

Proposition tarifaire de la Commission de régulation de l'énergie du 28 février 2008 pour l'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel

Participaient à la séance : Monsieur Philippe de LADOUCKETTE, président, Monsieur Michel LAPEYRE, vice-président, Monsieur Maurice MEDA, vice-président, Monsieur Eric DYEUVRE, Monsieur Bruno LECHEVIN, Monsieur Pascal LOROT et Monsieur Jacques-André TROESCH, commissaires.

Exposé des motifs

Les tarifs actuels d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel, proposés par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) le 26 octobre 2005, sont entrés en vigueur le 1^{er} janvier 2006, en application de la décision du 27 décembre 2005 approuvant les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel.

L'exposé des motifs de la proposition tarifaire du 26 octobre 2005 précisait que : *« l'ouverture totale du marché de la fourniture de gaz naturel à la concurrence, le 1^{er} 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^{er} janvier 2006 pour environ deux ans. En temps utile, la CRE proposera de nouveaux tarifs, si cela s'avère nécessaire. »*.

Gaz de France Réseau Distribution a demandé à la CRE, par courrier du 20 juillet 2007, la mise en place d'un nouveau tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel. L'opérateur indique dans son courrier qu'une hausse de 11,7 % du tarif est nécessaire pour couvrir ses coûts à partir du 1^{er} janvier 2008. Il propose également une évolution annuelle de la grille tarifaire à partir de 2009 selon une formule d'indexation basée sur l'inflation et une productivité de 1,5 %.

La CRE propose aujourd'hui un nouveau tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel pour Gaz Réseau Distribution France (GrDF), société créée au 1^{er} janvier 2008 par la filialisation de l'activité de distribution en France du groupe Gaz de France. Cette proposition est conforme aux dispositions de l'article 7 de la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003 relative aux marchés de gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie, aux termes desquelles : *« les propositions motivées de tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel et des installations de gaz naturel liquéfié sont transmises par la Commission de régulation de l'énergie aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie, notamment à la demande des opérateurs. La décision ministérielle est réputée acquise, sauf opposition de l'un des ministres dans un délai de deux mois suivant la réception des propositions de la commission »*.

Pour établir sa proposition, la CRE a organisé une consultation publique du 9 octobre au 9 novembre 2007 et procédé à l'audition des fournisseurs de gaz naturel.

Elle a mené des analyses approfondies des charges prévisionnelles présentées par GrDF à l'appui de sa demande de hausse tarifaire. Elle a commandé plusieurs audits et études externes :

- un audit des comptes dissociés de l'exercice 2006 de l'activité distribution de Gaz de France ;
- un audit des coûts de système d'information de GrDF ;
- une étude sur le coût moyen pondéré du capital des infrastructures gazières ;
- une étude sur la régulation incitative de la qualité de service des gestionnaires de réseaux de distribution.

Sur la base de ces éléments, la CRE a pris en compte l'intégralité des demandes de GrDF relatives aux charges de personnel, aux dépenses de sécurité et aux investissements. Compte tenu des évolutions de la demande de GrDF, la CRE retient un objectif de productivité de 1,3 % sur la grille tarifaire. Il correspond à un objectif de productivité de 2,7 % sur les charges d'exploitation maîtrisables de l'opérateur.

En outre, la CRE propose d'introduire un nouveau cadre de régulation, qui donnera à l'ensemble des acteurs du marché une meilleure visibilité et réduira les risques supportés par GrDF :

- une période tarifaire portée à 4 ans avec une trajectoire tarifaire fixée à l'avance prenant en compte l'inflation, ainsi qu'une productivité annuelle de 1,3 % appliquée sur la grille tarifaire ;
- l'introduction d'un mécanisme de correction des écarts entre prévisions et réalisations sur certains postes de charges et de revenus dont l'évolution est difficile à prévoir par GrDF ;
- l'introduction d'un mécanisme d'incitation financière pour améliorer la qualité de service.

Le tarif figurant dans la présente proposition est conçu pour entrer en vigueur le 1^{er} juillet 2008. Il prévoit une hausse de 5,6 % en euros courants par rapport au tarif actuel, soit 0,9 % en euros constants. Compte tenu de la part du tarif d'acheminement sur les réseaux de distribution dans le prix final de vente du gaz naturel, cette hausse conduirait, toutes choses égales par ailleurs, à une augmentation, au 1^{er} juillet 2008, de 1,5 % du tarif de vente réglementé en distribution publique pour un client domestique moyen consommant le gaz pour un usage chauffage (client au tarif B1, sur la zone Paris).

Cette hausse prend en compte :

- une baisse de 50 points de base du taux de rémunération du capital, fixé à 6,75 %, liée à la réduction des risques pour GrDF apportée par le nouveau cadre de régulation ;
- des ajustements sur certains postes de charges, par rapport à la demande de l'opérateur, pour un montant de 44 M€ pour 2008 ;
- le maintien du modèle de correction climatique utilisé pour les tarifs en vigueur.

La hausse du tarif de GrDF est due aux principaux facteurs suivants :

- l'augmentation des investissements de renouvellement avec, notamment, le programme de suppression des canalisations en fonte grise, qui a conduit à une accélération des investissements en 2006 et 2007 ;
- des dépenses supplémentaires de système d'information et de réorganisation liées à l'ouverture totale du marché et à la séparation juridique de GrDF ;
- la faible croissance des volumes de gaz distribués et du nombre de clients raccordés, qui ne permet pas de compenser les hausses de coûts décrites ci-dessus.

En ce qui concerne la structure des tarifs, les principes actuels sont maintenus.

Par ailleurs, l'article 29 de la loi du 7 décembre 2006, modifiant le III de l'article 7 de la loi du 3 janvier 2003, prévoit que : « *les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel autres que ceux concédés en application de l'article 25-1 de la présente loi sont péréqués à l'intérieur de la zone de desserte de chaque gestionnaire* ». La présente proposition tarifaire définit les règles tarifaires applicables aux nouvelles concessions de gaz naturel attribuées après mise en concurrence, qui ne peuvent plus bénéficier de la péréquation tarifaire.

Concernant les entreprises locales de distribution (ELD), l'analyse des conséquences de l'ouverture du marché, de la séparation juridique pour certaines d'entre elles et de la réforme du statut des IEG, est en cours. Dans ces conditions, la CRE proposera ultérieurement de nouveaux tarifs pour les ELD, avec l'objectif d'une entrée en vigueur au 1^{er} juillet 2009.

Table des matières

A - Tarif de GrDF	5
I - Cadre de régulation : mise en place d'une régulation incitative.....	5
1. <i>Compte de régularisation des charges et des produits (CRCP).....</i>	5
2. <i>Incitation à la maîtrise des coûts.....</i>	6
3. <i>Régulation incitative de la qualité de service.....</i>	6
4. <i>Synthèse.....</i>	7
II - Niveau du tarif.....	8
1. <i>Charges d'exploitation (OPEX)</i>	8
1.1. <i>Evolution du périmètre des OPEX.....</i>	8
1.2. <i>Charges liées à l'ouverture du marché et à la filialisation</i>	9
1.3. <i>Evolution des charges de personnel</i>	10
1.4. <i>Autres charges d'exploitation.....</i>	10
2. <i>Charges de capital.....</i>	11
2.1. <i>Valeur et actualisation de la base d'actifs régulée (BAR)</i>	11
2.2. <i>Taux de rémunération de la BAR.....</i>	12
2.3. <i>Programme d'investissements.....</i>	13
3. <i>Charges totales à couvrir</i>	14
3.1. <i>Charges de capital.....</i>	14
3.2. <i>Charges d'exploitation.....</i>	14
3.3. <i>Revenu autorisé.....</i>	14
III - Estimations des quantités de gaz distribuées	15
IV - Structure du tarif.....	15
B - Règles tarifaires pour les nouvelles concessions de gaz naturel	16

A - Tarif de GrDF

I - Cadre de régulation : mise en place d'une régulation incitative

La présente proposition tarifaire prévoit la mise en place d'un cadre de régulation incitant GrDF à améliorer son efficacité, tant du point de vue de la maîtrise des coûts, que de la qualité de service.

Ce cadre de régulation se traduit notamment par la mise en œuvre :

- d'un tarif pluriannuel sur 4 ans, du 1^{er} juillet 2008 au 30 juin 2012, avec une évolution au 1^{er} juillet de chaque année de la grille tarifaire selon des règles prédéfinies ;
- d'un compte de régularisation des charges et des produits (CRCP), permettant de corriger, pour certains postes préalablement identifiés, les écarts entre les charges et les produits réels et les charges et les produits prévisionnels utilisés pour cette proposition tarifaire ;
- d'une incitation à la maîtrise des coûts ;
- d'une incitation à l'amélioration de la qualité de service.

Ce nouveau cadre de régulation donnera à l'ensemble des acteurs du marché une meilleure visibilité et apportera également à GrDF une réduction des risques.

1. Compte de régularisation des charges et des produits (CRCP)

La présente proposition tarifaire introduit, pour GrDF, un mécanisme similaire à celui appliqué aux gestionnaires de réseaux de transport de gaz, le compte de régularisation des charges et des produits (CRCP).

Les termes tarifaires sont calculés à partir d'hypothèses de charges, de quantités de gaz acheminées et de nombre de consommateurs finals desservis, établies pour la période de validité du tarif. La CRE propose de mettre en place un mécanisme permettant de corriger, pour des postes préalablement identifiés, les écarts entre les charges et les produits réellement constatés, et les charges et les produits prévisionnels.

Le CRCP est un compte fiduciaire extra-comptable, qui est alimenté à intervalles réguliers par tout ou partie des écarts de coût ou de revenu constatés sur des postes prédéfinis. L'apurement du solde de ce compte s'opère annuellement de manière automatique par une diminution ou une augmentation de la grille tarifaire, limitée à 2 %. Un taux d'intérêt s'applique au solde du compte, afin d'assurer la neutralité financière du mécanisme.

Pour la présente proposition tarifaire, les postes de charges et de revenus qui sont soumis à ce mécanisme sont :

- les revenus perçus par GrDF sur les termes tarifaires proportionnels aux quantités de gaz acheminées sur le réseau de distribution, couverts à 100 % ;
- les charges de capital supportées par GrDF, couvertes à 100 % ;
- les charges d'achat de gaz pour couvrir les pertes de gaz et différences diverses, ainsi que les comptes d'écarts fournisseurs, couvertes à 90 % ;
- les pénalités perçues par GrDF pour les dépassements de capacités souscrites pour les clients bénéficiant des options T4 et TP, reversées à 100 %, de façon à assurer la neutralité financière pour GrDF du système de pénalités ;
- les incitations financières générées par le mécanisme de régulation incitative de la qualité de service, pour tous les indicateurs concernés, hormis celui relatif au respect des rendez-vous client, afin de permettre le reversement, aux utilisateurs du réseau, des pénalités en cas de non atteinte du niveau de qualité de service fixé, ou le versement, à GrDF, des bonus en cas de dépassement des objectifs.

Le cas échéant, l'application du CRCP sera assortie de contrôles sur le caractère efficace et prudent des charges engagées. Ces contrôles pourront porter, en particulier, sur les investissements engagés par GrDF et sur les charges d'achat de gaz.

En complément, les résultats des audits conduits par la CRE seront pris en compte au CRCP.

2. Incitation à la maîtrise des coûts

Afin d'inciter GrDF à maîtriser ses coûts et pour fournir au marché une visibilité sur les tarifs, la présente proposition tarifaire fixe à l'avance la trajectoire du tarif de GrDF pour les 4 années de la période tarifaire.

Cette trajectoire est définie, hors impact du CRCP, par :

- une hausse du tarif de GrDF de 5,6 %, en euros courants, au 1^{er} juillet 2008 ;
- l'application à la grille tarifaire de GrDF, au 1^{er} juillet de chaque année, à compter du 1^{er} juillet 2009 :
 - de la variation annuelle moyenne, constatée sur l'année calendaire précédente, de l'indice des prix à la consommation hors tabac, tel que calculé par l'INSEE pour l'ensemble des ménages France entière (IPC) ;
 - et d'un objectif de productivité annuel de 1,3 %.

Pour définir cette trajectoire tarifaire, la CRE a analysé en détail l'ensemble des prévisions fournies par GrDF. Elle a procédé à des ajustements sur certains postes, mais elle a pris en compte l'intégralité des demandes de GrDF en ce qui concerne les charges de personnel, les dépenses de sécurité et les investissements.

L'objectif de productivité de 1,3 % sur la grille tarifaire suppose une évolution de l'assiette des charges d'exploitation maîtrisables d'un pourcentage annuel de variation égal à $IPC - 2,7\%$ à partir du niveau retenu pour 2008.

Les gains de productivité supplémentaires, qui pourraient être réalisés par GrDF sur cette assiette de charges d'exploitation maîtrisables, au-delà de l'objectif annuel de 2,7 %, seront calculés sur les trois années calendaires 2009, 2010 et 2011, en fin de période tarifaire.

GrDF conservera 40 % des gains réalisés. Les 60 % restants viendront en diminution de l'évaluation des charges à recouvrer dans le prochain tarif.

3. Régulation incitative de la qualité de service

La présente proposition tarifaire prévoit la mise en place d'un mécanisme de régulation incitative de la qualité de service, afin d'assurer une amélioration du niveau de qualité de service offert par GrDF et de prévenir toute dégradation qui pourrait être consécutive aux efforts de productivité demandés à l'opérateur.

Ce mécanisme porte sur les domaines suivants : environnement, qualité des interventions, qualité de la relation avec les clients et les fournisseurs et qualité des allocations et des relèves. Le domaine de la sécurité n'est pas intégré dans ce mécanisme, dans la mesure où il fait l'objet d'obligations réglementaires pour GrDF et d'un contrôle assuré par d'autres autorités publiques.

Le mécanisme de régulation de la qualité de service est constitué de 2 types d'indicateurs :

- des indicateurs faisant l'objet d'un suivi par la CRE, avec publication des résultats ;
- des indicateurs faisant l'objet d'un suivi par la CRE, d'une publication des résultats et d'une incitation financière en cas de non atteinte ou de dépassement d'objectifs préalablement définis. Ces incitations financières donnent lieu à des pénalités et/ou bonus reversés à travers le CRCP, hormis celles relatives au respect des rendez-vous versées directement aux fournisseurs.

La CRE proposera aux ministres chargés de l'énergie et de l'économie, si elle le juge nécessaire, des évolutions du dispositif de régulation de la qualité de service, sur la base d'un retour d'expérience suffisant afin de procéder aux ajustements suivants :

- mise en œuvre de nouveaux indicateurs ou abandon d'indicateurs existants ;
- définition d'objectifs pour les indicateurs qui en sont dépourvus, à partir d'un historique suffisant ;
- mise en œuvre d'incitations (pénalités et/ou bonus) pour des indicateurs qui en sont dépourvus si cela s'avère nécessaire, et réévaluation des incitations financières existantes.

4. Synthèse

La présente proposition tarifaire, applicable à compter du 1^{er} juillet 2008, définit un tarif pour GrDF pour une durée de 4 ans.

La grille tarifaire évolue le 1^{er} juillet 2009 en appliquant au tarif en vigueur le pourcentage de variation suivant :

$$Z_1 = \text{IPC} - X$$

La grille tarifaire évolue ensuite le 1^{er} juillet de chaque année, à compter du 1^{er} juillet 2010, en appliquant au tarif en vigueur le pourcentage de variation suivant :

$$Z_2 = \text{IPC} - X + k$$

Avec :

- IPC : variation annuelle moyenne constatée sur l'année calendaire précédente de l'indice des prix à la consommation hors tabac, tel que calculé par l'INSEE pour l'ensemble des ménages France entière ;
- X : objectif de productivité annuel égal à 1,3 % ;
- k : évolution de la grille tarifaire, en pourcentage, provenant de l'apurement du solde du CRCP.

Le terme k ne peut entraîner, à lui seul, une hausse ou une baisse de plus de 2 % de la grille tarifaire en vigueur. L'évolution annuelle de la grille tarifaire de GrDF sera donc comprise entre (IPC - 3,3 %) et (IPC + 0,7 %).

II - Niveau du tarif

1. Charges d'exploitation (OPEX)

Les charges d'exploitation à couvrir ont été déterminées à partir de l'ensemble des coûts nécessaires au fonctionnement du réseau 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 notamment :

- sur les données issues des comptes dissociés de Gaz de France de 2006 et 2007 ;
- sur les hypothèses d'évolution des dépenses pour les années 2008 à 2012 communiquées par GrDF ;
- sur les résultats de l'audit mené sur les comptes de l'opérateur pour l'exercice 2006 ;
- sur les résultats de l'audit sur les coûts de système d'information de l'opérateur.

La CRE a pris en compte l'intégralité des demandes de GrDF en ce qui concerne les charges de personnel et les dépenses de sécurité. Elle a procédé à des ajustements sur certains postes, pour un montant de 44 M€ pour 2008.

Il est rappelé que les prévisions de recettes accessoires perçues indépendamment du tarif d'utilisation des réseaux de distribution sont déduites des charges d'exploitations à couvrir par le tarif.

1.1. Evolution du périmètre des OPEX

a) Prise en compte des dépenses liées à la densification du réseau

Depuis deux ans, la croissance du nombre de nouveaux clients sur les réseaux de distribution s'est fortement ralentie. Ce ralentissement constitue un facteur de hausse du tarif d'utilisation des réseaux de distribution de GrDF.

Il est opportun de favoriser l'acquisition de nouveaux clients sur les réseaux de distribution ; celle-ci permet, en effet, une utilisation plus intensive des réseaux existants, ce qui contribue à diminuer le coût moyen d'acheminement pour l'ensemble des clients.

Le distributeur est bien placé pour mener une action dans ce domaine car il peut amortir ces coûts sur le long terme alors que les fournisseurs ne sont pas certains de conserver leurs nouveaux clients dans la durée, ces derniers pouvant changer de fournisseur à tout moment.

Dans le cadre de la consultation publique menée par la CRE fin 2007, tous les fournisseurs se sont prononcés en faveur de la couverture par les tarifs d'utilisation des réseaux de distribution des actions des GRD dans ce domaine, à condition que ces actions soient menées de manière non discriminatoire vis-à-vis de l'ensemble des fournisseurs.

En conséquence, la présente proposition tarifaire prévoit la couverture des dépenses de GrDF en faveur de la densification de son réseau pour un montant de 27 M€

En revanche, les dépenses de GrDF relatives à la communication pour promouvoir l'usage du gaz et à la recherche et développement pour assurer la disponibilité à horizon 2010 de solutions gaz performantes et compétitives dans les bâtiments n'ont pas été retenues (13 M€).

La CRE vérifiera que les actions menées par GrDF bénéficient aux utilisateurs du réseau sans discrimination.

b) Prise en compte des dépenses liées à la sécurité des installations intérieures

Dans le cadre du contrat de service public Etat-Groupe, Gaz de France a engagé, depuis 1995, une démarche globale de qualité et de sécurité des installations intérieures, au travers du Programme Qualité Sécurité des Installations Intérieures (QSII).

Bien que les textes législatifs et réglementaires ne lui attribuent pas expressément de compétence en la matière, GrDF demande la prise en compte dans le tarif de certaines actions contribuant à la sécurité des installations intérieures. Il s'agit, notamment, du financement du diagnostic des installations intérieures chômées depuis plus de 6 mois, et des actions de sensibilisation des clients et des acteurs de la filière gazière.

Compte tenu de l'enjeu en termes de sécurité pour les consommateurs finals et afin de garantir que ces prestations continueront à être réalisées, la CRE a décidé d'accepter la demande de GrDF, qui représente un montant de 8 M€ en 2008.

1.2. Charges liées à l'ouverture du marché et à la filialisation

L'ouverture totale du marché et la filialisation de GrDF entraînent des dépenses nouvelles, notamment de système d'information et de réorganisation, à partir de 2008.

Du fait de l'importance des dépenses prévisionnelles de système d'information et de leur incidence sur le tarif, la CRE a demandé à un cabinet externe de procéder à un audit afin d'examiner les charges présentées par l'opérateur. Cet audit a conclu que GrDF avait une gestion professionnelle de ses projets informatiques. Toutefois, l'auditeur a identifié une certaine dépendance de GrDF vis-à-vis de sa maison mère pour de nombreuses prestations liées au système d'information pouvant conduire dans certains cas à des choix non optimaux pour GrDF et générateurs de surcoûts.

A la suite de la communication des conclusions de l'audit à GrDF, ce dernier a pris en compte une partie des ajustements identifiés et revu à la baisse ses prévisions de charges de système d'information.

Compte tenu de l'importance des systèmes d'information pour la sécurité des réseaux et l'ouverture des marchés, la CRE a décidé d'accepter les nouvelles demandes de GrDF.

Néanmoins, elle demande à GrDF de mettre en place, dans les meilleurs délais, un mécanisme concurrentiel de sélection de ses prestataires informatiques, avant de recourir aux services informatiques du groupe Gaz de France, afin d'optimiser ses coûts. Un nouvel audit sera réalisé par la CRE. Les résultats de cet audit, s'ils démontraient le caractère excessif du montant retenu, seront pris en compte au CRCP.

En outre, la filialisation du distributeur s'est accompagnée d'une réorganisation de la gestion du parc immobilier. Avant la filialisation du distributeur, certains actifs immobiliers tertiaires du distributeur ont été remontés, dans le cadre de cette réorganisation, à la maison mère, sur la base de leur valeur nette comptable. La maison mère facture désormais à GrDF un loyer basé sur les prix de marché de l'immobilier, lequel pourra agir sur ce poste de charge en optimisant les surfaces utilisées.

Dans ce contexte, la CRE retient la couverture d'un montant de charges locatives fondé sur des charges de capital normatives équivalentes à la valeur d'actif de ces biens.

1.3. Evolution des charges de personnel

Les propositions de GrDF concernant les charges de personnel ont été intégralement prises en compte par la CRE, notamment :

- les hypothèses de GrDF en termes d'évolution des effectifs et de rémunération, y compris les conséquences de l'accord salarial signé le 29 janvier 2008 ;
- le transfert de l'activité accueil-gestion de la clientèle de GrDF vers Gaz de France Direction Commerciale ;
- les effets de la réforme du régime de retraite des IEG prévue par le décret n° 2008-69 du 22 janvier 2008 modifiant le statut national du personnel des industries électriques et gazières.

1.4. Autres charges d'exploitation

a) Charges centrales

Une partie du coût des charges centrales de Gaz de France est supportée par GrDF. Ces charges correspondent d'une part aux frais de siège, d'autre part à des charges liées au personnel (principalement le 1 % CCAS et le tarif agents).

L'analyse des frais de siège a conduit la CRE à diminuer les charges prévisionnelles fournies par GrDF de 16 M€ pour 2008. Les frais de siège retenus sont cohérents avec le niveau réalisé en 2007, à périmètre équivalent, mais excluent les dépenses de communication et les coûts du personnel dirigeant du groupe Gaz de France.

Les charges liées au statut ont été prises en compte sur la base des prévisions du groupe et selon les modalités de calcul en vigueur.

Au total, le montant prévisionnel retenu dans la présente proposition tarifaire au titre des charges centrales affectées à GrDF en 2008 est de 190,5 M€ soit 126,5 M€ pour les charges de statut social et 64 M€ pour les frais de siège.

Le montant des frais de siège autorisé reste inchangé, en euros courants, sur toute la période tarifaire. Ainsi, toute évolution du groupe Gaz de France intervenant pendant la période tarifaire n'aura pas d'impact sur le montant des frais de siège de GrDF, ni sur le solde du CRCP à l'issue de la période tarifaire.

b) Achat des pertes et différences diverses

Les pertes et différences diverses correspondent à la différence entre les quantités livrées par les transporteurs en entrée du réseau de distribution et les quantités effectivement facturées aux clients sur ce réseau. Elles proviennent :

- des pertes techniques liées aux fuites, au remplissage des réseaux neufs, aux purges des ouvrages avant intervention ;
- de la marge d'imprécision de comptage du gaz au niveau des postes transport à l'interface avec le réseau de distribution et des postes clients, ainsi que d'autres incertitudes liées notamment à la détermination du pouvoir calorifique supérieur (PCS) ;
- des pertes non techniques telles que les fraudes, les écarts entre l'index enregistré au départ d'un client et celui enregistré à l'arrivée de son successeur, les erreurs de relevé, les erreurs dans les fichiers de facturation, etc.

A compter du 1^{er} juillet 2008, il est prévu que GrDF achète le gaz nécessaire pour couvrir les pertes et différences diverses sur le marché, après une procédure de mise en concurrence. Le volume de ces pertes et différences diverses est estimé à environ 0,6 % des quantités acheminées, soit environ 2 TWh par an en année climatique moyenne.

2. Charges de capital

Les charges de capital comprennent une part d'amortissement et une part de rémunération financière du capital immobilisé. Le calcul de ces deux composantes est établi à partir de la valorisation et de l'évolution des actifs exploités par GrDF : la Base d'Actifs Régulée (BAR).

Pour la présente proposition tarifaire, la CRE a retenu l'intégralité des prévisions d'investissement de GrDF. Elle a reconduit les principes de calcul des charges de capital adoptés lors des exercices tarifaires précédents. La CRE a toutefois modifié son appréciation du coût moyen pondéré du capital de l'activité distribution intervenant dans le calcul de la rémunération financière.

2.1. Valeur et actualisation de la base d'actifs régulée (BAR)

La valorisation du capital exploité par l'opérateur pour réaliser le service de distribution de gaz naturel prend en compte les actifs historiques et les prévisions d'investissements transmises par l'opérateur.

Le traitement des actifs pour la définition de la BAR est différent selon qu'ils ont été mis en service avant le 1^{er} janvier 2003 ou à partir de cette date.

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

Les actifs mis en service avant le 31 décembre 2002 sont valorisés à travers l'indexation des coûts historiques sur l'inflation, 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 des prix « 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^{er} juillet de l'année.

Catégorie d'actif	Durée de vie normative en années
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 ;
- les terrains sur la base de leur valeur historique réévaluée non amortie.

b) Actualisation de la valeur de la base d'actifs régulée

Les actifs mis en service entre le 1^{er} janvier 2003 et le 31 décembre 2007 sont intégrés dans la BAR à leur valeur brute. Les investissements prévus à partir du 1^{er} janvier 2008 sont pris en compte à leur valeur brute prévisionnelle telle que communiquée par GrDF.

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 au passif par l'opérateur, en contrepartie 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 le tarif.

La date conventionnelle d'entrée des actifs dans l'inventaire a été fixée au 1^{er} 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^{er} 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 ;
- 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 polyéthylène, pour lesquelles le retour d'expérience est limité.

Les actifs mis au rebut avant la fin de leur durée de vie économique sortent de la BAR et ne donnent lieu ni à amortissement, ni à rémunération.

Au 1^{er} janvier 2008, la valeur de la BAR de GrDF s'établit à 13,174 milliards d'euros.

2.2. Taux de rémunération de la BAR

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, pour 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).

Comme pour chaque nouvelle proposition tarifaire, la CRE a réexaminé les différents paramètres intervenant dans le calcul du CMPC. Elle a par ailleurs fait réaliser une étude par un prestataire externe concernant le coût du capital des infrastructures électriques et gazières. Cette étude avait pour objet de présenter une analyse comparative des taux pratiqués par les régulateurs en Europe et de proposer une fourchette de valeurs pour chacun des éléments constitutifs du CMPC.

Pour la présente proposition tarifaire, la CRE retient la valeur de 6,75 % (réel, avant impôt) comme coût moyen pondéré du capital pour rémunérer la base d'actifs régulés de GrDF sur la base de fourchettes de valeurs pour chacun des paramètres intervenant dans la formule du CMPC. Les valeurs retenues pour la fixation du taux figurent dans le tableau ci-dessous.

Taux sans risque réel*	2,40 %
Spread de la dette	0,40 %
Béta des actifs	0,58
Béta des fonds propres	0,83
Prime de marché	4,50 %
Levier (dette / dette + capitaux propres)	40,00 %
Taux IS	34,43 %
Coût de la dette**	2,80 %
Coût des fonds propres**	9,38 %
CMPC réel avant IS	6,75 %

*soit un taux sans risque nominal de 4.2 %

**réel avant IS

Par rapport aux valeurs prises en compte pour définir le tarif actuel de distribution (ATRD2), la principale différence est la diminution du béta des actifs. Celle-ci est cohérente avec la diminution du profil de risque de l'activité de distribution de gaz compte tenu du nouveau cadre de régulation : mise en place d'un CRCP couvrant notamment le risque volume, évolution annuelle de la grille tarifaire tenant compte de l'inflation, période tarifaire de 4 ans.

2.3. Programme d'investissements

La chronique des investissements réalisés en 2006 et 2007 et des prévisions d'investissements pour les années 2008 – 2012 retenues pour le calcul des charges de capital est la suivante :

En M€	2006 réalisés	2007 réalisés	2008 prévisions	2009 prévisions	2010 prévisions	2011 prévisions	2012 prévisions
Investissements	786	715	636	621	613	600	597

Le niveau élevé des investissements réalisés en 2006 est lié principalement au programme de résorption accélérée des fontes grises, qui s'est achevé en 2007.

La CRE a retenu l'intégralité des prévisions d'investissements de GrDF. Les charges de capital étant incluses dans le CRCP, seuls les investissements effectivement réalisés donneront lieu à une rémunération.

3. Charges totales à couvrir

3.1. Charges de capital

Montants prévisionnels de la BAR (en M€) :

	2008	2009	2010	2011	2012
BAR au 1/1/n	13 174	13 453	13 694	13 894	14 061
Investissements nets	636	621	613	600	597
Amortissement	-592	-619	-643	-664	-676
Réévaluation	235	239	229	232	235
BAR au 31/12/n	13 453	13 694	13 894	14 061	14 217

Montants prévisionnels des charges de capital (en M€) :

	2008	2009	2010	2011	2012
Rémunération de la BAR	910,3	929	944	958	968
Amortissement	592,2	619	643	664	676
Total	1 502,5	1 547	1 588	1 622	1 645

3.2. Charges d'exploitation

Les charges d'exploitation nettes retenues pour 2008 sont évaluées à 1 333,9 M€. Ces charges se ventilent de la manière suivante :

En M€	2008
Produits extra-tarifaires	303,8
Production stockée et immobilisée	176,5
Produits d'exploitation à déduire (1)	480,3
Achats de gaz pour les pertes et différences diverses	50,0
Charges centrales	190,5
Autres charges d'exploitation	1 573,7
Charges d'exploitation brutes (2)	1 814,2
Charges d'exploitation nettes (3) = (2) – (1)	1 333,9

L'assiette de référence pour la mesure de la productivité réalisée par GrDF correspond aux charges d'exploitation nettes hors charges d'achat de gaz pour les pertes et différences diverses et hors charges centrales, et majorées de la production stockée et immobilisée. Cette assiette de référence évoluera en fonction d'un pourcentage annuel de variation égal à IPC – 2,7 %. Pour l'année 2008, cette assiette est égale à 1 269,9 M€

3.3. Revenu autorisé

Le revenu autorisé permettant de définir la grille tarifaire au 1^{er} juillet 2008 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, soit 2 836,4 M€

III - Estimations des quantités de gaz distribuées

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

Les prévisions ont été établies à partir du nombre de clients effectivement raccordés au réseau de GrDF en 2006 et en 2007, et en utilisant un modèle de correction climatique pour prévoir les quantités consommées en année moyenne.

Pour les deux années 2006 et 2007, les quantités de gaz distribuées sont inférieures aux prévisions retenues pour établir les tarifs en vigueur. GrDF demande, sur la base d'une étude réalisée par GRTgaz pour le compte de Gaz de France, de recalibrer le modèle climatique, ce qui se traduirait par une réduction de 7,8 TWh des quantités distribuées en année climatique moyenne.

Les premiers tarifs d'utilisation des réseaux de distribution proposés par la CRE, entrés en vigueur le 1^{er} juillet 2004, avaient déjà pris en compte un changement de modèle climatique, se traduisant par une diminution des quantités de gaz distribuées. Il ne semble pas justifié, au seul motif de deux années chaudes successives en 2006 et 2007, de modifier de nouveau l'année climatique moyenne. En outre, les revenus perçus par GrDF sur les termes tarifaires proportionnels aux quantités de gaz acheminées sur le réseau de distribution sont couverts à 100 % par le mécanisme de CRCP.

En conséquence, la présente proposition tarifaire est fondée sur le même modèle climatique que celui utilisé pour les tarifs en vigueur.

Le contexte énergétique actuel, ainsi que les conséquences des mesures de maîtrise de la consommation d'énergie, conduisent à retenir des hypothèses modérées de croissance du nombre de clients raccordés et des quantités distribuées. Les hypothèses d'évolution suivantes sont celles communiquées par GrDF en septembre 2007 :

	Réalisé 2007	Taux de croissance prévisionnel par rapport à l'année précédente				
		2008	2009	2010	2011	2012
Nombre moyen de clients au cours de l'année	11 043 341	0,4 %	0,4 %	0,6 %	0,6 %	0,8 %
Volumes distribués corrigés des aléas climatiques (TWh)	332,3	0,2 %	0,3 %	0,5 %	0,7 %	1,2 %

Ces hypothèses prennent en compte les résultats des actions en faveur de la densification du réseau, ainsi qu'une amélioration de la compétitivité du gaz par rapport à l'électricité pour le chauffage, à l'horizon 2010.

IV - Structure du tarif

Conformément aux dispositions de l'article 7 de la loi du 3 janvier 2003 modifiée, le tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GrDF, autres que ceux concédés en application de l'article 25-1 de ladite loi, est péréqué à l'intérieur de la zone de desserte de GrDF.

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 lors de la consultation publique menée par la CRE fin 2007, a permis d'établir que les principes actuels de tarification des réseaux de distribution sont satisfaisants. Les principes suivants sont, donc, conservés.

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

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 sont établis en tenant compte de la contribution tarifaire d'acheminement (CTA) qui s'applique sur les termes fixes du tarif et pour une modulation de 160 jours pour l'option T4.

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 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.

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

B - Règles tarifaires pour les nouvelles concessions de gaz naturel

Le III de l'article 7 de la loi du 3 janvier 2003, modifié par l'article 29 de la loi du 7 décembre 2006, prévoit que « *les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel autres que ceux concédés en application de l'article 25-1 de la présente loi sont péréqués à l'intérieur de la zone de desserte de chaque gestionnaire.* ».

Cet article réaffirme le principe de péréquation par GRD des tarifs d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel pour les concessions antérieures à la modification introduite par la loi du 7 décembre 2006. En revanche, il exclut de cette péréquation tarifaire les nouvelles concessions issues d'une mise en concurrence (régime juridique de l'article 25-1 de la loi de 2003).

Ces nouvelles concessions sont, dès lors, soumises à un double régime juridique :

- elles sont attribuées sur décision des collectivités concédantes après mise en concurrence (article 25-1 de la loi du 3 janvier 2003) ;
- le tarif d'utilisation du réseau est fixé par les Ministres de l'économie et de l'énergie sur proposition de la CRE (article 7 modifié de la loi du 3 janvier 2003).

La présente proposition tarifaire prévoit une structure tarifaire unique, applicable à toutes les nouvelles concessions concernées par la non péréquation et identique à celle des tarifs péréqués, afin de faciliter l'accès aux réseaux de distribution de gaz naturel et les flux de données entre GRD et fournisseurs.

Cette structure unique facilitera également, pour les collectivités locales, l'analyse des offres des GRD candidats répondant aux appels à concurrence.

Pour chaque GRD, la structure tarifaire de référence est celle du tarif de GrDF proposé par la CRE, constituée des éléments suivants :

- les cinq options tarifaires existantes (T1, T2, T3, T4 et TP) ;
- la continuité tarifaire entre deux options tarifaires ;
- les seuils de coupures actuels entre options tarifaires, qui s'établissent respectivement, en tenant compte de la contribution tarifaire d'acheminement (CTA), à 6 000 kWh par an, 300 000 kWh par an, et, pour une modulation de 160 jours, 5 000 000 kWh par an ;
- la répartition relative entre les termes fixes et les termes variables de chaque option tarifaire.

Le niveau tarifaire prévisionnel est défini par le GRD dans le cadre de l'appel à concurrence pour la desserte d'une nouvelle concession, par l'application d'un coefficient multiplicateur à la grille tarifaire de GrDF.

Sur le plan opérationnel, ces principes se traduisent de la façon suivante :

- lors de la mise en concurrence pour la desserte d'une nouvelle concession, les GRD candidats répondent en retenant pour le tarif prévisionnel, le tarif de GrDF en vigueur (tarif de GrDF proposé par la CRE et approuvé par les ministres) auquel ils appliquent un coefficient multiplicateur à l'ensemble des termes ;
- le GRD retenu à la suite de cette mise en concurrence transmet à la CRE l'ensemble des conditions tarifaires prévisionnelles relatives à la desserte de la nouvelle concession : grille tarifaire, durée d'application, clauses d'indexation, etc. ;
- en application de l'article 7 de la loi du 3 janvier 2003, la CRE, après avoir examiné et vérifié la conformité du tarif prévisionnel du GRD avec la structure tarifaire de référence, proposera ce tarif aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie.

Tout opérateur d'une nouvelle concession non directement raccordée au réseau de transport est en situation de GRD de rang 2, même si le réseau de distribution amont est géré par le même opérateur.

Enfin, les GRD disposant de tarifs péréqués sont tenus de mettre en place une comptabilité séparée des coûts entre les communes bénéficiant du tarif péréqué et les autres. Cette séparation devra se faire selon des modalités auditables, prenant en compte les charges réellement imputables.

Tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel

I - Définitions et principes généraux applicables aux tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel

1. Définitions

Expéditeur :

Personne, physique ou morale, qui signe avec un gestionnaire de réseau de distribution (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 » si son réseau est alimenté par l'intermédiaire du réseau d'un autre GRD.

Compte de Régularisation des Charges et des Produits (CRCP) :

Le CRCP est un compte fiduciaire extra-comptable qui est alimenté à intervalles réguliers par tout ou partie des écarts de coût ou de revenu entre les charges et les produits réellement constatés, et les charges et les produits prévisionnels sur des postes prédéfinis. L'apurement de tout ou partie du solde de ce compte s'opère par une diminution ou une augmentation de la grille tarifaire.

2. Facturation par point de livraison

Le tarif 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.

3. Prestations couvertes par les tarifs 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 les GRD dans leur catalogue des prestations.

Les prestations, dont le coût est couvert par le tarif d'utilisation du réseau de distribution de chaque GRD, sont, au minimum, 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 ;
 - garantie de la valeur du pouvoir calorifique telle que définie 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 m³/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 5. 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 ;
- autres :
 - 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.

4. 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.

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 également 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.

5. Mode de relève d'un point de livraison

Les options T1 et T2 comprennent un relevé des compteurs annuel ou semestriel.

L'option T3 comprend un relevé des compteurs mensuel.

Les options T4 et TP comprennent une mesure quotidienne, relevée 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 de chaque GRD.

6. 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 au terme de souscription annuelle de capacité journalière, multiplié par les coefficients suivants :

Mois considéré	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

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^{ème} du terme applicable à la souscription mensuelle correspondante.

7. 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 précédent.

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 précédent.

8. 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.

9. 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.

10. Traitement tarifaire des GRD de rang 2

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

D'un point de vue tarifaire et contractuel, le réseau de distribution de rang 2 est rendu 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 ou d'un protocole, lorsque le GRD de rang 1 et le GRD de rang 2 sont une seule et même entité juridique, qui sont soumis à la CRE.

II - Tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de Gaz Réseau Distribution France (GrDF)

Le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de Gaz Réseau Distribution France (GrDF), autres que ceux concédés en application de l'article 25-1 de la loi du 3 janvier 2003 modifiée, est péréqué à l'intérieur de la zone de desserte de GrDF.

Le tarif défini ci-dessous s'applique pour 4 ans à compter du 1^{er} juillet 2008, avec un ajustement mécanique au 1^{er} juillet de chaque année.

Lorsqu'un relevé des consommations de gaz comporte simultanément des consommations payables aux anciens et aux nouveaux tarifs, une répartition proportionnelle au nombre de jours de chaque période est effectuée.

1. Tarif péréqué de GrDF applicable du 1^{er} juillet 2008 au 30 juin 2009

Pour les réseaux publics de distribution de gaz naturel à l'intérieur de la zone de desserte de GrDF, autres que ceux concédés en application de l'article 25-1 de la loi du 3 janvier 2003 modifiée, le tarif d'utilisation est le suivant :

Option tarifaire	Abonnement annuel en €	Prix proportionnel en €/MWh	Terme de souscription annuelle de capacité journalière en €/MWh/j
T1	28,56	22,73	
T2	110,28	6,67	
T3	627,24	4,68	
T4	12 672,00	0,65	164,76

Option « tarif de proximité » (TP)

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

Option tarifaire	Abonnement annuel en €	Terme de souscription annuelle de capacité journalière en €/MWh/j	Terme annuel à la distance en €/mètre
TP	29 563,80	82,32	53,88

Un coefficient multiplicateur est appliqué au terme annuel à la distance. Il est égal à :

- 1 si la densité de population de la commune est inférieure à 400 habitants par km² ;
- 1,75 si la densité de population de la commune est comprise entre à 400 habitants par km² et 4 000 habitants par km² ;
- 3 si la densité de population de la commune est supérieure à 4 000 habitants par km².

Clients sans compteur individuel

Pour les clients finals ne disposant pas de compteur individuel, le tarif applicable est un forfait annuel de 54,12 €

2. Tarif péréqué de GRDF applicable du 1^{er} juillet 2009 au 30 juin 2010

La grille tarifaire de GRDF est ajustée mécaniquement au 1^{er} juillet 2009 par l'application, à l'ensemble des termes tarifaires en vigueur au 30 juin 2009, du pourcentage de variation suivant :

$$Z_1 = IPC - X$$

IPC est l'indice d'inflation correspondant à la variation annuelle moyenne sur l'année 2008 de l'indice des prix à la consommation hors tabac tel que calculé par l'INSEE pour l'ensemble des ménages résidant en France.

X est l'objectif de productivité annuel égal à 1,3 %.

La grille tarifaire résultante est publiée par la CRE avant le 1^{er} juillet 2009.

3. Tarif péréqué de GrDF applicable à compter du 1^{er} juillet 2010

La grille tarifaire de GrDF est ajustée mécaniquement au 1^{er} juillet 2010 et au 1^{er} juillet 2011 par l'application à l'ensemble des termes tarifaires en vigueur, respectivement au 30 juin 2010 et au 30 juin 2011, du pourcentage de variation suivant :

$$Z_2 = IPC - X + k$$

IPC est le taux d'inflation correspondant, pour un ajustement de la grille tarifaire au 1^{er} juillet de l'année A, à la variation annuelle moyenne sur l'année calendaire A-1 de l'indice des prix à la consommation hors tabac tel que calculé par l'INSEE pour l'ensemble des ménages France entière.

X est l'objectif de productivité annuel égal à 1,3 %.

k est l'évolution de la grille tarifaire, exprimée en pourcentage, résultant de l'apurement du solde du CRCP. k est compris entre - 2 % et 2 %.

La grille tarifaire résultante est publiée par la CRE avant le 1^{er} juillet de chaque année.

3.1. Calcul du solde du CRCP

Le solde du CRCP est calculé par la CRE pour chaque année de la période tarifaire selon les modalités décrites dans le tableau ci-dessous.

Lorsque le montant définitif de certains écarts n'est pas connu avec certitude au moment de ce calcul, une estimation est effectuée sur la base de la meilleure information disponible à ce moment. Une correction de cette estimation est effectuée lors de l'année suivante sur la base des valeurs définitives.

Postes couverts par le CRCP	Part du montant couverte par le CRCP	Mode de calcul du montant pour chaque poste
Charges de capital	100 %	Différence entre : <ul style="list-style-type: none"> le montant de charges de capital calculé ex-post sur la base des données réalisées en matière d'investissements, de sorties d'actifs de la BAR et d'inflation ; l'hypothèse de charges de capital incluse dans le revenu à recouvrer par le tarif.
Charges d'achat des pertes et différences diverses et solde des comptes d'écarts fournisseurs	90 %	Différence entre : <ul style="list-style-type: none"> le montant des charges d'achat de gaz et le solde des comptes d'écarts fournisseurs calculé ex-post sur la base des données réalisées ; l'hypothèse de charges d'achat de gaz.
Revenu lié aux quantités de gaz acheminées sur le réseau de distribution	100 %	Différence entre : <ul style="list-style-type: none"> le revenu lié aux quantités de gaz acheminées calculé ex-post, sur la base des quantités de gaz semestrielles et par option tarifaire réellement acheminées sur la période considérée ; le revenu lié aux prévisions semestrielles et par option tarifaire de quantités de gaz acheminées, utilisées pour établir le tarif appliqué au cours de la période considérée.
Pénalités liées aux dépassements de capacités souscrites	100 %	Montant des pénalités facturées pendant la période considérée.
Incitations financières liées à la qualité de service	100 %	Montant des pénalités et/ou bonus liés aux indicateurs de qualité de service soumis à incitations financières, hormis celui relatif au respect des rendez-vous.

Pour l'année 2008, le calcul des écarts est basé sur les données du 2nd semestre, à l'exception des charges de capital pour lesquelles l'écart au 2nd semestre est égal à 50 % des écarts constatés sur l'ensemble de l'année 2008.

Pour les années 2009, 2010 et 2011, le calcul des charges de capital réelles est effectué à partir des investissements effectivement réalisés les années précédentes.

Le solde du CRCP calculé pour une année calendaire A est apuré de la manière suivante :

- la partie de ce solde impliquant une évolution de la grille tarifaire au 1^{er} juillet de l'année A+1, inférieure ou égale à 2 %, est apurée en totalité à cette date. Elle détermine le terme k ;
- le reste du solde est reporté au CRCP calculé pour l'année calendaire A+1, le cas échéant.

Le solde du CRCP du 2nd semestre de l'année 2008 n'est pas apuré au 1^{er} juillet 2009. Il est reporté intégralement au solde du CRCP calculé pour l'année 2009 et est apuré au 1^{er} juillet 2010.

Les montants pris en compte dans le CRCP sont actualisés à un taux d'intérêt équivalent au taux sans risque retenu dans le cadre de la présente proposition tarifaire. Ce taux est fixé à 4,2 % par an, nominal, avant impôt et s'applique sur une période de :

- 27 mois pour les écarts constatés sur le 2nd semestre 2008 ;
- 18 mois pour les écarts constatés sur les années 2009, 2010 et 2011 ;
- 12 mois pour le solde du CRCP éventuellement reporté d'une année sur l'autre.

A la fin de la période tarifaire, le solde du CRCP constitué des écarts constatés pour l'année 2011, des écarts estimés pour le 1^{er} semestre 2012 et des montants reportés au titre des années précédentes est pris en compte pour définir le tarif pour la période tarifaire suivante.

3.2. Valeurs de référence des postes de charges et de revenus soumis au mécanisme de CRCP

Prévisions des charges de capital et d'achat de gaz pour couvrir les pertes et différences diverses (en M€) :

	2008	2009	2010	2011	2012
Charges de capital (CAPEX)	1 502,5	1 547,4	1 587,6	1 622,0	1 644,8
Charges d'achat de gaz pour couvrir les pertes et différences diverses	50	50	50	50	50

Prévisions de quantités de gaz acheminées (en GWh) :

Option tarifaire	2008	2009	2010	2011	2012
T1	6 122	6 057	5 992	5 927	6 108
T2	166 217	166 542	167 129	167 707	168 849
T3	92 978	93 379	94 029	94 931	96 332
T4	61 477	61 841	62 433	63 251	64 428

3.3. Autres valeurs de référence utilisées pour le calcul du facteur k

Prévisions de nombre moyen annuel de clients raccordés :

Option tarifaire	2008	2009	2010	2011	2012
T1	3 291 235	3 225 704	3 160 173	3 094 641	3 029 110
T2	7 695 810	7 806 407	7 941 047	8 075 687	8 229 561
T3	99 924	101 922	103 961	106 040	108 161
T4	3 044	3 107	3 171	3 236	3 302
TP	79	79	79	79	79

Prévisions de souscription annuelle de capacités journalières (en GWh/jour) :

Option tarifaire	2008	2009	2010	2011	2012
T4	376	378	382	387	394
TP	37	37	38	38	39

Prévisions de distance pour le tarif de proximité (en m) :

Option tarifaire	2008	2009	2010	2011	2012
TP	40 408	40 408	40 408	40 408	40 408

3.4. Modalités de passage de prévisions annuelles à des prévisions semestrielles :

Ventilation semestrielle pour une année A des quantités de gaz acheminées par option tarifaire :

Option tarifaire	1 ^{er} semestre	2 nd semestre
T1	53 %	47 %
T2	57 %	43 %
T3	58 %	42 %
T4	59 %	41 %

Ventilation semestrielle pour une année A du nombre de clients raccordés par option tarifaire :

- le nombre de clients moyen raccordés du 1^{er} semestre est calculé comme suit :

$$\frac{((\text{nombreclientmoyen}_{\text{annéeA-1}} + \text{nombreclientmoyen}_{\text{annéeA}}) / 2 + \text{nombreclientmoyen}_{\text{annéeA}})}{2}$$

- le nombre de clients moyen raccordés du 2nd semestre est calculé comme suit :

$$\frac{((\text{nombreclientmoyen}_{\text{annéeA}} + \text{nombreclientmoyen}_{\text{annéeA+1}}) / 2 + \text{nombreclientmoyen}_{\text{annéeA}})}{2}$$

Ces deux formules s'appliquent également et de manière identique pour ventiler semestriellement par option tarifaire les prévisions de souscription annuelle de capacités journalières et de distance.

4. Partage des gains de productivité supplémentaires sur les charges d'exploitation (OPEX)

L'objectif de productivité de 1,3 % sur la grille tarifaire suppose une évolution de l'assiette des charges d'exploitations maîtrisables d'un pourcentage annuel de variation égal à IPC – 2,7 % à partir du niveau retenu pour 2008.

A la fin de la période tarifaire, les gains de productivité supplémentaires, qui pourraient être réalisés par GrDF sur cette assiette d'OPEX, au-delà de l'objectif de 2,7 % par an, seront évalués, par comparaison entre :

- le montant total des charges d'exploitation nettes de GrDF, minoré des charges d'achat de gaz et des charges centrales normatives, et majoré de la production stockée et immobilisée, calculé ex-post sur la base des données réalisées en 2009, 2010 et 2011 ;
- la trajectoire de référence des charges d'exploitation nettes de GrDF, minorées des charges d'achat de gaz et des charges centrales normatives, et majorées de la production stockée et immobilisée. Cette trajectoire sera calculée à la fin de la période tarifaire, pour les années 2009, 2010 et 2011, en appliquant annuellement un pourcentage de variation égal à $IPC - 2,7\%$, à partir du niveau retenu pour 2008, soit 1 269,9 M€

Les gains éventuels de productivité supplémentaires, si les charges réalisées sont en dessous de la trajectoire de référence, seront partagés entre GrDF et les utilisateurs du réseau. GrDF conservera 40 % des gains réalisés. Les 60 % restants viendront en diminution de l'évaluation des charges à recouvrer dans le prochain tarif.

5. Mécanisme de régulation de la qualité de service de GrDF

Un suivi de la qualité de service est mis en place pour GrDF sur les domaines clés de l'activité de l'opérateur. Ce suivi est constitué d'indicateurs transmis régulièrement par GrDF à la CRE et publiés.

Certains indicateurs particulièrement importants pour le bon fonctionnement du marché sont soumis à un système d'incitation financière.

Les indicateurs de suivi de la qualité de service transmis par GrDF à la CRE doivent être certifiés par un organisme extérieur. En outre, le dispositif de suivi de la qualité de service de GrDF pourra être soumis à tout audit que la CRE jugera utile.

5.1. Indicateurs de suivi de la qualité de service de GrDF donnant lieu à incitation financière

a) Qualité des relevés JJ transmis aux GRT pour les allocations journalières aux PITD :

Calcul :	Moyenne mensuelle du nombre de valeurs de consommations de clients télérelevés (JJ) intégrées dans les calculs d'allocations à J+1 / nombre de clients télérelevés (JJ) enregistrés dans le SI OMEGA pour le jour J (un seul indicateur, tous fournisseurs, toutes ZET ⁽¹⁾ , tous GRT ⁽²⁾ confondus)
Suivi :	- fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : trimestrielle - fréquence de calcul des incitations : mensuelle
Objectif :	- objectif de base : 90 % par mois - objectif cible : 95 % par mois
Incitations :	- pénalités : 10 000 €par point en dessous de l'objectif de base - bonus : 10 000 €par point au dessus de l'objectif cible - versement : au CRCP

(1) ZET : zone d'équilibrage transport

(2) GRT : gestionnaire de réseau de transport de gaz naturel

b) *Délai de transmission aux GRT des estimations journalières de quantités enlevées par les fournisseurs aux PITD :*

Calcul :	Nombre de jours par mois pour lesquels le GRD a transmis des allocations provisoires calculées à J+1 dans le délai convenu entre les GRT et le GRD (un seul indicateur pour les deux GRT)
Suivi :	<ul style="list-style-type: none"> - fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : trimestrielle et annuelle - fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif :	<ul style="list-style-type: none"> - objectif de base : 330 jours par année - objectif cible : 350 jours par année
Incitations :	<ul style="list-style-type: none"> - pénalités : 20 000 € par jour en dessous de l'objectif de base - bonus : 20 000 € par jour au dessus de l'objectif cible - versement : au CRCP

Concernant l'année 2008, cet indicateur est calculé uniquement sur le 2nd semestre selon les mêmes principes, mais avec des objectifs de base et cible par semestre respectivement de 165 jours et 175 jours.

c) *Taux de disponibilité du portail Fournisseur :*

Calcul :	Nombre d'heures de disponibilité / nombre total d'heures d'ouverture prévues du portail
Suivi :	<ul style="list-style-type: none"> - fréquence de calcul : hebdomadaire - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : trimestrielle et annuelle - fréquence de calcul des incitations : hebdomadaire et annuelle
Objectif :	<ul style="list-style-type: none"> - objectif de base : 96 % par semaine - objectif cible : 99 % par année
Incitations :	<ul style="list-style-type: none"> - pénalités : 10 000 € par semaine en dessous de l'objectif de base - bonus : 100 000 € par année au dessus de l'objectif cible - versement : au CRCP

Concernant l'année 2008, cet indicateur est calculé uniquement sur le 2nd semestre selon les mêmes principes, mais avec un objectif cible de 99% par semestre et un bonus de 50 000 € par semestre au dessus de cet objectif cible.

d) *Nombre de rendez-vous planifiés non respectés par le GRD :*

Calcul :	Nombre de rendez-vous planifiés non respectés par le GRD (un indicateur pour les clients T1/T2, un indicateur pour les clients T3/T4/TP)
Suivi :	<ul style="list-style-type: none"> - fréquence de calcul : trimestrielle - fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - fréquence de publication : trimestrielle - fréquence de calcul des indemnités : trimestrielle
Objectif :	100 % des rendez-vous non tenus et signalés par les fournisseurs (réclamation sur le portail OMEGA) sont indemnisés
Incitations :	<ul style="list-style-type: none"> - pénalités : montants identiques à ceux facturés par GrDF en cas de non exécution d'une intervention programmée du fait du client ou du fournisseur (absence au rendez-vous, etc.), en fonction de l'option tarifaire du client, pour chaque rendez-vous non tenu - versement : direct aux fournisseurs qui en font la demande

e) *Taux de réponses aux réclamations Fournisseurs dans les 30 jours :*

Calcul :	Nombre de réclamations fournisseurs traitées dans les 30 jours / nombre total de réclamations transmises par les fournisseurs (tout type de réclamations déposées sur le portail OMEGA)
Suivi :	- fréquence de calcul : trimestrielle - fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - fréquence de publication : trimestrielle - fréquence de calcul des indemnités : trimestrielle
Objectif :	100 % des réclamations fournisseurs déposées sur le portail OMEGA non traitées dans les 30 jours et signalées par les fournisseurs sont indemnisées
Incitations :	- pénalités : 25 € par réclamation non traitée dans les 30 jours et signalée - plafond annuel : 200 000 € - versement : au CRCP

5.2. *Autres indicateurs de suivi de la qualité de service de GrDF*

a) *Indicateur relatif à l'environnement :*

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Fréquence de remontée à la CRE	Date de mise en œuvre
Emission de gaz à effet de serre dans l'atmosphère	Tonnes de gaz à effet de serre (équivalent CO2) émis dans l'atmosphère	Année	1 ^{er} juillet 2009

b) *Indicateurs relatifs aux devis et interventions :*

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Fréquence de remontée à la CRE	Date de mise en œuvre
Délai de réalisation d'une mise en service (MES)	Nombre de MES réalisées par tranche de délai (soit un indicateur tous types de client confondus : T1/T2/T3/T4/TP)	Mois	1 ^{er} juillet 2008
Taux de MES réalisées dans le délai catalogue	Nombre de MES réalisées dans le délai catalogue / Nombre de MES réalisées (soit un indicateur tous types de client confondus : T1/T2/T3/T4/TP)		
Délai de réalisation d'une mise hors service (MHS)	Nombre de MHS réalisées par tranche de délai (soit un indicateur tous types de client confondus : T1/T2/T3/T4/TP)		
Taux de MHS réalisées dans le délai catalogue	Nombre de MHS réalisées dans le délai catalogue / Nombre de MHS réalisées (soit un indicateur tous types de client confondus : T1/T2/T3/T4/TP)		
Délai de réalisation d'un changement de fournisseur	Nombre de changements de fournisseurs réalisés par tranche de délai (soit un indicateur tous types de client confondus : T1/T2/T3/T4/TP)		

Taux de changements de fournisseur réalisés dans le délai catalogue	Nombre de changements de fournisseurs réalisés dans le délai catalogue / Nombre de changements de fournisseurs réalisés (soit un indicateur tous types de client confondus : T1/T2/T3/T4/TP)	Mois	1 ^{er} juillet 2008
Délai de réalisation d'un raccordement	Délai moyen de réalisation d'un raccordement ou nombre de raccords réalisés par tranche de délai : - pour les clients T1/T2 - pour les clients T3/T4/TP (soit deux indicateurs : un indicateur pour les clients T1/T2, un indicateur pour les clients T3/T4/TP)	Trimestre (à partir du 1 ^{er} juillet 2008) Mois (à partir de début 2009)	1 ^{er} juillet 2008 (pour les clients T1/T2, suivi du délai moyen) début 2009 (pour les clients T3/T4/TP, suivi par tranche de délai)
Taux de raccords réalisés dans le délai convenu	Nombre de raccords réalisés dans le délai convenu / Nombre de raccords réalisés : - pour les clients T1/T2 - pour les clients T3/T4/TP (soit deux indicateurs : un indicateur pour les clients T1/T2, un indicateur pour les clients T3/T4/TP)	Mois (à partir de début 2009)	1 ^{er} juillet 2008 (pour les clients T1/T2) début 2009 (pour les clients T3/T4/TP)
Montant des indemnités versées suite à réclamations pour rendez-vous non tenus	Montant des indemnités versées suite à réclamations pour rendez-vous non tenus : - pour les clients T1/T2 - pour les clients T3/T4/TP (soit deux indicateurs : un indicateur pour les clients T1/T2, un indicateur pour les clients T3/T4/TP)	Trimestre	1 ^{er} juillet 2008

c) *Indicateurs relatifs à la relation avec les consommateurs finals :*

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Fréquence de remontée à la CRE	Date de mise en œuvre
Taux d'accessibilité du centre d'appel pour les consommateurs finals	Nombre d'appels pris / Nombre d'appels reçus : - n° accueil accès au gaz - n° sécurité dépannage (soit deux indicateurs tous types de clients confondus T1/T2/T3/T4/TP : un indicateur pour le n° accueil accès au gaz, un indicateur pour le n° sécurité dépannage)	Trimestre	1 ^{er} juillet 2008
Nombre de réclamations de clients finals par nature	Nombre total de réclamations de clients finals par nature (soit un indicateur tous types de client confondus : T1/T2/T3/T4/TP)		
Taux de réponses aux réclamations de clients finals dans les 30 jours	Nombre de réclamations de clients finals répondues dans les 30 jours / Nombre total de réclamations transmises par les clients finals (soit un indicateur tous types de client confondus : T1/T2/T3/T4/TP)		

d) *Indicateurs relatifs à la relation avec les fournisseurs :*

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Fréquence de remontée à la CRE	Date de mise en œuvre
Nombre de réclamations de fournisseurs par nature	Nombre total de réclamations de fournisseurs par nature	Trimestre	1 ^{er} juillet 2008
Montant des indemnités liées aux réclamations non traitées dans le délai objectif.	Montant des indemnités issues des réclamations non traitées dans les 30 jours.		

e) *Indicateurs relatifs à la relève et la facturation :*

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Fréquence de remontée à la CRE	Date de mise en œuvre
Taux de relevés 6M (relevés semestriels) sur index réels (relevés ou auto-relevés)	Nombre d'index réels lus de PCE ⁽³⁾ 6M / Nombre d'index de PCE 6M transmis (indicateur mixte : électricité & gaz)	Trimestre	1 ^{er} juillet 2008
Délai de publication des relèves JJ (télérelevés journaliers)	Nombre de PCE JJ télérelevés le jour J dont la valeur a été transmise le jour J+1 / Nombre total de PCE JJ existants le jour J	Mois	
Délai de publication des relèves MM (relevés mensuels)	Nombre de PCE MM télérelevés pendant le mois M dont la valeur a été transmise 7 jours ouvrés après le début du mois M+1 / Nombre total de PCE MM existants le mois M		
Taux de publication des relèves par OMEGA pour les JJ/JM	Nombre de relèves de PCE JJ/JM transmises par les applications historiques (en entrée d'OMEGA) / Nombre de relèves de PCE JJ/JM publiées par OMEGA (en sortie d'OMEGA)		
Délai de publication par OMEGA pour les JJ/JM	Délai entre le jour de réception de la relève de PCE JJ/JM et le jour de sa publication par OMEGA		
Taux de publication des relèves par OMEGA pour les MM	Nombre de relèves de PCE MM transmises par les applications historiques (en entrée d'OMEGA) / Nombre de relèves de PCE MM publiées par OMEGA (en sortie d'OMEGA)		
Délai de publication par OMEGA pour les MM	Délai entre le jour de réception de la relève de PCE MM et le jour de sa publication par OMEGA		
Taux de publication des relèves par OMEGA pour les 6M	Nombre de relèves de PCE 6M transmises par les applications historiques (en entrée d'OMEGA) / Nombre de relèves de PCE 6M publiées par OMEGA (en sortie d'OMEGA)		
Délai de publication par OMEGA pour les 6M	Délai entre le jour de réception de la relève de PCE 6M et le jour de sa publication par OMEGA		

(3) PCE : point de comptage et d'estimation

III - Règles tarifaires applicables aux nouvelles concessions de distribution de gaz naturel

Toute entité souhaitant répondre à un appel à concurrence pour la desserte en gaz naturel d'une nouvelle concession doit prendre pour référence la grille tarifaire de GrDF, en vigueur au moment de l'appel à concurrence.

Un coefficient multiplicateur unique est appliqué à l'ensemble des termes de cette grille. Les termes tarifaires résultant d'abonnement annuel, de souscription de capacité journalière et de distance doivent être divisibles par 12 et définis avec deux chiffres après la virgule.

Tout opérateur d'une nouvelle concession non directement raccordée au réseau de transport est en situation de GRD de rang 2, même si le réseau de distribution amont est géré par le même opérateur.

Fait à Paris, le 28 février 2008

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le président

Philippe de LADOUCKETTE