

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 28 février 2012 portant décision sur le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GrDF

Participaient à la séance : Philippe de LADOUCKETTE, président, Olivier CHALLAN BELVAL, Frédéric GONAND et Michel THIOLLIÈRE, commissaires.

Le tarif péréqué actuel d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GrDF, dit « tarif ATRD3 », est entré en vigueur le 1^{er} juillet 2008, en application de l'arrêté du 2 juin 2008 approuvant la proposition tarifaire de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) du 28 février 2008. Il a été conçu pour s'appliquer sur une durée de quatre ans.

GrDF a demandé à la CRE, par courrier du 28 juillet 2011, la mise en place d'un nouveau tarif d'utilisation de ses réseaux de distribution de gaz naturel. L'opérateur demande, hors apurement du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) de l'année 2011, à cadre de régulation inchangé et en maintenant le taux de rémunération du capital à 6,75 % réel avant impôts, une hausse de + 16,2 % au 1^{er} juillet 2012. L'apurement du CRCP de l'année 2011 conduit à une hausse de + 18,4 % de son tarif. Les prévisions d'évolution des charges, du nombre de clients raccordés et des quantités de gaz acheminées transmises par GrDF sur les années 2013 à 2015 conduisent à une évolution annuelle de la grille tarifaire à partir de 2013 selon un pourcentage de variation égal à « inflation + 0,4 % ».

Le Code de l'énergie, entré en vigueur le 1^{er} juin 2011, instaure un nouveau cadre juridique modifiant les compétences de la CRE en matière de tarification de l'utilisation des infrastructures de gaz naturel.

Les articles L.452-2 et L.452-3 du Code de l'énergie encadrent les compétences tarifaires de la CRE. L'article L.452-2 prévoit que la CRE fixe les méthodologies utilisées pour établir les tarifs d'utilisation des réseaux de gaz naturel. En complément, l'article L.452-3 dispose que « *La Commission de régulation de l'énergie délibère sur les évolutions tarifaires [...] avec, le cas échéant, les modifications de niveau et de structure des tarifs qu'elle estime justifiées au vu notamment de l'analyse de la comptabilité des opérateurs et de l'évolution prévisible des charges de fonctionnement et d'investissement. [...] La Commission de régulation de l'énergie transmet aux ministres chargés de l'énergie et de l'économie ses délibérations motivées relatives aux évolutions en niveau et en structure des tarifs d'utilisation des réseaux de transport, de distribution de gaz naturel et d'utilisation des installations de gaz naturel liquéfié, [...] ainsi que les règles tarifaires et leur date d'entrée en vigueur. Ces délibérations sont publiées au Journal officiel de la République française.* »

Conformément aux articles susmentionnés du Code de l'énergie, la CRE a défini un nouveau tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GrDF, dit « tarif ATRD4 », conçu pour s'appliquer pour une durée d'environ quatre ans à partir du 1^{er} juillet 2012.

Pour établir ce tarif, la CRE a organisé une consultation publique du 11 octobre au 4 novembre 2011 et procédé à l'audition des fournisseurs de gaz naturel sur le réseau de GrDF.

Le Conseil supérieur de l'énergie, consulté par la CRE sur le projet de décision tarifaire, a rendu son avis le 21 février 2012.

Elle a mené des analyses approfondies des charges prévisionnelles présentées par GrDF et a également auditionné GrDF à plusieurs reprises. Elle a réalisé une étude comparative des tarifs d'acheminement sur les réseaux de distribution de gaz naturel en Europe et a commandé :

- un audit des charges d'exploitation de GrDF pour les exercices 2008 à 2016 et une comparaison internationale des charges d'exploitation de l'opérateur avec d'autres opérateurs comparables en Europe ;
- une étude sur le coût moyen pondéré du capital des infrastructures d'électricité et de gaz en Europe ;
- une étude comparative sur les mécanismes de régulation incitative existant en Europe.

Sur la base de ces éléments, la CRE reconduit, en le faisant évoluer et en le complétant, le cadre existant de régulation incitant l'opérateur à améliorer son efficacité, tant du point de vue de la maîtrise de ses coûts, que de la qualité du service rendu aux utilisateurs de ses réseaux :

- une période tarifaire d'environ quatre ans, avec une trajectoire tarifaire fixée à l'avance et évoluant au 1^{er} juillet de chaque année ;
- un mécanisme de correction des écarts entre prévisions et réalisations pour certains postes de charges dont l'évolution est difficile à prévoir par GrDF ;
- un mécanisme de suivi de la qualité de service, modifié par la mise en place d'incitations financières pour des indicateurs liés davantage à la qualité du service rendu aux consommateurs finals et une réduction du nombre total d'indicateurs ;
- l'introduction d'un mécanisme incitant GrDF à maîtriser les coûts de ses programmes d'investissement, hors investissements relatifs à la sécurité et à la cartographie ;
- l'introduction d'une clause de rendez-vous au bout de deux ans permettant d'ajuster, sous conditions, à la hausse ou à la baisse, la trajectoire des charges nettes d'exploitation de GrDF sur les années 2014 et 2015.

Ce cadre de régulation donne davantage de visibilité sur la trajectoire d'évolution du tarif et contribue à réduire les risques supportés par GrDF.

Le tarif ATRD4 défini par la CRE est conçu pour entrer en vigueur au 1^{er} juillet 2012. Il prévoit une hausse à cette date de 8,0 % en euros courants par rapport au tarif actuel, soit environ 6 % en euros constants. Les différences entre ce tarif et la demande de GrDF (+ 18,4 %) sont principalement liées aux paramètres suivants :

- le coût moyen pondéré du capital fixé à 6 % réel avant impôts ;
- des révisions des hypothèses retenues concernant certains postes de charges (frais de siège pour l'essentiel) ;
- le maintien du modèle de correction climatique et de la référence climatique utilisés pour le tarif en vigueur ;
- le maintien de la méthode de calcul du tarif utilisée pour le tarif en vigueur.

La CRE a pris en compte l'intégralité des demandes de GrDF relatives aux charges de personnel, de sécurité, aux investissements, ainsi que les charges relatives à la promotion de l'usage du gaz.

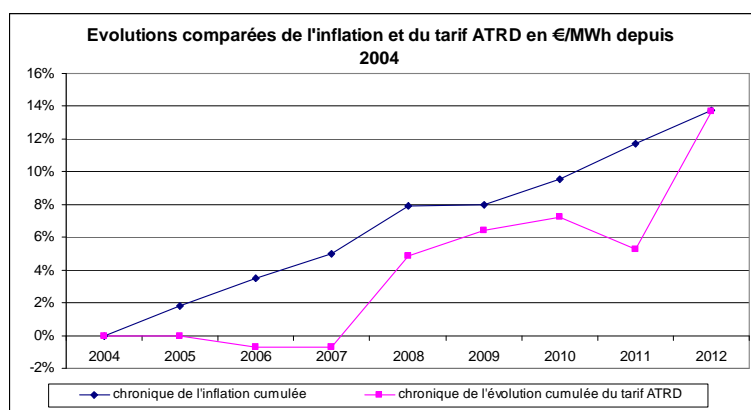
La hausse de 8,0 % du tarif de GrDF au 1^{er} juillet 2012 est due principalement aux facteurs suivants :

- la baisse des volumes de gaz acheminés (contribuant à la hausse à hauteur de + 6 %) liée aux efforts d'économie d'énergie et à la concurrence des autres énergies (pour + 4 %) et à une année 2011 particulièrement chaude (pour + 2 %). Les coûts de réseau supportés par GrDF étant pour l'essentiel fixes, toute baisse des volumes distribués ou du nombre de clients raccordés se traduit par une hausse du tarif ;
- un renforcement des dépenses de sécurité imposé par la réglementation, dont la nouvelle réglementation sur les travaux à proximité des ouvrages, dite plan « anti-endommagement » des réseaux (contribuant à la hausse à hauteur de + 3 %) ;

- une hausse des impôts et charges sociales, dont l'augmentation du taux des cotisations maladie et l'élargissement de leur assiette de calcul ainsi que celle du Fonds National d'Aide au Logement (contribuant à la hausse à hauteur de + 1 %) ;
- l'évolution de l'inflation entre 2011 et 2012 (contribuant à la hausse à hauteur de + 2 %) ;
- la révision du taux de rémunération des actifs et de certaines charges (réduisant la hausse de 4 %).

Sur la période 2013 à 2015, la CRE retient une évolution annuelle de la grille tarifaire de GrDF selon un pourcentage de variation égal à « inflation + 0,2 % ». Cette évolution correspond à un objectif de productivité de 1,3 % par an sur les charges nettes d'exploitation de l'opérateur sur cette période. En contrepartie des efforts de productivité demandés à l'opérateur, celui-ci conservera la totalité des gains de productivité supplémentaires qui pourraient être réalisés.

L'évolution cumulée du tarif de GrDF entre 2004 et 2012 - intégrant la hausse de 8,0 % au 1^{er} juillet 2012 - est voisine de l'évolution cumulée de l'inflation. Malgré la baisse des volumes acheminés sur les réseaux de GrDF et l'effort massif en faveur de la sécurité, l'évolution du tarif continuera à un rythme proche de celui de l'inflation entre 2013 et 2015, hors apurement du CRCP.



Les consommations unitaires étant en diminution, le coût d'accès au réseau d'un client chauffage moyen progresse moins vite que l'inflation.

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 2012, de 2 % 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).

En ce qui concerne la structure du tarif, les principes en vigueur sont maintenus, à l'exception de la facturation des clients ne disposant pas de compteur individuel, afin d'appliquer les dispositions de l'article 2 de l'arrêté du 2 juillet 2007 relatif aux factures de fourniture d'électricité ou de gaz naturel disposant que la facture de gaz naturel est établie « au moins une fois par an en fonction de l'énergie effectivement consommée », ainsi que les recommandations du Médiateur National de l'Energie relatives à la consommation de référence à considérer pour les forfaits annuels.

SOMMAIRE

MÉTHODOLOGIE	6
A. Cadre de régulation	6
1. Régulation incitative des charges d'exploitation et des coûts des programmes d'investissement	6
1.1. <i>Les charges d'exploitation</i>	6
1.2. <i>Les coûts des programmes d'investissement</i>	7
2. Compte de régularisation des charges et des produits (CRCP)	7
3. Clause de rendez-vous au bout de deux ans	8
4. Régulation incitative de la qualité de service	8
5. Cadre de régulation du projet de comptage évolué	10
6. Synthèse	10
B. Niveau des charges à couvrir	10
1. Charges d'exploitation	10
1.1. <i>Evolution des charges d'exploitation</i>	11
a) <i>Dépenses liées au plan anti-endommagement des réseaux</i>	11
b) <i>Dépenses de promotion de l'usage du gaz</i>	12
c) <i>Charges centrales</i>	12
d) <i>Evolution des charges de personnel</i>	12
e) <i>Coût des prestations informatiques</i>	13
f) <i>Production immobilisée</i>	13
g) <i>Dépenses et recettes liées aux injections de biométhane</i>	13
h) <i>Achat des pertes et différences diverses</i>	14
1.2. <i>Trajectoire prévisionnelle des charges nettes d'exploitation sur la période 2012-2015</i>	14
2. Charges de capital normatives	14
2.1. <i>Valeur et actualisation de la base d'actifs régulée (BAR)</i>	15
a) <i>Valeur initiale de la BAR au 31 décembre 2002</i>	15
b) <i>Actualisation de la valeur de la BAR</i>	15
2.2. <i>Taux de rémunération de la BAR</i>	16
2.3. <i>Programme d'investissements</i>	17
3. Charges totales à couvrir	17
3.1. <i>Charges nettes d'exploitation</i>	17
3.2. <i>Charges de capital normatives</i>	18
3.3. <i>Prise en compte du solde du CRCP du tarif ATRD3</i>	18
3.4. <i>Revenu autorisé pour l'année 2012</i>	19
C. Hypothèses de quantités distribuées et de nombre de clients desservis ..	19

1.	Trajectoires retenues pour le tarif ATRD4.....	19
2.	Incitation à l'atteinte des objectifs associés aux actions de promotion de l'usage du gaz20	
D.	Trajectoire du tarif de GrDF	20
E.	Structure du tarif.....	21
1.	Continuité de la structure tarifaire existante	21
2.	Modalités de facturation des clients ne disposant pas de compteur individuel.....	22
3.	Traitement tarifaire des GRD de rang 2.....	22

TARIF D'UTILISATION DES RÉSEAUX PUBLICS DE DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL DE GRDF

24

A.	Définitions et principes généraux	24
1.	Définitions	24
2.	Facturation par point de livraison	24
3.	Prestations couvertes par le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GrDF.....	24
4.	Structure et choix des options tarifaires.....	25
5.	Mode de relève d'un point de livraison	26
6.	Souscriptions mensuelles ou quotidiennes de capacité journalière	26
7.	Pénalités pour dépassement de capacité journalière souscrite.....	26
8.	Regroupement de points de livraison	27
9.	Alimentation d'un point de livraison par plusieurs expéditeurs	27
10.	Traitement tarifaire des GRD de rang 2.....	27
B.	Tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GrDF.....	28
1.	Tarif péréqué de GrDF applicable du 1 ^{er} juillet 2012 au 30 juin 2013	28
2.	Tarif péréqué de GrDF applicable à compter du 1 ^{er} juillet 2013.....	29
	2.1. Calcul du solde du CRCP.....	29
	2.2. Valeurs de référence des postes de charges et de revenus soumis au mécanisme de CRCP	31
	2.3. Autres valeurs de référence utilisées pour le calcul du terme k.....	31
	2.4. Modalités de passage de prévisions annuelles à des prévisions semestrielles :	32
3.	Mécanisme d'incitation à la maîtrise des coûts des programmes d'investissement de GrDF hors investissements de sécurité et de cartographie.....	32
4.	Mécanisme d'incitation à l'atteinte des objectifs liés aux actions de promotion de l'usage du gaz de GrDF	36
	4.1. Mécanisme	36
	4.2. Valeurs de référence soumis au mécanisme	37
5.	Mécanisme de régulation de la qualité de service de GrDF	38
	5.1. Indicateurs de suivi de la qualité de service de GrDF donnant lieu à incitation financière.....	38
	5.2. Autres indicateurs de suivi de la qualité de service de GrDF.....	48

METHODOLOGIE

A. Cadre de régulation

L'article L.452-3 du Code de l'énergie dispose que les délibérations de la CRE sur les tarifs d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel « [...] peuvent prévoir un encadrement pluriannuel de l'évolution des tarifs ainsi que des mesures incitatives appropriées à court ou long terme pour encourager les opérateurs à améliorer leurs performances liées, notamment, à la qualité du service rendu, [...] et à la recherche d'efforts de productivité. »

Conformément à cet article du Code de l'énergie, la présente décision tarifaire prévoit la reconduction des principes du cadre de régulation en vigueur incitant GrDF à améliorer son efficacité, tant du point de vue de la maîtrise des coûts que de la qualité du service rendu aux utilisateurs de ses réseaux. Toutefois, le cadre existant évolue sur la base du retour d'expérience du tarif en vigueur et d'une étude européenne sur la régulation incitative des infrastructures d'électricité et de gaz, confiée à un cabinet externe.

Ce nouveau cadre de régulation est fondé sur les principes suivants :

- un tarif pluriannuel conçu pour s'appliquer pour une durée d'environ quatre ans à compter du 1^{er} juillet 2012, avec une évolution au 1^{er} juillet de chaque année de la grille tarifaire selon des règles prédéfinies ;
- 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 pris en compte pour établir le tarif de GrDF ;
- une clause de rendez-vous au bout de deux ans d'application du tarif, afin d'examiner les conséquences éventuelles des évolutions législatives, réglementaires ou des décisions juridictionnelles pouvant avoir des effets significatifs sur les charges d'exploitation de l'opérateur sur les années 2014 et 2015 ;
- une incitation à la maîtrise des coûts portant, d'une part, sur les charges d'exploitation de l'opérateur et, d'autre part, sur les coûts des programmes d'investissement hors investissements relatifs à la sécurité et à la cartographie ;
- une incitation à l'amélioration de la qualité de service.

Ce cadre de régulation donnera à l'ensemble des acteurs du marché une bonne visibilité sur l'évolution du tarif de GrDF entre 2012 et 2015. Il protège GrDF des risques auxquels il est exposé, liés à l'inflation et aux aléas climatiques influant sur les quantités de gaz distribuées, ainsi que des conséquences éventuelles d'évolutions réglementaires sur les deux dernières années de la période tarifaire.

1. Régulation incitative des charges d'exploitation et des coûts des programmes d'investissement

En préparation du présent tarif, la CRE a analysé les axes d'amélioration possibles du cadre de régulation, de façon à mieux inciter GrDF à la maîtrise de ses coûts et à la bonne réalisation de ses investissements.

Pour appuyer cette analyse, elle a confié à un consultant extérieur une étude sur les mécanismes de régulation incitative des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel en Europe. Cette étude a porté plus spécifiquement sur la régulation des charges d'exploitation et des coûts d'investissements.

1.1. Les charges d'exploitation

Afin de conserver l'incitation à la maîtrise des charges d'exploitation introduite par le tarif ATRD3 et la visibilité offerte au marché sur les évolutions tarifaires, le dispositif en vigueur est reconduit.

Ainsi, la trajectoire des charges nettes d'exploitation de l'opérateur est définie sur la période 2012-2015. Elle correspond à une évolution annuelle de ces charges à partir du niveau retenu pour 2012, selon l'inflation et un objectif de productivité annuel adapté à la nouvelle trajectoire de charges de GrDF.

Les gains de productivité supplémentaires qui pourraient être réalisés par GrDF au-delà de l'objectif de productivité annuel seront conservés intégralement par l'opérateur, alors qu'ils n'étaient conservés qu'à hauteur de 40 % dans le cadre du tarif ATRD3. De façon symétrique, les surcoûts éventuels seront intégralement supportés par l'opérateur. La CRE souhaite ainsi renforcer l'incitation pour GrDF à maîtriser ses coûts.

1.2. Les coûts des programmes d'investissement

Pour la présente décision tarifaire, la CRE a retenu l'intégralité des prévisions d'investissement de GrDF. Par ailleurs, un mécanisme d'incitation à la maîtrise des coûts des programmes d'investissement de GrDF est introduit, afin d'assurer l'optimisation de la gestion et des coûts d'investissement sans compromettre la réalisation des ouvrages nécessaires pour le développement, l'exploitation et la sécurité de son réseau.

Ce mécanisme porte sur l'ensemble des investissements de GrDF, en dehors de ceux liés à la sécurité et à la cartographie. Il s'applique chaque année aux écarts entre la trajectoire prévisionnelle de dépenses d'investissement hors sécurité et cartographie retenue pour le tarif et les dépenses réelles de GrDF. Il donne lieu à une majoration ou à une diminution du montant des charges de capital calculées, respectivement en cas de diminution ou de dépassement des dépenses d'investissement réelles par rapport à la trajectoire prévisionnelle. Le montant de ces bonus ou pénalités est plafonné à 2 M€ par an et est pris en compte à travers le mécanisme de CRCP.

Des indicateurs quantitatifs de suivi de la réalisation des investissements sont mis en place pour contrôler que la maîtrise des coûts des programmes d'investissement par GrDF ne se fait pas au détriment de la réalisation des investissements nécessaires. Ces indicateurs portent sur les domaines suivants : développement du réseau, postes de livraison clients et petits compteurs.

La CRE pourra, le cas échéant, décider d'un ajustement des trajectoires prévisionnelles de référence en cours de période tarifaire. Un tel ajustement permettrait, en particulier, de prendre en compte des évolutions réglementaires impliquant de nouveaux investissements conséquents ou une réévaluation de la trajectoire d'investissements si les dépenses d'investissement réelles se révèlent très inférieures aux prévisions.

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

Les tarifs 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. Un mécanisme de correction a posteriori, le CRCP, a été introduit par le tarif ATRD3 afin de prendre en compte les écarts entre les charges et les produits réellement constatés, et les charges et les produits prévisionnels sur des postes peu prévisibles par GrDF et préalablement identifiés.

Le CRCP est alimenté à intervalles réguliers par tout ou partie des écarts de coûts ou de revenus constatés sur des postes prédéfinis. L'apurement du solde de ce compte s'opère annuellement au 1^{er} juillet de chaque année de manière automatique par une diminution ou une augmentation des revenus à recouvrer par les tarifs, limitée à 2 % en valeur absolue. Afin d'assurer la neutralité financière du mécanisme, un taux d'intérêt s'applique au solde du compte.

La CRE décide de conserver le mécanisme de CRCP existant, tout en faisant évoluer les postes de charges et de revenus couverts par ce mécanisme. Les postes du CRCP sont les suivants :

- 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 hypothèses de charges de capital incluses dans le revenu à recouvrer par le tarif à partir de 2013 seront corrigées de l'inflation réelle constatée lors de l'apurement du poste. En outre, ce poste prendra en compte les incitations financières générées par le mécanisme d'incitation à la maîtrise des coûts des programmes d'investissement (cf. paragraphe A.1.2) ;

- les charges d'achat de gaz supportées par GrDF pour couvrir les pertes de gaz et différences diverses, ainsi que les comptes d'écart fournisseurs et les comptes inter-opérateurs entre GrDF et les gestionnaires de réseaux de transport (GRT), couverts à 80 %. En cas de variation du prix d'achat du gaz sur le marché pour couvrir les pertes et différences diverses supérieure à 5 %, le montant de référence retenu pour les charges d'achat de gaz sera revu ;
- 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 ;
- les évolutions de charges de GrDF résultant d'une révision des clés de répartition des coûts du service commun partagé entre ERDF et GrDF, couvertes à 100 %, sous réserve d'une compensation intégrale, simultanée et de signe opposé de cette révision dans le tarif d'utilisation du réseau de distribution d'électricité d'ERDF ;
- les revenus perçus par GrDF sur les prestations catalogue en cas d'une évolution des prix des prestations en cours de période tarifaire différente de celle issue des formules d'indexation mentionnées dans le catalogue des prestations, couverts à 100 %.

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 conséquences financières des audits conduits par la CRE seront prises en compte au CRCP.

3. Clause de rendez-vous au bout de deux ans

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

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

4. Régulation incitative de la qualité de service

Afin d'assurer le maintien et l'amélioration du niveau de qualité de service offert par GrDF, un mécanisme de régulation incitative de la qualité de service a été mis en place par le tarif ATRD3.

La présente décision tarifaire reconduit le mécanisme actuel de suivi de la qualité de service de GrDF en procédant à des ajustements visant à la fois à une simplification du mécanisme et à une extension des incitations financières à des indicateurs concernant la qualité du service rendu aux consommateurs finals.

Ces ajustements reposent sur le retour d'expérience du mécanisme entré en vigueur le 1^{er} juillet 2008 et adapté le 1^{er} juillet de chaque année, sur les travaux menés dans le cadre du Groupe de Travail Gaz (GTG), qui ont permis d'identifier de nouveaux axes d'amélioration des processus de GrDF, importants pour le bon fonctionnement du marché, et, enfin, sur les conclusions de l'audit du suivi de la qualité de service de GrDF mené fin 2010 par un cabinet externe pour le compte de la CRE. Ces modifications sont les suivantes :

- mise en œuvre d'incitations financières pour cinq indicateurs, dès le 1^{er} juillet 2012 pour le suivi des taux de réalisation des prestations de mise en service, de mise hors service et de raccordement dans les délais convenus ainsi que pour le suivi du taux de relèves semestrielles sur index réels, et, à compter du 1^{er} juillet 2013, pour le suivi du taux d'index rectifiés ;
- suppression de onze indicateurs ne faisant pas l'objet d'incitation financière, qui ne sont plus jugés pertinents ou sont redondants avec d'autres indicateurs existants ou nouvellement introduits. Les indicateurs supprimés sont les suivants :
 - le suivi des délais de réalisation et des taux de réalisation dans le délai catalogue des prestations de mise en service, de mise hors service et de raccordement ;
 - le montant des indemnités ou pénalités générées par les indicateurs de suivi des délais de traitement des réclamations des fournisseurs ou de clients et par l'indicateur de suivi des rendez-vous non-tenus du fait de GrDF ;
 - les indicateurs relatifs aux rendez-vous non respectés par le client final ainsi que celui relatif aux émissions de gaz à effet de serre dans l'atmosphère, redondant avec un autre indicateur ;
- modification de quatre indicateurs existants afin de mieux suivre la qualité du service rendu par l'opérateur sur les domaines associés :
 - l'automatisation de la détection par GrDF des rendez-vous non respectés de son fait, à compter du 1^{er} juillet 2013, a minima sur les principales interventions ;
 - le suivi du taux d'index rectifiés, qui se substitue à l'indicateur mesurant le nombre de prestations de vérification de données de comptage aboutissant à une correction d'index réel ;
 - le suivi du délai moyen de réalisation d'un changement de fournisseur, qui se substitue à l'indicateur mesurant les délais de réalisation d'un changement de fournisseur ;
 - le suivi du taux de changements de fournisseur réalisés dans les délais demandés, qui se substitue à l'indicateur mesurant le taux de changements de fournisseur réalisés dans le délai catalogue ;
- réévaluation des montants des incitations financières et des niveaux des objectifs actuellement en vigueur sur la base des résultats atteints par les indicateurs dans le passé.

Par ailleurs, la CRE estime que certaines demandes d'évolution du mécanisme de qualité de service exprimées par les contributeurs à la consultation publique sur le tarif ATRD4 doivent être instruites dans le cadre des travaux du GTG avant leur mise en œuvre dans le tarif. Il en est ainsi du suivi de la qualité des réponses fournies par GrDF à la suite de réclamations et du suivi des délais de coupure pour impayés.

La CRE pourra décider au cours de la période tarifaire du tarif ATRD4 d'évolutions du dispositif de régulation de la qualité de service, sur la base d'un retour d'expérience suffisant, en particulier 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.

5. Cadre de régulation du projet de comptage évolué

Le tarif ATRD4 couvre les coûts liés au projet de comptage évolué de GrDF conformément aux orientations précisées dans la délibération de la CRE du 21 juillet 2011 portant proposition d'approbation du lancement de la phase de construction du projet de GrDF :

- les immobilisations en cours de la phase de construction sont rémunérées au coût de la dette ;
- les charges d'exploitation à compter du 1^{er} juillet 2011 sont prises en compte ;
- si le projet n'est finalement pas déployé et que la décision de non-déploiement n'est pas imputable à GrDF, les coûts échoués de la phase de construction seront couverts par le tarif de GrDF à leur valeur nette comptable.

Si une décision de déploiement généralisé est prise en cours de période tarifaire, la CRE prendra une délibération tarifaire modificative afin de prendre en compte les coûts et les gains prévisionnels du projet à compter de cette décision et de définir le cadre de régulation spécifique au projet de comptage évolué de GrDF.

Conformément aux orientations données par la délibération du 21 juillet 2011, ce cadre de régulation incitera GrDF :

- à maîtriser sur la durée les coûts d'investissement et les gains de fonctionnement attendus ;
- à garantir le niveau de performance attendu du système global sur toute la chaîne de traitement des index ;
- à respecter le planning de déploiement.

6. Synthèse

La présente décision tarifaire, applicable à compter du 1^{er} juillet 2012, définit un tarif pour GrDF conçu pour s'appliquer pour une durée d'environ quatre ans.

La grille tarifaire évolue le 1^{er} juillet de chaque année, à compter du 1^{er} juillet 2013, en appliquant au tarif en vigueur le pourcentage de variation suivant :

$$Z = IPC - X + k$$

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 (référéncé INSEE 641194) ;
- X : facteur d'évolution annuel sur la grille tarifaire, en pourcentage ;
- 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 - X - 2 %) et (IPC - X + 2 %).

B. Niveau des charges à couvrir

1. Charges d'exploitation

L'article L.452-1 du Code de l'énergie dispose que « *les tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel et des installations de gaz naturel liquéfié, [...], sont établis de manière transparente et non discriminatoire afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par ces gestionnaires, dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau ou d'installations efficace. [...]. Figurent notamment parmi ces coûts les dépenses d'exploitation, de recherche et de développement nécessaires à la sécurité du réseau et à la maîtrise de la qualité du gaz naturel injecté ou soutiré ainsi que la partie du coût des extensions de réseaux restant à la charge des distributeurs.* »

Conformément à cet article du Code de l'énergie, les charges d'exploitation à couvrir ont été déterminées par la CRE à partir de l'ensemble des coûts nécessaires au fonctionnement du réseau de distribution, tels qu'ils ont été communiqués à la CRE par GrDF et tels qu'ils apparaissent dans la comptabilité de l'opérateur.

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

- sur les données issues des comptes de GrDF pour les années 2008, 2009 et 2010 ;
- sur les hypothèses d'évolution des dépenses pour les années 2011 à 2015 communiquées par GrDF ;
- sur les résultats d'un audit des charges d'exploitation de GrDF pour les exercices 2008 à 2015 et d'une comparaison internationale avec d'autres opérateurs comparables.

La CRE a analysé en détail l'ensemble des postes de charges présentés par GrDF pour la période 2012-2015 pour s'assurer qu'ils correspondent à ceux d'un opérateur efficace. Elle a pris en compte l'intégralité des demandes de GrDF en ce qui concerne les charges de personnel, de sécurité et celles relatives à la promotion de l'usage du gaz, les analyses ayant montré que ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace. Elle a procédé à des révisions des hypothèses retenues sur certains autres postes.

1.1. Evolution des charges d'exploitation

Les principales évolutions de périmètre des charges d'exploitation, à couvrir par le tarif de GrDF, ainsi que les principales révisions des demandes de GrDF décidées par la CRE, concernent les postes décrits ci-dessous.

a) Dépenses liées au plan anti-endommagement des réseaux

A la suite des accidents de Bondy en 2007 et de Lyon en 2008, une réforme a été engagée par les pouvoirs publics afin de renforcer la sécurité des chantiers à proximité des réseaux de gaz. La nouvelle réglementation sur les travaux à proximité des ouvrages, ou plan « anti-endommagement » des réseaux, a pour finalité de réduire le nombre et les conséquences des accidents pouvant survenir à l'occasion des travaux en sous-sol par :

- la mise en place d'un guichet unique permettant à chaque déclarant de travaux de connaître les opérateurs de réseaux concernés par un chantier puis d'effectuer sa DT-DICT¹ ;
- le renforcement des mesures de sécurité des travaux à proximité des réseaux : amélioration de la cartographie des réseaux, renforcement en matière de sécurité des compétences du personnel des entreprises de travaux et clarification des responsabilités entre maître d'ouvrage, entreprises de travaux et exploitants des réseaux ;
- la mise en œuvre de nouvelles règles d'intervention après endommagement d'un ouvrage, renforçant la synergie entre les opérateurs de réseaux et les services de secours.

GrDF estime le coût de ces actions à :

- 145 M€ de charges d'exploitation sur la période 2012-2015, correspondant essentiellement à des charges de personnel (principalement au titre du renforcement des mesures de sécurité des travaux à proximité des réseaux) ;
- 280 M€ d'investissements sur la période 2012-2015.

Après analyse, la CRE considère que ces dépenses nouvelles présentées par GrDF répondent aux évolutions de la réglementation et retient l'intégralité des demandes de GrDF dans le tarif ATRD4.

¹ Déclaration de projet de travaux – Déclaration d'intention de commencement de travaux

b) Dépenses de promotion de l'usage du gaz

Le tarif ATRD3 prévoyait la couverture des dépenses de GrDF en faveur de la densification de son réseau (dépenses dites de « promotion de l'usage du gaz ») à hauteur de 27 M€ par an. Ces actions (aides financières au développement destinées aux promoteurs et constructeurs de maisons individuelles, actions d'animation de la filière gaz), en favorisant l'acquisition de nouveaux clients sur les réseaux de distribution existants, contribuent à diminuer le coût moyen d'acheminement pour l'ensemble des consommateurs.

Le budget annuel de 27 M€ prévu par le tarif ATRD3 a été entièrement utilisé par GrDF, voire dépassé certaines années.

La CRE considère que les actions de promotion de l'usage du gaz menées depuis 2008 ont eu des résultats probants. L'essentiel de ces actions a porté sur le marché « résidentiel » et, en particulier, sur le marché « résidentiel groupé neuf », pour lequel la part de marché du gaz naturel dans les constructions neuves augmente sensiblement à partir de 2009. Les résultats sont moins significatifs dans les autres secteurs (résidentiel diffus, tertiaire et industrie) pour lesquels peu d'actions ont été menées par l'opérateur.

Dans le cadre de la consultation publique sur le tarif ATRD4 menée par la CRE fin 2011, une majorité de fournisseurs se sont prononcés en faveur d'une poursuite de ces actions par GrDF, sous réserve qu'un suivi plus précis des résultats obtenus soit mis en place et que les actions prévues soient menées de manière non discriminatoire et concertée avec l'ensemble des fournisseurs.

En conséquence, la présente décision tarifaire prévoit un renforcement des actions de GrDF relatives à la promotion de l'usage du gaz, pour un montant annuel de 45 M€. Cette augmentation de budget devra notamment permettre d'orienter davantage les efforts sur les secteurs résidentiel diffus, tertiaire et industriel.

La prise en compte de ces dépenses est assortie de la mise en place d'un mécanisme de régulation incitant l'opérateur à atteindre les résultats attendus des actions de promotion de l'usage du gaz (cf. paragraphe C2).

GrDF présentera chaque année aux acteurs de marché, dans le cadre du GTG, l'état d'avancement du plan d'actions mis en œuvre dans ce domaine, ainsi que le bilan des actions qui auront été menées.

c) Charges centrales

Les charges centrales sont composées des charges de statut et des charges de siège (« management fees »).

Les charges de statut correspondent à des charges liées au personnel (1 % CCAS et le tarif agents). La CRE a retenu pour la période 2012-2015 les données estimées pour 2011 par GrDF (117 M€) et réévaluées de l'inflation.

S'agissant des charges de siège, la CRE a exclu les charges relatives aux frais de communication, de stratégie et de Présidence ainsi que la prise en compte d'une marge. La CRE rappelle que les frais de siège doivent trouver une contrepartie au titre des services rendus par la maison mère à sa filiale et a de ce fait également revu les niveaux de certains postes constitutifs des frais de siège. Par conséquent, la CRE retient un niveau de 28 M€ en 2012, alors que GrDF demandait 53 M€.

La CRE considère qu'en application du principe d'indépendance des gestionnaires de réseaux, GrDF doit s'organiser pour l'accomplissement de services qui restent aujourd'hui facturés par le Groupe au titre de frais de siège. La CRE prévoit ainsi une réduction progressive supplémentaire des charges de siège, par rapport au niveau retenu pour l'année 2012, de 5 M€ pour 2013, 10 M€ pour 2014 et 15 M€ pour 2015.

d) Evolution des charges de personnel

GrDF a identifié un certain nombre d'évolutions fiscales ou sociales susceptibles de lui occasionner des surcoûts significatifs dès 2012. A ce stade, les principales évolutions attendues par l'opérateur sont les suivantes :

- l'augmentation du taux des cotisations maladie et l'élargissement de leur assiette de calcul ;
- l'élargissement de l'assiette de calcul du Fonds National d'Aide au Logement (FNAL) ;

- l'instauration d'une prime de partage des profits ;
- le passage du taux de Régime Supplémentaire de Retraite (RSR) de 1 à 2 % au 1^{er} janvier 2012.

A ce stade, la meilleure estimation par GrDF du surcoût total éventuel de ces évolutions sur ses charges d'exploitation s'élève à environ 25 M€ par an dès 2012. La CRE a pris en compte les prévisions de GrDF concernant les charges de personnel qui intègrent ces évolutions, à l'exception de la prime de partage des profits, estimée à 6 M€ pour 2012, qui relève d'une décision discrétionnaire de l'actionnaire.

e) Coût des prestations informatiques

GrDF a fait des efforts importants pour mettre en place son propre système d'information (SI), indépendant de celui du groupe GDF Suez, ce qui est réalisé totalement depuis mi-2011. Le suivi des indicateurs de qualité de service montre que les SI de GrDF fonctionnent aujourd'hui de façon satisfaisante.

Toutefois, l'audit des charges d'exploitation mené en 2011 conclut que le niveau des dépenses informatiques prévu par l'opérateur sur la période 2012-2015 pourrait être optimisé. GrDF fait notamment appel pour une partie de ses besoins en prestations informatiques au groupe GDF Suez, dont les prix sont plus élevés que ceux du marché. L'audit recommande une réduction de ces dépenses d'environ 29 M€ au total sur la période 2012-2015, sur un total de 512,8 M€ de dépenses informatiques et télécom.

Conformément à cette recommandation, la CRE a réévalué la trajectoire des coûts des prestations informatiques de GrDF sur la période à partir de 2013. La CRE prévoit ainsi une réduction de 8 M€ pour 2013, 9,2 M€ pour 2014 et 11,6 M€ pour 2015. Cette réduction est progressive afin de permettre à l'opérateur de s'organiser pour améliorer son efficacité.

f) Production immobilisée

Les ressources internes de GrDF affectées aux investissements concernent principalement les effectifs de personnel ainsi que les achats de matériel. Cette production immobilisée représente un montant total d'environ 845 M€ sur la période 2012-2015. Sur cette période, la trajectoire retenue par GrDF résulte, d'une part, de son programme d'investissement prévisionnel, et, d'autre part, des hypothèses de taux d'affectation du personnel de GrDF à ses investissements.

L'audit des charges d'exploitation mené en 2011 conclut, sur la base des taux constatés lors de la période tarifaire du tarif ATRD3, à une révision des hypothèses de taux d'affectation retenues par GrDF dans sa trajectoire pour la partie main d'œuvre sur la période 2012-2015 afin que ces hypothèses soient cohérentes avec les évolutions constatées dans le passé.

Conformément à cette recommandation, la CRE a réévalué la trajectoire de production immobilisée² de GrDF sur la période 2012-2015, avec une révision à la baisse de 0,8 M€ pour 2012, puis des révisions à la hausse de 3,2 M€ pour 2013, 7,7 M€ pour 2014 et 8,2 M€ pour 2015.

g) Dépenses et recettes liées aux injections de biométhane

Les perspectives d'injection de biométhane sur le réseau de distribution sont estimées par GrDF entre 3 et 9 TWh par an à l'horizon 2020. GrDF étudie actuellement 255 projets qui représentent environ 3,8 TWh par an. GrDF estime qu'environ 110 projets pourraient aboutir sur la période 2012-2016, représentant 1,7 TWh par an.

Dans sa délibération du 15 décembre 2011 portant décision sur l'évolution des catalogues des prestations annexes des gestionnaires de réseaux de distribution de gaz naturel, la CRE a intégré dans le catalogue de prestations de GrDF en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2012 les prestations nécessaires à l'injection de biométhane sur les réseaux de distribution (études, raccordement, analyse de la qualité du biométhane).

Au total, GrDF a prévu d'investir 26,3 M€ entre 2012 et 2015 au titre du biométhane. Le montant des recettes de ces prestations est estimé par GrDF à environ 0,5 M€ en 2012 et 8,3 M€ en 2015.

² Ce poste vient en déduction des charges brutes d'exploitation
13/51

h) 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 et aux agressions des ouvrages en service lors de travaux ;
- de la marge d'imprécision du 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 conversion des volumes lus sur les compteurs en énergie ;
- 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.

Depuis le 1^{er} juillet 2008, GrDF achète le gaz nécessaire pour couvrir les pertes et différences diverses sur le marché, après une procédure de mise en concurrence. A la suite des analyses réalisées sur le volume des pertes de l'opérateur et sur l'évolution des comptes d'écart distribution, notamment dans le cadre du GTG, GrDF a revu son estimation du volume de ses pertes et différences diverses à environ 0,73 % des quantités acheminées, soit environ 2,4 TWh par an. Ces quantités seront achetées suivant un profil correspondant à la saisonnalité des pertes, conformément aux travaux menés en GTG.

La CRE, après analyse, a pris en compte la proposition de GrDF.

1.2. Trajectoire prévisionnelle des charges nettes d'exploitation sur la période 2012-2015

L'article L.452-3 du Code de l'énergie dispose que les délibérations de la CRE sur les tarifs d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel « [...] peuvent prévoir un encadrement pluriannuel de l'évolution des tarifs ainsi que des mesures incitatives appropriées à court ou long terme pour encourager les opérateurs à améliorer leurs performances liées, notamment, [...] à la recherche d'efforts de productivité. »

La CRE a analysé en détail la trajectoire d'évolution des charges nettes d'exploitation pour les années 2013 à 2015. Elle a décidé de réviser cette trajectoire en incluant un effort de productivité supplémentaire représentant un montant total cumulé de 12 M€ sur ces trois années, portant sur une assiette de charges hors dépenses de personnel et de sécurité.

Compte tenu de ces éléments, la trajectoire des charges nettes d'exploitation retenue pour le tarif ATRD4 de GrDF correspond à une évolution des charges nettes d'exploitation d'un pourcentage annuel de variation égal à IPC – 1,3 % à partir du niveau retenu pour 2012, soit 1 452,4 M€.

En M€ courants	2012	2013	2014	2015
Charges nettes d'exploitation retenues pour le tarif	1 452,4	IPC – 1,3 %		

GrDF conservera la totalité des gains de productivité supplémentaires qui pourraient être réalisés, au lieu de 40 % dans le tarif ATRD3 (cf. paragraphe A.1.1).

2. Charges de capital normatives

Les charges de capital normatives 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 décision 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 de distribution de gaz naturel 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'investissement 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 BAR 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 BAR

Les actifs mis en service entre le 1^{er} janvier 2003 et le 31 décembre 2011 sont intégrés dans la BAR à leur valeur brute. Les investissements prévus à partir du 1^{er} janvier 2012 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 INSEE 641194 des prix à la consommation hors tabac pour la France entière ;
- 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 2012, la valeur de la BAR de GrDF est estimée à 14 112 M€.

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 décision 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 (Frontier Economics) concernant le coût du capital des infrastructures d'électricité et de gaz. 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 décision tarifaire, la CRE retient la valeur de 6 % (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 estimations pour chacun de ces paramètres figurent dans le tableau ci-dessous :

Taux sans risque réel*	2,20 %
Spread de la dette	0,60 %
Béta des actifs	0,46
Béta des fonds propres	0,76
Prime de marché	5,00 %
Levier (dette / dette + capitaux propres)	50,00 %
Taux IS	34,43 %
Coût de la dette**	2,8 %
Coût des fonds propres**	9,2 %
CMPC réel avant IS	6,0 %

*soit une hypothèse de taux sans risque nominal de 4,2%

**réel avant IS

Par rapport aux valeurs prises en compte pour définir le tarif de distribution en vigueur (ATRD3), les principales modifications portent sur :

- la diminution du bêta des actifs. Cette diminution reflète la réappréciation par la CRE du niveau du risque relatif de l'activité de distribution de gaz par rapport à l'ensemble du marché. La distribution de gaz reste en effet une activité à faible risque, à flux de trésorerie prévisibles, décorrélée en grande partie du marché des actions alors même que la crise financière s'est traduite par une matérialisation forte du risque sur les activités pour l'essentiel non régulées, représentatives de l'ensemble du marché. Cette évolution est cohérente avec la diminution du profil de risque de l'activité de distribution de gaz compte tenu de l'élargissement des postes éligibles au CRCP et de l'introduction d'une clause de rendez-vous à deux ans ;
- un taux sans risque réel de 2,2 %, ce qui correspond au maintien de l'hypothèse de taux sans risque nominal par rapport au tarif ATRD3 (4,2 %) ;
- l'accroissement du spread de la dette et de la prime de risque marché ;
- une hypothèse de levier (dette / (dette + capitaux propres)) en ligne avec les pratiques européennes.

2.3. Programme d'investissements

La chronique des investissements réalisés en 2008 et 2010 et des prévisions d'investissements pour la période 2011-2016 retenue pour le calcul des charges de capital est la suivante :

En M€ courants	Réalisés			Estimés	Prévisions				
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Investissements	659,0	726,9	632,7	672,3	677,4	704,2	711,7	756,5	752,8

Sur la période 2011-2016, les investissements prévus par GrDF augmentent en moyenne de 2,3 % par an en euros courants. Les investissements dans les canalisations représentent 73 % du total des investissements.

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 nettes d'exploitation

Les charges nettes d'exploitation à couvrir par le tarif ATRD4 sont obtenues en déduisant les prévisions de recettes accessoires perçues indépendamment du tarif d'utilisation des réseaux de distribution et les prévisions de production stockée et immobilisée des charges brutes d'exploitation de GrDF.

Les charges nettes d'exploitation retenues pour 2012 sont les suivantes :

En M€ courants	2012
Charges d'exploitation brutes (1)	1 982,5
Produits d'exploitation à déduire (2)	530,1
Charges nettes d'exploitation (3) = (1) – (2)	1 452,4

La trajectoire prévisionnelle de charges nettes d'exploitation prise en compte par la CRE est fondée sur une évolution d'un pourcentage annuel de variation égal à IPC – 1,3 % à compter de 2013, à partir de la valeur retenue pour l'année 2012, soit 1 452,4 M€.

3.2. Charges de capital normatives

Les montants prévisionnels de la BAR de GrDF sont les suivants :

En M€ courants	2012	2013	2014	2015	2016
BAR au 1/1/n	14 112,2	14 366,3	14 628,3	14 873,3	15 141,0
Investissements nets	677,4	704,2	711,7	756,5	752,8
Amortissement	-686,8	-710,1	-739,2	-766,1	-791,4
Réévaluation	263,5	267,9	272,4	277,3	282,1
BAR au 31/12/n	14 366,3	14 628,3	14 873,3	15 141,0	15 384,6

Les montants prévisionnels des charges de capital normatives sont les suivants :

En M€ courants	2012	2013	2014	2015	2016
Rémunération de la BAR	867,1*	883,5*	898,5	914,5	930,4
Amortissement	686,8	710,1	739,2	766,1	791,4
Total	1 553,9	1 593,5	1 637,6	1 680,5	1 721,7

* : y compris la rémunération au coût de la dette des immobilisations en cours relatives aux investissements de la phase de construction du projet de comptage évolué de GrDF

3.3. Prise en compte du solde du CRCP du tarif ATRD3

Le montant total estimé du solde du CRCP de GrDF pour l'année 2011 à prendre en compte dans le calcul du revenu autorisé s'élève à + 214,7 M€₂₀₁₁ et se décompose de la manière suivante :

Composantes du CRCP du tarif ATRD3	Montant (M€ ₂₀₁₁)
Montant du CRCP de l'année 2011 :	+ 267,9 M€
• Charges de capital (couvertes à 100 %)	+ 9,1 M€
• Revenus perçus sur les termes tarifaires proportionnels aux quantités de gaz acheminées (couverts à 100 %)	+ 265,3 M€
• Charges d'achat de gaz pour couvrir les pertes de gaz et différences diverses, ainsi que les comptes d'écarts (couverts à 90 %)	- 3,3 M€
• Pénalités perçues par GrDF pour les dépassements de capacités souscrites pour les clients bénéficiant des options T4 et TP (couverts à 100 %)	- 5,4 M€
• Incitations financières générées par le mécanisme de régulation incitative de la qualité de service (couverts à 100 %)	+ 2,2 M€
Reste du solde du CRCP de l'année 2010 non apuré au 1 ^{er} juillet 2011	- 53,2 M€
Solde total	+214,7 M€

La contribution principale au CRCP de l'année 2011 est le poste portant sur les revenus liés aux volumes de gaz distribués. L'année 2011 ayant été exceptionnellement chaude, les quantités distribuées se sont élevées à 286,2 TWh (valeur provisoire) alors que la trajectoire tarifaire prévoyait 338,0 TWh. Il en résulte un écart de revenu égal à 265,3 M€.

Le solde du CRCP pour l'année 2011, soit 214,7 M€, sera apuré sur une période de quatre ans, avec des annuités constantes. Conformément à l'arrêté du 2 juin 2008 approuvant la proposition tarifaire de la CRE du 28 février 2008, un taux d'intérêt égal à 4,2 % s'applique annuellement aux montants des soldes du CRCP du tarif ATRD3.

Ce résultat se traduit par une augmentation des charges à recouvrer par le futur tarif de GrDF de 60,7 M€ par an.

3.4. Revenu autorisé pour l'année 2012

Le revenu autorisé pour l'année 2012 est égal à la somme des charges nettes d'exploitation, des charges de capital normatives et de l'annuité du solde du CRCP du tarif ATRD3 pour l'année 2011 à apurer, telles qu'elles résultent des principes de calcul exposés ci-avant. Il se décompose de la façon suivante :

En M€ courants	2012
Charges nettes d'exploitation	1 452,4
Charges de capital normatives	1 553,9
Apurement du CRCP de l'année 2011	60,7
Revenu autorisé	3 067,0

C. Hypothèses de quantités distribuées et de nombre de clients desservis

1. Trajectoires retenues pour le tarif ATRD4

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

Le tarif ATRD3 en vigueur prévoyait sur la période 2008-2012 une augmentation moyenne des quantités distribuées de 0,7 % par an à climat moyen et une hausse moyenne du nombre de clients finals raccordés au réseau de distribution de 0,6 % par an.

Les quantités effectivement distribuées à climat moyen, ainsi que le nombre de clients finals réellement raccordés, se sont révélés inférieurs aux prévisions. Sur la période 2008-2010, les quantités de gaz naturel effectivement acheminées à climat moyen et le nombre de clients finals réellement raccordés ont baissé en moyenne respectivement de -0,8 % par an et de -0,2 % par an. Au final en 2010, les écarts entre les prévisions tarifaires et les réalisations pour les quantités acheminées à climat moyen et le nombre de clients raccordés sont respectivement de -2,4 % et de -1,5 %.

La baisse de la consommation constatée s'explique principalement par l'amélioration de l'efficacité énergétique dans le secteur résidentiel et la baisse du nombre de clients raccordés au gaz. La baisse du nombre de clients est due notamment à la concurrence des autres modes de chauffage et de cuisson et au recours plus fréquent des fournisseurs de gaz aux coupures pour impayés.

La perspective d'un maintien de ce contexte énergétique, associée à une réglementation thermique plus contraignante que par le passé en termes de maîtrise de la demande de l'énergie, conduit GrDF à proposer pour la période tarifaire du tarif ATRD4 des hypothèses légèrement baissières pour les quantités distribuées (-0,5 % par an) et pour le nombre de clients raccordés (-0,3 % par an). Ces hypothèses prennent en compte les résultats des actions de promotion de l'usage du gaz, qui, malgré les bénéfices attendus (et déjà constatés en particulier sur le marché « résidentiel groupé neuf » depuis 2009), ne permettront pas de compenser entièrement ces effets.

La CRE retient les hypothèses proposées par GrDF. En revanche, la CRE ne retient pas la demande de GrDF de recalage à la baisse du modèle de correction climatique (-7,8 TWh) et de la référence climatique (-6,8 TWh). La présente décision tarifaire est donc fondée sur le même modèle de correction climatique et sur la même référence climatique que ceux utilisés pour le tarif ATRD3.

Compte tenu des hypothèses détaillées plus haut, la quantité prévisionnelle de gaz naturel distribué pour l'année 2012 à climat moyen est inférieure d'environ 15,2 TWh à la prévision utilisée pour le tarif ATRD3.

Les hypothèses de quantités distribuées et de nombre de clients raccordés retenues par la CRE sont les suivantes :

	Réalisé 2010	Estimé 2011	Prévision ATRD3 2012	Prévision ATRD4 2012	Taux de croissance prévisionnel par rapport à l'année précédente			
					2013	2014	2015	2016
Nombre moyen de clients au cours de l'année	11 190 757	11 133 006	11 370 213	11 082 226	-0,47%	-0,39%	-0,29%	-0,22%
Consommation à climat moyen (en TWh)	348,2 ³	286,2 ³	342,1	326,9	-0,84%	-0,52%	-0,50%	-0,07%

2. Incitation à l'atteinte des objectifs associés aux actions de promotion de l'usage du gaz

De façon à s'assurer que l'accroissement des dépenses liées aux actions de promotion de l'usage du gaz par rapport au budget couvert par le tarif ATRD3 se traduit, au final, par une baisse (ou une moindre hausse) du tarif de GrDF, la CRE met en place un mécanisme incitant financièrement GrDF à atteindre les résultats attendus de ces actions.

Une très large majorité de fournisseurs se sont déclarés favorables à l'introduction d'un tel mécanisme dans le cadre de la consultation publique menée par la CRE fin 2011 sur le tarif ATRD4.

Ce mécanisme de régulation incitative est constitué de deux indicateurs de résultats, qui doivent traduire la capacité de GrDF, par le biais des actions de promotion de l'usage du gaz qu'il mènera, à raccorder au gaz de nouveaux clients sur chacun des marchés concernés. Les indicateurs sont les suivants :

- le cumul de nouveaux logements chauffés au gaz, pour le marché « résidentiel » ;
- le cumul de nouveaux clients, pour les marchés « tertiaire et industrie ».

Sur le marché « résidentiel », la prise en compte d'un indicateur portant sur le cumul de nouveaux logements plutôt que sur un cumul de points de livraison vient du fait que les nouveaux clients raccordés bénéficient fréquemment d'un chauffage collectif.

En cas de non-atteinte des trajectoires prévisionnelles définies dans le cadre de ce tarif sur chacun de ces deux indicateurs, en fin de période tarifaire, la pénalité pour l'opérateur pourra aller jusqu'à 30 M€ (soit la moitié du budget supplémentaire accordé par la CRE dans le tarif ATRD4 par rapport au réalisé 2010).

D. Trajectoire du tarif de GrDF

La trajectoire d'évolution de la grille tarifaire du tarif ATRD4 de GrDF se déduit de la trajectoire prévisionnelle de revenu autorisé de l'opérateur et des hypothèses de quantités distribuées et de nombre de clients desservis. Cette trajectoire est la suivante :

- une hausse du tarif de GrDF de 8,0 % au 1^{er} juillet 2012 ;
- une évolution de la grille tarifaire de GrDF, au 1^{er} juillet de chaque année, à compter du 1^{er} juillet 2013, en appliquant au tarif en vigueur le pourcentage de variation suivant :

$$Z = IPC - X + k$$

³ Consommations à climat réel

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 (référéncé INSEE 641194) ;
- X : facteur d'évolution annuel sur la grille tarifaire égal à - 0,2 % ;
- 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 – 1,8 %) et (IPC + 2,2 %).

E. Structure du tarif

1. Continuité de la structure tarifaire existante

Les tarifs d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel concernent plus de 11 millions de clients finals. Pour permettre une ouverture réelle du marché du gaz en France, ces tarifs doivent être simples et lisibles. Pour le présent tarif, la CRE a retenu, dans la continuité du tarif ATRD3, les principes généraux suivants :

- la péréquation géographique pour chaque GRD (désormais, ce principe ne s'applique que pour les concessions autres que celles concédées en application des dispositions de l'article L.432-6 du Code de l'énergie) ;
- une structure tarifaire composée de quatre options tarifaires principales correspondant aux segments de clientèle suivants :
 - option binôme T1 : consommation annuelle de 0 à 6 000 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.

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 ;

- une option tarifaire spéciale, dite « tarif de proximité » (option trinôme TP), réservée aux clients finals ayant la possibilité réglementaire de se raccorder directement à un réseau de transport de gaz naturel ;
- 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 ;
- un mécanisme de pénalisation des dépassements de capacité souscrite pour les options tarifaires T4 et TP.

La CRE a proposé, dans la consultation publique sur le tarif ATRD4, d'abaisser le seuil entre les options tarifaires T1 et T2 de 6 à 4 MWh, ce qui aurait eu pour avantage de continuer à associer de façon automatique l'option tarifaire T1 avec le profil P011⁴ et l'option tarifaire T2 avec le profil P012⁵.

La CRE n'a finalement pas retenu l'abaissement du seuil entre les options T1 et T2, car cela aurait induit une hausse significative de la facture de gaz (pouvant aller jusqu'à 10 %) pour environ 500 000 clients, sans pour autant mieux refléter les coûts causés par ces clients.

⁴ Profil estimant la consommation des clients dits « plats » (consommation annuelle de référence comprise entre 0 et 6 MWh par an et peu dépendante du climat, car liée principalement à la cuisson et à l'eau chaude)

⁵ Profil estimant la consommation des clients dits « chauffage » (consommation annuelle de référence comprise entre 6 et 300 MWh par an et fortement dépendante du climat)

La CRE considère toutefois qu'il est possible de procéder à la modification des profils P011 et P012, si le GTG en décide ainsi.

2. Modalités de facturation des clients ne disposant pas de compteur individuel

L'article 2 de l'arrêté du 2 juillet 2007 relatif aux factures de fourniture d'électricité ou de gaz naturel dispose que la facture de gaz naturel est « établie au moins une fois par an en fonction de l'énergie effectivement consommée ».

En 2010, environ 150 000 logements ne disposaient pas de compteur et étaient donc facturés au forfait (5 000 logements au forfait individuel et 145 000 au forfait collectif). Du fait de la faible consommation de ces clients, le coût complet de travaux et de pose d'un compteur, de l'ordre de 500 à 600 € par compteur, ne permet pas la pose d'un compteur pour chaque logement concerné. Pour se conformer aux dispositions de l'arrêté susmentionné, GrDF a décidé de poser des compteurs au pied des conduites montantes pour l'ensemble des immeubles concernés, soit environ 7 000 compteurs pour les 145 000 logements collectifs, pour le 1^{er} juillet 2012.

Par ailleurs, la consommation annuelle de 1 163 kWh ayant servi à établir le forfait actuel a été réévaluée à la baisse à 660 kWh, conformément à la recommandation du Médiateur National de l'Energie (MNE).

Afin de prendre en compte ces évolutions, les modalités de facturation des clients ne disposant pas de compteur individuel retenues pour le tarif ATRD4 sont les suivantes :

- pour l'ensemble des clients finals d'un immeuble ou d'un groupement de logements ne disposant pas de compteur individuel mais disposant d'un compteur collectif et ayant souscrit collectivement un contrat de fourniture, un abonnement égal à celui de l'option T1 est facturé, appliqué au nombre de logements alimentés en gaz, et une part proportionnelle égale à celle de l'option tarifaire T1 est appliquée à la consommation de gaz mesurée par le compteur collectif ;
- pour un client ne disposant pas de compteur individuel ou collectif, un forfait réévalué à la baisse, sur la base d'une consommation de 660 kWh, est appliqué.

3. Traitement tarifaire des GRD de rang 2

Le présent tarif reconduit le traitement tarifaire des GRD de rang 2 établi dans l'arrêté du 24 juin 2009 approuvant les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel :

- 50 % des coûts d'acheminement, liés à l'application du tarif ATRD du GRD de rang 1, sont facturés par le GRD de rang 1 au GRD de rang 2. Cette valeur de 50 %, applicable quel que soit le GRD amont, correspond à la couverture :
 - des charges d'exploitation normatives, qui représentent en moyenne 47 % du tarif ATRD (charges d'exploitation / total des charges) ;
 - et d'une quote-part des charges de capital normatives au titre des renforcements futurs, représentant en moyenne 3 % du tarif ATRD ;
- la totalité des coûts de raccordement sur le réseau de rang 1 est facturée par le GRD de rang 1 au GRD de rang 2 ;
- les services annexes sont facturés en sus par le GRD de rang 1 au GRD de rang 2, en application du catalogue de prestations du GRD de rang 1.

En effet, un GRD de rang 2 est un utilisateur du réseau du GRD de rang 1 mais avec des caractéristiques particulières :

- il est délégataire de service public dans le cadre d'un contrat de concession. Il a en conséquence des obligations de service public ;
- en charge de l'exploitation d'un réseau de distribution, il achemine du gaz non pour sa propre consommation mais afin de permettre aux fournisseurs situés sur sa zone de desserte d'alimenter leurs clients ;
- sa présence est garantie sur le long terme, puisque les durées de concessions sont généralement de l'ordre de 30 ans.

Le GRD de rang 2 a, par conséquent, des relations spécifiques avec le GRD de rang 1, qui ne peuvent pas être traitées dans le cadre opérationnel et contractuel prévu pour les autres utilisateurs de réseau. Les particularités attachées à la situation des GRD de rang 2, ainsi que l'intérêt général résultant de l'amélioration du développement de la concurrence sur l'activité de distribution et sur l'activité de fourniture sur le territoire des nouvelles concessions, justifient l'existence d'une tarification spécifique pour les GRD de rang 2, dès lors que les principes d'égalité et de couverture des coûts sont respectés.

En outre, les dispositions du décret n°2008-740 du 28 juillet 2008 relatif au développement de la desserte gazière et aux extensions des réseaux publics de distribution de gaz naturel, applicables dans le cas général des raccordements de consommateurs de gaz, ne le sont pas en matière de raccordement des GRD de rang 2. En effet, les notions de territoire ou encore de client éligible que l'on trouve dans l'article 3 du décret ne correspondent pas à la situation des GRD de rang 2. Il résulte de ce qui précède que les dispositions du titre II du décret susmentionné ne s'appliquent qu'aux opérations d'extension d'un réseau, sur le territoire de la concession et ne peuvent donc être appliquées aux opérations de raccordement des GRD de rang 2.

TARIF D'UTILISATION DES RESEAUX PUBLICS DE DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL DE GRDF

A. Définitions et principes généraux

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, le fournisseur ou leur mandataire, tels que définis à l'article L.111-97 du code de l'énergie.

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 d'un réseau de distribution de gaz naturel directement raccordé au réseau de transport. Le GRD amont est dit « de rang 1 ».

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 le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GrDF

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

Les prestations dont le coût est couvert par le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution de GrDF 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 le GRD ;
 - première intervention chez le client pour assurer un dépannage ou une réparation en cas de manque de gaz ;
 - diagnostic des installations intérieures chômées depuis plus de six mois et actions de sensibilisation des clients et des acteurs de la filière gazière à la problématique de la sécurité des installations intérieures ;
- 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 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 l'ensemble des clients finals d'un immeuble ou d'un groupement de logements ne disposant pas de compteur individuel mais disposant d'un compteur collectif et ayant souscrit collectivement un contrat de fourniture, le tarif applicable est un binôme comprenant :

- un abonnement égal à celui de l'option tarifaire T1 appliqué au nombre de logements alimentés en gaz ;
- une part proportionnelle égale à celle de l'option tarifaire T1 appliquée à la consommation de gaz mesurée par le compteur collectif.

Pour les clients finals ne disposant pas de compteur individuel ou collectif, le tarif applicable est un forfait, calculé sur la base de l'option T1 et d'une consommation de 660 kWh par an.

Le 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 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 du 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 GrDF, pour satisfaire un besoin ponctuel et exceptionnel d'un consommateur final.

Le terme applicable à la souscription quotidienne de capacité journalière est égal 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 d'un réseau de distribution de gaz naturel directement raccordé au réseau de transport. Le GRD amont est dit « de rang 1 ».

D'un point de vue tarifaire et contractuel, le réseau de distribution du GRD 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.

50 % des coûts d'acheminement, liés à l'application du tarif ATRD du GRD de rang 1, sont facturés par le GRD de rang 1 au GRD de rang 2. Cette valeur de 50 % est applicable quel que soit le GRD amont.

La totalité des coûts de raccordement au réseau du GRD de rang 1 est facturée par le GRD de rang 1 au GRD de rang 2, soit :

- la totalité des coûts du branchement ;
- le cas échéant, la totalité des coûts du réseau d'amenée (également appelé « extension ») ;
- et, lorsqu'ils sont directement et immédiatement imputables au GRD de rang 2, la totalité des coûts de renforcement du réseau du GRD de rang 1 (ou à défaut, la quote-part des travaux imputable au GRD de rang 2 déterminée au prorata des débits de pointe).

Les services annexes sont facturés en sus par le GRD de rang 1 au GRD de rang 2, en application des catalogues des prestations du GRD de rang 1.

B. Tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GrDF

Le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GrDF, autres que ceux concédés en application des dispositions de l'article L.432-6 du Code de l'énergie, est péréqué à l'intérieur de la zone de desserte de GrDF.

Le tarif défini ci-dessous est conçu pour s'appliquer pour une durée d'environ quatre ans à compter du 1^{er} juillet 2012, avec un ajustement mécanique au 1^{er} juillet de chaque année.

1. Tarif péréqué de GrDF applicable du 1^{er} juillet 2012 au 30 juin 2013

Options tarifaires principales :

Pour les réseaux publics de distribution de gaz naturel à l'intérieur de la zone de desserte de GrDF, 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	30,96	24,57	
T2	119,64	7,23	
T3	679,92	5,07	
T4	13 737,72	0,71	178,68

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	32 049,96	89,16	58,44

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 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 mais disposant d'un compteur collectif :

Pour l'ensemble des clients finals d'un immeuble ou d'un groupement de logements ne disposant pas de compteur individuel mais disposant d'un compteur collectif et ayant souscrit collectivement un contrat de fourniture, un abonnement égal à celui de l'option tarifaire T1 est facturé, appliqué au nombre de logements alimentés en gaz, et une part proportionnelle égale à celle de l'option tarifaire T1 est appliquée à la consommation de gaz mesurée par le compteur collectif.

Clients sans compteur individuel ou compteur collectif :

Pour les clients finals ne disposant pas de compteur individuel ou collectif associé à un contrat de fourniture collectif, le tarif applicable est un forfait annuel de 47,16 €.

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.

2. Tarif péréqué de GrDF applicable à compter du 1^{er} juillet 2013

La grille tarifaire de GrDF est ajustée mécaniquement au 1^{er} juillet de chaque année A, à compter du 1^{er} juillet 2013, par l'application à l'ensemble des termes tarifaires en vigueur au 30 juin de l'année A, du pourcentage de variation suivant :

$$Z = IPC - X + k$$

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 entière⁶.

X est le facteur d'évolution annuel sur la grille tarifaire égal à - 0,2 %

k est l'évolution de la grille tarifaire, exprimée en pourcentage, résultant de l'apurement du solde du CRCP.

La grille tarifaire résultante est publiée par la CRE avant le 1^{er} juillet de chaque année au Journal officiel de la République française et transmise aux ministres chargés de l'énergie et de l'économie.

2.1. 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, d'inflation et d'immobilisations en cours relatives aux investissements de la phase de construction du projet de comptage évolué ;l'hypothèse de charges de capital incluse dans le revenu à recouvrer par le tarif, corrigée de

⁶ La variation annuelle moyenne sur l'année A-1 est égale au taux d'évolution en pourcentage de l'indice moyen annuel, correspondant à la moyenne arithmétique simple des 12 indices mensuels de l'année, soit de janvier à décembre, des prix à la consommation hors tabac pour l'ensemble des ménages France entière (série n°641194), entre les années A-2 et A-1.

		l'inflation réelle constatée à partir de l'année 2013. A ce solde s'ajoutent les incitations financières générées par le mécanisme d'incitation à la maîtrise des coûts des programmes d'investissement, hors investissements sécurité et cartographie.
Revenus perçus sur les termes tarifaires proportionnels 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.
Charges d'achat de gaz pour couvrir les pertes de gaz et différences diverses, ainsi que les comptes d'écart	80 %	Différence entre : <ul style="list-style-type: none"> le montant des charges d'achat de gaz et le solde des comptes d'écart fournisseurs et des comptes d'écart inter-opérateurs entre GrDF et les GRT, calculé ex-post sur la base des données réalisées ; l'hypothèse de charges d'achat de gaz. En cas de variation du prix d'achat du gaz sur le marché pour couvrir les pertes et différences diverses supérieure à 5 % par rapport au prix d'achat prévisionnel retenu dans la trajectoire tarifaire, le montant de référence retenu pour les charges d'achat de gaz sera revu.
Evolutions de charges résultant d'une révision des clés de répartition des coûts du service commun partagé entre ERDF et GrDF	100 %	Montant des évolutions de charges résultant d'une révision des clés de répartition des coûts du service commun, calculé ex-post sur la base des données réalisées. Ce montant est pris en compte sous réserve d'une compensation intégrale, simultanée et de signe opposé de cette révision dans le tarif d'utilisation du réseau de distribution d'électricité d'ERDF.
Revenus perçus sur les prestations catalogue en cas d'une évolution des prix de ces prestations différente de celle résultant des formules d'indexation mentionnées dans le catalogue de prestations	100 %	Différence entre : <ul style="list-style-type: none"> le revenu perçu par l'opérateur, calculé ex-post sur la base du nombre de prestations réalisées et des prix des prestations après évolution ; le revenu qu'aurait perçu l'opérateur si les prix n'avaient pas évolué, calculé ex-post sur la base du nombre de prestations réalisées et des prix des prestations qui auraient été appliqués selon les formules d'indexation mentionnées dans le catalogue des prestations.
Pénalités perçues par GrDF pour les dépassements de capacités souscrites pour les clients bénéficiant des options T4 et TP	100 %	Montant des pénalités facturées pendant la période considérée.
Incitations financières générées par le mécanisme de régulation incitative de 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.

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 % en valeur absolue, 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.

L'écart éventuel entre le solde définitif et le solde provisoire du CRCP de l'année 2011 défini dans ce tarif sera intégré au solde du CRCP de l'année 2012.

Pour l'année 2012, le calcul des écarts est effectué avec des seuils définis sur la base des données prévisionnelles du 1^{er} semestre 2012 précisées dans l'arrêté tarifaire du 2 juin 2008 et sur celles du 2nd semestre 2012 précisées dans la présente décision tarifaire.

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 décision tarifaire. Ce taux est fixé à 4,2 % par an, nominal, avant impôt et s'applique sur une période de :

- 18 mois pour les écarts constatés sur les années 2012, 2013, 2014 et 2015 ;
- 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 2015, des écarts estimés pour le 1^{er} semestre 2016 et des montants reportés au titre des années précédentes est pris en compte pour définir le tarif pour la période tarifaire suivante.

En complément, les conséquences financières des audits conduits par la CRE seront prises en compte au CRCP.

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

Prévisions de charges et de revenus soumis au mécanisme de CRCP :

En M€ courants	2012	2013	2014	2015	2016
Charges de capital (à corriger de l'inflation réelle constatée à partir de 2013)	1553,9	1593,5	1637,6	1680,5	1721,7
Charges d'achat de gaz pour couvrir les pertes et différences diverses	58,1	66,9	68,3	68,1	68,5

Prévisions de quantités de gaz acheminées (en MWh) :

Option tarifaire	2012	2013	2014	2015	2016
T1	5 961 037	5 981 963	6 018 639	6 106 987	6 248 137
T2	161 339 046	159 272 878	157 870 838	156 379 716	155 369 820
T3	97 663 860	97 376 945	97 384 355	97 263 969	97 635 017
T4	58 427 817	58 025 705	57 683 978	57 580 100	57 826 807

2.3. Autres valeurs de référence utilisées pour le calcul du terme k

Prévisions de nombre moyen annuel de clients raccordés :

Option tarifaire	2012	2013	2014	2015	2016
Forfait	77 000	3 000	2 000	1 000	1 000
T1	3 080 195	3 079 841	3 016 852	2 966 806	2 923 163
T2	7 817 653	7 839 177	7 859 105	7 877 897	7 896 296
T3	104 481	105 507	106 382	107 033	107 908
T4	2 839	2 862	2 880	2 905	2 926
TP	58	58	58	58	58

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

Option tarifaire	2012	2013	2014	2015	2016
T4	374 457	371 796	369 535	368 848	370 480
TP	20 185	20 185	20 185	20 185	20 185

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

Option tarifaire	2012	2013	2014	2015	2016
TP	41 703	41 703	41 703	41 703	41 703

2.4. 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.

3. Mécanisme d'incitation à la maîtrise des coûts des programmes d'investissement de GrDF hors investissements de sécurité et de cartographie

Le mécanisme d'incitation financière mis en œuvre s'applique aux écarts entre la trajectoire prévisionnelle de dépenses d'investissement, hors investissements de sécurité et de cartographie, prise en compte pour le tarif et les dépenses réelles de GrDF correspondantes, selon les modalités suivantes :

- chaque année, l'écart éventuel entre les dépenses d'investissement prévues et les dépenses d'investissement réelles de GrDF est calculé. Cet écart donne lieu à un calcul de charges de capital normatives d'une année, sur la base du CMPC du présent tarif et d'une durée normative d'amortissement de 40 ans ;
- 25 % de ce montant de charges de capital normatives vient en augmentation ou en diminution du montant des charges de capital calculées, respectivement en cas de dépenses réelles inférieures ou supérieures aux prévisions. Ce bonus (respectivement pénalité) est versé (respectivement repris) à GrDF via le poste de charges de capital du CRCP ;
- ce bonus ou pénalité n'est pris en compte que pour un an et est plafonné en valeur absolue à 2 M€ par an.

Un ajustement des trajectoires prévisionnelles de référence pourra être décidé par la CRE au cas par cas, notamment lors d'évolutions réglementaires impliquant de nouveaux investissements conséquents ou si les dépenses d'investissement réelles se révèlent en cours de période très inférieures aux prévisions.

La trajectoire d'investissements, hors investissements de sécurité et de cartographie, sur laquelle porte le mécanisme est la suivante :

En M€ courants	2012	2013	2014	2015	2016
Dépenses d'investissement hors investissements de sécurité et de cartographie	343,2	368,2	382,0	421,7	415,7

En complément de ce mécanisme, des indicateurs quantitatifs sont mis en place pour contrôler que la maîtrise des coûts des programmes d'investissement par l'opérateur ne se fait pas au détriment de la réalisation des investissements. Ces indicateurs sont les suivants :

- Nombre de km de réseau neuf en développement :

	Indicateur	Investissements associés			
Description	Longueur en km de réseau posé dans l'année en développement (raccordement de nouveaux clients)	Totalité des investissements de développement			
Périmètre	Canalisations de distribution	Investissements de développement comprenant réseau / ouvrages sur réseau, branchements et ouvrages en immeubles (en concession)			
Fréquence de remontée à la CRE	Annuelle				
Trajectoires prévisionnelles					
	2012	2013	2014	2015	2016
Nombre de km	1 386	1 356	1 444	1 516	1 518
Dépenses d'investissement (M€ courants)	197,8	211,8	237,7	258,6	266,5

- Nombre de raccords d'installations de biométhane :

	Indicateur	Investissements associés			
Description	Nombre d'installations de biométhane raccordées dans l'année	Investissements corporels liés au biométhane			
Périmètre	Installations de biométhane	Installations spécifiques biométhane -poste d'injection, appareils de mesure et contrôle, station d'odorisation- (hors concession) et raccordement des installations au réseau de distribution de GrDF -extension de réseau et branchement- (en concession)			
Fréquence de remontée à la CRE	Annuelle				
Trajectoires prévisionnelles					
	2012	2013	2014	2015	2016
Nombre de raccords	4	8	28	40	35
Dépenses d'investissement (M€ courants)	1,2	2,4	8,7	12,8	11,5

- Nombre de nouveaux postes de livraison (premier établissement ou remplacement) :

	Indicateur		Investissements associés		
Description	Nombre de nouveaux postes de livraison clients installés dans l'année		Investissements sur postes de livraison clients, identifiés par leur catégorie d'actifs		
Périmètre	Postes de livraison client		Postes de livraison clients (hors concession)		
Fréquence de remontée à la CRE	Annuelle				
Trajectoires prévisionnelles					
	2012	2013	2014	2015	2016
Nombre de nouveaux postes	4 200	4 200	4 200	4 200	4 200
Dépenses d'investissement (M€ courants)	17,3	17,6	18,0	18,3	18,6

- Nombre de vérifications périodiques et étalonnage de compteurs industriels (VPEi) :

	Indicateur		Investissements associés		
Description	Nombre de VPEi effectuées dans l'année, que celles-ci aient donné lieu ou non à un remplacement du compteur		Totalité des investissements sur compteurs de débit maximal supérieur ou égal à 16 m ³ /h, identifiés par leur catégorie d'actifs		
Périmètre	Compteurs de débit maximal supérieur ou égal à 16 m ³ /h		Compteurs de débit maximal supérieur ou égal à 16 m ³ /h (hors concession)		
Fréquence de remontée à la CRE	Annuelle				
Trajectoires prévisionnelles					
	2012	2013	2014	2015	2016
Nombre de VPEi	26 711	26 711	26 711	26 711	26 711
Dépenses d'investissement (M€ courants)	19,1	19,4	19,8	20,2	20,6

- Variation du parc de compteurs domestiques actifs éligibles à la vérification périodiques et étalonnage de compteurs domestiques (VPEd) entre le 01/01 et le 31/12 de l'année n :

	Indicateur		Investissements associés		
Description	Variation dans l'année du parc de compteurs domestiques actifs éligibles à la VPEd, identifiés par leur millésime		Totalité des investissements sur compteurs de débit maximal strictement inférieur à 16 m ³ /h		
Périmètre	Compteurs de débit maximal strictement inférieur à 16 m ³ /h		Compteurs de débit maximal strictement inférieur à 16 m ³ /h (hors concession)		
Fréquence de remontée à la CRE	Annuelle				
Trajectoires prévisionnelles					
	2012	2013	2014	2015	2016
Variation du parc	426 039	521 239	511 598	478 010	480 668
Dépenses d'investissement (M€ courants)	33,6	39,0	39,1	37,6	38,6

Par ailleurs, quatre autres indicateurs de suivi de la réalisation des investissements sont suivis par la CRE afin de s'assurer de leur bonne réalisation, sans effet sur le mécanisme d'incitation à la maîtrise des coûts des programmes d'investissements :

- Nombre de km de réseaux renouvelés :

	Indicateur		Investissements associés		
Description	Longueur en km de réseau renouvelé dans l'année		Totalité des investissements de renouvellement		
Périmètre	Canalisations de distribution		Investissements de renouvellement comprenant réseau / ouvrages sur réseau, branchements et ouvrages en immeubles (hors concession)		
Fréquence de remontée à la CRE	Annuelle				
Trajectoires prévisionnelles					
	2012	2013	2014	2015	2016
Nombre de km	412	412	412	414	414
Dépenses d'investissement (M€ courants)	238,8	241,8	238,7	244,5	250,7

- Nombre de km de réseaux posés en allongement de restructuration / renforcement :

	Indicateur		Investissements associés		
Description	Longueur en km de réseau posé dans l'année en allongement hors développement		Investissements de premier établissement hors développement et hors dispositifs de sécurité installés sur les ouvrages principaux		
Périmètre	Canalisations de distribution		Investissements de premier établissement hors développement sur réseau / ouvrages sur réseau (en concession)		
Fréquence de remontée à la CRE	Annuelle				
Trajectoires prévisionnelles					
	2012	2013	2014	2015	2016
Nombre de km	94	96	106	108	104
Dépenses d'investissement (M€ courants)	30,4	31,7	34,8	32,9	33,4

- Déplacement d'ouvrages à la demande de tiers :

	Indicateur	Investissements associés			
Description	Déplacement d'ouvrages à la demande de tiers	Totalité des investissements relatifs à des déplacements et/ou modifications des installations du réseau concédé à la demande exclusive de tiers			
Périmètre	Réseau / ouvrages sur réseau, branchements et ouvrages en immeubles	Totalité des investissements relatifs à des déplacements et/ou modifications des installations du réseau concédé à la demande exclusive de tiers			
Fréquence de remontée à la CRE	Annuelle				
Trajectoire prévisionnelle					
	2012	2013	2014	2015	2016
Dépenses d'investissement (M€ courants)	52,3	53,9	55,5	57,0	58,5

- Nombre de plans géoréférencés dans l'année :

	Indicateur	Investissements associés			
Description	Nombre de plans géoréférencés dans l'année (nouveaux plans et plans existants, déjà numérisés ou non)	Investissements de géoréférencement			
Périmètre	Géoréférencement des plans	Géoréférencement des plans (évolution du système d'information associé exclue) (immobilisations incorporelles - hors concession)			
Fréquence de remontée à la CRE	Annuelle				
Trajectoires prévisionnelles					
	2012	2013	2014	2015	2016
Nombre de plans	156 565	161 277	156 372	154 665	128 973
Dépenses d'investissement (M€ courants)	24,1	23,7	23,0	23,3	20,1

4. Mécanisme d'incitation à l'atteinte des objectifs liés aux actions de promotion de l'usage du gaz de GrDF

4.1. Mécanisme

Le mécanisme différencie les deux marchés concernés par les actions de promotion de l'usage du gaz menées par GrDF : le marché « résidentiel » et le marché « tertiaire et industrie ». Un indicateur est suivi pour chacun de ces deux marchés :

- pour le marché « résidentiel », l'indicateur suivi est la somme des nouveaux logements chauffés au gaz sur la période 2012-2015 ;
- pour le marché « tertiaire et industrie », l'indicateur suivi est la somme des nouveaux clients raccordés au réseau sur la période 2012-2015.

Pour chacun de ces indicateurs, deux trajectoires prévisionnelles ont été définies :

- une trajectoire de référence, présentant les valeurs prévisionnelles de l'indicateur correspondant au budget de promotion de l'usage du gaz couvert par le tarif ATRD4 (soit 45 M€) ;

- une trajectoire de base, présentant les valeurs prévisionnelles de l'indicateur correspondant à un budget de promotion de l'usage du gaz constant par rapport au réalisé 2010 (soit 30 M€).

Le mécanisme de régulation incitative s'applique aux écarts calculés au 31 décembre 2015 entre le réalisé et la trajectoire de référence, pour chacun des deux indicateurs. Si la trajectoire de référence n'est pas atteinte, le mécanisme conduit à une pénalité pour GrDF calculée selon les modalités suivantes :

Marché « résidentiel »	
Si la valeur réelle est comprise entre la valeur de référence et la valeur de base	Pénalité = $22 \text{ M€} \times \frac{\left(\sum_{2012}^{2015} \text{Nouveaux logements chauffés au gaz}_{\text{Réf}} - \sum_{2012}^{2015} \text{Nouveaux logements chauffés au gaz}_{\text{Réel}} \right)}{\left(\sum_{2012}^{2015} \text{Nouveaux logements chauffés au gaz}_{\text{Réf}} - \sum_{2012}^{2015} \text{Nouveaux logements chauffés au gaz}_{\text{Base}} \right)}$
Si la valeur réelle est inférieure à la valeur de base	Pénalité = 22 M€

Marché « tertiaire et industrie »	
Si la valeur réelle est comprise entre la valeur de référence et la valeur de base	Pénalité = $8 \text{ M€} \times \frac{\left(\sum_{2012}^{2015} \text{Nouveaux clients raccordés}_{\text{Réf}} - \sum_{2012}^{2015} \text{Nouveaux clients raccordés}_{\text{Réel}} \right)}{\left(\sum_{2012}^{2015} \text{Nouveaux clients raccordés}_{\text{Réf}} - \sum_{2012}^{2015} \text{Nouveaux clients raccordés}_{\text{Base}} \right)}$
Si la valeur réelle est inférieure à la valeur de base	Pénalité = 8 M€

Le montant maximal de pénalité pouvant être appliqué à GrDF est plafonné : il est égal à la moitié du budget supplémentaire portant sur la promotion de l'usage du gaz accordé par la CRE dans le tarif ATRD4 par rapport au réalisé 2010, soit 30 M€ sur toute la période tarifaire.

Le montant total des éventuelles pénalités viendra en diminution de l'évaluation des charges à recouvrer dans le prochain tarif.

L'opérateur devra également présenter chaque année aux acteurs de marché, dans le cadre du GTG, l'état d'avancement du plan d'actions mis en œuvre dans ce domaine, ainsi que le bilan des actions qui auront été menées.

4.2. Valeurs de référence soumis au mécanisme

Trajectoires prévisionnelles de référence et de base (en cumul de nouveaux logements résidentiels chauffés au gaz et en cumul de nouveaux clients tertiaires et industriels raccordés au réseau) :

		2012	2013	2014	2015	2016
Cumul de nouveaux logements résidentiels chauffés au gaz	Trajectoire de référence	181 013	372 471	578 388	790 995	1 000 065
	Trajectoire de base	154 285	296 976	437 259	567 814	696 314
Cumul de nouveaux clients tertiaires et industriels raccordés au réseau	Trajectoire de référence	4 750	9 250	13 650	18 100	22 600
	Trajectoire de base	4 650	9 000	13 250	17 450	21 550

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. L'ensemble des indicateurs de suivi de la qualité de service mis en place pour GrDF doit être rendu public sur ses sites internet Fournisseurs et Grand Public.

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

Calcul :	Remontée le 1 ^{er} du mois M+2 de la valeur : <u>Nombre de rendez-vous planifiés non respectés par le GRD et indemnisés durant le mois M</u> (soit deux valeurs suivies : - pour les clients 6M ⁷ , - pour les clients JJ ⁸ /JM ⁹ /MM ¹⁰)
Périmètre :	- tous rendez-vous programmés, donc validés par le GRD - tous rendez-vous pour intervention avec déplacement d'un agent du GRD et présence du client, non tenus du fait du GRD : o jusqu'au 30 juin 2013 : tous rendez-vous signalés par les fournisseurs dans les 90 jours calendaires via le portail OMEGA ; o à compter du 1 ^{er} juillet 2013 : tous rendez-vous non respectés automatiquement identifiés par l'opérateur - clients 6M et clients JJ/JM/MM suivis distinctement
Suivi :	- fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle - fréquence de calcul des indemnités : mensuelle

⁷ La mesure d'énergie livrée est semestrielle et l'index contenant cette mesure est relevé semestriellement par le GRD

⁸ La mesure d'énergie livrée est quotidienne et l'index contenant cette mesure est relevé par le GRD tous les jours

⁹ La mesure d'énergie livrée est quotidienne et l'index contenant ces mesures est relevé mensuellement par le GRD en fin de mois pour tous les jours du mois

¹⁰ La mesure d'énergie livrée est mensuelle et l'index contenant cette mesure est relevé mensuellement par le GRD

Objectif :	100 % des rendez-vous non tenus : <ul style="list-style-type: none"> o jusqu'au 30 juin 2013 : signalés par les fournisseurs dans les 90 jours calendaires via le portail OMEGA ; o à compter du 1^{er} juillet 2013 : automatiquement détectés par l'opérateur ; sont indemnisés
Incitations :	- 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 : directement aux fournisseurs
Date de mise en œuvre :	- déjà mis en œuvre depuis le 1 ^{er} juillet 2008 - mise en place au 1 ^{er} juillet 2013 de l'automatisation de la détection des rendez-vous non respectés par le GRD

b) *Taux de mises en service (MES) réalisées dans les délais demandés*

Calcul :	Remontée le 1 ^{er} du mois M+2, par type de clients, du ratio : <i>(Nombre de MES clôturées durant le mois M dans le délai demandé (si ce délai est supérieur au délai catalogue) ou dans un délai ≤ au délai catalogue (si le délai demandé est inférieur au délai catalogue)) / (Nombre total de MES clôturées durant le mois M)</i> (soit quatre valeurs suivies : - tous clients confondus - clients 6M - clients MM - clients JJ/JM)
Périmètre :	- toutes MES avec déplacement (avec/sans pose compteur), hors MES express - tous fournisseurs confondus - clients 6M, clients MM et clients JJ/JM suivis distinctement
Suivi :	- fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle - fréquence de calcul des indemnités : annuelle
Objectif :	Seule la valeur globale du taux (tous clients confondus) est incitée financièrement : - objectif de base : 92 % par année calendaire - objectif cible : 93,5 % par année calendaire
Incitations :	- pénalités : 100 000 € par année calendaire si le taux est strictement inférieur à l'objectif de base - bonus : 100 000 € par année calendaire si le taux est supérieur ou égal à l'objectif cible - versement : au CRCP
Date de mise en œuvre :	- suivi depuis le 1 ^{er} janvier 2011 - mise en œuvre des incitations : 1 ^{er} juillet 2012

c) Taux de mises hors service (MHS) réalisées dans les délais demandés

Calcul :	Remontée le 1 ^{er} du mois M+2, par type de clients, du ratio : <u>(Nombre de MHS clôturées durant le mois M dans le délai demandé (si ce délai est supérieur au délai catalogue) ou dans un délai ≤ au délai catalogue (si le délai demandé est inférieur au délai catalogue)) / (Nombre total de MHS clôturées durant le mois M)</u> (soit quatre valeurs suivies : - tous clients confondus - clients 6M - clients MM - clients JJ/JM)
Périmètre :	- MHS suite à résiliation du contrat (exceptées les MHS pour impayé), à l'initiative du client - tous fournisseurs confondus - clients 6M, clients MM et clients JJ/JM suivis distinctement
Suivi :	- fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle - fréquence de calcul des indemnités : annuelle
Objectif :	Seule la valeur globale du taux (tous clients confondus) est incitée financièrement : - objectif de base : 94 % par année calendaire - objectif cible : 95,5 % par année calendaire
Incitations :	- pénalités : 100 000 € par année calendaire si le taux est strictement inférieur à l'objectif de base - bonus : 100 000 € par année calendaire si le taux est supérieur ou égal à l'objectif cible - versement : au CRCP
Date de mise en œuvre :	- suivi depuis le 1 ^{er} janvier 2011 - mise en œuvre des incitations : 1 ^{er} juillet 2012

d) *Taux de raccordements réalisés dans le délai convenu*

Calcul :	Remontée le 1 ^{er} du mois M+2 du ratio : <u>$\frac{\text{(Nombre de raccordements mis en gaz durant le mois M dans le délai convenu)}}{\text{(Nombre de raccordements mis en gaz durant le mois M)}}$</u> (soit deux valeurs suivies : - raccordement $\leq 6-10\text{m}^3/\text{h}$ hors extensions - raccordement $> 10\text{m}^3/\text{h}$ et raccordements avec extensions)
Périmètre :	- tous raccordements - raccordements simples sans extension avec un débit du compteur $\leq 6-10\text{m}^3/\text{h}$ d'une part et raccordements avec extensions et raccordements avec un débit du compteur $> 10\text{m}^3/\text{h}$ d'autre part suivis distinctement
Suivi :	- fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle - fréquence de calcul des indemnités : mensuelle
Objectifs :	- pour le taux de raccordement $\leq 6-10\text{m}^3/\text{h}$ hors extensions : o objectif de base : 82 % par mois o objectif cible : 87 % par mois - pour le taux de raccordement $> 10\text{m}^3/\text{h}$ et raccordements avec extensions : o objectif de base : 85 % par mois o objectif cible : 90 % par mois
Incitations :	- pénalités : 10 000 € par mois strictement en dessous de l'objectif de base - bonus : 10 000 € par mois si le taux est supérieur ou égal à l'objectif cible - versement : au CRCP
Date de mise en œuvre :	- suivi depuis le 1 ^{er} juillet 2010 - mise en œuvre des incitations : 1 ^{er} juillet 2012

e) *Taux de relevés semestriels (6M) sur index réels (relevés ou auto-relevés)*

Calcul :	Remontée le 1 ^{er} du mois M+2 du ratio : <u>$\frac{\text{(Nombre d'index réels lus ou auto-relevés sur le mois M de PCE}^{11} \text{ 6M)}}{\text{(Nombre d'index de PCE 6M transmis sur le mois M)}}$</u> (soit une valeur suivie)
Périmètre :	- tous index réels lus ou auto-relevés pour les PCE 6M - index gaz uniquement
Suivi :	- fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle - fréquence de calcul des indemnités : annuelle
Objectifs :	- objectif de base : 96,8 % par année calendaire - objectif cible : 97,2 % par année calendaire
Incitations :	- pénalités : 100 000 € par année calendaire si le taux est strictement inférieur à l'objectif de base - bonus : 100 000 € par année calendaire si le taux est supérieur ou égal à l'objectif cible - versement : au CRCP
Date de mise en œuvre :	- suivi depuis le 1 ^{er} juillet 2008 - mise en œuvre des incitations : 1 ^{er} juillet 2012

¹¹ PCE : point de comptage et d'estimation
41/51

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

Calcul :	Remontée le 1 ^{er} du mois M+2 du ratio : <u>(Somme pour chaque jour J du mois M du nombre de valeurs de consommations de clients télérelevés JJ intégrées dans les calculs d'allocations à J+1) / (Somme pour chaque jour J du mois M du nombre de clients télérelevés JJ enregistrés dans le SI OMEGA pour le jour J)</u> (soit une valeur suivie)
Périmètre :	<ul style="list-style-type: none"> - toutes valeurs effectivement relevées - aucune valeur de repli / remplacement prise en compte - tous fournisseurs, toutes ZET¹², tous GRT confondus
Suivi :	<ul style="list-style-type: none"> - fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle - fréquence de calcul des incitations : mensuelle
Objectif :	<ul style="list-style-type: none"> - objectif de base : 94 % par mois - objectif cible : 98 % par mois
Incitations :	<ul style="list-style-type: none"> - pénalités : 20 000 € par point en dessous de l'objectif de base - bonus : 20 000 € par point au dessus de l'objectif cible - versement : au CRCP
Date de mise en œuvre :	<ul style="list-style-type: none"> - déjà mis en œuvre depuis le 1^{er} juillet 2008

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

Calcul :	Remontée le 1 ^{er} du mois M+2 de la valeur : <u>Nombre de jours du mois M pour lesquels le GRD a transmis des allocations provisoires calculées à J+1 dans le délai convenu entre les GRT et le GRD</u> (soit une valeur suivie)
Périmètre :	<ul style="list-style-type: none"> - tous GRT confondus - tous jours avec délai convenu respecté pour les deux GRT (la pénalité est due si au moins un GRT est impacté par un retard) - tous jours avec délai convenu non respecté à la demande d'un ou des deux GRT (ce jour est comptabilisé comme un jour où le délai convenu est respecté par le GRD)
Suivi :	<ul style="list-style-type: none"> - fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle - fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif :	<ul style="list-style-type: none"> - objectif de base : 355 jours par année calendaire - objectif cible : 360 jours par année calendaire
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
Date de mise en œuvre :	<ul style="list-style-type: none"> - déjà mis en œuvre depuis le 1^{er} juillet 2008

¹² ZET : zone d'équilibrage transport
42/51

h) Taux de disponibilité du portail Fournisseur :

Calcul :	Remontée le 1 ^{er} du mois M+2 des ratios hebdomadaires de disponibilité jusqu'à la fin du mois M, sur des semaines complètes : <i>(Nombre d'heures de disponibilité du portail durant la semaine) / (Nombre total d'heures d'ouverture prévues du portail durant la semaine)</i> (soit une valeur suivie)
Périmètre :	<ul style="list-style-type: none"> - portail OMEGA uniquement, toutes fonctionnalités accessibles des fournisseurs, hors Webservices - causes d'indisponibilités : tout fait empêchant, gênant ou ralentissant de façon importante l'utilisation du portail par les fournisseurs, programmé ou non
Suivi :	<ul style="list-style-type: none"> - fréquence de calcul : hebdomadaire - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle - fréquence de calcul des incitations : hebdomadaire et annuelle
Objectif :	<ul style="list-style-type: none"> - objectif de base : 99 % par semaine - objectif cible : 99,5 % par année calendaire
Incitations :	<ul style="list-style-type: none"> - pénalités : 10 000 €, par semaine strictement en dessous de l'objectif de base - bonus : 50 000 €, par année calendaire si le taux est supérieur ou égal à l'objectif cible - versement : au CRCP
Date de mise en œuvre :	<ul style="list-style-type: none"> - déjà mis en œuvre depuis le 1^{er} juillet 2008

i) Taux de réponses aux réclamations Fournisseurs dans les 15 jours calendaires :

Calcul :	Remontée le 1 ^{er} du mois M+2 du ratio : <i>(Nombre de réclamations fournisseurs clôturées dans les 15 jours calendaires durant le mois M) / (Nombre total de réclamations fournisseurs clôturées durant le mois M)</i> (soit une valeur suivie)
Périmètre :	<ul style="list-style-type: none"> - toutes réclamations dont la réponse doit être faite par le GRD au fournisseur (les réclamations dont la réponse doit être faite par le GRD au client ne sont pas concernées) - toutes réclamations déposées sur le portail OMEGA uniquement, y compris les réclamations pour rendez-vous non tenus - tous fournisseurs, tous types de clients (T1/T2/T3/T4/TP) confondus - réclamation clôturée : réclamation pour laquelle une réponse « consistante » (pas d'accusé de réception) a été envoyée par le GRD au fournisseur
Suivi :	<ul style="list-style-type: none"> - fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle - fréquence de calcul des indemnités : mensuelle
Objectif :	95 % par mois des réclamations fournisseurs déposées sur le portail OMEGA traitées dans les 15 jours calendaires
Incitations :	<ul style="list-style-type: none"> - pénalités : 2 000 €, par point en dessous de l'objectif - versement : au CRCP
Date de mise en œuvre :	<ul style="list-style-type: none"> - déjà mis en œuvre depuis le 1^{er} juillet 2010

j) Taux de réponses aux réclamations Clients dans les 30 jours calendaires :

Calcul :	Remontée le 1 ^{er} du mois M+2 du ratio : <i>(Nombre de réclamations de clients finals clôturées dans les 30 jours calendaires durant le trimestre M-2/M) / (Nombre total de réclamations de clients finals clôturées durant le trimestre M-2/M)</i> (soit une valeur suivie)
Périmètre :	<ul style="list-style-type: none"> - toutes réclamations dont la réponse doit être faite par le GRD au client final (les réclamations dont la réponse doit être faite par le fournisseur au client ne sont pas concernées) - tous médias de transmission de la réclamation, écrit ou oral - tous types de clients (T1/T2/T3/T4/TP) confondus - réclamation clôturée : réclamation pour laquelle une réponse « consistante » (pas d'accusé de réception) a été envoyée par le GRD au client
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 indemnisations : trimestrielle
Objectif :	100 % des réclamations de clients finals traitées dans les 30 jours calendaires
Incitations :	<ul style="list-style-type: none"> - pénalités : 25 €, par réclamation non traitée dans les 30 jours calendaires - versement : au CRCP
Date de mise en œuvre :	<ul style="list-style-type: none"> - déjà mis en œuvre depuis le 1^{er} juillet 2010

k) Taux de publication par OMEGA pour les relèves JJ/JM :

Calcul :	Remontée le 1 ^{er} du mois M+2 du ratio : <i>(Somme entre le 8^{ème} jour ouvré du mois M et le 7^{ème} jour ouvré du mois M+1 du nombre de PCE JJ/JM télérelevés dont la relève a été reçue et publiée par OMEGA sur cette période) / (Somme du nombre de PCE JJ/JM télérelevés dont la relève a été reçue par OMEGA sur cette période)</i> (soit une valeur suivie)
Périmètre :	<ul style="list-style-type: none"> - tous PCE JJ/JM existants - tous relevés cycliques et de MHS (relèves de souscriptions non prises en compte) - tous fournisseurs confondus - calcul en J+7
Suivi :	<ul style="list-style-type: none"> - fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle - fréquence de calcul des indemnisations : mensuelle et annuelle
Objectif :	<ul style="list-style-type: none"> - objectif de base : 99,6 % par mois - objectif cible : 99,9 % par année calendaire
Incitations :	<ul style="list-style-type: none"> - pénalités : 20 000 €, par point en dessous de l'objectif de base - bonus : 100 000 €, par année calendaire si le taux est supérieur ou égal à l'objectif cible - versement : au CRCP
Date de mise en œuvre :	<ul style="list-style-type: none"> - déjà mis en œuvre depuis le 1^{er} janvier 2010

l) Taux de publication par OMEGA pour les relèves MM :

Calcul :	Remontée le 1 ^{er} du mois M+2 du ratio : <u>(Somme entre le 8^{ème} jour ouvré du mois M et le 7^{ème} jour ouvré du mois M+1 du nombre de PCE MM relevés dont la relève a été reçue et publiée par OMEGA sur cette période) / (Somme du nombre de PCE MM relevés dont la relève a été reçue par OMEGA sur cette période)</u> (soit une valeur suivie)
Périmètre :	<ul style="list-style-type: none"> - tous PCE MM existants (non uniquement les télérelevés) - tous relevés cycliques et de MHS (relèves de souscriptions non prises en compte) - tous fournisseurs confondus - calcul en J+7
Suivi :	<ul style="list-style-type: none"> - fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle - fréquence de calcul des indemnisations : mensuelle et annuelle
Objectif :	<ul style="list-style-type: none"> - objectif de base : 99,6 % par mois - objectif cible : 99,9 % par année calendaire
Incitations :	<ul style="list-style-type: none"> - pénalités : 20 000 €, par point en dessous de l'objectif de base - bonus : 100 000 €, par année calendaire si le taux est supérieur ou égal à l'objectif cible - versement : au CRCP
Date de mise en œuvre :	- déjà mis en œuvre depuis le 1 ^{er} janvier 2010

m) Taux de publication par OMEGA pour les relèves 6M :

Calcul :	Remontée le 1 ^{er} du mois M+2 du ratio : <u>(Somme sur le mois M du nombre de PCE 6M relevés dont la relève a été reçue et publiée par OMEGA sur cette période) / (Somme du nombre de PCE 6M relevés dont la relève a été reçue par OMEGA)</u> (soit une valeur suivie)
Périmètre :	<ul style="list-style-type: none"> - tous PCE 6M existants (non uniquement les télérelevés) - tous relevés cycliques et de MHS (relèves de souscriptions non prises en compte) - tous fournisseurs confondus - calcul en J+2
Suivi :	<ul style="list-style-type: none"> - fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle - fréquence de calcul des indemnisations : mensuelle et annuelle
Objectif :	<ul style="list-style-type: none"> - objectif de base : 99,6 % par mois - objectif cible : 99,9 % par année calendaire
Incitations :	<ul style="list-style-type: none"> - pénalités : 20 000 €, par point en dessous de l'objectif de base - bonus : 100 000 €, par année calendaire si le taux est supérieur ou égal à l'objectif cible - versement : au CRCP
Date de mise en œuvre :	- déjà mis en œuvre depuis le 1 ^{er} janvier 2010

n) Taux d'écart de périmètre contractuel des fournisseurs alternatifs :

Calcul :	Remontée le 1 ^{er} du mois M+2 du ratio : <u>$(\text{Somme des PCE en écart des fournisseurs alternatifs le dernier jour ouvré du mois } M) / (\text{Somme des PCE effectivement rattachés aux portefeuilles des fournisseurs alternatifs dans OMEGA le dernier jour ouvré du mois } M)$</u> (soit une valeur suivie)
Périmètre :	- tous PCE existants de fournisseurs alternatifs - fournisseurs alternatifs uniquement
Suivi :	- fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle - fréquence de calcul des indemnisations : mensuelle et annuelle
Objectif :	- objectif de base : 0,20 % par mois - objectif cible : 0,10 % par année calendaire
Incitations :	- pénalités : 20 000 € par mois strictement au dessus de l'objectif de base - bonus : 100 000 €, par année calendaire si le taux est inférieur ou égal à l'objectif cible - versement : au CRCP
Date de mise en œuvre :	- déjà mis en œuvre depuis le 1 ^{er} juillet 2009

o) Taux de traitement des rejets du mois M en M+1 :

Calcul :	Remontée le 1 ^{er} du mois M+2 du ratio : <u>$(\text{Nombre de rejets corrigés durant le mois } M) / (\text{Nombre de rejets générés durant le mois } M-1)$</u> (soit une valeur suivie)
Périmètre :	- tous PCE existants - tous fournisseurs confondus
Suivi :	- fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle - fréquence de calcul des indemnisations : mensuelle
Objectif :	- objectif de base : 99 % par mois - objectif cible : 99,5 % par mois
Incitations :	- pénalités : 20 000 € par point en dessous de l'objectif de base - bonus : 20 000 € par mois si le taux est supérieur ou égal à l'objectif cible - versement : au CRCP
Date de mise en œuvre :	- déjà mis en œuvre depuis le 1 ^{er} juillet 2010

p) *Amplitude des comptes d'écart distribution (CED) :*

Calcul :	Remontée le 1 ^{er} du mois M+2 de la valeur : <u>Somme des CED du mois M en énergie et en valeur absolue</u> (soit une valeur suivie)
Périmètre :	- tous PCE existants - tous fournisseurs confondus
Suivi :	- fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle - fréquence de calcul des indemnités : annuelle
Objectif :	- objectif de base : 7 TWh cumulés sur l'année calendaire - objectif cible : 6 TWh cumulés sur l'année calendaire
Incitations :	- pénalités : 0,5 € par MWh au dessus de l'objectif de base - bonus : 0,5 € par MWh en dessous de l'objectif cible - versement : au CRCP
Date de mise en œuvre :	- déjà mis en œuvre depuis le 1 ^{er} janvier 2011

q) *Taux d'index rectifiés*

Calcul :	Remontée le 1 ^{er} du mois M+2 des ratios suivants : - pour les clients 6M : <u>$(\text{Nombre de relèves transmises au statut rectifié sur le mois } M - \text{Nombre de rectifications suite à MES sur le mois } M) / (\text{Nombre de relèves totales transmises sur le mois } M)$</u> - pour les autres clients : <u>$(\text{Nombre de PCE actifs dont l'index a été rectifié sur le mois } M) / (\text{Nombre total de PCE actifs sur le mois } M)$</u> (soit deux valeurs suivies)
Périmètre :	- toutes modifications d'index, quel que soit le fait générateur, à l'exception des rectifications suites à MES pour les clients 6M - tous index réels, et également tous les index calculés pour les clients autres que 6M - tous fournisseurs confondus
Suivi :	- fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle - fréquence de calcul des indemnités : mensuelle
Date de mise en œuvre :	- suivi à compter du 1 ^{er} juillet 2012 - mise en œuvre des incitations : 1 ^{er} juillet 2013

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	Périmètre de l'indicateur	Fréquence de remontée à la CRE et de publication	Date de mise en œuvre
Emission de gaz à effet de serre dans l'atmosphère rapportée à l'énergie acheminée	Remontée le 1 ^{er} du mois de mars de l'année A+1 du ratio : <i>(Tonnes de gaz à effet de serre (équivalent CO₂) émis dans l'atmosphère sur l'année A) / (Quantités de gaz acheminées sur le réseau du GRD sur l'année calendaire A)</i> (soit une valeur suivie)	- fuites linéiques de méthane - émissions de méthane lors de travaux ou d'actes de maintenance d'incidents, émissions dues à l'exploitation des installations - émissions des véhicules de la flotte du GRD et de ses bâtiments - le résultat de l'indicateur est affiché avec l'indication des quantités de gaz acheminées pendant l'année calendaire	Année	Déjà mis en œuvre

b) Indicateurs relatifs aux devis et interventions :

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Périmètre de l'indicateur	Fréquence de remontée à la CRE et de publication	Date de mise en œuvre
Délai moyen de réalisation d'un changement de fournisseur	Remontée le 1 ^{er} du mois M+2, par type de clients, de la valeur : <i>Nombre moyen de jours nécessaires pour réaliser un changement de fournisseur durant le mois M</i> (soit trois valeurs suivies : - clients 6M - clients MM - clients JJ/JM)	- tous changements de fournisseurs - tous fournisseurs confondus - clients 6M, clients MM et clients JJ/JM suivis distinctement	Mois	1 ^{er} juillet 2012

Taux de changements de fournisseur réalisés dans les délais demandés	Remontée le 1 ^{er} du mois M+2, par type de clients, du ratio : <u>(Nombre de changements de fournisseurs clôturés durant le mois M dans le délai demandé) / (Nombre total de changements de fournisseurs clôturés durant le mois M)</u> (soit trois valeurs suivies : - clients 6M - clients MM - clients JJ/JM)	- tous changements de fournisseurs - tous fournisseurs confondus - clients 6M, clients MM et clients JJ/JM suivis distinctement	Mois	1 ^{er} juillet 2012
--	---	---	------	------------------------------

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

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Périmètre de l'indicateur	Fréquence de remontée à la CRE et de publication	Date de mise en œuvre
Taux d'accessibilité du centre d'appel pour les consommateurs finals	Remontée le 1 ^{er} du mois M+2, par numéro de centre d'appel, du ratio : <u>(Nombre d'appels pris sur le mois M) / (Nombre d'appels reçus sur le mois M)</u> (soit deux valeurs suivies : - n° Accueil Accès au Gaz (n°AGNRC) - n° Sécurité Dépannage)	- tous types d'appels pris/reçus dans les plages horaires d'ouverture du centre d'appel. - tous types d'interlocuteurs - tous types de clients (T1/T2/T3/T4/TP) confondus	Mois	Déjà mis en œuvre
Nombre de réclamations de clients finals par nature	Remontée le 1 ^{er} du mois M+2, par nature de réclamation, de la valeur : <u>Nombre total de réclamations de clients finals clôturées durant le trimestre M-2/M</u> (soit cinq valeurs suivies : - Total - Livraison - Production des services liés à la livraison - Raccordement individuel Gaz - Raccordement du marché d'affaires Gaz)	- toutes réclamations dont la réponse doit être faite par le GRD au client final (les réclamations dont la réponse doit être faite par le fournisseur au client ne sont pas concernées) - tous médias de transmission de la réclamation, écrit ou oral - tous types de clients (T1/T2/T3/T4/TP) confondus - réclamation clôturée : réclamation pour laquelle une réponse « consistante » (pas d'accusé de réception) a été envoyée par le GRD au client	Trimestre	Déjà mis en œuvre

d) Indicateurs relatifs à la relation avec les fournisseurs :

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Périmètre de l'indicateur	Fréquence de remontée à la CRE et de publication	Date de mise en œuvre
Nombre de réclamations de fournisseurs par nature	Remontée le 1 ^{er} du mois M+2, par nature de réclamation, de la valeur : <u>Nombre total de réclamations de fournisseurs clôturées durant le mois M</u> (soit six valeurs suivies : - Total - Accueil - Qualité de fourniture et réseau - Gestion et réalisation des prestations - Données de comptage - Relance)	- toutes réclamations dont la réponse doit être faite par le GRD au fournisseur (les réclamations dont la réponse doit être faite par le GRD au client ne sont pas concernées) - toutes réclamations déposées sur le portail OMEGA uniquement, y compris les réclamations pour rendez-vous non tenus	Mois	Déjà mis en œuvre
Taux de réclamations de fournisseurs traitées en plus de 2 mois	Remontée le 1 ^{er} du mois M+2 du ratio : <u>(Nombre de réclamations de fournisseurs clôturées en plus de 2 mois durant le mois M) / (Nombre total de réclamations de fournisseurs clôturées durant le mois M)</u> (soit une valeur suivie)	- tous fournisseurs, tous types de clients (T1/T2/T3/T4/TP) confondus - réclamation clôturée : réclamation pour laquelle une réponse « consistante » (pas d'accusé de réception) a été envoyée par le GRD au fournisseur	Mois	Déjà mis en œuvre

e) Indicateur relatif à la relève et la facturation :

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Périmètre de l'indicateur	Fréquence de remontée à la CRE et de publication	Date de mise en œuvre
Taux d'absence des clients de PCE 6M au relevé 3 fois et plus	Remontée le 1 ^{er} du mois M+2 du ratio : <u>(Nombre d'index de PCE 6M estimés dans le mois M pour cause d'absence du client 3 fois et plus lors du relevé semestriel) / (Nombre de PCE 6M à relever dans le mois M)</u> (soit une valeur suivie)	- tous PCE 6M existants - tous index estimés (ni lu ou auto-relevé) pour cause d'absence du client au relevé - tous relevés cycliques et de MHS (relèves de souscriptions non prises en compte) - tous fournisseurs confondus	Mois	Déjà mis en œuvre

La présente délibération sera publiée au Journal officiel de la République française.

Fait à Paris, le 28 février 2012

Pour la Commission de régulation de l'énergie,
Le président,

Philippe de LADoucETTE