

REPONSES GRDF A LA CONSULTATION PUBLIQUE ATRD5 DU 18 NOVEMBRE 2015

QUESTION RELATIVE AU BILAN DU TARIF ATRD4

Question 1 : (page 9)

Quel est votre retour d'expérience sur le tarif ATRD4 et les conditions d'utilisation actuelles des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF, entrés en vigueur le 1er juillet 2012 ? Partagez-vous les analyses de la CRE sur le bilan du tarif ATRD4 ?

Globalement GRDF partage l'avis exprimé par la CRE du bon fonctionnement du tarif ATRD 4.

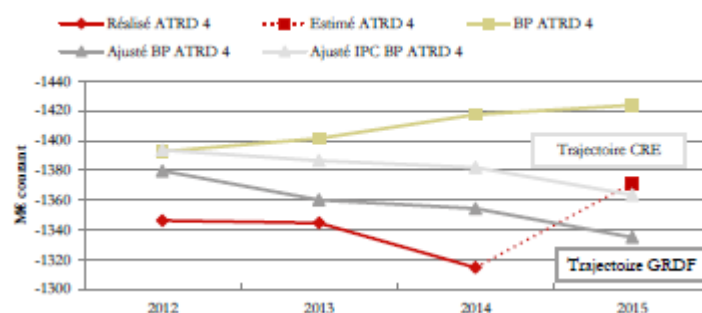
GRDF considère cependant que la présentation du bilan financier de la période tarifaire ATRD 4 est tronquée. En effet, l'analyse de la CRE ne met en avant que les gains réalisés par GRDF sur les charges nettes d'exploitation. Or GRDF a fourni à la CRE de nombreuses analyses montrant qu'au périmètre de l'ensemble du revenu autorisé (charges normatives de capital + charges nettes d'exploitation) le bilan est plutôt négatif pour GRDF.

En effet, si le risque volume de GRDF est couvert par le tarif via le mécanisme de CRCP (compte de régularisation des charges et des produits), GRDF n'est pas couvert contre les pertes des parts fixes du tarif. Par ailleurs, les hausses de tarif intervenant au 1^{er} juillet de chaque année, la couverture par le tarif du revenu autorisé par la CRE est imparfaite.

Le manque à gagner total qui en résulte est estimé à près de 244 MEUR et n'est donc pas compensé par la performance dégagée sur les charges d'exploitation.

Par ailleurs, sans contester l'écart favorable sur les charges nettes d'exploitation réalisées par rapport à la trajectoire tarifaire, GRDF tient à souligner qu'une partie significative de cet écart provient d'une réalisation de divers indices de prix très inférieurs aux prévisions et non reflétés parfaitement par l'inflation. Ce point est bien illustré sur la figure 5. présentée en page 31 du rapport d'audit de S&Co (différences entre les deux courbes grises).

Figure 5. Trajectoire des CNE de GRDF sur la période ATRD4 (euros courants) - hors Achats d'énergie



GRDF tient également à souligner l'importance du solde de CRCP au 31 décembre 2015. Ce montant n'a donc pas été couvert par le tarif ATRD 4 et doit être reporté sur la période ATRD 5. La CRE prévoit à ce titre la couverture d'un montant annuel de 143 MEUR (cf. page 24 de la consultation) représentant à lui seul près de 4,4% de hausse tarifaire.

Enfin la CRE relève que des écarts significatifs entre les prévisions et les réalisations ont été constatés dès la première année du tarif (2012). Elle indique que ces écarts résultent en grande partie d'erreurs de prévisions plutôt que de gains de productivité réalisés et mettent en évidence l'asymétrie d'information entre opérateurs et régulateur lors de la définition du tarif.

GRDF tient à souligner que les aléas de prévision sont inhérents à ce type d'exercice surtout pour une entreprise qui a été confrontée sur la période ATRD 4 à de nombreuses modifications réglementaires avec des échéances incertaines (notamment la mise en œuvre du plan anti-endommagement).

GRDF conteste par contre le lien qui est fait par la CRE entre ces écarts et l'asymétrie d'information entre opérateurs et régulateur.

Si les écarts observés résultent bien d'erreurs de prévision comme le souligne la CRE, ils ne sont pas liés à l'asymétrie d'information.

Cette asymétrie existait tout autant pour le tarif ATRD3 au cours duquel GRDF n'a pas atteint les objectifs fixés par le tarif et a dépensé en moyenne chaque année 75 M€ de plus que ce qui était inscrit dans la trajectoire de la CRE avec un écart de 74 M€ dès la première année (2008). Ce point est rappelé page 4 de la consultation publique¹ du 10 octobre 2011 disponible sur le site de la CRE.

Dans le bilan de l'ATRD4, GRDF tient également à signaler que la valeur de la BAR au 1^{er} janvier 2015 est de 14 105 M€ alors qu'elle était anticipée à 14 873 M€ (comme indiqué page 41 de la consultation publique). La différence de 768 M€ provient à 85 % d'une inflation plus faible qu'anticipée.

Cet écart, généré par le mode de régulation retenu (CMPC en réel et BAR réévaluée) dans l'ATRD, correspond à une moindre rémunération du capital en lien avec la baisse constatée des taux d'intérêt reflétée en grande partie par l'inflation. Cette baisse a été intégralement répercutée aux utilisateurs du réseau pendant la période de l'ATRD4 et le sera dans les tarifs suivants.

Comme l'indique la CRE, la période tarifaire ATRD4 a vu une hausse du tarif de 20% environ en quasi-totalité sous l'effet des baisses de consommation observées.

En effet, à l'exception de +3% provenant du renforcement des dépenses de sécurité imposées par la réglementation et +1% provenant de la hausse des impôts et charges sociales (voir délibération ATRD4²), les +16% proviennent intégralement de la baisse des consommations partiellement anticipée dans la hausse initiale du tarif au 1^{er} juillet 2012 et constatée en cours de période.

Même si les baisses de consommation observées génèrent mécaniquement une hausse unitaire du tarif d'acheminement, elles conduisent, lorsqu'elles sont dues à des économies d'énergie, à réduire significativement la facture globale d'énergie des consommateurs (notamment via la part molécule).

Enfin, la CRE indique avoir mené une étude comparative des tarifs de distribution de gaz naturel français avec ceux d'un échantillon représentatif de GRD de cinq pays européens et

¹ Consultation publique sur les principes de tarification de l'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF du 10 octobre 2011.

² 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

que les résultats de l'étude montrent que le tarif moyen de GRDF se classe parmi les tarifs moyens élevés de l'échantillon.

Elle mentionne bien qu'il s'agit d'un classement « brut » ne prenant pas en compte les paramètres externes pouvant expliquer les différences de niveaux de tarifs.

GRDF estime que cette étude est intéressante pour le consommateur qui peut ainsi comparer s'il paye son acheminement gaz plus cher ou moins cher qu'un voisin installé sur une zone desservie par un autre opérateur.

Néanmoins, dans une perspective de comparaison européenne, il serait plus juste de corriger les tarifs de la parité de pouvoir d'achat propre à chaque pays.

Par ailleurs, en complément de ce qui est mentionné très succinctement par la CRE comme paramètres externes pouvant expliquer les différences de niveaux de tarifs entre pays, nous listons ci-après différents facteurs explicatifs des écarts de tarifs d'un opérateur à l'autre utiles quant à l'interprétation des résultats :

- Les charges de capital d'un GRD ne sont pas neutralisées dans les tarifs calculés dans l'étude. Or la part des charges de capital peut peser de 1/3 à 2/3 du revenu autorisé selon le GRD. Les charges de capital résultent de nombreux facteurs tels que l'historique de développement du réseau, son dimensionnement (risque 2%), son âge, la politique de renouvellement, les contraintes réglementaires propres à chaque pays, le portefeuille de clients et les usages du gaz naturel. Certains de ces facteurs découlent de décisions politiques, de celles du GRD lui-même ou du régulateur. Ces charges sont donc liées à un contexte national, voire régional (Allemagne).
- Les obligations réglementaires ou réglementaires sont des paramètres qui influent également sur les charges opérationnelles des GRD d'un pays à l'autre : exemples pour la France, plan anti-endommagement, délai maximal d'intervention sécurité gaz, charges de personnel et de retraite....
- Malgré la prise en compte de la relève et du comptage dans l'étude car ces activités sont parfois non comprises dans le tarif pour certains pays, les périmètres d'activités d'un GRD à l'autre sont parfois difficilement comparables, (achats de pertes, promotion des usages du gaz, existence d'opérateurs de réseaux multi-énergie...).
- Le « taux de réfaction » des prestations annexes peut aussi varier de manière significative d'un pays à l'autre ou même, d'un GRD à l'autre au sein d'un même pays.
- L'étude porte sur des tarifs qui peuvent contenir, en tout cas pour la France, l'effet retard parfois significatif du climat par le biais de mécanismes éventuels de type CRCP.
- L'étude compare les tarifs via une consommation moyenne par client et c'est aussi probablement le paramètre le plus intuitif pour procéder à une comparaison du point de vue du consommateur. Toutefois les principaux inducteurs de coûts d'un GRD, outre ses charges de capital (cf. point 1), sont le nombre de clients, la longueur du réseau et la consommation journalière de pointe.

QUESTIONS RELATIVES A L'EVOLUTION DE LA REGULATION INCITATIVE

Question 2 : (page 11)

Êtes-vous favorable au maintien d'une durée de quatre ans environ pour le prochain tarif de GRDF ? Si vous ne considérez pas cette durée comme pertinente, quelle serait, selon vous, la durée la plus pertinente ? Quelles conditions devraient accompagner cette évolution de la durée ?

Compte tenu du retour d'expérience de GRDF sur le tarif ATRD4 exposé en réponse à la Question 1, GRDF considère qu'une durée de 4 ans permet à ce jour d'assurer une visibilité acceptable pour l'ensemble des parties prenantes mais à condition de prévoir une clause de rajustement intermédiaire au bout de deux ans. Celle-ci devrait prendre en compte à la hausse ou à la baisse les postes qui justifieraient de l'être tels les coûts sociaux et les contraintes de sécurité des réseaux qui seraient imposées à l'opérateur.

Question 3 : (page 11)

Êtes-vous favorable à la reconduction du mécanisme en vigueur d'incitation à la productivité sur les charges nettes d'exploitation de GRDF selon lequel :

- *GRDF conserve les gains et pertes par rapport à la trajectoire prévisionnelle ?*
- *Le niveau initial des charges est fixé sur la base de celui constaté en 2014 ?*

GRDF ne voit pas d'objection à la reconduction du mécanisme en vigueur qui a montré son efficacité, même si l'exercice de prévisions s'avère toujours très difficile, comme l'ont montré les deux exercices tarifaires précédents.

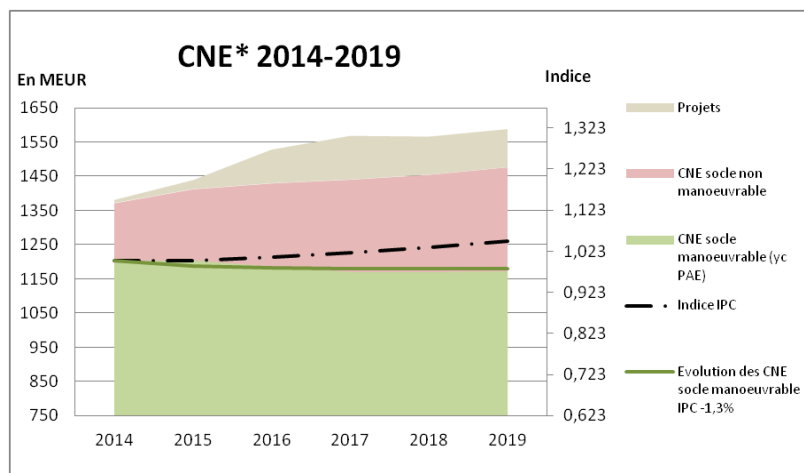
Ainsi, les charges d'exploitation réelles ont été inférieures aux charges prévisionnelles sur la période ATRD4 (essentiellement sous l'effet d'une inflation plus faible qu'anticipée) alors que celles de la période ATRD3 avaient été supérieures de 250 M€ en cumulé sur la période des 4 années du tarif.

Pour la période du tarif ATRD5, GRDF a proposé des trajectoires prévisionnelles basées sur le niveau de charges constaté en 2014.

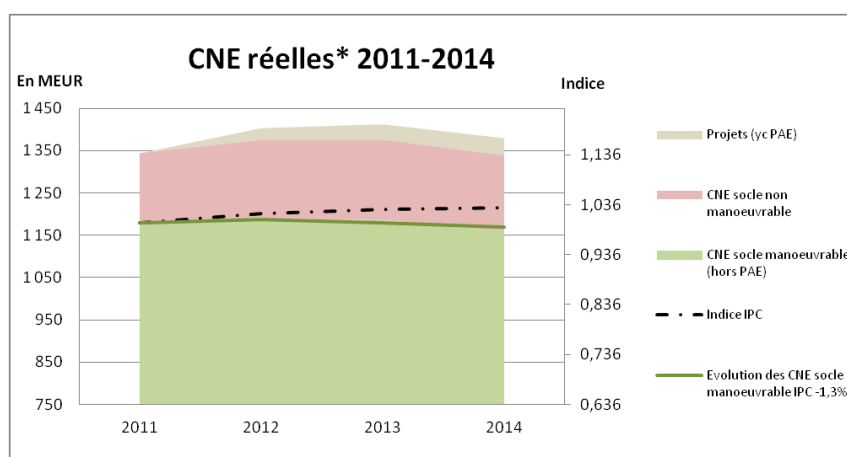
Ainsi, les calculs de productivité passée et future ont tout deux été réalisés avec l'année 2014 comme année pivot. Cette approche a d'ailleurs été pénalisante compte tenu des effets d'aubaines non récurrents importants de l'année 2014 qui ont pour conséquence de surestimer la productivité passée et minorer la productivité future.

Par ailleurs, la période du tarif ATRD4 couvrant les 4 années 2012 à 2015, il aurait été plus représentatif et équilibré de prendre en compte l'ensemble des exercices 2012 à 2015 pour apprécier la trajectoire future et de ne pas baser toutes les comparaisons sur le seul exercice 2014 le plus pénalisant pour GRDF.

Malgré un contexte exigeant de transformation de son organisation et la conduite de nombreux projets, GRDF a proposé une trajectoire de charges d'exploitation hors projet qui prend en compte des gains de productivité importants de 1,3% en moyenne sur les dépenses « manœuvrables » par l'opérateur.



Cet objectif, identique à celui réalisé sur la période 2011 – 2014, est très ambitieux compte tenu des bouleversements engendrés par la mise en œuvre des nombreux projets qui ne seront pas sans conséquence sur le socle d’activités de GRDF.



Comme le précise la CRE dans la présente consultation publique et comme elle le pratique dans ses dernières délibérations tarifaires³, il est indispensable d’ajouter à la base des charges constatées en 2014, celles résultant d’obligations ou de missions nouvelles.

Le dossier tarifaire présenté par GRDF s’est complètement inscrit dans cette démarche en donnant tout l’éclairage nécessaire (aussi bien qualitativement que financièrement) sur les enjeux nouveaux auxquels GRDF est confronté sur la période à venir.

Ces projets nouveaux sont nombreux, à forts enjeux, à forts impacts et pour beaucoup directement ou indirectement issus de décisions de la CRE :

- le projet de compteurs évolués Gazpar,
- le projet « Transformation » de réorganisation des activités d’intervention au sein du service commun partagé entre ERDF et GRDF qui découle en grande partie de la décision de déploiement des compteurs Linky,
- les projets de remplacements des systèmes d’informations historiques qui découlent également de la décision de déploiement de Linky,

³ Délibération du 3 avril 2013 portant décision relative aux tarifs d’utilisation d’un réseau public d’électricité dans le domaine de tension HTB et Délibération du 12 décembre 2013 portant décision relative aux tarifs d’utilisation d’un réseau public d’électricité dans le domaine de tension HTA ou BT.

- le projet de mise en concurrence des prestations informatiques réalisées par GDF SUEZ IT, filiale du groupe ENGIE, pour le compte de GRDF. Ce dernier projet résulte d'une demande de la CRE visant à garantir une meilleure indépendance de GRDF vis-à-vis de sa maison-mère,
- le projet « Tulipe » de réalisation d'un pilote en prévision de la conversion ultérieure en gaz H du Nord de la France,
- autres projets s'inscrivant notamment dans l'accompagnement de la Transition Energétique.

Comme le souligne d'ailleurs la CRE, l'impact de ces projets est majeur puisqu'ils impliquent une hausse de charge comprise entre 90 et 120 MEUR/an sur la période tarifaire (cf. page 26 de la consultation publique).

Par ailleurs, GRDF est confronté à une évolution importante de charges non manœuvrables (impôts, taxes, charges de statut, hausses de cotisation etc...) issues d'obligations auxquelles GRDF ne peut se soustraire et qui sont totalement hors de son contrôle.

Il nous semble donc complètement légitime de fixer un objectif de productivité sur une assiette ne comportant pas les charges non manœuvrables.

GRDF trouverait logique que les charges de statut (1% CCAS et tarif agent), ainsi que les charges d'externalisation des avantages sociaux soient intégrées au CRCP. Ces charges sont en effet prix des énergies, les parts de marché du fournisseur historique et les taux d'intérêts sur les marchés financiers.

Toutefois, cette prise en compte dans le CRCP, qui vise à se prémunir contre des effets d'aubaine, tant pour l'opérateur que pour les clients, ne doit pas constituer un motif pour réduire le taux de rémunération.

Question 4 : (page 13)

Êtes-vous favorable à la mise en œuvre d'un mécanisme incitant GRDF à la maîtrise de ses coûts unitaires d'investissements dans les réseaux ? Que pensez-vous des modalités envisagées par la CRE ?

Le mécanisme d'incitation des investissements de l'ATRD4 était effectivement perfectible car il pouvait conduire à limiter les investissements réalisés par GRDF. L'orientation vers une logique de coûts unitaires semble pertinente. Toutefois, les chantiers sont très différents et variés ce qui rend l'exercice complexe. Les impacts des réglementations (enrobés amiantés, règlements de voirie) sont significatifs et difficilement chiffrables car ils dépendent des natures de chantiers ainsi que de leur localisation. L'analyse a posteriori de la performance de GRDF s'avèrera donc extrêmement complexe.

Au regard de cette forte incertitude, GRDF estime qu'il serait pertinent de réintégrer ces évolutions réglementaires subies en cours de période.

GRDF estime qu'il aurait été plus pertinent de prévoir un mécanisme incitatif avec une « bande neutre » autour du Coût Unitaire de référence, comme cela existe aujourd'hui pour les indicateurs de qualité de service. Cela reviendrait à définir un coût unitaire de base au delà duquel une pénalité serait appliquée et un coût unitaire cible en dessous duquel un bonus serait accordé.

En effet, comme le rappelle la CRE en page 15, ce mécanisme a été mis en œuvre en 2008 pour la qualité de service alors que le suivi des indicateurs venait d'être mis en place. Le passage à un seul objectif de référence envisagé aujourd'hui est lié à la « maturité » du système (profondeur d'historique suffisante).

Ce n'est pas le cas pour le nouveau mécanisme de régulation envisagé ici.

Question 5 : (page 14)

Êtes-vous favorable à la mise en œuvre d'un mécanisme incitant GRDF à la maîtrise de ses charges de capital sur les actifs hors réseaux au même titre que les charges d'exploitation ? Que pensez-vous du mécanisme envisagé par la CRE ?

Ce dispositif semble cohérent avec les cadres réglementaires existants ailleurs en Europe.

Néanmoins, les besoins prévisionnels d'investissement dans les Systèmes d'Information pour les 4 prochaines années ont été réalisés sur la base des besoins identifiés aujourd'hui.

De nouveaux besoins peuvent émerger en cours de période : demandes en GTG, prises en compte de nouvelles réglementations, notamment dans le domaine de la mise à disposition des données,...

Les impacts de ces nouveaux besoins devraient être neutralisés dans le dispositif envisagé.

Par ailleurs, il serait utile de préciser que ce dispositif est mis en place pour les 4 prochaines années et que la réalité des investissements réalisés (à la baisse ou à la hausse) sera prise en compte pour l'exercice tarifaire suivant.

Question 6 : (page 15)

Avez-vous des remarques sur la liste des indicateurs de suivi de la qualité de service envisagés ?

Le nombre d'indicateurs de suivi de la qualité de service est trop important.

Question 7 : (page 15)

Selon vous, les indicateurs existants permettent-ils de mesurer tous les aspects importants de la qualité de service du GRD ? Sinon, quels indicateurs devraient être ajoutés ?

Certains objectifs d'indicateurs ne sont pas pertinents. Par exemple, le taux de traitement des réclamations clients en moins de 30j fixé à 96% pourrait inciter l'opérateur à faire un traitement rapide des réclamations sans les résoudre parfaitement entraînant de nouvelles réclamations du client. Si l'indicateur de taux de réclamations multiples permettra d'identifier le phénomène, ce dernier n'est pas incité. Par ailleurs, les deux indicateurs sur le CED, bien que complémentaires, vont additionner leurs effets et conduire à un mécanisme de double peine ou double bonus. Nous proposons donc de diviser par deux le montant unitaire de l'incitation pour chacun des deux indicateurs (pour arriver à 0,25 €/MWh).

Question 8 : (page 16)

Êtes-vous favorable à l'évolution proposée du mécanisme d'attribution des bonus et des pénalités, c'est-à-dire à la fixation d'un unique objectif de référence et de valeurs plafond et plancher pour les indicateurs incités financièrement ?

La suppression des plages de neutralité améliore la lisibilité du dispositif. Les notions de plancher et plafond sont adaptées. En revanche, la dissymétrie très importante entre le plafond et le plancher augmente encore plus le risque supporté par l'opérateur.

Question 9 : (page 17)

Êtes-vous favorable à l'évolution proposée du mécanisme d'ajustement des paramètres de la régulation incitative de la qualité de service en cours de période tarifaire ? Avez-vous des remarques sur la liste des indicateurs de suivi de la qualité de service dont les caractéristiques seront fixées pour la période ATRD5 ?

Cette évolution permet de corriger une anomalie du dispositif existant car l'actualisation des seuils en cours de période, alors que la trajectoire de CNE est fixée, imposait à GRDF des objectifs de performance supérieurs à ceux déjà définis. En effet, les ajustements opérationnels à opérer pour augmenter les niveaux de qualité de service nécessitent généralement des dépenses complémentaires. En tout état de cause, les objectifs de performance et d'amélioration de la qualité de service devraient même faire l'objet d'une discussion préalable à l'élaboration de la trajectoire financière s'ils devaient nécessiter des développements informatiques par exemple, d'autant plus que ceux-ci seront contraints par le mécanisme de régulation incitative des charges de capital hors réseaux.

Question 10 : (page 18)

Êtes-vous favorable à la mise en place d'une régulation incitant GRDF à développer le nombre d'utilisateurs raccordés au réseau de gaz ? Êtes-vous favorable aux modalités du mécanisme d'incitation envisagé par la CRE ?

GRDF mène depuis déjà plusieurs années des actions de promotion du gaz naturel. Ces actions sont nécessaires pour maintenir la place du gaz dans le mix énergétique français. Les résultats des actions menées lors de la précédente période tarifaire de l'ATRD4 sont très positifs et les objectifs fixés de nouveaux clients dans le résidentiel ainsi que dans le tertiaire et l'industrie ont été largement atteints.

Il est important de rappeler que GRDF est déjà incité par le biais de la structure tarifaire à raccorder de nouveaux clients. En effet, la différence de chiffre d'affaires générée par l'écart entre le nombre de clients réellement raccordés et la trajectoire prévisionnelle n'est pas compensée dans le CRCP, alors que c'est le cas pour le chiffre d'affaires généré par les volumes. Ainsi, GRDF est directement sanctionné en cas de diminution du nombre de clients.

Le système proposé vient renforcer ce dispositif existant. Il permet de prendre en compte l'ensemble du portefeuille et les effets combinés de la conquête et de la fidélisation. Cependant, il embarque aussi les effets subis par GRDF tels que les changements de tarifs opérés par les fournisseurs. Par ailleurs, les actions de développement ne sont pas menées avec un objectif tarifaire. Il est difficile de cibler dans les actions de promotion du gaz naturel des clients T1, T2, T3 ou T4. C'est la raison pour laquelle GRDF développe ses actions en ciblant le marché d'affaires ou le marché grand public.

GRDF considère que les montants proposés pour les clients T1-T2 d'une part et T3-T4 d'autre part ne sont pas représentatifs de la situation du portefeuille actuel et ont tendance à favoriser le haut de portefeuille, plutôt que le bas de portefeuille. Cela revient à inciter GRDF à développer les clients gros consommateurs tels que les industriels au détriment des « petits » clients notamment les clients ayant l'usage cuisson ou eau chaude sanitaire.

GRDF a indiqué son souhait de fixer le niveau de bonus/malus plutôt à 120 Euros pour les T1 et T2 et 1000 Euros pour les T3 et T4. Avec ces niveaux, les changements de tarif T2 vers T3 ou T3 vers T2, qui sont complètement hors du champ de contrôle de GRDF, auront un effet plus limité tout en gardant les principes d'équilibre tarifaire prévus par la CRE.

Question 11 : (page 19)

Êtes-vous favorable à l'introduction pour GRDF d'un dispositif de régulation incitative des dépenses de R&D où les sommes allouées à la R&D et non utilisées par GRDF seraient restituées aux utilisateurs en fin de période tarifaire ?

GRDF mène des actions de R&D depuis de nombreuses années. Ces actions lui permettent de travailler sur des sujets innovants et de préparer le futur notamment en préparant l'arrivée de nouvelles technologies. Compte tenu des enjeux auxquels GRDF va être confronté dans les prochaines années, le maintien des activités de R&D est primordial.

GRDF est globalement favorable à la mise en place d'un dispositif de régulation incitative ciblant les actions de R&D.

Il est toutefois important de noter que les projets de R&D ont souvent une durée supérieure à celle de la période tarifaire, et des reports de budget liés à des retards dans les projets peuvent avoir lieu. Cela peut créer des fluctuations annuelles voire entre périodes tarifaires. GRDF souhaite en conséquence que le bilan des dépenses de R&D soit réalisé sur le cumul de la période tarifaire et non année par année. De plus, en cas de report de dépenses d'une période tarifaire à l'autre lié au retard d'un projet, GRDF considère que les mécanismes envisagés ne doivent pas constituer un frein pour les dépenses de R&D de la période tarifaire suivante.

Question 12 : (page 19)

Que pensez-vous de la mise en place d'un suivi annuel des projets de R&D de GRDF?

Dans le cadre d'un mécanisme de régulation incitative mis en place pour les actions de R&D, GRDF est favorable à la mise en place d'un suivi annuel des projets de R&D.

Compte tenu de la nature particulière des études de R&D, il permettra de suivre l'évolution des grands projets menés par GRDF et d'informer la CRE et les parties prenantes de l'état d'avancement des principales études.

Question 13 : (page 21)

Êtes-vous favorable au renforcement de l'incitation pour GRDF à maîtriser les coûts des pertes et différences diverses (passage d'une couverture au CRCP de 80 % à 70 %) en contrepartie d'une révision annuelle ex-post du montant de référence ?

GRDF n'est pas favorable à la baisse du taux de couverture des écarts sur le coût d'achat des pertes et différences diverses et des comptes d'écarts distribution de 80% à 70%, sachant qu'il a déjà subi une baisse de 90% à 80% lors du passage du tarif ATRD3 au tarif ATRD4.

En effet, ces écarts sont liés pour partie à des différences entre le volume normatif de pertes couvert par GRDF via des achats de gaz ex ante et le niveau effectif des pertes sur son réseau. Or, GRDF ne disposant à ce jour que de peu de leviers pour réduire le volume des pertes, il considère qu'il n'est pas pertinent de l'inciter financièrement sur ce facteur.

GRDF est en revanche favorable à la révision annuelle ex-post du montant de référence envisagée pour les achats des pertes et différence diverses, lequel est lié aux évolutions des prix des marchés de gros du gaz naturel que GRDF ne peut maîtriser. Pour cette raison également, GRDF est défavorable à la réduction du taux de couverture au CRCP.

Par ailleurs, GRDF rappelle que les trajectoires établies sur le poste pertes et différences ont été réalisées en prenant comme hypothèse la fusion effective au 1^{er} janvier 2019 du PEG Nord et du PEG TRS, ce qu'il a traduit comme un prix du gaz naturel identique sur ces deux PEG à compter de la date indiquée. GRDF considère que toute incidence sur les prix du marché du gaz par une réalisation non effective de cette fusion serait notamment prise en compte dans la révision ex-post des montants de référence.

Question 14 : (page 22)

Êtes-vous favorable à la reconduction des principes du mécanisme de CRCP existant ? Sinon, quelles seraient, selon vous, les modifications à apporter au mécanisme actuellement en vigueur ?

Les principes généraux du mécanisme de CRCP ont bien fonctionné depuis leur introduction dans l'ATRD3, il est pertinent de les conserver. A noter toutefois que, contrairement à un certain nombre de pays européens, GRDF n'est pas couvert par le CRCP sur les variations de chiffre d'affaires fixes (abonnement, capacité, distance). Toutefois, cette situation reste acceptable si les possibilités d'optimisation des fournisseurs sur le choix de la tranche tarifaire restent limitées.

Question 15 : (page 22)

Êtes-vous favorable aux évolutions proposées concernant les différents postes aux CRCP ?

Les évolutions proposées pour le CRCP sont globalement pertinentes.

GRDF trouverait néanmoins logique que les charges de statut (1% CCAS et tarif agent), ainsi que les charges d'externalisation des avantages sociaux soient intégrées au CRCP. Ces charges sont en effet influencées par les prix des énergies, les parts de marché du fournisseur historique et les taux d'intérêts sur les marchés financiers.

Ces charges sont en effet encore moins prévisibles que les achats d'énergie.

Toutefois, cette prise en compte dans le CRCP, qui vise à se prémunir contre des effets d'aubaine, tant pour l'opérateur que pour les clients, ne doit pas constituer un motif pour réduire le taux de rémunération.

Si toutefois la CRE décide de ne pas intégrer ces charges au CRCP, il nous semble qu'il serait pertinent de prévoir leur ajustement, à la hausse ou à la baisse, pour les deux dernières années via la clause de rendez-vous.

Question 16 : (page 23)

Êtes-vous favorable au maintien d'une clause de rendez-vous pour le tarif ATRD5 de GRDF, selon des critères d'activation similaires à ceux mis en place pour la clause de rendez-vous du tarif ATRD4 ?

GRDF est favorable au maintien d'une clause de rendez-vous pour le tarif ATRD 5.

Cependant GRDF constate que la fenêtre de mise en œuvre est très restreinte et ne répond que partiellement à l'objectif initial.

En effet, pour être prise en compte dans l'évolution tarifaire au 1^{er} juillet 2018, et compte tenu des délais d'instruction probables, la survenance d'un événement susceptible d'entraîner l'activation de cette clause devrait intervenir avant le 1^{er} janvier 2018 ce qui restreint de fait son intérêt.

Si l'on prend l'exemple de la décision du CoRDIS sur les impayés, survenue en septembre 2014, il aurait pu être souhaitable de prendre en compte dans le tarif de distribution dès le 1^{er} juillet 2015 la couverture du flux d'impayés, quitte à reporter à la décision tarifaire ATRD5 celle du stock d'impayés.

De fait, une plus grande souplesse permettant de prendre en compte à chaque mise à jour tarifaire l'impact d'une décision à caractère législatif, réglementaire ou juridictionnel serait de nature à en lisser l'impact pour les consommateurs.

QUESTIONS RELATIVES A LA DEMANDE DE GRDF ET L'ANALYSE PRELIMINAIRE DE LA CRE

Question 17 : (page 33)

Que pensez-vous de la prise en compte par le tarif ATRD5 des nouvelles dépenses présentées par GRDF au titre du projet Gazpar, hors dépenses relevant d'un report de charges déjà couvertes par le tarif ATRD4 ?

GRDF rappelle que le projet Gazpar a fait l'objet d'une étude technico-économique de la CRE début 2013 (« plan de référence 2013 »), qui a abouti à la décision définitive de déploiement du projet le 23 septembre 2014 par décision de Ségolène Royal, Ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie et Emmanuel Macron, Ministre de l'Économie, de l'Industrie et du Numérique. Le déploiement du projet devrait se terminer en 2022. GRDF rappelle également que le projet Gazpar diffère des autres projets sur beaucoup d'aspects notamment son ampleur, la durée de son déploiement, son caractère innovant de par les caractéristiques de la chaîne communicante à implémenter et son impact profond sur les processus mis en œuvre actuellement dans l'entreprise. Ainsi la réalité opérationnelle peut créer des décalages d'une année à l'autre entre les dépenses réalisées et la trajectoire de l'étude économique de 2013, sans remettre en cause l'équilibre général du projet.

La trajectoire d'investissements liée au projet Gazpar sur la période tarifaire ATRD5 fait l'objet d'un cadre tarifaire spécifique qui a été défini dans la délibération du 17 juillet 2014 portant décision sur le cadre de régulation incitative du système de comptage évolué de GRDF, comme la CRE le rappelle dans la consultation publique.

La mise à jour de la trajectoire de dépenses sur la période tarifaire ATRD5 a été réalisée au regard de l'avancement du projet qui a permis d'ajuster les prévisions. Les besoins liés à l'accompagnement de la transition énergétique nécessitent de développer de nouvelles fonctionnalités, qui n'avaient pas pu être anticipées lors de l'étude technico-économique de 2013 et ont été pris en compte dans la trajectoire ATRD5.

GRDF demande par conséquent la prise en compte par le tarif ATRD5 des dépenses présentées au titre du projet Gazpar.

Sur la période ATRD4, les dépenses liées au projet Gazpar ont été inférieures de 9 MEUR à la trajectoire prévue, en raison du décalage de certaines dépenses. GRDF considère légitime que la CRE s'interroge sur la couverture de ces charges sur la période ATRD5, même si le sujet des décalages de dépenses est inhérent à tout projet de cette ampleur. GRDF tient toutefois à rappeler, d'une part, qu'un dépassement des charges prévues sur la période ATRD4 n'aurait probablement pas été couvert par le tarif sur la période ATRD5 et, d'autre part, que la non couverture de ces dépenses sur la période ATRD5 nécessitera pour l'opérateur la recherche de gains de productivité supplémentaires sur d'autres postes de dépenses, le niveau de productivité intégré dans la trajectoire de dépenses ATRD5 étant déjà ambitieux.

Question 18 : (page 35)

Êtes-vous favorable à la prise en compte dans le CRCP des éventuelles évolutions de charges du projet « Tulipe » ?

GRDF rappelle en préambule que le projet « Tulipe » a des enjeux forts en termes de sécurité d'approvisionnement et de continuité d'acheminement. En France, la DGE a mis en place, fin 2014, un comité de pilotage de la conversion de la zone nord du gaz B au gaz H. Ce comité regroupe les directions des ministères concernés, la Commission de Régulation de l'énergie, les opérateurs de réseaux et de stockages et les fournisseurs. Il est prévu que ce comité fédère, à terme, toutes les parties prenantes et notamment les fabricants d'appareils, les associations de consommateurs, les collectivités locales et la filière des professionnels gaz.

A ce stade, dans le cadre du comité de pilotage, GRDF est déjà engagé dans la première phase du projet qui comprend notamment les études, la formation des intervenants et la rédaction des manuels de conversion. GRDF demande donc la prise en compte des dépenses liées à la phase 1 du projet dans la trajectoire des dépenses ATRD5.

Pour la suite du projet, GRDF juge totalement indispensable la détermination d'un cadre réglementaire et régulateur qui permettra de préciser les responsabilités des acteurs et les modalités de financement du projet. A cet effet, la CRE doit réaliser une étude technico-économique qui devra permettre d'aboutir à la publication d'un décret.

GRDF admet par ailleurs qu'à ce stade les modalités de mise en œuvre restent incertaines.

GRDF considère toutefois que le cadre régulateur du tarif ATRD5 doit lui permettre d'engager les dépenses nécessaires au projet et demande la prise en compte dans le CRCP des écarts entre les dépenses réellement engagées et les dépenses retenues pour fixer le tarif ATRD5.

Question 19 : (page 36)

Pensez-vous que le développement de prestations d'accompagnement des collectivités territoriales dans le cadre de la transition énergétique relève des missions dévolues au GRD ? Si oui, estimez-vous nécessaire que le tarif couvre des ressources supplémentaires de GRDF spécifiques à l'accompagnement des collectivités ?

GRDF est aujourd'hui le principal distributeur de gaz naturel en France avec une présence dans près de 9500 collectivités. L'enquête annuelle auprès des collectivités territoriales (réalisée par un institut français indépendant d'études et de sondages - IFOP jusqu'en 2014 et BVA depuis) confirme que GRDF est perçu comme un partenaire de ces collectivités pour le déploiement des politiques énergétiques locales à 84% :

- 88% des interviewés font confiance à GRDF pour éclairer et accompagner leur collectivité sur des solutions énergétiques dans le cadre de leurs projets territoriaux (aménagement, rénovation,...).
- 85% des interviewés font confiance à GRDF pour développer l'usage du gaz dans les transports.
- 84% des interviewés font confiance à GRDF pour soutenir le développement du biométhane.

En parallèle, au regard de la loi sur la Nouvelle Organisation Territoriale de la République (NOTRe) et de la Loi de la Transition Energétique et de la Croissance Verte (LTECV), les territoires et leurs compétences sont amenés à évoluer, entraînant une montée en compétence et un élargissement de leurs champs d'actions.

Pour cela, les territoires disposent d'outils de planification énergétique stratégiques et opérationnels, leur permettant d'être plus prescriptifs :

- Planification énergétique territoriale : Plan Climat Air Energie Territorial (PCAET), Schéma Régional d'Aménagement et de Développement Durable du Territoire (SRADDT) ;
- Intégration des questions énergétiques dans les documents d'urbanisme : Schéma de Cohérence Territorial (SCOT), Plan Local de l'Urbanisme (PLU), futurs schémas régionaux d'aménagement et de développement durable du territoire (SRADDT), futurs « schémas directeurs de l'énergie » ;
- Stratégie énergétique à l'échelle d'un projet d'Aménagement : étude de faisabilité du potentiel de développement des énergies renouvelables.

Dans ce cadre, les attentes des collectivités en termes de mise à disposition de données et d'accompagnement dans leurs projets énergétiques sont fortes. La légitimité des GRD a d'ailleurs déjà été reconnue sur le plan législatif puisque la LTECV donne aux gestionnaires de réseaux de distribution la mission de mise à disposition des données de consommation et de production de biogaz.

GRDF considère donc que l'accompagnement des collectivités territoriales dans le cadre de la transition énergétique relève des missions de concessionnaire. Ceci se traduira par quelques charges supplémentaires, au demeurant très modestes (1,7 M€/an), dont GRDF demande la couverture par le tarif.

Question 20 : (page 36)

Pensez-vous que le développement de l'activité de prévision de la demande par GRDF nécessite la prise en compte par le tarif ATRD5 de coûts supplémentaires ?

Pour répondre aux exigences de la LTECV, GRDF va devoir établir, dans le cadre d'un processus de concertation avec l'ensemble des parties prenantes et en coordination avec les gestionnaires de réseau de transport, les autres gestionnaires de réseau de distribution, et les autres acteurs essentiels du domaine gazier, un bilan prévisionnel pluriannuel de la consommation de gaz naturel en France. GRDF devra également établir des scénarios prospectifs sur 15 ans pour préparer les exercices de planification énergétique élaborés par les pouvoirs publics. Pour construire ses scénarios de demande, GRDF s'appuiera sur des études et scénarios multi-énergies établis par des acteurs externes.

Du fait de l'horizon étudié, de la nécessité de bâtir des scénarios multi-énergies, ainsi que de la concertation à mettre en œuvre, cet exercice de prévision s'éloigne fortement des travaux de prévision réalisés pour l'établissement d'une trajectoire tarifaire sur une période de 4 ans.

En conséquence, il est prévu qu'une équipe dédiée monte progressivement en compétences sur ces sujets de prévision de la demande à 15 ans pour construire un pôle d'expertise.

Les résultats des prévisions de la demande seront présentés à l'ensemble des parties prenantes et diffusés plus largement auprès des acteurs institutionnels sous forme de rapport annuel. L'édition de ce rapport sera confiée à une entreprise spécialisée dans la communication.

GRDF demande que le tarif ATRD5 prenne en compte les coûts d'élaboration et de diffusion de scénario de prévisions de la demande.

Question 21 : (page 37)

Êtes-vous favorable à la prise en compte des coûts des projets « Smart Grids » par le tarif ATRD5, sous réserve d'une analyse coûts-bénéfices favorable ?

En accompagnant une évolution profonde du paysage énergétique, les réseaux qui permettent l'acheminement d'énergie jusqu'à son point de consommation vivent un courant de modernisation sans précédent. Ce que l'on nomme « Smart Grids » en est le résultat : un ensemble formé par les réseaux d'énergie proprement dits, associés aux technologies de l'information et de télécommunication (TIC) permettant d'insérer les productions locales dans le réseau (installations de production et systèmes hybrides installés chez les clients), de maximiser la part renouvelable des consommations énergétiques et d'améliorer l'efficacité de l'acheminement en temps réel (en fonction du contexte local) tout en assurant des prix abordables et compétitifs.

Visible à de multiples niveaux des systèmes gaziers et électriques, cette convergence progressive de deux secteurs traditionnellement distincts ouvre ainsi la voie à une gestion avancée des moyens de stockage, de production d'énergie distribuée et renouvelable, ainsi que des consommations.

Les projets « Smart Gas Grids » permettent une projection du réseau de distribution de gaz dans l'avenir en intégrant des fonctionnalités issues des TIC. En s'appuyant sur la mise en service d'éléments communicants, les outils de l'exploitant du réseau de gaz évoluent au service d'un triple objectif :

- une efficacité en constante amélioration,
- la prise en compte du rôle croissant de nouveaux acteurs –y compris des consommateurs– ,
- l'instauration de passerelles de coopérations entre réseaux collectifs.

Dans sa délibération du 25 février 2015, la CRE a demandé à chaque gestionnaire de réseaux de distribution d'électricité et de gaz naturel desservant plus de 100 000 clients, en concertation avec l'ensemble des acteurs concernés :

- de préciser les optimisations du système énergétique local que pourrait apporter une plus grande coordination entre les différents réseaux d'énergies et une mutualisation de certains équipements ;
- d'identifier les impacts d'une interaction forte entre les différents réseaux énergétiques sur la gestion globale des réseaux d'électricité et de gaz naturel.

La démarche de GRDF s'inscrit pleinement dans le cadre fixé par la CRE et GRDF demande la couverture des coûts des projets « Smart Grids » par le tarif ATRD5.

La Transition Énergétique sera le résultat de la combinaison et de la complémentarité des différents réseaux (eau, gaz, électricité, TIC), des différentes énergies et des différents usages. Tous les réseaux doivent y contribuer et pas seulement le réseau d'électricité.

L'engagement de GRDF dans les smart grids est clairement une démarche de R&D qui s'inscrit dans le long terme ; une approche via un Business Plan du type de celui réalisé pour Gazpar n'est pas envisageable quand le projet n'en est qu'au stade de l'expérimentation.

Par ailleurs, l'essentiel des bénéfices n'est pas au seul périmètre du distributeur, mais plutôt au périmètre de la collectivité dans le cadre de la Transition Énergétique. Cet engagement de GRDF relève de la mise en œuvre de la politique de maîtrise de l'énergie du gouvernement (rappelée dans le Contrat de Service Public) et ne relève pas d'une optimisation des coûts de l'activité de GRDF.

C'est pourquoi une analyse coûts bénéfices au périmètre du distributeur n'est pas pertinente pour l'essentiel des actions envisagées. Néanmoins pour les outils SI permettant d'assurer une modernisation de la gestion et la conduite du réseau, GRDF apportera des éléments complémentaires sur les bénéfices escomptés.

Pour les dépenses des projets smart grids relevant de la R&D, GRDF propose qu'elles soient intégrées à la régulation incitative des dépenses de R&D telle qu'envisagée par la CRE.

Question 22 : (page 38)

Êtes-vous favorable au transfert de certaines charges relatives aux ouvrages de raccordement au réseau de transport, notamment des charges « 3R » (réparations, remplacement, renouvellement des postes), des tarifs ATRD5 des GRD vers le terme de capacité de livraison aux PITD des tarifs ATRT6 des GRT ?

Les contrats d'interface en vigueur entre les transporteurs et les distributeurs prévoient que le transporteur puisse répercuter aux distributeurs les coûts qu'il engage pour procéder aux opérations de réparation, remplacement et renouvellement des postes et branchements aux points d'interface entre le transport et la distribution.

GRDF indique que le transporteur est propriétaire et exploitant de ces installations, et qu'il est donc le seul donneur d'ordre des travaux qu'il considère légitime d'engager.

N'ayant aucune capacité à peser sur les travaux décidés par les transporteurs, GRDF considère que le système actuel n'est pas vertueux et qu'il n'est pas fondé d'affecter aux distributeurs les charges correspondant aux réparations, remplacement et renouvellement des postes et branchements aux points d'interface entre le transport et la distribution. Cette position a toujours été défendue par GRDF, notamment au sein du GT raccordement. Les transporteurs ont consenti à réexaminer le dispositif contractuel à l'occasion des travaux tarifaires ATRT4 (2008) et ATRT5 (2012). Cette démarche n'a alors pas pu aboutir pour des raisons conjoncturelles.

Les nouveaux tarifs de distribution (ATRD5) et de transport (ATRT6) devant faire l'objet d'une délibération en 2016 et 2017 respectivement, GRDF demande le transfert de ces charges entre distributeurs et transporteurs à compter du 1^{er} janvier 2017 afin que le transfert puisse être pris en compte dans les deux tarifs simultanément et ainsi assurer une juste couverture des charges des distributeurs et des transporteurs.

Question 23 : (page 40)

Que pensez-vous des modalités envisagées par la CRE pour la couverture des charges générées par les impayés des clients finals relatifs aux sommes dues au titre de l'utilisation du réseau de distribution, d'une part, pour le flux d'impayés et, d'autre part, pour le stock d'impayés ?

Question 24 : (page 40)

Que pensez-vous de l'introduction d'un poste au CRCP permettant de prendre en compte les écarts entre la trajectoire prévisionnelle et le coût réel relatif aux impayés (stock et flux) ?

GRDF partage tout à fait l'analyse de la CRE selon laquelle la décision du CoRDIS en date du 19 septembre 2014 a pour effet la remise en cause rétroactive de l'organisation contractuelle définie au terme d'une négociation entre tous les acteurs du marché, dans le cadre d'un processus de concertation sous l'égide du collège et des services de la CRE, au sein des Groupes de Travail Gaz (GTG) permettant au régulateur de s'assurer que les contrats respectent les principes d'objectivité, de transparence et de non-discrimination.

GRDF prend donc acte de l'orientation de la CRE, visant à tirer les conséquences de la décision du CoRDIS sur le prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel, en prévoyant la couverture des charges du gestionnaire de réseau au titre du « flux » d'impayés, à savoir des « charges d'impayés à compter de 2016 », et du « stock », à savoir des « charges d'impayés antérieures au 31 décembre 2015 ».

GRDF tient cependant à revenir sur les commentaires déjà formulés dans le cadre de sa demande tarifaire et à les compléter.

Ainsi GRDF souhaite attirer l'attention du régulateur sur le fait qu'il ne dispose pas des informations lui permettant d'apprécier :

- le risque d'impayés porté par chacun des fournisseurs suivant leur politique commerciale et leur clientèle.
- la diligence des services de recouvrement de factures des différents fournisseurs, ainsi que le taux, même moyen, d'encaissement et les délais constatés de recouvrement des créances.
- le montant des créances déjà déclarées irrécouvrables par les commissaires aux comptes des fournisseurs et susceptibles ainsi de constituer des « charges d'impayés antérieures au 31 décembre 2015 » et le rythme auquel ces derniers adresseront leurs demandes de remboursement à GRDF.

- les possibilités de contrôles qui pourront être mis en œuvre par GRDF vis-à-vis des impayés présentés par les fournisseurs (stock et flux) ; en effet le Contrat d'Acheminement Distribution est actuellement en cours de discussion avec les fournisseurs, sous l'égide de la CRE et sera soumis ultérieurement à la validation du CoRDiS

De ce fait, il est très difficile pour GRDF de prévoir le « flux » d'impayés qui résulterait de l'application de cette décision. Le taux de 0,9% cité par la CRE dans sa consultation n'est en effet en aucun cas une prévision de GRDF mais simplement la seule référence publique disponible, en l'occurrence le taux d'impayés retenu par la CRE pour la fixation du tarif d'utilisation du réseau public d'électricité (TURPE 4). En conséquence, GRDF n'a aucune assurance quant à l'effectivité de ce taux d'impayés, ni au fait qu'il est bien transposable s'agissant de GRDF.

GRDF tient également, pour les mêmes raisons, à préciser que la prévision concernant le « stock » d'impayés est entachée de très fortes incertitudes et que la quote-part relative aux TRV résulte également d'une estimation approximative.

Par ailleurs, même si GRDF comprend les motivations de la CRE, l'orientation prise de ne couvrir que le stock d'impayés distribution relatifs à des clients en Offres de Marché, afin d'éviter un risque de double couverture des coûts du TRV, pose deux difficultés majeures :

- Un problème juridique dans la mesure où le CoRDiS, dans sa décision, n'a pas écarté la prise en compte des impayés des fournisseurs relatifs à ces clients et qu'en conséquence les évolutions contractuelles proposées par GRDF en application de cette décision n'ont pas pu davantage les écarter. Ainsi, GRDF ne peut exclure que les fournisseurs en exigent le remboursement, en invoquant le principe de non-discrimination de l'accès au réseau.
- Un problème technique dans la mesure où le système d'information de GRDF ne permet pas de distinguer le tarif de fourniture des clients et que les aménagements contractuels proposés par GRDF en application de la décision du CoRDiS ne prévoient pas d'exiger des fournisseurs qu'ils précisent et justifient, dans leurs demandes de remboursement des impayés, la part correspondant à des clients aux TRV.

Enfin, les modalités contractuelles envisagées, sur la base notamment des échanges avec les services de la CRE qui ont souhaité qu'elles se rapprochent de celles mises en place entre ERDF et les fournisseurs, ne permettront pas à GRDF de suivre avec précision l'affectation à un exercice comptable et à des périodes d'acheminement du gaz des impayés demandés au remboursement par les fournisseurs, obérant également fortement la capacité de GRDF à améliorer ses prévisions en la matière à l'avenir.

La décision du CoRDiS fait l'objet d'un recours devant la Cour d'appel de Paris, dont la décision n'est pas attendue avant le premier semestre 2016, et le CoRDiS ne s'est pas encore prononcé sur les évolutions du cadre contractuel proposées par GRDF en application de sa décision.

Aussi, compte tenu des grandes incertitudes sur les montants qui seront réclamés par les fournisseurs à GRDF, GRDF a proposé dans sa demande tarifaire d'intégrer dans le mécanisme du CRCP les montants qui auront été effectivement remboursés aux fournisseurs et cela sans fixer de trajectoire prévisionnelle à ce stade.

Cette façon de procéder a de nombreux avantages, en particulier :

- Elle évite d'impacter la hausse initiale au 1^{er} juillet 2016 d'un montant qui aujourd'hui est entaché de beaucoup d'incertitudes.
- Elle garantit aux clients finals de supporter le montant réel des sommes effectivement remboursées aux fournisseurs, cette charge devant s'équilibrer globalement avec la baisse du prix de la fourniture de gaz facturé par les fournisseurs.

Bien entendu, si la CRE n'était pas disposée à accéder à la demande de GRDF, GRDF serait favorable à la prise en compte par le CRCP des écarts entre la trajectoire prévisionnelle et le coût réel relatif aux impayés (stock et flux), afin là encore de ne faire couvrir par le tarif que le coût réellement généré par les créances d'acheminement irrécouvrables.

Question 25 : (page 41)

Que pensez-vous de la fourchette de taux de rémunération du capital envisagée par la CRE ?

Comme demandé par la CRE, GRDF a accompagné sa demande tarifaire d'une analyse justifiant du taux de rémunération intégré à sa demande (étude confiée au cabinet NERA). GRDF regrette que la CRE n'ait pas publié le rapport de NERA alors que le rapport de Frontier Economics, expert mandaté par la CRE, y fait systématiquement référence.

De ce fait, GRDF a choisi de publier le rapport initial de NERA ainsi que ses commentaires sur le rapport Frontier.

Le travail fourni par Frontier est sérieux et conforme aux standards et pratiques du secteur économique et financier.

Cependant les valeurs retenues *in fine* pour trois paramètres essentiels (spread de dette et surtout bêta et inflation) et la fourchette de taux de rémunération qui en résulte (3,9% - 5,5%) nous semblent exagérément basses.

Frontier et NERA s'accordent pour indiquer que les risques n'ont pas sensiblement évolué entre l'ATRD4 et l'ATRD5⁴. Alors qu'à l'évidence cela milite pour une stabilité du bêta (0,46), Frontier retient une fourchette plus basse entre 0,35 – 0,44 au motif d'un nécessaire rapprochement entre l'électricité et le gaz.

GRDF a déjà eu l'occasion à plusieurs reprises de mentionner les différences significatives de perspectives entre les secteurs du gaz et de l'électricité.

Ces différences significatives sont d'ailleurs mentionnées par Frontier dans son rapport de 2011⁵ et risquent de s'amplifier avec la transition énergétique et la baisse des volumes de gaz acheminés.

Cette énergie n'ayant aucun usage captif contrairement à l'électricité, il y a bien un « risque gaz » spécifique sur le moyen / long terme qui doit être intégré d'autant que la rentabilité des investissements de GRDF se juge sur une durée de 45 ans soit plus de 11 périodes tarifaires (2060).

Les analyses de Frontier tirent exagérément le spread de dette vers le bas :

- Tout en reconnaissant le caractère pertinent de l'approche de NERA pour apprécier le coût de la dette, Frontier retient une fourchette qui n'intègre pas la valeur résultant de cette approche.
- Frontier présente un benchmark de décisions de régulateurs concernant le coût de la dette et indique que ces valeurs sont "en ligne" avec ses propositions alors même que 50% des cas présentés ont un coût de la dette supérieur à la fourchette haute retenue par Frontier.

⁴ hypothèse retenue par les consultants sur la base d'un cadre de régulation inchangé.

Les évolutions envisagées par la CRE pour l'ATRD5 avec la mise en place de réglementations incitatives nouvelles et/ou renforcées, que GRDF ne conteste pas, conduisent d'ailleurs à une augmentation des risques.

⁵ Rapport communiqué à titre confidentiel à GRDF en 2011 à l'occasion des discussions tarifaires ATRD 4 et que GRDF ne peut rendre public.

- Frontier fonde le choix de la borne basse du spread de dette sur des analyses de spreads de dette de RTE et ENGIE selon une méthode complexe et discutable basée sur une période post crise ne couvrant que les 5 dernières années.
- Les valeurs obtenues posent d'ailleurs question quand on constate que les spreads calculés par Frontier en 2015 sont sensiblement inférieurs à ceux calculés en 2011 pour des périodes identiques (-30 à -40 pb sur 2009 et 2010).

La proposition de NERA basée sur une observation directe du coût de la dette en nominal, méthode plus simple et moins contestable, conduit à une baisse de 0,4% en nominal par rapport à la période ATRD4 contre une baisse comprise entre 0,6% et 1,7% proposée par Frontier, ce qui paraît là encore très excessif.

Contrairement à ses préconisations de 2011, Frontier ne privilégie plus l'utilisation des prévisions d'inflation France réalisées par des organismes reconnus au bénéfice d'une analyse très technique et très discutable (écart OAT / OATi) qui présente des biais que Frontier mentionne mais décide d'ignorer.

Pour assurer la cohérence du modèle réglementaire, l'hypothèse d'inflation retenue doit être représentative de l'indice d'inflation utilisé in fine pour réévaluer la BAR.

Or ce n'est pas le cas, l'inflation Europe est systématiquement supérieure à l'indice ICPH d'inflation France qui entre dans sa composition (+0,5%) qui est lui-même systématiquement supérieur à l'indice INSEE retenu pour réévaluer la BAR (+0,2%).

L'approche adoptée par Frontier reviendrait à pénaliser GRDF :

- en surestimant l'inflation (biais méthodologique, inflation Europe vs inflation France),
- alors que la BAR est réévaluée sur un indice d'inflation sensiblement plus faible que l'inflation France.

Ainsi l'impact de la baisse de l'inflation constatée sur la période ATRD4 a été intégralement restitué aux consommateurs (via les mécanismes de CRCP) et se répercute également sur la période ATRD5 du fait de la moindre réévaluation de la BAR.

La consultation publique très récente de l'ARCEP est très intéressante à cet égard. En effet, on peut observer que sur les paramètres communs à l'ensemble des entreprises régulées françaises les valeurs basses de la fourchette de Frontier apparaissent en écarts significatifs alors que les valeurs proposées par NERA et GRDF sont tout à fait en ligne avec les chiffres de l'ARCEP. Ces deux paramètres ne sont d'ailleurs pas les plus problématiques du rapport de Frontier.

	Fourchette Frontier	Fourchette ARCEP	Fourchette NERA	Proposition GRDF
Taux sans risque nominal	2,6% - 3,4%	3,0% - 3,5%	3,2% - 3,6%	3,2%
Prime de risque de marché	4,4% - 5,3%	4,75% - 5,25%	4,7% - 5,5%	5%

L'ARCEP a depuis publié sa décision. Elle a retenu un taux sans risque nominal de 3%, compte tenu d'une hypothèse d'inflation de 1% issue du projet de loi de finances pour 2016 et une prime de marché de 5%.

En tout état de cause, la fourchette de taux de rémunération publiée par la CRE, de 4,5% à 5,25%, nous semble encore trop basse. En effet, l'application des valeurs retenues par l'ARCEP conduirait à une fourchette beaucoup plus élevée comprise entre 5,5% et 6%.

QUESTIONS RELATIVES AUX HYPOTHESES DE QUANTITES DISTRIBUEES ET DE NOMBRE DE CONSOMMATEURS DESSERVIS

Question 26 : (page 45)

Êtes-vous favorable à la prise en compte des évolutions du modèle de prévisions proposées par GRDF (recalage du modèle de correction climatique et nouvelle référence climatique) ?

GRDF est favorable à la prise en compte des évolutions du modèle de prévisions proposées.

La prise en compte de la « nouvelle » référence climatique est inévitable : cette même référence est en effet déjà utilisée par beaucoup de grands énergéticiens depuis plusieurs années notamment ERDF et RTE, qui ont participé à son élaboration avec Météo France. Cette référence est plus représentative du climat réellement observé, elle prend en compte notamment le réchauffement climatique.

Le recalage du modèle de correction climatique représentait un volume de 7,8 TWh en 2011. La non-prise en compte de ce recalage ainsi que de la nouvelle référence climatique de Météo France a conduit à surestimer les consommations et a contribué à une part importante du CRCP, et au calcul annuel de l'augmentation avec le facteur k. Il convient de prendre en considération le recalage du modèle.

Question 27 : (page 45)

Que pensez-vous des trajectoires prévisionnelles de quantités de gaz distribuées et de consommateurs raccordés proposées par GRDF ?

GRDF rappelle que les trajectoires prévisionnelles de nombre de clients et de volumes ont été réalisées en considérant que le budget demandé pour les actions de promotion du gaz de 54 M€ serait accordé.

GRDF considère une légère hausse du nombre de clients raccordés sur la période 2016-2019 : les résiliations notamment les désabonnements des clients cuisson et les désabonnements des clients choisissant une autre énergie que le gaz seront compensées par l'arrivée de nouveaux clients, principalement des clients chauffage.

En ce qui concerne les volumes livrés, GRDF s'attend à une baisse annuelle de l'ordre de -0,6%/an. Ces baisses s'expliquent notamment par l'amélioration de l'efficacité énergétique, dans le secteur résidentiel, et un ralentissement de l'activité économique dans les secteurs tertiaire et industrie.

QUESTIONS RELATIVES A LA STRUCTURE DES TARIFS D'UTILISATION DES RESEAUX DE DISTRIBUTION

Question 28 : (page 47)

Êtes-vous favorable au maintien du seuil entre les options tarifaires T1 et T2 à 6 MWh par an ?

GRDF rappelle que cette orientation concerne en premier lieu les profils. Sur le plan qualité des allocations (meilleure prise en compte des écarts de températures), il serait souhaitable de procéder à un abaissement du seuil P11-P12 autour de 4 MWh.

Dans la mesure où les fournisseurs ont toujours affirmé qu'ils ne souhaitent pas dé-corréler tarif et profil pour les 6M, il aurait été intéressant de procéder à un abaissement du seuil T1-T2 à 4 MWh qui aurait permis de faire évoluer conjointement le seuil P11-P12. C'est d'ailleurs ce qui avait été envisagé lors des travaux tarifaires précédents, mais n'avait pas été retenu.

L'introduction d'une part climatique au profil P11 a toutefois déjà permis une amélioration du profilage et rend un peu moins indispensable l'abaissement du seuil P11-P12.

Dans ces conditions, GRDF est favorable au maintien du seuil entre les options tarifaires T1 et T2 à 6 MWh par an pour l'ATRD5.

Ce sujet pourra être réinterrogé à l'occasion des travaux annoncés dans la question 31.

Question 29 : (page 50)

Êtes-vous favorable à l'évolution des règles d'affectation des fréquences standard de relevé? Que pensez-vous des seuils entre les consommateurs ayant une fréquence standard de relevé mensuelle et ceux ayant une fréquence standard de relevé semestrielle proposés par la CRE ? Que pensez-vous des seuils entre les consommateurs ayant une fréquence standard de relevé mensuelle et ceux ayant une fréquence standard de relevé quotidienne proposés par la CRE ?

Dans la mesure où GRDF a largement contribué aux études qui ont abouti à cette proposition, les seuils nous semblent cohérents. Nous tenons néanmoins à faire les observations suivantes :

- Le fait que les seuils soient indexés sur la CAR (consommation annuelle ramenée à une température de référence nationale) va parfois induire une dé-corrélation entre la fréquence de relevé et le tarif (dont l'optimum se base sur la consommation annuelle réelle dépendant du climat local).

Il aurait été préférable d'indexer les seuils sur une consommation annuelle ramenée à une température de référence locale, ce qui aurait limité cet effet (au prix d'une complexité un peu supérieure). Avoir une fréquence décorrélée du tarif pour un nombre important de PCE n'est toutefois pas un point bloquant mais induit des complexités supplémentaires.

- L'introduction de critères sur plus de 3 ans, non prévus initialement, complexifie le suivi (nécessité de conserver un historique plus long) avec un bénéfice très incertain (peu d'effet sur la limitation de « zapping » injustifié).

Question 30 : (page 50)

Que pensez-vous des modalités d'entrée en vigueur de ces règles ?

GRDF est globalement favorable aux modalités d'entrée en vigueur prévues car elles permettent de régulariser des cas atypiques et devraient limiter certaines déviations constatées en 2015.

Il est néanmoins indispensable de prévoir une mise en œuvre échelonnée dans le temps pour lisser la mise en conformité du stock sur plusieurs années (n'appliquer la première année que les critères sur 1 an, puis les critères sur 2 ans à partir de la deuxième etc...).

Nous émettons néanmoins des réserves sur notre capacité à estimer et suivre un surcoût de la désoptimisation induite par les clients qui refuseraient de passer en fréquence JJ telle que prévue.

Question 31 : (page 51)

Êtes-vous favorable au lancement dès le 2^{ème} trimestre 2016 de travaux de détermination des coûts à long terme, en fonction de l'utilisation que chaque catégorie de consommateurs fait du réseau, en vue de l'adaptation de la structure tarifaire ATRD ? Que pensez-vous du calendrier prévisionnel envisagé ?

GRDF est favorable au lancement des travaux de détermination des coûts à long terme en vue de l'adaptation de la structure tarifaire ATRD suivant le calendrier prévisionnel envisagé.

AUTRE QUESTION

Question 32 : (page 54)

Avez-vous toute autre remarque sur le prochain tarif ATRD5 de GRDF ?

Indexation annuelle du tarif

Au vu des éléments présentés dans la consultation publique, GRDF constate que la CRE semble renoncer de fait à tout lissage dans le temps de la hausse tarifaire en affichant une évolution ultérieure du tarif sur l'IPC + 0%.

GRDF considère qu'il y aurait une logique à adopter une évolution en IPC + x% afin de suivre l'évolution naturelle des charges de distribution sur la période ATRD5 ainsi que l'érosion tendancielle des volumes acheminés.

Une telle évolution serait de nature à réduire la hausse initiale au 1^{er} juillet 2016 puisque la hausse demandée par GRDF (hors effet des impayés) est de 6% avec IPC+1,4% contre une hausse de 7,9% avec IPC+0%.

Et, sans préjuger du niveau de tarif nécessaire pour couvrir les charges de distribution en 2020, elle serait également de nature à réduire le risque d'une hausse importante à l'occasion de la mise en place de l'ATRD6 au 1^{er} juillet 2020.

Plus généralement, la transition énergétique et la taxation du carbone concourent à une hausse progressive et inéluctable du prix des énergies dont le but est d'inciter de plus en plus les clients à maîtriser et réduire leurs consommations.

Benchmark européen des OPEX

GRDF partage tout à fait l'intérêt des benchmarks et considère cette démarche légitime. Les résultats du benchmark peuvent d'ailleurs paraître honorables pour GRDF qui se positionne dans la première moitié de l'échantillon alors que l'entreprise supporte une bonne partie des charges de statut de l'ensemble du secteur des IEG pour un effectif proportionnellement beaucoup plus réduit.

Comme les trois experts mandatés, GRDF réfute toutefois que ce benchmark puisse être utilisé comme un outil de régulation permettant de fixer des objectifs de performance sur les OPEX. En effet, si on regarde de près la démarche suivie on constate que les conclusions sont :

- invraisemblables de par les écarts énormes d'efficacité prêtés par la méthode aux différents opérateurs (de 1 à 5) qui sont tout à fait atypiques par rapport aux constats et pratiques des autres régulateurs,
- contradictoires avec les constats faits par les régulateurs allemand et britannique pour ce qui concerne les opérateurs qu'ils régulent et dont ils ont une connaissance

approfondie des coûts d'opération, même si la comparaison n'est pas immédiate (approche TOTEX vs approche OPEX),

- et surtout très sensibles à la composition de l'échantillon retenu, notamment pour ce qui concerne le niveau d'efficacité de GRDF : avec la même méthode retirer un seul opérateur de l'échantillon conduirait à dispenser GRDF de tout effort de productivité au titre du benchmark.

Les trois notes d'experts jointes permettent de comprendre de façon plus détaillée pourquoi le benchmark proposé ne peut constituer un instrument permettant de fixer une cible d'OPEX à GRDF.

GRDF déplore donc que la CRE présente un ajustement d'efficacité basé sur le benchmark dans sa fourchette haute d'OPEX.

GRDF tient à souligner que la fourchette basse d'OPEX présentée dans la consultation publique (-13% sur les charges manœuvrables et les projets en 2019), en plus d'être infondée, est de surcroît irréaliste et inatteignable compte tenu des obligations de service public de l'entreprise.

L'objectif de productivité (plus de 4% / an) qui serait ainsi assigné à GRDF dans cette hypothèse extrême avec la fourchette basse d'OPEX nécessiterait une forte diminution des effectifs avec la destruction de l'ordre de 13% des emplois internes et un impact sur les emplois externes du même ordre de grandeur.

Sa mise en œuvre se traduirait par de nombreux renoncements avec l'arrêt de projets d'amélioration de la qualité de service, comme la digitalisation du parcours clients, le programme envisagé sur la mise à disposition des données, la mise à niveau de notre cartographie, l'optimisation des réponses aux demandes de travaux, la modernisation du réseau avec les projets de télé exploitation..... Ces arbitrages mettraient également en risque le déploiement de Gazpar et la transformation du service commun découlant du déploiement de Linky.

Les dépenses de personnel et charges de statut représentent environ 2/3 des charges d'exploitation de GRDF. Pour mettre en œuvre les recommandations des consultants en limitant les renoncements, le recours à l'externalisation serait le principal levier de réduction des coûts à la disposition de GRDF. C'est d'ailleurs ce qui a été mis en œuvre en distribution au cours des 25 dernières années et a conduit à une diminution de moitié des effectifs au statut. Dans ce cas de figure, l'hypothèse d'une destruction de 13% des emplois internes à GRDF constituerait bien un minimum.

Au-delà de ces éléments, GRDF constate qu'à ce stade, ni la CRE, ni l'auditeur dont la mission est terminée, n'ont répondu aux commentaires formulés dans les trois notes d'experts.

Afin d'illustrer une fois encore l'incohérence généralisée des conclusions du benchmark, on peut noter que le montant de 80 M€ d'inefficacité supposée est du même ordre de grandeur que la somme des dépenses de GRDF pour les achats de gaz (64 M€ en 2014) et des charges dite « 3R » relatives aux ouvrages de raccordement au réseau de transport (20 M€).

Or les charges d'exploitation des autres GRD français et d'une grande partie des GRD européens n'intègrent aucune dépense d'achat de gaz (l'ensemble des écarts est reporté dans les CED qui n'est pas intégré aux OPEX).

Et par ailleurs, il est vraisemblable que les dépenses 3R soient une exception française qui est d'ailleurs en passe d'être supprimée.