleines (2) (i=3)	Heures creuses (1) (i=4)	Heures creuses (2) (i=5)	Heures pleines (i=6)	Heures creuses (i=7)	Juillet – août (i=8)
<b>Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)</b>	$d_1=$	$d_2= d_1$	$d_3=$	$d_4=$	$d_5=$	$d_6=$	$d_7=$	$d_8=$
<b>Coefficient pondérateur de puissance</b>	$k_1=$	$k_2=$	$k_3=$	$k_4=$	$k_5=$	$k_6=$	$k_7=$	$k_8=$

(1) mois de décembre, janvier et février

(2) mois de mars et novembre

Les classes temporelles sont fixées localement par les gestionnaires des réseaux publics en fonction des conditions d'exploitation de ces réseaux. Les heures de pointe sont fixées, de décembre à février inclus, à raison de 2 heures le matin dans la plage 8h-12h et de 2 heures le soir dans la plage 17h-21h. Les samedis, dimanches et jours fériés ne comprennent que des heures creuses. Les autres jours comprennent 6 heures creuses comprises dans la plage 23h30-7h30.



### 5.3. Facture mensuelle des dépassements de puissance souscrite

Pour les utilisateurs auxquels est appliqué un tarif sans différenciation temporelle et qui disposent d'un compteur électronique, les factures mensuelles de dépassement de puissance souscrite sont établies chaque mois selon les modalités ci-après.

$$FMDPS = x \cdot \sqrt{\sum (\Delta P^2)}$$

Les dépassements de puissance par rapport à la puissance souscrite  $\Delta P$  sont calculés par période d'intégration de 10 minutes.

Pour les utilisateurs auxquels est appliqué un tarif avec différenciation temporelle et qui disposent d'un compteur électromécanique, les factures mensuelles de dépassement de puissance souscrite sont établies chaque mois pour chacune des classes temporelles du mois considéré, selon les modalités ci-après :

$$FMDPS = \sum_{\text{classes}_i \text{ du mois}} x \% k_i \cdot a_2 \cdot \sqrt{\sum (\Delta P^2)}$$

Pour les utilisateurs auxquels est appliqué un tarif sans différenciation temporelle et qui sont équipés d'un comptage avec indicateur de puissance maximale ou avec enregistreur de puissance, les factures mensuelles de dépassement de puissance souscrite sont établies chaque mois à partir de  $\Delta P_{\max}$ , différence entre la puissance maximale atteinte au cours du mois et la puissance souscrite, selon les modalités ci-après :

$$FMDPS = x \cdot a_2 \cdot \Delta P_{\max}$$

Pour les utilisateurs auxquels est appliqué un tarif avec différenciation temporelle et qui sont équipés d'un comptage avec indicateur de puissance maximale ou avec enregistreur de puissance, les factures mensuelles de dépassement de puissance souscrite 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 :

$$FMDPS = \sum_{\text{classes}_i \text{ du mois}} x \cdot k_i \cdot a_2 \cdot \Delta P_{(\max)_i}$$

## **6. Facture annuelle des soutirages au domaine de tension BT**

### 6.1. Facture annuelle des soutirages au domaine de tension BT jusqu'à 36 kVA inclus

Pour l'établissement de leur facture annuelle des soutirages au domaine de tension BT jusqu'à la puissance souscrite de 36 kVA incluse, les utilisateurs choisissent, pour l'ensemble de l'année, un des quatre tarifs suivants :

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

Pour le tarif de leur choix, il 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 facture annuelle des soutirages est établie selon la formule suivante :

$$FA = (a_1 + a_2 \cdot P_{Souscrite}) + \sum_{i=1}^n d_i \cdot E_i$$

$E_i$  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.

#### 6.1.1. Tarif BT ≤ 36 kVA courte utilisation

Pour le tarif courte utilisation,  $n=1$  et les coefficients  $a_1$ ,  $a_2$  et  $d_1$  employés sont ceux du tableau 7 ci dessous :

Tableau 7 :

	$a_1$ €/an	$a_2$ €/kVA/an	$d_1$ c€/kWh
3 kVA 4 à 18 kVA 19 à 36 kVA			

#### 6.1.2. Tarif BT ≤ 36 kVA moyenne utilisation

Pour le tarif moyenne utilisation,  $n=1$  et les coefficients  $a_1$ ,  $a_2$  et  $d_1$  employés sont ceux du tableau 8 ci dessous :

Tableau 8 :

	$a_1$ €/an	$a_2$ €/kVA/an	$d_1$ c€/kWh
1 à 18 kVA 19 à 36 kVA			

#### 6.1.3. Tarif BT ≤ 36 kVA moyenne utilisation avec différenciation temporelle

Pour le tarif moyenne utilisation avec différenciation temporelle,  $n=2$  et les coefficients  $a_1$ ,  $a_2$ ,  $d_1$  et  $d_2$  employés sont ceux du tableau 9 ci dessous

Tableau 9 :

	a1 €/an	a2 €/kVA/an	d1 c€/kWh	d2 c€/kWh
1 à 18 kVA				
19 à 36 kVA				

Les heures creuses et les heures pleines du tarif moyenne utilisation avec différenciation temporelle sont fixées localement par le gestionnaire de réseau public en fonction des conditions d'exploitation de son réseau. Les heures creuses sont au nombre de 8 par jour, sont éventuellement non contiguës, et doivent être fixées dans les plages 12h-17h et 20h-8h.

#### 6.1.4. Tarif BT ≤ 36 kVA longue utilisation

Pour le tarif longue utilisation, en l'absence de dispositifs de comptage, les gestionnaires de réseaux peuvent prévoir des modalités auditables 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  $a_1$ ,  $a_2$ , et  $d_1$  employés sont ceux du tableau 10 ci dessous :

Tableau 10 :

	a1 €/an	a2 €/kVA/an	d1 c€/kWh
Longue utilisation			

#### 6.2. Facture annuelle des soutirages au domaine de tension BT au-dessus de 36 kVA

Pour l'établissement de leur facture annuelle des soutirages au domaine de tension BT strictement supérieur à 36 kVA, les utilisateurs choisissent, pour l'ensemble de l'année, un des deux tarifs avec différenciation temporelle suivants : moyenne utilisation et longue utilisation.

Pour chacune des 4 classes temporelles définies au 6.2.1 et au 6.2.2, 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 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.

Deux puissances souscrites apparentes au plus peuvent être appliquées à un même utilisateur. 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 facture annuelle des soutirages est établie selon la formule suivante :

$$FA = a_1 + a_2 \cdot S_1 + \sum_{i=2}^4 a_{i+1} \cdot (S_i - S_{i-1}) + \sum_{i=1}^4 d_i \cdot E_i + \sum_{12\text{mois}} FMDPS$$

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

### 6.2.1. Tarif BT > 36 kVA longue utilisation

Pour le tarif BT > 36 kVA longue utilisation, les coefficients  $a_1$ ,  $a_2$ ,  $a_3$ ,  $a_4$ ,  $a_5$ ,  $d_i$  employés sont ceux des tableaux 11.1 et 11.2 ci dessous :

Tableau 11.1 :

<b>a1 (€/an)</b>	
------------------	--

Tableau 11.2 :

	<b>Hiver (novembre à mars inclus)</b>		<b>Été (avril à octobre inclus)</b>	
	<b>Heures pleines</b>	<b>Heures creuses</b>	<b>Heures pleines</b>	<b>Heures creuses</b>
<b>Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)</b>	<b>d1</b>	<b>d2=</b>	<b>d3=</b>	<b>d4=</b>
<b>Coefficient de puissance (€/kVA)</b>	<b>a2 =</b>	<b>a3=</b>	<b>a4=</b>	<b>a5=</b>

Les heures creuses et les heures pleines sont fixées localement par le gestionnaire de réseau public en fonction des conditions d'exploitation de son réseau. Les heures creuses doivent représenter 8 heures par jour, éventuellement non contiguës, et être fixées dans les plages 12h-16h et 21h30-7h30. Les heures de pointe sont fixées, de décembre à février inclus, à raison de 2 heures le matin dans la plage 8h-12h et de 2 heures le soir dans la plage 17h-21h.

### 6.2.2. Tarif BT > 36 kVA moyenne utilisation

Pour le tarif BT > 36 kVA moyenne utilisation, les puissances souscrites apparentes doivent être telles que  $S_1 = S_2 = S_3 = S_4$ . Les coefficients  $a_1$ ,  $a_2$ ,  $d_i$  employés sont ceux du tableau 12.1 et 12.2 ci dessous :

Tableau 12.1 :

<b>a1 (€/an)</b>	
<b>a2 (€/kVA/an)</b>	

Tableau 12.2 :

	<b>Hiver (novembre à mars inclus)</b>		<b>Été (avril à octobre inclus)</b>	
	<b>Heures pleines</b>	<b>Heures creuses</b>	<b>Heures pleines</b>	<b>Heures creuses</b>
<b>Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)</b>	<b>d1</b>	<b>d2=</b>	<b>d3=</b>	<b>d4=</b>

Les heures creuses et les heures pleines sont fixées localement par le gestionnaire de réseau public en fonction des conditions d'exploitation de son réseau. Les heures creuses doivent représenter 8 heures par jour, éventuellement non contiguës, et être fixées dans les plages 12h-16h et 21h30-7h30. Les heures de pointe sont fixées, de décembre à février inclus, à raison de 2 heures le matin dans la plage 8h-12h et de 2 heures le soir dans la plage 17h-21h.

### 6.2.3. Facture mensuelle des dépassements de puissance souscrite

Pour les utilisateurs auxquels est appliqué un tarif longue utilisation, et qui sont équipés de compteurs mesurant les dépassements de puissance apparente,  $\Delta S$ , par rapport à la puissance souscrite apparente par période d'intégration de 10 minutes, les factures mensuelles de dépassement de puissance souscrite apparente sont établies chaque mois selon les modalités ci-après.

Pour les utilisateurs auxquels est appliqué un tarif moyenne utilisation, et qui sont équipés de compteurs mesurant les dépassements de puissance apparente,  $\Delta S$ , par rapport à la puissance souscrite par période d'intégration de 10 minutes, les factures mensuelles de dépassement de puissance souscrite apparente sont établies chaque mois pour chacune des classes temporelles du mois considéré, selon les modalités ci-après :

$$FMDPS = \sum_{\text{classes\_i\_du\_mois}} x\%.a_{i+1} \cdot \sqrt{\sum (\Delta S^2)}$$

Pour les utilisateurs équipés d'un comptage avec indicateur de durée de dépassement de puissance apparente, les factures mensuelles de dépassement de puissance souscrite apparente sont établies chaque mois en fonction de la durée de dépassement h (en heures) selon les modalités ci-après :

$$FMDPS = k.h$$

## 7. Facture annuelle des raccordements complémentaires et de secours (FARCS)

Les raccordements complémentaires font l'objet d'une facturation selon les modalités ci-dessous. La facture annuelle des raccordements complémentaires et de secours (FARCS) est égale à la somme de ces factures. Ces dispositions s'appliquent nonobstant toute disposition contraire des cahiers des charges et des contrats, notamment celles relatives à la facturation de frais d'exploitation, d'entretien et de renouvellement.

### 7.1 Parties dédiées des raccordements complémentaires et des raccordements de secours

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

Tableau 13:

Domaine de tension	cellules €/cellule	liaisons aériennes €/km/an	liaisons souterraines €/km/an
HTB3			
HTB2			
HTB1			
HTA			
BT			

### 7.2 Raccordements de secours dans un domaine de tension différent des raccordements principaux

En complément de la facturation des parties dédiées des raccordements de secours, les raccordements de secours dont le point de connexion est situé dans un domaine de tension différent des autres raccordements font l'objet d'une facturation correspondant à la tarification du réseau électrique public permettant le secours à un domaine de tension inférieur. Cette facturation est établie sur la base des puissances souscrites aux points de connexion de ces raccordements selon barème du tableau 14 ci après.

Tableau 14 :

Domaine de tension de raccordement principale	Domaine de tension de raccordement de secours	Prime fixe (€/kW/an)	Part énergie (c€/kWh)
HTB3	HTB 2		
	HTB 1		
	HTA		
	BT		
HTB 2	HTB 1		
	HTA		
	BT		
HTB1	HTA		
	BT		
HTA	BT		

### 8. Regroupement conventionnel des points de connexion

Un utilisateur connecté à un réseau public en plusieurs points de connexion au même réseau public dans le même domaine de tension HTA ou HTB et équipé de compteurs à courbes de charges 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 articles 3 4 et 5, moyennant le paiement d'une redevance de regroupement. Dans ce cas, la facture annuelle des injections, la facture annuelle des soutirages, les factures mensuelles de dépassements de puissance souscrite et la facture annuelle de DPPNG sont établies sur la base de la somme des flux physiques mesurés aux points de connexion concernés. Ces regroupements ne peuvent concerner la facture du réactif.

La redevance de regroupement (RR) est établie en fonction de la longueur du réseau électrique public existant permettant physiquement ce regroupement, indépendamment des conditions d'exploitation, de la capacité de transit disponible sur les réseaux permettant le regroupement. Le montant de cette redevance est calculé selon la formule suivante, en fonction du nombre n de points de connexion regroupés, de P, 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.

$$RR = l.k.\frac{P}{n}$$

Le coefficient k est défini par le tableau 15 suivant :

Tableau 15 :

Domaine de tension	k liaisons aériennes €/kW/km/an	k liaisons souterraines €/kW/km/an
HTB 3		
HTB 2		
HTB 1		
HTA		

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.

## 9. Dispositions spécifiques relatives aux factures annuelles de soutirage des réseaux publics de distribution

### 9.1. Facture annuelle d'utilisation des ouvrages de transformation (FAT)

Un gestionnaire de réseau public de distribution dont le point de connexion, situé en aval d'un transformateur d'un réseau public amont et relié directement à ce transformateur, sans l'intermédiaire d'une liaison, aérienne ou souterraine, peut demander à bénéficier de la tarification applicable au domaine de tension supérieur. Il doit dans ce cas acquitter une facture annuelle d'utilisation des ouvrages de transformation, reflétant le coût des transformateurs et des cellules. Cette facture est calculée selon la formule suivante, en fonction de sa puissance souscrite  $P_{\text{souscrite}}$ .

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

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

Tableau 16 :		
Domaine de tension du point de connexion	Domaine de tension de la tarification appliquée	k (€/kW)
HTB1	HTB2	
HTA	HTB1	
BT	HTA	

Cette faculté peut être combinée avec celle de procéder au regroupement tarifaire, selon les modalités de la section 8. Dans ce cas, il est procédé d'abord à la mise en œuvre de la tarification au domaine de tension supérieur, puis au regroupement tarifaire.

### 9.2. Facture annuelle avec 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 à la même tension que les liaisons situées en amont de ce point de connexion, bénéficie d'une compensation, lorsque la tarification qui lui est appliquée est celle du domaine de tension de son point de connexion du réseau public amont.

Dans ce cas, la facture annuelle de soutirage FA de ce point de connexion est calculée selon la formule suivante, avec :

- $l_1$ , la longueur de réseau exploité au domaine de tension N par le gestionnaire de réseau public de distribution,
- $l_2$ , la plus petite longueur de réseau exploité au domaine de tension N par le gestionnaire du réseau public auquel il est connecté qui relie son point de connexion à un transformateur de tension de ce gestionnaire,
- $FA_N$  la facture annuelle de soutirage de ce point de connexion au domaine de tension N,
- $FA_{N+1}$  la facture annuelle de soutirage de ce point de connexion au domaine de tension N+1.

$$FA = \frac{l_2}{l_1 + l_2} (FA_N) + \frac{l_1}{l_1 + l_2} (FA_{N+1} + x\% \cdot (FA_N - FA_{N+1}))$$

### 9.3. Ecrêtement grand froid

En cas de froid très rigoureux, les gestionnaires de réseaux publics de distribution peuvent bénéficier d'un écrêtement de leur dépassement de puissance de la part du gestionnaire de réseau public amont auquel ils sont connectés, selon des modalités convenues au préalable dans leur contrat d'accès au réseau. La probabilité d'un tel écrêtement ne doit pas dépasser une occurrence tous les dix ans.

Le gestionnaire de réseau public amont communique chaque année la Commission de Régulation de l'Énergie la liste des écrêtements de dépassement de puissance qu'il a accordés et l'évaluation de leur probabilité annuelle d'occurrence

## **10. Facture annuelle de comptage (FAC)**

*La facture annuelle de comptage couvre les coûts de comptage et, le cas échéant, d'application des profils de consommation aux utilisateurs équipés de compteurs sans courbe de charge. Elle est établie, en fonction des caractéristiques techniques de comptage demandées par l'utilisateur, selon les tarifs ci après. Les grandeurs mesurées par les appareils de mesure et de contrôle de l'utilisateur doivent permettre la mise en œuvre du tarif d'utilisation des réseaux publics.*

En tant que besoin, sur proposition de la CRE, un arrêté des ministres chargés de l'économie et de l'énergie définit des barèmes complémentaires applicables aux installations de comptage et de qualimétrie ayant d'autres caractéristiques techniques que celles des installations décrites au barème suivant.

Pour chaque dispositif de comptage, la facture annuelle de comptage est la somme de :

- la redevance d'entretien et de location,
- la redevance de relève,
- la redevance de profilage.

### 10.1. Redevances d'entretien et de location

La redevance d'entretien et de location intègre notamment :

- les coûts de mesure, de calcul et d'enregistrement des données de comptage,
- les coûts d'installation, de vérification et de plombage des dispositifs de comptage,
- les coûts d'entretien des matériels de comptage,
- les coûts de location des dispositifs de comptage, lorsque ceux-ci appartiennent aux gestionnaires de réseau public.

La redevance d'entretien et de location est définie dans le tableau 17 ci-après, en fonction du domaine de tension, de la puissance souscrite et de son contrôle et du type de compteur (index ou courbe de charge).

Tableau 17 :

<b>Domaine de tension</b>	<b>Puissance souscrite</b>	<b>Contrôle de la puissance</b>	<b>Données de comptage</b>	<b>Redevance de location et d'entretien €/an/dispositif</b>	<b>Redevance d'entretien des équipements propriété des utilisateurs €/an/dispositif</b>
HTB	-	Dépassement	Courbe de charge		
HTA	-	Dépassement	Courbe de charge		
			Multi-index		



BT	> 36 kVA	Dépassement	Multi-index		
		Disjoncteur	Multi-index		
BT Consommateur	19 à 36 kVA	Disjoncteur	Simple index		
			Double index		
			Multi-index		
	1 à 18 kVA	Disjoncteur	Simple index		
			Double index		
			Multi-index		
BT Producteur	19 à 36 kVA	Disjoncteur	Multi-index		
	1 à 18 kVA	Disjoncteur	Multi-index		

### 10.2. Redevance de relève

La redevance de relève (ou de télérelève), de validation, de correction et de mise à disposition des données de comptage, est définie dans le tableau 18 ci-après.

Tableau 18 :

Domaine de tension	Redevance de relève (ou de télérelève) €/an/dispositif
HTB	
HTA	
BT > 36 kVA	
BT ≤ 36 kVA	

### 10.3. Redevance de profilage

La redevance de profilage est de xx €/an. Elle est appliquée aux utilisateurs disposant de compteurs à index sans courbe de charge.

## **11. Facture annuelle de DPPNG**

Pour des dépassements ponctuels programmés et notifiés préalablement au gestionnaire de réseau public, un utilisateur équipé d'un compteur à courbe de charge et connecté en HTA ou HTB peut demander l'application d'un tarif spécifique pendant la période du 1<sup>er</sup> juillet au 15 septembre. Un même utilisateur peut en bénéficier au plus une fois par année calendaire pour une utilisation continue d'au plus 14 jours. Les jours non utilisés ne peuvent pas être reportés.

L'application de ce tarif par un gestionnaire de réseau public dépend des contraintes d'exploitation qu'il prévoit sur le réseau public qu'il exploite. Elle peut faire l'objet d'un refus motivé par le gestionnaire de réseau public, notifié à la Commission de Régulation de l'Energie.

Les dépassements de puissance par rapport à la puissance souscrite réalisés pendant la période pendant laquelle ce tarif est mis en œuvre font l'objet de la facturation suivante, qui se substitue à la facturation des dépassement de puissance souscrite définie aux 4.2 et 5.3.

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

Les dépassements de puissance par rapport à la puissance souscrite  $\Delta P$  sont calculés par période d'intégration de 10 minutes. Le facteur k applicable est défini dans le tableau 19 ci-après :

Tableau 19 :

Domaine de tension	c€/kW
HTB3	
HTB2	
HTB1	
HTA	

## 12. Facture annuelle de soutirage de l'énergie réactive (FAR)

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

- à concurrence du rapport  $tg$  défini dans le tableau 20 ci-après, du 1<sup>er</sup> novembre au 31 mars, de 6 heures à 22 heures les jours ouvrables ainsi que toute la journée le dimanche,
- par exception, pour les points de connexion où l'utilisateur a opté pour un tarif avec différenciation temporelle, jusqu'à concurrence du rapport  $tg$  défini dans le tableau 20 ci-après, pendant les heures de pointe et les heures pleines,
- sans limitation en dehors de ces périodes.

Pendant les périodes soumises à limitation, l'énergie réactive soutirée dans les domaines de tension HTB et HTA au-delà du rapport  $tg$  entre l'énergie réactive soutirée et l'énergie active soutirée par point de connexion, mesurée par pas d'intégration de 10 minutes, est facturée selon le tarif ci-dessous :

Tableau 20 :

Domaine de tension	Rapport $tg$ (énergie réactive/énergie active)	c€/kvarh
HTB 3	0,4	
HTB 2	0,3	
HTB 1	0,2	
HTA	0,2	

## 13. Facturation de services supplémentaires

Chaque gestionnaire de réseau public publie un barème de prix des prestations supplémentaires qu'il propose aux utilisateurs de son réseau et aux autres personnes physiques ou morales, en particulier aux responsables d'équilibre et aux fournisseurs, (fourniture de données au-delà d'un service de base, relèves supplémentaires, accès à l'énergie, contrôle des appareils de comptage, accès au service de responsable d'équilibre pour les clients sans point de connexion aux réseaux publics,...). Les distinctions dans les services offerts ne pourront se faire que sur la base de critères objectifs et non discriminatoires.

## ANNEXE :

### SERAIT IL JUSTIFIE D'INTRODUIRE UNE DIFFERENTIATION TEMPORELLE DES TARIFS ?

#### 1. Réseaux HTB

##### a. Le réseau à 400 kV est principalement dimensionné pour optimiser le coût des pertes et des congestions

Le réseau de grand transport à 400 kV est essentiellement dimensionné pour limiter le coût des congestions et le coût des pertes supporté par RTE. Or aucune corrélation n'apparaît entre la période temporelle des injections et des soutirages et le volume des congestions. En ce qui concerne les pertes sur le réseau à 400 kV, qui représentent environ 25 % des coûts de ce niveau de tension, l'analyse détaillée à laquelle se sont livrés les services de la CRE à partir de données fournies par RTE fait apparaître qu'elles varient en moyenne selon une puissance 1,4 de la charge. Par ailleurs, l'écart du prix des pertes constaté en 2002 et 2003 est compris entre +15 % et + 35 % en hiver par rapport à l'été.

Il en résulte que la variation du coût des pertes en fonction des saisons et des heures de la journée est trop faible pour qu'elle justifie l'introduction d'une différenciation temporelle des tarifs HTB3. Ramenée au volume d'énergie transitée, la différence de tarif entre l'été et l'hiver serait en effet au maximum de l'ordre de 10 %.

##### b. Les autres réseaux HTB sont principalement dimensionnés pour assurer la sécurité d'alimentation (règle N-1) en toutes saisons et heures de l'année

Les autres réseaux HTB sont principalement dimensionnés pour assurer la sécurité d'alimentation des utilisateurs selon le critère dit « N-1 », c'est à dire en cas de perte d'un des ouvrages du réseau. Les ouvrages de transport ayant des capacités de transit limitées, la continuité de l'alimentation est plus difficile à assurer lorsque la charge du réseau est élevée. Néanmoins, selon les règles de dimensionnement actuellement employées, la perte d'un ouvrage ayant une probabilité d'occurrence faible, RTE déclare investir lorsqu'un tel événement nécessite d'interrompre l'alimentation de certains utilisateurs s'il survient au delà des 2000 à 5000 heures de l'année les plus chargées.

Compte tenu que les capacités de transit des ouvrages à ces niveaux de tension sont plus faibles en été (sur les réseaux HTB, RTE procède à la modification des IMAP, intensités maximales admissibles en permanence, entre l'été et l'hiver) et que la courbe de charge subit des aléas, il n'est pas possible de distinguer une période d'hiver pendant laquelle des incréments de consommation nécessiteraient des investissements de réseau et une période d'été pendant laquelle ces incréments n'en nécessiteraient pas. En effet, en moyenne 29 % des 3000 heures de l'année où les réseaux HTB sont les plus chargés (synchrone nationale) se situent entre le 15 mai et le 15 septembre.

Il serait en revanche possible de distinguer au sein des journées des heures pleines et creuses, par exemple de minuit à 6 heures en hiver et de 16 heures à 8 heures en été. Mais l'examen des courbes de charge des utilisateurs connectés en HTB montre que, pour la quasi-totalité de ces utilisateurs, une souscription de puissance supplémentaire pendant ces heures creuses

n'aurait pas d'intérêt. En outre, les rares utilisateurs qui auraient intérêt à souscrire pendant les heures de nuit sont le plus souvent ceux qui sont responsables des heures de l'année les plus chargées sur le réseau local.

La CRE estime par conséquent qu'un tarif à différenciation temporelle en HTB n'est pas justifié.

## **2. Les réseaux HTA sont dimensionnés pour répondre à des objectifs variés, qui dépendent de moins en moins de la pointe de consommation**

Les critères de dimensionnement des réseaux HTA sont plus variés. Dans de nombreux cas, le dimensionnement est en effet déterminé sans lien direct avec les prévisions de croissance de la charge, par exemple en application de politiques de renouvellement, d'objectifs de qualité de l'onde de tension, d'impératifs d'homogénéité technique du réseau, de choix d'aménagement du territoire, de politiques d'insertion des ouvrages dans le paysage etc.

Les services de la CRE n'ont pas été en mesure d'estimer la part des investissements réalisés en HTA qui relèvent de tels objectifs indépendants de la croissance de la charge. Les experts des gestionnaires des réseaux publics de réseau de distribution qu'elle a interrogés l'estiment approximativement aux deux tiers.

En particulier, de nombreux investissements d'enfouissement des réseaux sont actuellement réalisés, qui ne sont pas justifiés directement par les prévisions de croissance de la charge. Le distributeur EDF a par exemple indiqué à la CRE que la quasi-totalité des postes sources créés ont la qualité pour motivation principale. Dans l'accord réseaux et environnement 2001-2003 qu'il a signé avec l'Etat, EDF s'est également engagé à « enfouir en moyenne sur la durée du contrat et au niveau national au moins 90 % des nouveaux réseaux à moyenne tension construits sous sa maîtrise d'ouvrage ». Or le dimensionnement des réseaux enterrés dépend peu de la charge. En effet, ces réseaux sont le plus souvent redondants, de façon à réduire les durées de coupure en cas d'incident et les gestionnaires de réseau ont intérêt à les surdimensionner, puisque le coût de la capacité supplémentaire représente une faible part du coût total, qui est en grande partie constitué des coûts de génie civil.

Par ailleurs, lorsque le dimensionnement est déterminé en fonction des prévisions de croissance de la charge, il est parfois fait en « N-1 ». Dans ce cas, la logique est similaire à celle des réseaux HTB. Le gestionnaire investit donc lorsque la perte d'un ouvrage au-delà des 2000 à 5000 heures<sup>3</sup> les plus chargées nécessite d'interrompre l'alimentation de certains utilisateurs.

La CRE estime par conséquent que la reconduction d'un tarif à différenciation temporelle en HTA ne peut être justifiée qu'aux fins de maîtriser les augmentations de factures des utilisateurs connectés dans ce domaine de tension. Elle rappelle que ce tarif était appliqué par EDF dans un contexte où la part réseau et la part fourniture de la facture des clients n'était pas dissociées et où la croissance de la charge était nettement supérieure et la diversité des déterminants des investissements de réseau nettement inférieure.

---

<sup>3</sup> La durée de risque dépend des caractéristiques locales du réseau, en particulier de la part du chauffage électrique dans les charges.

### **3. Les réseaux BT sont principalement dimensionnés pour limiter les coupures et chutes de tension ou en fonction de la puissance maximale appelée par un faible nombre de consommateurs**

Selon le distributeur EDF, pour les départs basse tension qui n'alimentent qu'un seul client, il n'y a pas de foisonnement. Le départ est dimensionné en fonction de la puissance souscrite par ce client. Dans ce cas, les coûts des réseaux dépendent uniquement de la pointe de consommation de ce client, quelle que soit la période de l'année et l'heure de la journée où elle est observée. La variable tarifaire pertinente pour la caractériser est la puissance souscrite.

Plus généralement, selon le distributeur EDF, les réseaux BT sont dimensionnés, pour chaque départ, en fonction de la puissance appelée par les clients avec une hypothèse de température minimale, et en fonction de leur localisation sur les réseaux. Les contraintes traitées en planification de réseau sont principalement des contraintes en matière de qualité de service (nature, fréquence et durée des interruptions) et des contraintes de tenue de tension, qui sont de nature réglementaire. Ces contraintes interviennent avant l'apparition des contraintes de transit proprement dites, de sorte que la pointe locale de consommation sur un départ ne constitue pas en général le critère de dimensionnement.

La CRE estime par conséquent que compte tenu des critères de dimensionnement de ce niveau de tension, un tarif à différenciation temporelle pour les réseaux BT n'est pas justifié par les coûts techniques de ces réseaux.