

**Proposition de la Commission de régulation de l'énergie du 26 octobre 2005  
pour les tarifs d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel**

**Exposé des motifs**

L'article 7 de la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003 prévoit que « *les décisions sur les tarifs sont prises conjointement par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie, sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie, notamment à la demande des opérateurs, pour les tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution de gaz et des installations de gaz naturel liquéfié.* »

La CRE a proposé, le 18 décembre 2003, les premiers tarifs d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel, conçus pour s'appliquer pour une durée de 12 à 18 mois, à partir du 1<sup>er</sup> juillet 2004, date de l'ouverture du marché de la fourniture de gaz naturel à l'ensemble des clients professionnels. Ces tarifs ont été mis en oeuvre par les gestionnaires de réseaux de distribution de gaz naturel (GRD) à partir du 1<sup>er</sup> juillet 2004, et sont entrés en vigueur officiellement le 1<sup>er</sup> janvier 2005, en application du décret n° 2005-22 du 11 janvier 2005 et de l'arrêté du 14 janvier 2005.

La CRE propose de nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel pour les 23 GRD - Gaz de France Réseau Distribution (Gaz de France RD) et 22 entreprises locales de distribution (ELD) - pour tenir compte, notamment, de l'entrée en vigueur de la réforme du régime de retraite des agents relevant du statut des industries électriques et gazières (IEG). Cette réforme se traduit par une baisse des charges de retraite pour les GRD, ainsi que par la création d'une contribution tarifaire d'acheminement (CTA) sur les prestations de distribution de gaz naturel.

Pour établir cette proposition, la CRE a travaillé en concertation avec les GRD. Elle a procédé à des auditions et a organisé une consultation publique, du 21 juillet 2005 au 16 septembre 2005, afin de recueillir l'opinion de tous les acteurs concernés.

L'ouverture totale du marché de la fourniture de gaz naturel à la concurrence, le 1<sup>er</sup> juillet 2007, ainsi que la séparation juridique des GRD prévue à cette date, engendrent des incertitudes sur l'évolution des charges des GRD. Pour cette raison, les tarifs résultant de la présente proposition sont conçus pour s'appliquer à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2006 pour environ deux ans. En temps utile, la CRE proposera de nouveaux tarifs, si cela s'avère nécessaire.

La présente proposition conserve les principes tarifaires généraux actuellement en vigueur. En particulier, la couverture des coûts selon une méthode dite « *cost plus* » est prolongée pour cet exercice tarifaire. La proposition intègre le résultat des audits des comptes dissociés des opérateurs et les gains de productivité qu'ils ont réalisés.

Les principaux changements portent sur le traitement des redevances payées aux autorités concédantes, sur la répartition de certains coûts entre le fournisseur et le GRD et sur le taux de rémunération des actifs.

Les premiers tarifs d'utilisation des réseaux de distribution proposés par la CRE avaient conduit à une baisse de 9 % en euros courants du tarif unitaire moyen de Gaz de France RD. La présente proposition conduit à une nouvelle baisse pour Gaz de France RD, dont le tarif unitaire moyen diminue de 7,2 % en euros courants, hors CTA, et de 0,7 % en euros courants, CTA comprise. Hors effet de la réforme du régime des retraites des IEG, la baisse est de 1,9 % en euros courants, les sommes recouvrées par la CTA étant supérieures à l'économie de charges de retraite pour Gaz de France RD.

Pour les ELD, à méthode de tarification identique à celle utilisée pour Gaz de France RD, les tarifs actuellement en vigueur sont de 25 % à 75 % plus élevés que ceux de Gaz de France RD. Ces différences de tarifs seront réduites progressivement.

La présente proposition tarifaire constitue une première avancée dans cette direction, dans la mesure où les tarifs unitaires moyens des ELD diminuent plus fortement que celui de Gaz de France RD. Seule Sorégies (anciennement Régie d'équipement et de gaz de la Vienne), dont le réseau a été développé récemment, présente un tarif unitaire moyen en hausse :

	<b>Evolution du tarif unitaire moyen en €/MWh courants (hors CTA)</b>	<b>Evolution du tarif unitaire moyen en €/MWh courants (CTA comprise)</b>
Compagnie Générale des eaux (Huningue, St Louis, Hégenheim et Village-Neuf)	- 12,5 %	- 6,7 %
Gaz de Barr (*)	- 18,5 %	- 13,3 %
Gaz de Bordeaux (Régaz)	- 17,9 %	- 9,4 %
Gaz de Strasbourg (*)	- 11,9 %	- 4,5 %
Gaz Electricité de Grenoble	- 11,7 %	- 3,5 %
SAEML CALEO (Guebwiller)	- 11,4 %	- 6,2 %
SEML Gedia (Dreux)	- 8,1 %	- 2,7 %
Sorégies (département de la Vienne)	+ 0,5 %	+ 7,9 %
Vialis SAEM (Colmar)	- 11,2 %	- 4,4 %

Il est à noter que le taux de CTA pour les prestations de distribution de gaz naturel, fixé à 15,7 % par l'arrêté du 26 mai 2005, ne sera plus adapté lors de l'entrée en vigueur de la nouvelle proposition tarifaire de la CRE. En effet, l'assiette de la contribution tarifaire sera modifiée par les tarifs proposés. Le gouvernement devra prendre un nouvel arrêté.

Enfin, la présente proposition tarifaire apporte des améliorations visant à favoriser l'ouverture du marché du gaz naturel :

- harmonisation des prestations couvertes par les tarifs d'utilisation des réseaux des différents GRD ;
- introduction de nouvelles souplesses (regroupement de points de livraison, choix du mode de relève et souscriptions quotidiennes) ;
- diminution du niveau des pénalités pour dépassement de capacité, qui pouvait, dans certains cas, constituer un frein à l'exercice de l'éligibilité ;
- simplification de la tarification des GRD de rang 2.

(\*) Avant prise en compte des nouvelles modalités de traitement pour les GRD de rang 2.

## **A - STRUCTURE DES TARIFS D'UTILISATION DES RESEAUX DE DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL**

### **A- I. Le maintien des principes tarifaires actuellement en vigueur**

Le retour d'expérience des GRD, des fournisseurs de gaz naturel actuellement utilisateurs des réseaux de distribution, ainsi que des acteurs du marché qui se sont exprimés dans la consultation publique menée par la CRE, a permis d'établir que les principes actuels de tarification des réseaux de distribution sont satisfaisants. Les principes suivants sont, donc, conservés.

#### ***A - I - 1. Un tarif spécifique pour chaque gestionnaire de réseau de distribution tenant des comptes dissociés***

La CRE propose un tarif spécifique pour chaque GRD ayant présenté des comptes dissociés et un tarif commun pour les autres GRD.

#### ***A - I - 2. Une péréquation géographique pour chaque gestionnaire de réseau de distribution***

La gamme tarifaire applicable pour l'utilisation des réseaux de distribution est identique pour tous les consommateurs reliés au réseau de distribution d'un même GRD.

#### ***A - I - 3. Une tarification par point de livraison***

Les tarifs d'utilisation des réseaux de distribution s'appliquent par point de livraison.

#### ***A - I - 4. Une structure tarifaire commune pour tous les gestionnaires de réseau de distribution***

Le tarif de chaque GRD est composé de quatre options tarifaires principales. Pour un point de livraison donné, le choix de l'option tarifaire est laissé à l'expéditeur.

Les quatre options tarifaires principales correspondent chacune à un segment de clientèle :

- option T1 : consommation annuelle de 0 à 6 000 kWh ;
- option T2 : consommation annuelle de 6 000 à 300 000 kWh ;
- option T3 : consommation annuelle de 300 000 à 5 000 000 kWh ;
- option T4 : consommation annuelle supérieure à 5 000 000 kWh.

Les seuils ci-dessus, les règles et les critères d'allocation des coûts par option tarifaire retenus dans la présente proposition sont ceux des tarifs d'utilisation des réseaux de distribution actuellement en vigueur.

La structure des trois premières options tarifaires est de type binôme, avec un abonnement annuel et un terme proportionnel à la quantité consommée.

L'option T1 concerne uniquement des clients ayant une consommation régulière sur l'année.

L'option T4 est de type trinôme, avec un abonnement annuel, un terme proportionnel à la quantité consommée et un terme proportionnel à la capacité journalière souscrite.

Les tarifs comprennent également une option tarifaire spéciale, dite « tarif de proximité » (option TP). Cette option tarifaire est réservée aux cas de clients finals ayant la possibilité réglementaire de se raccorder directement à un réseau de transport de gaz naturel. Elle comprend un abonnement annuel, un terme proportionnel à la capacité journalière souscrite et un terme proportionnel à la distance entre le point de livraison et le réseau de transport le plus proche.

Les options tarifaires T4 et TP sont associées à un mécanisme de pénalisation des dépassements de capacité souscrite. Les modalités générales de ce mécanisme sont conservées, mais le niveau des pénalités est diminué d'un tiers.

Pour les clients finals ne disposant pas de compteurs individuels, le tarif applicable est un forfait, calculé sur la base de l'option T1.

## **A- II. Les modifications introduites dans les principes tarifaires d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel**

### ***A - II - 1. Les prestations couvertes par les tarifs sont harmonisées***

Dans la présente proposition tarifaire, le périmètre des prestations incluses dans le tarif de chaque GRD a été harmonisé, en prenant comme référence le périmètre des prestations couvert par le tarif actuel de Gaz de France RD. Toutefois, certaines spécificités ont été maintenues pour prendre en compte les obligations liées aux contrats de concession de certains GRD.

Du fait de cette harmonisation, les GRD concernés (Gaz de Bordeaux, Gaz de Strasbourg, Gaz Electricité de Grenoble, SAEML CALEO et Sorégies) devront faire évoluer leur catalogue des prestations en conséquence.

Il est rappelé que chaque GRD doit publier un catalogue des prestations décrivant, d'une part, les prestations couvertes par son tarif d'utilisation des réseaux de distribution et, d'autre part, les prestations supplémentaires non couvertes par ce tarif, en précisant le prix appliqué. Les catalogues des prestations des GRD seront audités par la CRE.

Les prestations supplémentaires non couvertes par les tarifs d'utilisation des réseaux de distribution sont, par exemple, celles liées au raccordement, aux interventions hors délais standard, les frais de dédit pour annulation tardive d'une intervention programmée.

### ***A - II - 2. De nouvelles souplesses sont introduites***

#### **a) Regroupement de points de livraison**

Les tarifs d'utilisation des réseaux de distribution s'appliquent par point de livraison. Dans certains cas particuliers, un même site de consommation est alimenté par plusieurs points de livraison qui desservent des installations fonctionnant en alternance, ce qui donne lieu à une économie de dimensionnement du réseau pour le GRD. C'est le cas, par exemple, lorsque, sur un même site, une cogénération est associée à une chaufferie avec un fonctionnement alterné.

La présente proposition prévoit, donc, dans le cadre de l'option T4, la possibilité de regrouper des points de livraison pour le terme proportionnel à la capacité journalière souscrite. L'abonnement annuel de l'option T4 reste dû pour chaque point de livraison.

b) Choix du mode de relève

Un expéditeur peut choisir, pour certains points de livraison, une relève plus fréquente que la relève standard associée à l'option tarifaire retenue pour ce point de livraison. Le prix de cette prestation figurera dans le catalogue des prestations des GRD.

c) Souscription quotidienne de capacité sur les réseaux de distribution de gaz naturel

Pour satisfaire un besoin ponctuel et exceptionnel, un utilisateur des réseaux de distribution peut souscrire des capacités quotidiennes, lorsque le bon fonctionnement du réseau le permet. Le prix est fixé à 1/20<sup>ème</sup> du prix de la souscription mensuelle correspondante.

***A - II - 3. Les pénalités pour dépassement de capacité journalière souscrite sont réduites d'un tiers***

Les tarifs en vigueur prévoient des pénalités pour dépassement de capacité journalière, applicables aux sites relevant des options T4 et TP. Comme pour les tarifs de transport, ces pénalités incitent les utilisateurs des réseaux à souscrire la capacité correspondant à leur pointe de consommation.

Le retour d'expérience a montré que le mécanisme de pénalisation des dépassements de capacité souscrite est satisfaisant, mais que le niveau actuel des pénalités pourrait constituer un frein à l'exercice de l'éligibilité.

Il est proposé de conserver le mécanisme actuel et de diminuer le niveau des pénalités d'un tiers en réduisant les coefficients de facturation des dépassements, tout en maintenant une incitation forte des expéditeurs à souscrire le niveau de capacité adéquat.

***A - II - 4. Le traitement tarifaire des GRD de rang 2 est simplifié***

Un GRD est dit « de rang 2 », s'il est alimenté par l'intermédiaire du réseau d'un autre GRD.

Dans les tarifs en vigueur, il existe une option tarifaire spécifique dite « réseau de distribution de rang 2 », qui traite le cas particulier du GRD Gaz de Barr, raccordé au réseau de distribution de Gaz de Strasbourg. Pour livrer un consommateur raccordé au réseau de ce GRD de rang 2, un expéditeur doit, donc, souscrire un contrat d'acheminement avec chacun des GRD concernés.

Depuis l'entrée en vigueur des tarifs actuels, trois autres GRD de rang 2 ont été identifiés. D'autres cas sont susceptibles de se présenter, notamment dans le cadre des appels d'offres pour la desserte en gaz naturel de nouvelles concessions, si celles-ci ne peuvent pas être raccordées directement au réseau de transport de gaz naturel, dans des conditions économiques satisfaisantes.

La CRE a, donc, souhaité définir, à l'occasion de la présente proposition tarifaire, une règle de tarification pour les GRD de rang 2, qui permette de traiter de façon générique les cas existants et à venir, et de simplifier l'accès aux réseaux des GRD de rang 2 pour les expéditeurs.

Il est proposé de rendre, d'un point de vue tarifaire et contractuel, le réseau de distribution de rang 2 directement accessible depuis le réseau de transport pour les expéditeurs sur la base du schéma suivant :

- les expéditeurs paient, au GRD de rang 2, un seul tarif couvrant la prestation d'acheminement du gaz depuis le point d'interface transport distribution (PITD) concerné jusqu'au point de livraison du consommateur final ;
- les charges à couvrir par les tarifs du GRD de rang 2 comprennent les coûts relatifs à l'acheminement sur le réseau de distribution du GRD de rang 1 ;

- ces coûts font l'objet d'un contrat entre le GRD de rang 1 et le GRD de rang 2, soumis à la CRE.

### **A- III. Suivi de la qualité de service**

Afin de s'assurer que les efforts de productivité des opérateurs ne sont pas réalisés au détriment de la qualité de service, un suivi d'indicateurs relatifs à la qualité de service des GRD a été mis en place par la CRE.

Toutefois, la CRE a jugé prématuré d'établir, pour cette proposition tarifaire, un lien direct entre la qualité de service et le niveau de revenu des opérateurs.

## **B - COUVERTURE DES COÛTS SUPPORTES PAR LES GESTIONNAIRES DE RESEAUX DE DISTRIBUTION**

Le calcul des charges à couvrir par les tarifs d'utilisation des réseaux de distribution concerne les GRD ayant présenté des comptes dissociés, soit Gaz de France RD et les neuf ELD suivantes :

- Compagnie Générale des eaux (Huningue, St Louis, Hégenheim et Village-Neuf)
- Gaz de Barr
- Gaz de Bordeaux (Régaz)
- Gaz de Strasbourg
- Gaz Electricité de Grenoble
- SAEML CALEO (Guebwiller)
- SEML Gedia (Dreux)
- Sorégies (département de la Vienne)
- Vialis SAEM (Colmar)

### **B- I. Charges d'exploitation**

#### ***B - I - 1. Modalités de calcul des charges d'exploitation***

Les charges d'exploitation à couvrir ont été déterminées à partir de l'ensemble des coûts des réseaux de distribution, tels qu'ils ont été communiqués à la CRE et tels qu'ils apparaissent dans la comptabilité des opérateurs.

Pour fixer le niveau de ces charges, la CRE s'est fondée :

- sur les données issues des comptes des opérateurs pour l'exercice 2004 et, en particulier, des comptes dissociés ;
- sur des hypothèses d'évolution des dépenses pour les années 2005 et 2006, communiquées par les opérateurs ;

- sur l'audit des comptes dissociés des opérateurs.

Il est rappelé que les recettes accessoires perçues indépendamment des tarifs d'utilisation des réseaux de distribution sont déduites des charges d'exploitation couvertes par les tarifs.

Enfin, ces tarifs se caractérisent par une modification des modalités de prise en charge de deux types de dépenses (répartition des coûts de gestion de la clientèle et redevances versées aux autorités concédantes) et par une harmonisation des prestations couvertes par les tarifs d'utilisation des réseaux de distribution entre Gaz de France RD et les ELD.

### ***B - I - 2. Effets de la réforme du régime des retraites des industries électriques et gazières (IEG)***

La réforme du régime des retraites des IEG intervenue le 1<sup>er</sup> janvier 2005, a entraîné la disparition de la contribution d'équilibre versée à IEG Pensions et de la constatation en charges de l'alimentation de fonds externalisés destinés à couvrir les charges futures de retraite. S'y sont substituées la cotisation libératoire versée au profit de la Caisse nationale des IEG et la couverture des droits spécifiques futurs.

Cette réforme du régime des retraites des IEG se traduit par une baisse des tarifs d'utilisation des réseaux de distribution correspondant à la baisse des charges de retraite incombant aux GRD. Cependant, cette baisse est inférieure au montant de la CTA, qui est destinée à financer les droits spécifiques passés des activités régulées et qui s'ajoute aux tarifs.

L'une des ELD (Compagnie Générale des Eaux, au titre de la concession de distribution de gaz naturel sur les communes de Huingue, Saint-Louis, Hégenheim et Village-Neuf) est ainsi pénalisée, dans la mesure où une part importante de son personnel ne relève pas du statut des IEG.

### ***B - I - 3. Répartition des coûts de gestion de la clientèle***

Dans les tarifs actuels, les coûts de gestion de la clientèle (accueil physique et téléphonique, information, facturation, recouvrement, contentieux, etc.) sont répartis entre l'activité de fourniture pour 50 % et l'activité de gestionnaire de réseau de distribution pour 50 %. En l'absence de comptabilité permettant, pour chacun des opérateurs, de suivre une affectation précise de ces coûts et afin de tenir compte, à l'avenir, du rôle plus important du fournisseur dans la gestion de la relation clientèle, la présente proposition tarifaire fixe à 20 % l'imputation au GRD de ce type de frais.

### ***B - I - 4. Redevances versées aux autorités concédantes***

Dans les tarifs actuels, la couverture tarifaire des redevances versées aux autorités concédantes a été admise, à titre conservatoire, en attendant un examen détaillé des contreparties de ces redevances.

Une analyse approfondie de ces contreparties a permis de conclure que, pour certaines redevances, la seule contrepartie existante consiste à faire bénéficier l'opérateur du droit de desserte en vue de la fourniture du gaz naturel.

Dans la mesure où le versement de redevance ne correspond, dans ce cas, à aucune prestation de service rendue par les autorités concédantes, mais traduit plutôt une forme de rémunération financière, la CRE a estimé qu'elles ne pouvaient être couvertes au titre des charges nettes d'exploitation, d'autant plus que les charges de capital admises par ailleurs comprennent déjà une rémunération des capitaux investis.

Afin de permettre aux opérateurs concernés de revoir avec les autorités concédantes les conditions d'application de ce type de redevance, il a été décidé de couvrir le montant de ce versement au titre de l'année 2006 et de l'exclure au-delà.

### ***B - I - 5. Autres charges***

Certaines dispositions ont fait l'objet d'une harmonisation entre les différents GRD :

- les coûts relatifs à la qualité et à la sécurité des installations intérieures, qui ne concernent pas l'accès aux réseaux dès lors qu'ils portent sur des installations situées en aval du compteur, n'ont pas été couverts, dans la mesure où ces coûts relèvent de l'activité de fourniture ;
- des prestations ont été intégrées ou exclues du périmètre du tarif d'utilisation du réseau de certaines ELD, afin d'harmoniser les prestations couvertes par les tarifs, ce qui se traduit, d'une part, par des hausses ou des baisses de charges à couvrir, d'autre part, par la disparition ou la prise en compte de ces prestations dans le catalogue des prestations de ces opérateurs.

Les règles concernant les aides commerciales et les dépenses de communication supportées par les opérateurs restent celles des tarifs actuels :

- les aides commerciales ne sont pas couvertes, seuls les frais relatifs à l'activité d'ingénierie de raccordement et de développement des réseaux ayant vocation à l'être ;
- les dépenses de communication ne sont admises que dans la mesure où elles sont afférentes à la sécurité des réseaux (elles représentent, en pratique, un montant forfaitaire de 10 % du total des dépenses de publicité, mécénat, marketing, etc. supportées par l'opérateur).

## **B- II. Charges de capital**

La CRE a reconduit les principes de calcul des charges de capital actuellement en vigueur.

Néanmoins, le niveau du taux de rémunération des actifs a été modifié, afin de prendre en compte l'impact des évolutions observées sur les marchés des capitaux.

### ***B - II - 1. Valeur de la base d'actifs régulée (BAR)***

#### **a) Valeur initiale de la base d'actifs régulée au 31 décembre 2002**

La base d'actifs régulée est la valeur attribuée par le régulateur aux actifs exploités par les GRD.

Les actifs mis en service avant le 31 décembre 2002 sont revalorisés à cette date selon la méthode suivante :

- les valeurs brutes historiques des actifs sont retraitées des écarts de réévaluation autorisés en 1976, des subventions reçues au titre de la réalisation de ces investissements, et des participations reçues des bénéficiaires de ces investissements ;
- ces valeurs brutes retraitées sont réévaluées au 31 décembre 2002 par application de l'indice « PIB marchand » ;
- ces valeurs brutes réévaluées sont ensuite amorties linéairement sur la base de la durée de vie économique des différentes catégories d'actifs (voir tableau ci-dessous). Les actifs sont réputés mis en service au 1<sup>er</sup> juillet de l'année.

	<b>Durée de vie normative en années</b>
Conduites et branchements	50
Postes de détente	40
Compression / comptage	20
Autres installations techniques	10
Constructions	30

Certaines catégories d'actifs font l'objet d'un traitement particulier : les véhicules, aménagements, matériels de micro-informatique, petits équipements etc., sont pris en compte sur la base de leur valeur nette comptable et les terrains sur la base de leur valeur historique réévaluée non amortie.

b) Actualisation de la valeur de la base d'actifs régulée après le 31 décembre 2002

Les actifs mis en service entre le 1<sup>er</sup> janvier 2003 et le 31 décembre 2004 sont intégrés dans la BAR à leur valeur brute. Les investissements prévus à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2005 sont intégrés dans la BAR à leur valeur brute prévisionnelle telle que communiquée par les opérateurs.

Pour tous les actifs les montants financés par les tiers sont traités de la même façon qu'en comptabilité:

- lorsque les participations de tiers sont comptabilisées par l'opérateur en déduction de la valeur des ouvrages enregistrée à l'actif, elles viennent en diminution des valeurs d'actifs intégrées dans la BAR ;
- lorsque les participations de tiers sont comptabilisées par l'opérateur en produits d'exploitation, les actifs sont intégrés dans la BAR à leur valeur totale et le montant des participations de tiers vient en diminution des charges d'exploitation à couvrir par les tarifs.

Par souci de simplification, la date conventionnelle d'entrée des actifs dans l'inventaire a été fixée au 1<sup>er</sup> juillet de chaque année et la date de sortie des actifs au 30 juin. Seuls les actifs en service sont intégrés dans la BAR.

Une fois intégrée dans la BAR, la valeur des actifs est actualisée selon la méthode suivante :

- les actifs sont réévalués au 1<sup>er</sup> janvier de chaque année de l'inflation sur la période de juillet à juillet. L'indice de réévaluation utilisé est l'indice des prix à la consommation hors tabac, calculé par l'INSEE pour les années passées et fourni par la Direction générale du Trésor et de la politique économique du Ministère de l'économie, des finances et de l'industrie pour les années 2005 et 2006 ;
- les actifs sont amortis linéairement sur la base de leur durée de vie économique. Les durées de vie pour l'amortissement des actifs après le 31 décembre 2002 sont identiques à celles utilisées pour la revalorisation des actifs mis en service avant cette date, à l'exception des canalisations et branchements pour lesquels une durée de vie de 45 ans est retenue afin de tenir compte de l'incertitude sur la durée de vie des canalisations en PE, pour lesquelles le retour d'expérience est limité.

S'agissant des actifs mis au rebut avant la fin de leur durée de vie économique, la CRE rappelle que ceux-ci sortent de la BAR et ne peuvent donner lieu ni à amortissement, ni à rémunération.

Au 1<sup>er</sup> janvier 2006, la valeur de la BAR des différents opérateurs s'établit comme suit :

	Valeur de la BAR au 01/01/2006 (M€)
Gaz de France RD	12 455
Compagnie Générale des eaux (Huningue, St Louis, Hégenheim et Village Neuf)	19,0
Gaz de Barr	23,8
Gaz de Bordeaux (Régaz)	257,6
Gaz de Strasbourg	196,1
Gaz Electricité de Grenoble	31,9
SAEML CALEO (Guebwiller)	15,9
SEML Gedia (Dreux)	34,6
Sorégies (département de la Vienne)	12,2
Vialis SAEM (Colmar)	42,0

### ***B - II - 2. Modalités de calcul des charges de capital***

Les charges de capital se composent d'un amortissement calculé linéairement sur la durée de vie économique des ouvrages et d'une rémunération financière.

La méthode retenue pour évaluer le taux de rémunération des actifs est fondée sur le coût moyen pondéré du capital (CMPC), à structure financière normative. Le niveau de rémunération de l'opérateur doit, en effet, d'une part, lui permettre de financer les charges d'intérêt sur sa dette et, d'autre part, 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. Ce coût des fonds propres est estimé sur la base de la méthodologie dite du « modèle d'évaluation des actifs financiers » (MEDAF)

Afin de tenir compte des évolutions intervenues sur les marchés des capitaux depuis l'élaboration des tarifs actuels et, en particulier, de la baisse des taux sans risque et des *spreads*, le niveau du taux de rémunération a été fixé à 7,25 % (réel, avant impôt).

Les hypothèses de taux sans risque, de *spread* et de prime de marché retenues pour la fixation de ce taux ont été élaborées à partir de données de marchés. La CRE retient une valeur normative pour le bêta des fonds propres, égale à 1, ainsi qu'une valeur normative du niveau de levier, égale à 40 %.

Taux sans risque	2,4 %
<i>Spread</i> dette	0,3 %
Prime de marché	4,5 %
Bêta des fonds propres	1
Levier	40 %
Taux de l'impôt sur les sociétés	33,33 %
Coût de la dette	2,7 %
Coûts des fonds propres	10,3 %
<b>Coût moyen pondéré du capital</b>	<b>7,25 %</b>

### B- III. Charges à couvrir

Le montant total des charges à couvrir par les tarifs est égal à la somme des charges nettes d'exploitation et des charges de capital, telles qu'elles résultent des principes de calcul exposés ci-avant. Il s'élève à :

	<b>Charges à couvrir (M€)</b>
Gaz de France RD	2 689
Compagnie Générale des eaux (Huningue, St Louis, Hégenheim et Village Neuf)	3,6
Gaz de Barr	4,7
Gaz de Bordeaux (Régaz)	57,9
Gaz de Strasbourg	40,7
Gaz Electricité de Grenoble	10,8
SAEML CALEO (Guebwiller)	3,4
SEML Gedia (Dreux)	5,7
Sorégies (département de la Vienne)	1,6
Vialis SAEM (Colmar)	9,1

## C - ESTIMATIONS DES QUANTITES DISTRIBUEES EN 2006

Les tarifs unitaires dépendent des quantités de gaz distribuées et du nombre de clients finals raccordés aux réseaux de distribution en 2006.

### C- I. Estimation des quantités de gaz distribuées en 2006

A partir des quantités de gaz effectivement distribuées en 2004, les quantités distribuées en 2006 ont été calculées en fonction de deux facteurs principaux : la correction climatique à appliquer aux quantités constatées en 2004, et le rythme de développement des consommations de gaz depuis cette date.

En ce qui concerne Gaz de France RD, les prévisions pour 2006 sont fondées sur une consommation corrigée des effets climatiques de 326 TWh en 2004 et une augmentation des quantités distribuées de 2 % par an. L'estimation du nombre de clients finals raccordés au réseau de distribution de Gaz de France RD en 2006 est en hausse de 1,2 % par rapport à l'estimation pour 2004 prise en compte dans les tarifs actuels.

Pour les ELD, les spécificités locales ont été prises en compte, lorsque des éléments justificatifs ont été fournis.

Les prévisions de quantités distribuées retenues pour 2006 sont les suivantes :

	Quantités distribuées
Gaz de France RD	339 000 GWh
Compagnie Générale des eaux (Huningue, St Louis, Hégenheim et Village-Neuf)	324 GWh
Gaz de Barr	421 GWh
Gaz de Bordeaux (Régaz)	4 961 GWh
Gaz de Strasbourg	5 513 GWh
Gaz Électricité de Grenoble	998 GWh
SAEML CALEO (Guebwiller)	390 GWh
SEML Gedia (Dreux)	489 GWh
Vialis SAEM (Colmar)	900 GWh

### C- II. Cas particulier de Sorégies

Le réseau de Sorégies (anciennement Régie d'équipement et de gaz de la Vienne) a été mis en gaz en 2000 et est encore en phase de développement.

Pour les tarifs en vigueur, la CRE avait retenu une estimation des quantités distribuées correspondant à un niveau d'activité stabilisé, qu'il était prévu d'atteindre en 2006.

La croissance des quantités de gaz naturel acheminées par ce GRD a été moins rapide que prévu. Dans ces conditions, la CRE a décidé de maintenir l'estimation des quantités distribuées au même niveau que celui retenu pour le précédent exercice tarifaire, soit 159 GWh.

## **D - METHODE DE TARIFICATION POUR LES GESTIONNAIRES DE RESEAUX DE DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL N'AYANT PAS PRESENTE DE COMPTES DISSOCIES**

Sont concernés les GRD suivants :

- Énergies Services Lannemezan
- ENERGIS - Régie de Saint-Avoid
- GAZELEC de Péronne
- Régie d'Électricité de Seyssel,
- Régie de Villard Bonnot
- Régie Gaz Électricité de Bonneville
- Régie Gaz Électricité de Sallanches
- Régie Intercommunale d'Énergies et de Services du Syndicat Électrique du Pays Chartrain
- Régie Municipale d'Énergie de Lavour
- Régie Municipale Gaz Electricité de Carmaux
- Régie Municipale Multiservice de La Réole
- Régies Municipales d'Aire-sur-l'Adour
- Régies Municipales de Bazas

Comme pour les tarifs en vigueur, la CRE a retenu, pour ces GRD, un tarif commun, dont le niveau est obtenu à partir de la moyenne des niveaux tarifaires des trois GRD dont les quantités de gaz distribuées sont les moins élevées, parmi ceux ayant présenté des comptes dissociés.

## **Tarifs d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel**

Chaque gestionnaire de réseau de distribution de gaz naturel (GRD) dispose d'un tarif propre pour l'utilisation de son réseau.

### **A - DEFINITIONS**

#### **Expéditeur :**

Personne, physique ou morale, qui conclut avec un GRD un contrat d'acheminement sur le réseau de distribution de gaz naturel. L'expéditeur est, selon le cas, le client éligible, le fournisseur ou leur mandataire, tels que définis à l'article 2 de la loi du 3 janvier 2003.

#### **Point de livraison :**

Point de sortie d'un réseau de distribution où un GRD livre du gaz à un client final, en exécution d'un contrat d'acheminement sur le réseau de distribution signé avec un expéditeur.

#### **Point d'interface transport distribution (PITD) :**

Point physique ou notionnel d'interface entre un réseau de transport et un réseau de distribution de gaz naturel.

#### **Gestionnaire de réseau de distribution de rang 2 (« GRD de rang 2 ») :**

Un GRD est dit « de rang 2 » s'il est alimenté par l'intermédiaire du réseau d'un autre GRD.

### **B - PRINCIPES GENERAUX APPLICABLES AUX TARIFS D'UTILISATION DES RESEAUX DE DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL**

#### **B- I. Facturation par point de livraison**

Le tarif d'utilisation des réseaux de distribution s'applique par point de livraison. Les montants dus pour chaque point de livraison alimenté par un expéditeur s'additionnent dans la facture mensuelle de cet expéditeur.

#### **B- II. Prestations couvertes par le tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel**

L'utilisation des réseaux de distribution ne peut donner lieu à aucune facturation autre que celle résultant de l'application des présents tarifs, à l'exception des prestations supplémentaires dont les tarifs sont publiés par chaque GRD dans son catalogue des prestations.

Les prestations dont le coût est couvert par le tarif d'utilisation du réseau de distribution de chaque GRD sont les suivantes :

- prestations liées à la qualité et à la sécurité :
  - continuité de l'acheminement dans les conditions définies par le décret n° 2004-251 du 19 mars 2004 relatif aux obligations de service public dans le secteur du gaz ;
  - information d'une interruption de service pour travaux, conformément au décret du 19 mars 2004 ;
  - mise à disposition d'un numéro d'urgence et de dépannage accessible 24 heures sur 24 ;
  - intervention en urgence 24 heures sur 24 en cas de problème lié à la sécurité, conformément à l'arrêté du 13 juillet 2000 portant règlement de sécurité de la distribution de gaz combustible par canalisations ;
  - pouvoir calorifique défini par les arrêtés du 16 septembre 1977 et du 28 mars 1980 ;
  - pression disponible à l'amont du poste de livraison, conforme aux conditions standards de livraison publiées par chaque GRD ;
  - première intervention chez le client pour assurer un dépannage ou une réparation en cas de manque de gaz ;
- prestations liées à la mesure de la consommation :
  - mise à disposition d'un compteur lorsque le débit est inférieur à 16 m<sup>3</sup>/heure ;
  - vérification périodique d'étalonnage des compteurs et des convertisseurs ;
  - continuité de comptage et de détente ;
  - relève périodique des compteurs, dans les conditions définies au paragraphe B-IV. ci-après ;
  - annonce du passage du releveur pour les clients finals relevant des options T1 et T2 ;
  - possibilité de réaliser un auto-relevé et de communiquer son index, pour les clients finals relevant des options T1 et T2 ;
- prestations liées à la gestion contractuelle :
  - actes de gestion liés au changement de fournisseur ou à une modification du contrat d'acheminement ;
  - interventions chez le client dans le cas d'une résiliation ;
- autre :
  - prise de rendez-vous téléphonique pour toutes les opérations techniques nécessitant une étude ;
  - dans le cas d'un GRD de rang 2, l'ensemble des prestations relatives à l'acheminement du gaz naturel depuis le PITD concerné.

Les différences éventuelles par rapport à cette liste de prestations sont indiquées dans le tarif du GRD concerné.

### **B- III. Structure et choix des options tarifaires**

Le tarif de chaque GRD comprend quatre options principales :

- trois options T1, T2, T3, de type binôme, comprenant chacune un abonnement et un terme proportionnel aux quantités livrées ;
- une option T4 de type trinôme, comprenant un abonnement, un terme proportionnel à la capacité journalière souscrite et un terme proportionnel aux quantités livrées.

Le choix de l'option tarifaire à appliquer à chaque point de livraison revient à l'expéditeur concerné.

L'option T1 est applicable pour les points de livraison ayant une modulation supérieure à 200 jours. La modulation est définie comme le rapport de la consommation annuelle à la consommation journalière maximale. Elle résulte du profil attribué au client.

Pour les clients finals ne disposant pas de compteurs individuels, le tarif applicable est un forfait, calculé sur la base de l'option T1.

Chaque tarif comprend une option tarifaire dite « tarif de proximité » (TP), ouverte pour les points de livraison concernant des clients finals ayant la possibilité réglementaire de se raccorder au réseau de transport. Cette option tarifaire comprend un abonnement, un terme proportionnel à la capacité journalière souscrite et un terme proportionnel à la distance à vol d'oiseau entre le point de livraison concerné et le réseau de transport le plus proche. Le terme proportionnel à la distance est affecté d'un coefficient multiplicateur dépendant de la densité de population de la commune d'implantation du point de livraison concerné.

### **B- IV. Mode de relève d'un point de livraison**

Les options T1 et T2 comprennent une relève des compteurs annuelle ou semestrielle.

L'option T3 comprend une relève des compteurs mensuelle.

Les options T4 et TP comprennent un comptage quotidien, relevé quotidiennement ou mensuellement.

Un mode de relève plus fréquent que le mode de relève compris dans l'option tarifaire du point de livraison concerné peut être choisi par l'expéditeur. Le tarif appliqué figure dans le catalogue des prestations du GRD concerné.

### **B- V. Souscriptions mensuelles ou quotidiennes de capacité journalière**

Les options tarifaires T4 et TP comprennent un terme de souscription annuelle de capacité journalière. Il est également possible de souscrire mensuellement ou quotidiennement des capacités journalières.

Le terme de souscription mensuelle de capacité journalière est égal, pour chaque GRD, au terme de souscription annuelle de capacité journalière, multiplié par les coefficients suivants :

	<b>Terme mensuel en proportion du terme annuel</b>
Janvier – Février	8/12
Décembre	4/12
Mars – Novembre	2/12
Avril – Mai – Juin – Septembre – Octobre	1/12
Juillet – Août	0,5/12

Lorsque le bon fonctionnement du réseau le permet, des souscriptions quotidiennes de capacité journalière sont commercialisées par les GRD, pour satisfaire un besoin ponctuel et exceptionnel d'un consommateur final.

Le terme applicable à la souscription quotidienne de capacité journalière est égal, pour chaque GRD, à 1/20<sup>ème</sup> du terme applicable à la souscription mensuelle correspondante.

#### **B- VI. Pénalités pour dépassement de capacité journalière souscrite**

Chaque mois, pour les options tarifaires T4 et TP, les dépassements de capacité journalière constatés font l'objet de pénalités.

Le dépassement de capacité journalière pris en compte pour un mois donné est égal à la somme du dépassement maximal de capacité journalière du mois considéré et de 10 % des autres dépassements de capacité journalière du mois supérieurs à 5 % de la capacité journalière souscrite.

La pénalité est exigible lorsque le dépassement ainsi calculé est supérieur à 5 % de la capacité journalière souscrite.

Pour la partie du dépassement comprise entre 5 et 15 % de la capacité journalière souscrite, la pénalité est égale au produit de cette partie du dépassement par 2 fois le terme mensuel de capacité journalière tel que défini au paragraphe B-V.

Pour la partie du dépassement supérieure à 15 % de la capacité journalière souscrite, la pénalité est égale au produit de cette partie du dépassement par 4 fois le terme mensuel de capacité journalière tel que défini au paragraphe B-V.

#### **B- VII. Regroupement de points de livraison**

Dans le cadre de l'option T4, le regroupement des souscriptions de capacité journalière de plusieurs points de livraison est autorisé lorsque les conditions suivantes sont simultanément vérifiées :

- les points de livraison concernés sont sur le réseau de distribution d'un même GRD et sont alimentés par un même PITD ;
- le gaz livré à chacun des points de livraison concernés est destiné à servir, après transformation, à la satisfaction des besoins du même utilisateur final sur un même site. Cet usage induit des consommations alternées en tout ou partie du gaz naturel livré.

Le terme de souscription annuelle de capacité journalière de l'option T4 est majoré de 20 % dans le cas de regroupement des souscriptions de plusieurs points de livraison. L'abonnement annuel reste dû pour chaque point de livraison.

#### **B- VIII. Alimentation d'un point de livraison par plusieurs expéditeurs**

Lorsque plusieurs expéditeurs alimentent simultanément un même point de livraison, ils doivent choisir la même option tarifaire. Le tarif correspondant s'applique intégralement à chacun d'entre eux, à l'exception de l'option T4 et de l'option « tarif de proximité » pour lesquelles la somme due mensuellement au titre de l'abonnement et du terme proportionnel à la distance est répartie entre les expéditeurs concernés au prorata des capacités souscrites du mois considéré pour ce point de livraison. Lorsque, pour un mois donné, la capacité totale souscrite est nulle, la répartition se fait sur la base de celle du mois précédent.

## C - TARIFS D'UTILISATION DES RESEAUX DE DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL

### *Gaz de France Réseau Distribution :*

	Abonnement annuel en €	Prix proportionnel en €/MWh	Terme annuel de capacité en €/MWh/j
T1	27,00	21,43	
T2	104,40	6,32	
T3	594,00	4,42	
T4	12 000,00	0,62	156,00

### **Option « tarif de proximité » (TP)**

Les termes tarifaires de l'option « tarif de proximité » sont les suivants :

	Abonnement annuel en €	Terme annuel de capacité en €/MWh/j	Terme annuel à la distance en €/mètre
TP	27 996,00	78,00	51,00

Le coefficient multiplicateur pour le terme annuel à la distance est de :

- 1 si la densité de population de la commune est inférieure à 400 habitants par km<sup>2</sup> ;
- 1,75 si la densité de population de la commune est comprise entre à 400 habitants par km<sup>2</sup> et 4 000 habitants par km<sup>2</sup> ;
- 3 si la densité de population de la commune est supérieure à 4 000 habitants par km<sup>2</sup>.

### **Clients sans compteur individuel**

Pour les clients finals ne disposant pas de compteur individuel, le tarif applicable est un forfait annuel de 51,24 €.

### **Gaz de Bordeaux (Régaz) :**

	Abonnement annuel en €	Prix proportionnel en €/MWh	Terme annuel de capacité en €/MWh/j
T1	33,60	30,54	
T2	154,20	6,54	
T3	543,60	5,00	
T4	11 868,00	0,81	201,60

#### **Option « tarif de proximité » (TP)**

Les termes tarifaires de l'option « tarif de proximité » sont les suivants :

	Abonnement annuel en €	Terme annuel de capacité en €/MWh/j	Terme annuel à la distance en €/mètre
TP	25 296,00	58,80	50,40

Le coefficient multiplicateur pour le terme annuel à la distance est de :

- 1 si la densité de population de la commune est inférieure à 400 habitants par km<sup>2</sup> ;
- 1,75 si la densité de population de la commune est comprise entre à 400 habitants par km<sup>2</sup> et 4 000 habitants par km<sup>2</sup> ;
- 3 si la densité de population de la commune est supérieure à 4 000 habitants par km<sup>2</sup>.

#### **Clients sans compteur individuel**

Pour les clients finals ne disposant pas de compteur individuel, le tarif applicable est un forfait annuel de 67,80 €.

### **Gaz de Strasbourg :**

	Abonnement annuel en €	Prix proportionnel en €/MWh	Terme annuel de capacité en €/MWh/j
T1	39,60	34,82	
T2	178,80	6,96	
T3	571,20	5,42	
T4	12 540,00	0,88	223,20

#### **Option « tarif de proximité » (TP)**

Les termes tarifaires de l'option « tarif de proximité » sont les suivants :

	Abonnement annuel en €	Terme annuel de capacité en €/MWh/j	Terme annuel à la distance en €/mètre
TP	25 296,00	50,40	93,60

Le coefficient multiplicateur pour le terme annuel à la distance est de :

- 1 si la densité de population de la commune est inférieure à 400 habitants par km<sup>2</sup> ;
- 1,75 si la densité de population de la commune est comprise entre à 400 habitants par km<sup>2</sup> et 4 000 habitants par km<sup>2</sup> ;
- 3 si la densité de population de la commune est supérieure à 4 000 habitants par km<sup>2</sup>.

#### **Prestation supplémentaire couverte par le tarif**

Contrôle des conduites d'immeubles et conduites montantes en habitat collectif.

**VIALIS SAEM (Colmar) :**

	Abonnement annuel en €	Prix proportionnel en €/MWh	Terme annuel de capacité en €/MWh/j
T1	33,00	26,30	
T2	127,80	7,74	
T3	729,00	5,42	
T4	14 700,00	0,76	192,00

**Option « tarif de proximité » (TP)**

Les termes tarifaires de l'option « tarif de proximité » sont les suivants :

	Abonnement annuel en €	Terme annuel de capacité en €/MWh/j	Terme annuel à la distance en €/mètre
TP	27 996,00	78,00	51,00

Le coefficient multiplicateur pour le terme annuel à la distance est de :

- 1 si la densité de population de la commune est inférieure à 400 habitants par km<sup>2</sup> ;
- 1,75 si la densité de population de la commune est comprise entre à 400 habitants par km<sup>2</sup> et 4 000 habitants par km<sup>2</sup> ;
- 3 si la densité de population de la commune est supérieure à 4 000 habitants par km<sup>2</sup>.

**Prestation supplémentaire couverte par le tarif**

Mise à disposition d'un compteur quel que soit le débit.

**Gaz Electricité de Grenoble :**

	Abonnement annuel en €	Prix proportionnel en €/MWh	Terme annuel de capacité en €/MWh/j
T1	37,80	30,00	
T2	146,40	8,84	
T3	831,60	6,19	
T4	16 782,00	0,86	216,00

**Option « tarif de proximité » (TP)**

Les termes tarifaires de l'option « tarif de proximité » sont les suivants :

	Abonnement annuel en €	Terme annuel de capacité en €/MWh/j	Terme annuel à la distance en €/mètre
TP	27 996,00	78,00	51,00

Le coefficient multiplicateur pour le terme annuel à la distance est de :

- 1 si la densité de population de la commune est inférieure à 400 habitants par km<sup>2</sup> ;
- 1,75 si la densité de population de la commune est comprise entre à 400 habitants par km<sup>2</sup> et 4 000 habitants par km<sup>2</sup> ;
- 3 si la densité de population de la commune est supérieure à 4 000 habitants par km<sup>2</sup>.

**SEML Gedia (Dreux) :**

	Abonnement annuel en €	Prix proportionnel en €/MWh	Terme annuel de capacité en €/MWh/j
T1	40,20	31,70	
T2	154,80	9,36	
T3	880,20	6,55	
T4	17 700,00	0,92	231,00

**Option « tarif de proximité » (TP)**

Les termes tarifaires de l'option « tarif de proximité » sont les suivants :

	Abonnement annuel en €	Terme annuel de capacité en €/MWh/j	Terme annuel à la distance en €/mètre
TP	27 996,00	78,00	51,00

Le coefficient multiplicateur pour le terme annuel à la distance est de :

- 1 si la densité de population de la commune est inférieure à 400 habitants par km<sup>2</sup> ;
- 1,75 si la densité de population de la commune est comprise entre à 400 habitants par km<sup>2</sup> et 4 000 habitants par km<sup>2</sup> ;
- 3 si la densité de population de la commune est supérieure à 4 000 habitants par km<sup>2</sup>.

**Prestation non couverte par le tarif**

La mise à disposition d'un compteur pour un débit supérieur à 6 m<sup>3</sup>/heure n'est pas couverte par le tarif.  
Le prix de cette prestation figurera dans le catalogue des prestations.

**Gaz de Barr :**

	Abonnement annuel en €	Prix proportionnel en €/MWh	Terme annuel de capacité en €/MWh/j
T1	38,40	30,68	
T2	148,80	9,02	
T3	847,80	6,31	
T4	17 121,00	0,89	222,60

**Option « tarif de proximité » (TP)**

Les termes tarifaires de l'option « tarif de proximité » sont les suivants :

	Abonnement annuel en €	Terme annuel de capacité en €/MWh/j	Terme annuel à la distance en €/mètre
TP	27 996,00	78,00	51,00

Le coefficient multiplicateur pour le terme annuel à la distance est de :

- 1 si la densité de population de la commune est inférieure à 400 habitants par km<sup>2</sup> ;
- 1,75 si la densité de population de la commune est comprise entre à 400 habitants par km<sup>2</sup> et 4 000 habitants par km<sup>2</sup> ;
- 3 si la densité de population de la commune est supérieure à 4 000 habitants par km<sup>2</sup>.

**SAEML CALEO (Guebwiller) :**

	Abonnement annuel en €	Prix proportionnel en €/MWh	Terme annuel de capacité en €/MWh/j
T1	30,00	23,90	
T2	117,00	7,11	
T3	667,20	4,97	
T4	13 479,00	0,70	175,20

**Option « tarif de proximité » (TP)**

Les termes tarifaires de l'option « tarif de proximité » sont les suivants :

	Abonnement annuel en €	Terme annuel de capacité en €/MWh/j	Terme annuel à la distance en €/mètre
TP	27 996,00	78,00	51,00

Le coefficient multiplicateur pour le terme annuel à la distance est de :

- 1 si la densité de population de la commune est inférieure à 400 habitants par km<sup>2</sup> ;
- 1,75 si la densité de population de la commune est comprise entre à 400 habitants par km<sup>2</sup> et 4 000 habitants par km<sup>2</sup> ;
- 3 si la densité de population de la commune est supérieure à 4 000 habitants par km<sup>2</sup>.

**Compagnie Générale des eaux (Huningue, St Louis, Hégenheim et Village-Neuf) :**

	Abonnement annuel en €	Prix proportionnel en €/MWh	Terme annuel de capacité en €/MWh/j
T1	45,00	35,60	
T2	174,60	10,56	
T3	993,60	7,39	
T4	20 079,00	1,07	261,00

**Option « tarif de proximité » (TP)**

Les termes tarifaires de l'option « tarif de proximité » sont les suivants :

	Abonnement annuel en €	Terme annuel de capacité en €/MWh/j	Terme annuel à la distance en €/mètre
TP	27 996,00	78,00	51,00

Le coefficient multiplicateur pour le terme annuel à la distance est de :

- 1 si la densité de population de la commune est inférieure à 400 habitants par km<sup>2</sup> ;
- 1,75 si la densité de population de la commune est comprise entre à 400 habitants par km<sup>2</sup> et 4 000 habitants par km<sup>2</sup> ;
- 3 si la densité de population de la commune est supérieure à 4 000 habitants par km<sup>2</sup>.

**Clients sans compteur individuel**

Pour les clients finals ne disposant pas de compteur individuel, le tarif applicable est un forfait annuel de 85,20 €.

**Sorégies (département de la Vienne) :**

	Abonnement annuel en €	Prix proportionnel en €/MWh	Terme annuel de capacité en €/MWh/j
T1	41,40	33,00	
T2	160,80	9,73	
T3	913,80	6,82	
T4	18 474,00	0,95	240,60

**Option « tarif de proximité » (TP)**

Les termes tarifaires de l'option « tarif de proximité » sont les suivants :

	Abonnement annuel en €	Terme annuel de capacité en €/MWh/j	Terme annuel à la distance en €/mètre
TP	27 996,00	78,00	51,00

Le coefficient multiplicateur pour le terme annuel à la distance est de :

- 1 si la densité de population de la commune est inférieure à 400 habitants par km<sup>2</sup> ;
- 1,75 si la densité de population de la commune est comprise entre à 400 habitants par km<sup>2</sup> et 4 000 habitants par km<sup>2</sup> ;
- 3 si la densité de population de la commune est supérieure à 4 000 habitants par km<sup>2</sup>.

- Énergies Services Lannemezan
- ENERGIS - Régie de Saint-Avoid
- GAZELEC de Péronne
- Régie de Villard Bonnot
- Régie d'Electricité de Seyssel
- Régie Gaz Electricité de Bonneville
- Régie Gaz Electricité de Sallanches
- Régie Intercommunale d'Energies et de Services du Syndicat Electrique du Pays Chartrain
- Régie Municipale d'Energie de Lavour
- Régie Municipale Gaz Electricité de Carmaux
- Régie Municipale Multiservice de La Réole
- Régies Municipales d'Aire-sur-l'Adour
- Régies Municipales de Bazas :

	Abonnement annuel en €	Prix proportionnel en €/MWh	Terme annuel de capacité en €/MWh/j
T1	39,00	30,98	
T2	150,60	9,14	
T3	858,60	6,39	
T4	17 343,00	0,90	225,60

#### Option « tarif de proximité » (TP)

Les termes tarifaires de l'option « tarif de proximité » sont les suivants :

	Abonnement annuel en €	Terme annuel de capacité en €/MWh/j	Terme annuel à la distance en €/mètre
TP	27 996,00	78,00	51,00

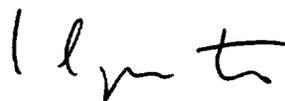
Le coefficient multiplicateur pour le terme annuel à la distance est de :

- 1 si la densité de population de la commune est inférieure à 400 habitants par km<sup>2</sup> ;
- 1,75 si la densité de population de la commune est comprise entre à 400 habitants par km<sup>2</sup> et 4 000 habitants par km<sup>2</sup> ;
- 3 si la densité de population de la commune est supérieure à 4 000 habitants par km<sup>2</sup>.

Fait à Paris, le 26 octobre 2005

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le Président

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'J. Syrota', with a stylized flourish at the end.

Jean SYROTA