

Le 13 novembre 2003

Consultation publique sur les principes de tarification de l'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel

Note technique de consultation

1. Principes généraux

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel seront calculés à partir de l'ensemble des coûts liés à ces infrastructures, tels qu'ils résultent, notamment, de la comptabilité générale dissociée des opérateurs.

Il est prévu que, pour cette première tarification proposée par la CRE, le niveau tarifaire des gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) relève d'une formule « *cost plus* », qui a vocation à couvrir, d'une part les charges d'exploitation relatives à l'acheminement du gaz sur les réseaux de distribution, d'autre part les charges de capital (amortissement, rémunération).

Les tarifs d'utilisation des réseaux de distribution seront décomposés par segment de clientèle. Le niveau tarifaire, pour chacun de ces segments, sera déterminé de façon à ce que la recette obtenue corresponde aux coûts générés, pour le GRD, par le segment de clientèle concerné.

La proposition tarifaire de la CRE est prévue pour être appliquée au plus tard le 1^{er} juillet 2004. Il est proposé de fonder cette proposition sur des données prévisionnelles pour l'année 2004, en prenant en compte une augmentation annuelle de la consommation de 2 % entre 2002 et 2004, et un recalage du modèle climatique qui entraîne une baisse de la consommation d'environ 7 TWh pour une année moyenne. Les prévisions de charges d'exploitation pour 2004 seront établies à partir des données de l'année 2002, le cas échéant des prévisions 2003, et d'un scénario d'évolution pour 2004 incluant des gains annuels de productivité.

La durée prévue d'application de ces tarifs est de l'ordre de 12 à 18 mois. Il est envisagé, une fois réalisé l'audit des comptes dissociés des opérateurs, de réviser le niveau et la structure des tarifs pour tenir compte de l'expérience acquise, des besoins du marché, des intérêts des consommateurs, des fournisseurs et des gestionnaires de réseaux de distribution.

2. Calcul des charges de capital retenues dans les tarifs d'utilisation des réseaux de distribution

2.1. Valeur initiale des actifs

La valeur économique initiale des actifs de distribution serait la valeur résultant de la réévaluation des valeurs historiques¹ au 31 décembre 2002 (ou au 30 septembre 2002, selon que la

¹ Les valeurs historiques sont retraitées des financements de tiers et de la réévaluation de 1976

comptabilité des opérateurs de distribution est calée sur l'année civile ou l'année gazière), en fonction de l'indice des prix du PIB marchand et d'un amortissement (l'amortissement linéaire paraît le plus adapté) calculé sur les durées de vie économique des actifs (45 ou 50 ans pour les canalisations).

Les actifs tels que les véhicules, aménagements, matériels de micro-informatique, petits équipements etc., seront pris en compte sur la base de leur valeur nette comptable. Il est proposé d'incorporer les terrains à leur valeur historique réévaluée non amortie, en tenant compte, le cas échéant, des coûts de dépollution.

Une fois la valeur initiale de la base d'actifs régulés (BAR) arrêtée par la CRE, la BAR évoluera en fonction du taux de réévaluation annuel, des amortissements, des nouveaux actifs qui y entreront et des actifs qui en sortiront.

2.2. Réévaluation des actifs

Il est proposé de réévaluer les actifs, à partir de 2003, en fonction de l'indice d'évolution des prix à la consommation, hors tabac, de l'ensemble des ménages résidant en France, calculé par l'INSEE.

Il est proposé de procéder, au début de chaque année civile, à la réévaluation des actifs en utilisant un taux d'inflation prévisionnel couvrant la période du 01/07/N-1 au 30/06/N. Une fois le taux d'inflation de l'année publié par l'INSEE, les charges de capital seront recalculées et l'écart observé par rapport à l'hypothèse d'inflation initiale sera reporté sur le revenu de l'année suivante.

2.3. Méthode de calcul des charges de capital

2.3.1. Amortissements

Durée de vie économique

Il est proposé de prendre, pour chaque classe d'actifs, les durées de vie économiques suivantes :

Groupe d'actif	Durée de vie économique en années
Conduites et branchements	45 / 50
Postes de détente	40
Compression / comptage	20
Autres installations techniques	10
Constructions	30

Mode d'amortissement

Il est proposé de calculer les amortissements sur la base de l'amortissement linéaire.

Par souci de simplification, il est proposé que la date conventionnelle d'entrée des actifs dans l'inventaire soit fixée au 1^{er} juillet de chaque année et que, corrélativement, la date de sortie des actifs soit fixée au 30 juin.

2.3.2. Méthode de calcul de la rémunération financière

Base d'actifs à rémunérer

Il est proposé de fonder le calcul de la part « intérêt » des charges de capital sur la valeur réévaluée des actifs au 01/01/N.

Taux de rémunération

La méthode retenue pour évaluer le taux de rendement autorisé 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, 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.

Il est proposé de rémunérer les actifs de distribution, qu'il s'agisse des actifs historiques ou des nouveaux investissements, à un taux proche du taux retenu pour les actifs actuels de transport (7,50 ou 7,75 % réel avant impôt).

3. Structure des tarifs d'utilisation des réseaux de distribution de gaz

3.1. Rappel

En application de la directive 98/30/CE, Gaz de France a mis en place, de sa propre initiative, un tarif d'utilisation de ses réseaux de distribution, composé des termes suivants :

- TFAD (Terme Fixe d'Acheminement) : 18 360 €/an
- TCAD (Terme de Capacité d'Acheminement) : NTAD x 43,20 €/an par MWh/jour
- TQAD (Terme de Quantité Acheminée) : NTAD x 0,054 €/MWh

où NTAD est le Niveau de Tarif d'Acheminement sur le réseau de Distribution pour le point de livraison considéré. NTAD dépend de la distance du point de livraison au poste de livraison sur le réseau de transport.

Ce tarif, qui comprend un terme fixe annuel élevé, ne peut être utilisé, dans des conditions économiques acceptables, que pour alimenter des sites ayant une très forte consommation de gaz. Il n'est pas adapté à l'ouverture du marché à l'ensemble des consommateurs professionnels. Il n'est donc pas envisagé d'appliquer la structure tarifaire actuelle mise en place par Gaz de France.

3.2. Cohérence avec les tarifs de vente du gaz

Pour chaque gestionnaire de réseau de distribution, la CRE veillera, dans le calcul du niveau des charges à couvrir par le tarif d'utilisation des réseaux, à la cohérence de ce niveau global avec les recettes tirées des tarifs intégrés de vente du gaz. Il convient que, lorsqu'on soustrait de la recette des ventes de gaz les montants correspondant aux coûts d'utilisation des réseaux de transport, des réseaux de distribution et des stockages (en faisant une estimation pour le stockage puisqu'il n'existe pas de tarif), il reste une marge positive pour l'activité de commercialisation du gaz. Si ce n'était pas le cas, tout développement de la concurrence sur le marché du gaz naturel serait rendu difficile.

La cohérence doit également être recherchée au niveau de la gamme des tarifs de vente du gaz en distribution publique. En effet, si la marge du commercialisateur de gaz était négative pour un tarif de vente donné, il est bien évident que les nouveaux entrants potentiels ne seraient pas incités à faire des offres compétitives pour le segment de clientèle concerné.

3.3. Péréquation géographique

De manière générale, la CRE recherchera la plus grande homogénéité possible entre les structures des tarifs applicables aux différents gestionnaires de réseaux de distribution.

3.3.1. Gaz de France

La loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003 conduit à retenir un principe de péréquation géographique sur l'ensemble des réseaux de distribution de Gaz de France. La gamme tarifaire applicable pour l'utilisation des réseaux de distribution serait donc identique, d'une part pour tous les consommateurs d'un même réseau de distribution de Gaz de France, d'autre part pour tous les réseaux de distribution de Gaz de France.

En effet, dans son article 7, la loi du 3 janvier 2003 prévoit que : « *les tarifs de vente du gaz naturel [...] sont harmonisés dans les zones de desserte des différents distributeurs. Les différences de tarifs n'excèdent pas les différences relatives aux coûts de raccordement des distributions au réseau de transport de gaz naturel à haute pression.* ». Il ne semble pas envisageable de faire cohabiter des tarifs de vente du gaz péréqués géographiquement, avec des tarifs d'utilisation des réseaux de distribution qui ne le seraient pas.

En outre, des raisons pratiques conduisent à ne pas tenir compte des possibles différences de coûts d'origine géographique :

- il n'est pas possible de calculer des coûts individuels d'investissement et d'exploitation pour chaque réseau de distribution de Gaz de France qui, en tout état de cause, ne dispose pas des outils comptables qui permettraient de le faire ;
- la mise en œuvre concrète de l'accès des tiers aux réseaux de distribution nécessitera, à partir du 1^{er} juillet 2004, d'utiliser des profils de consommation quotidienne pour les clients dont la consommation n'est relevée que chaque mois ou semestre. La gestion opérationnelle de ces profils serait extrêmement compliquée si les tarifs d'utilisation des réseaux de distribution dépendaient de la situation géographique de chaque client final.

3.3.2. Entreprises locales de distribution

En ce qui concerne les entreprises locales de distribution, il ne peut y avoir de principe général de péréquation nationale des tarifs d'utilisation des réseaux de distribution de gaz. En effet, il n'est pas forcément possible de couvrir les coûts de chaque distributeur avec des tarifs identiques en raison, notamment, des structures de clientèle, de l'âge moyen des réseaux et des coûts d'exploitation qui peuvent être différents. Chaque entreprise locale de distribution pourrait donc disposer, en théorie, d'un tarif propre, dont le niveau devrait permettre à l'activité de commercialisation du gaz de dégager une marge positive.

Toutefois, pour disposer d'un tarif d'utilisation des réseaux propre, toute entreprise locale de distribution doit tenir des comptes séparés de son activité de gestionnaire de réseau de distribution, faute de quoi il serait impossible d'identifier les charges à couvrir par le tarif. Pour les entreprises, notamment celles de petite taille, qui ne seraient pas en mesure de présenter des comptes séparés ou pour lesquelles la tenue de comptes séparés entraînerait des coûts disproportionnés, il est envisagé d'appliquer un tarif « standard », qui pourrait, par exemple, être celui retenu pour Gaz de France.

Enfin, il est proposé d'appliquer le principe de péréquation géographique à l'intérieur du réseau de chaque entreprise locale de distribution.

3.4. Tarification par point de consommation

Il est envisagé que les tarifs d'utilisation des réseaux de distribution soient appliqués par point de consommation. La facture d'un expéditeur serait ainsi égale à la somme de ce qui est dû pour chaque point de consommation qu'il alimente. Les principales conséquences de ce choix seraient les suivantes :

- il n'y aurait pas d'effet de foisonnement, c'est-à-dire qu'il n'existerait aucun avantage, au niveau du tarif d'utilisation des réseaux de distribution, lié à la taille ou à la diversification du portefeuille de clients de chaque expéditeur ;
- il serait possible d'identifier, dans la facture de gaz de chaque consommateur, la part due à l'utilisation des réseaux de distribution.

3.5. Options tarifaires binômes et trinôme

Le tarif de chaque gestionnaire de réseau de distribution serait composé d'un petit nombre d'options, de l'ordre de 4 ou 5. Pour un point de consommation donné, le choix de l'option tarifaire optimale, fonction notamment de la consommation annuelle, serait laissé à l'expéditeur. La structure des premières options tarifaires serait de type binôme, avec un abonnement annuel et un prix proportionnel à la quantité consommée.

Il existerait également, pour les gros consommateurs une option tarifaire de type trinôme, avec un abonnement annuel, un prix proportionnel à la quantité consommée et un prix pour la capacité maximale journalière souscrite.

A titre d'exemple, la structure de base d'un tarif avec 4 options pourrait être la suivante :

- option binôme T1 : consommation annuelle de 0 à 6000 kWh ;
- option binôme T2 : consommation annuelle de 6 000 à 300 000 kWh ;
- option binôme T3 : consommation annuelle de 300 000 à 5 000 000 kWh ;
- option trinôme T4 : consommation annuelle supérieure à 5 000 000 kWh.

Le niveau de chaque option tarifaire sera défini de façon à ce que la recette obtenue corresponde aux coûts qui peuvent être affectés au segment de clientèle concerné, afin d'éviter toute subvention croisée entre les différents segments de clientèle, notamment au profit des clients éligibles. Une certaine cohérence d'ensemble avec la structure des tarifs intégrés de vente du gaz en distribution publique sera également recherchée.

3.6. Tarif de proximité

L'application du principe de péréquation géographique au sein de chaque réseau de distribution pourrait avoir pour conséquence d'inciter certains gros consommateurs à se raccorder directement au réseau de transport, dans le cas où le coût d'un raccordement direct au réseau de transport serait inférieur au tarif d'utilisation des réseaux de distribution.

Afin d'éviter des raccordements anti-économiques qui ne seraient dus qu'à la péréquation géographique des tarifs d'utilisation des réseaux de distribution, il est envisagé de proposer un tarif de proximité, qui serait fonction, notamment, de la distance du point de consommation concerné au réseau de transport et dont le niveau serait établi par référence aux coûts moyens de raccordement au réseau de transport. Ce tarif serait applicable uniquement dans le cas de clients finals ayant la possibilité réglementaire de se raccorder directement au réseau de transport.

La perte de recettes due à l'application de ce tarif de proximité serait répercutée sur l'ensemble de la clientèle raccordée aux réseaux de distribution du GRD concerné.

3.7. Souscriptions mensuelles de capacité

L'option tarifaire de type trinôme comprendrait une souscription annuelle de capacité journalière. Comme pour les réseaux de transport, il convient d'offrir aux acteurs du marché la possibilité de souscrire des capacités journalières sur une base mensuelle et pas seulement annuelle. Il est proposé que les coefficients appliqués aux prix des réservations mensuelles soient les mêmes que ceux qui ont été proposés par la CRE pour les capacités souscrites sur les réseaux de transport régionaux :

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

3.8. Pénalités pour dépassement de capacité et règles concernant les capacités horaires

Le montant et les règles de calcul des pénalités pour dépassement de la capacité journalière souscrite seraient définis suivant les mêmes principes que pour le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz. Il en serait de même pour les règles concernant les capacités horaires, qu'il s'agisse du niveau de capacité horaire attribué par défaut pour une souscription journalière, du tarif applicable pour une souscription supplémentaire de capacité horaire, ou des pénalités applicables en cas de dépassement de capacité horaire.

3.9. Capacités interruptibles sur les réseaux de distribution

Il apparaît à ce stade que les GRD ne connaissent pas, en règle générale, de contrainte majeure de capacités, et qu'il n'est donc pas utile de prévoir la commercialisation des capacités interruptibles.

3.10. Prestations liées au comptage

Il est envisagé que chaque option tarifaire du tarif d'utilisation des réseaux de distribution prévoit un mode de comptage déterminé : relève annuelle ou semestrielle, relève mensuelle, relève mensuelle avec valeurs des consommations quotidiennes, télérelève quotidienne, etc ... Un consommateur final, ou son fournisseur, pourra obtenir, contre rémunération, des prestations supplémentaires de comptage non prévues dans l'option tarifaire retenue (par exemple passer d'une relève semestrielle à une relève mensuelle ou demander une relève ponctuelle). Il est envisagé que le prix correspondant fasse partie de la proposition tarifaire de la CRE.

En ce qui concerne l'option tarifaire trinôme, il apparaît que la majorité des consommateurs finals concernés ne sont pas équipés aujourd'hui d'un dispositif de comptage permettant une télérelève quotidienne de la consommation, et que la transmission des consommations quotidiennes se fait, le plus souvent, mensuellement.

Il est envisagé, dans la mesure où les études en cours en montreraient la faisabilité technico-économique, d'équiper tous les sites de consommation concernés par un tarif à souscription d'un dispositif de comptage permettant une télérelève quotidienne, les dépenses correspondantes étant à la charge des GRD concernés.

Cela permettrait, d'une part de disposer des informations permettant de vérifier avec une très bonne réactivité l'adéquation des capacités souscrites aux consommations réelles, d'autre part de ne pas avoir à utiliser la technique du profilage pour ces gros consommateurs, ce qui réduirait les incertitudes liées à ce mécanisme pour l'ensemble des autres consommateurs.

3.11. Développement des réseaux de distribution

Péréquation géographique :

Le principe de péréquation géographique décrit ci-dessus serait susceptible de soulever des difficultés si les nouveaux développements de réseaux de distribution de gaz étaient réalisés sans critère de rentabilité minimum.

En effet, si les nouveaux clients raccordés ont un coût unitaire élevé, appliquer la péréquation géographique aura pour conséquence de faire supporter ce coût aux clients existants. Sachant, par ailleurs, que la tarification sera, au moins dans un premier temps, de type « cost plus », c'est-à-dire avec un taux de rémunération des actifs garanti pour le GRD, il existerait un risque que des développements de réseau non rentables se réalisent, ce qui augmenterait mécaniquement les coûts d'utilisation des réseaux de distribution pour l'ensemble des consommateurs.

Il apparaît donc nécessaire de définir une méthode rationnelle de choix des investissements nouveaux dans les réseaux de distribution, fondée sur un critère de rentabilité pour le GRD. Seuls les investissements remplissant le critère de rentabilité pour le GRD auraient vocation à bénéficier de la péréquation tarifaire.

Dépenses commerciales :

Le gaz étant en concurrence avec d'autres énergies pour la plupart de ses usages, la décision de se raccorder au réseau de distribution de gaz naturel est un choix de chaque client concerné. Il en résulte que le développement des réseaux de distribution de gaz est la conséquence des dépenses de promotion et de commercialisation des usages du gaz naturel.

Si l'on considérait que le développement des réseaux est un objectif à encourager, il pourrait donc être envisagé que les GRD contribuent, pour partie, aux dépenses de promotion du gaz, par exemple en proportion du revenu de l'activité de GRD dans le chiffre d'affaires des ventes de gaz de chaque opérateur concerné.

La CRE invite ceux qui le souhaitent à lui faire part de leurs observations et commentaires sur les principes généraux proposés dans le document ci-dessus. A titre indicatif, quelques questions sont énumérées ci-après :

Questions à caractère général

Question 1 : *Etes-vous d'accord avec la cohérence recherchée entre les tarifs d'utilisation des réseaux de distribution et les tarifs de vente du gaz ?*

Question 2 : *Pensez-vous qu'un certain degré de similitude entre les structures des tarifs d'utilisation des réseaux de chaque GRD est nécessaire ? Que pensez-vous de la proposition d'appliquer un tarif d'utilisation des réseaux « standard » aux GRD qui ne seraient pas en mesure de tenir des comptes séparés ?*

Questions à caractère financier

Question 3 : *Que pensez-vous de la méthode de valorisation des actifs historiques ?*

Question 4 : *D'un point de vue financier, comment évaluez-vous le risque de l'activité de distribution par rapport au risque de l'activité de transport ?*

Question 5 : *Que pensez-vous du choix d'approcher le taux de rendement autorisé par la méthode du coût moyen pondéré du capital (CMPC) ? Que pensez-vous de l'option retenue consistant à fixer un levier normatif pour le calcul du CMPC ?*

Questions à caractère technique

Question 6 : *Etes-vous d'accord avec le principe d'une tarification dépendant seulement des caractéristiques des points de livraison ?*

Question 7 : *Quels est votre opinion sur la structure tarifaire envisagée, avec un petit nombre d'options tarifaires binôme et une option trinôme ?*

Question 8 : *Etes-vous favorable à l'existence d'un tarif de proximité, tel que décrit au point 3.6 ?*

Question 9 : *En ce qui concerne l'option tarifaire trinôme, avez-vous des commentaires sur les propositions faites pour le calcul des pénalités, les capacités horaires et les capacités interruptibles ?*

Question 10 : *Au-delà des prestations de base incluses dans le tarif d'utilisation des réseaux de distribution, souhaitez-vous que la CRE fixe le prix des prestations supplémentaires de comptage (par exemple pour une relève ponctuelle supplémentaire, pour passer d'une relève semestrielle à une relève mensuelle, etc ...) ?*

Question 11 : *Pensez-vous souhaitable d'équiper tous les sites concernés par un tarif à souscription d'un dispositif de comptage permettant une télérelève quotidienne ?*

Question 12 : *Avez-vous des commentaires sur la prise en charge par les GRD d'une partie des dépenses de promotion des usages du gaz naturel ?*