

Le 18 novembre 2015.

Consultation publique de la Commission de régulation de l'énergie sur le prochain tarif péréqué d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

Le tarif péréqué actuel d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF, dit « tarif¹ ATRD4 », est entré en vigueur le 1^{er} juillet 2012 en application de la délibération de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) du 28 février 2012². Les tarifs péréqués d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel des entreprises locales de distribution (ELD) sont, quant à eux, entrés en vigueur le 1^{er} juillet 2013 en application de la délibération de la CRE du 25 avril 2013³. Ces tarifs ont été conçus pour s'appliquer pour une durée d'environ quatre ans.

La CRE a l'intention de définir de nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel, dits « tarifs ATRD5 », qui s'appliqueront à partir du 1^{er} juillet 2016 pour GRDF et du 1^{er} juillet 2017 pour les ELD, pour une durée d'environ quatre ans. La présente consultation publique porte sur le cadre de régulation général des prochains tarifs ATRD5 de distribution de gaz, ainsi que sur le niveau et la structure du prochain tarif ATRD5 de GRDF. La CRE mènera une consultation publique sur les tarifs ATRD5 des ELD dans le courant de l'année 2016.

En ce qui concerne le cadre de régulation incitative, le bilan d'ensemble des tarifs ATRD4 fait apparaître que ce cadre de régulation a globalement bien fonctionné et répondu aux objectifs de visibilité, d'efficacité et de simplicité :

- les évolutions tarifaires annuelles ont eu lieu aux dates prévues et conformément aux formules d'évolution prédéfinies ;
- GRDF a réalisé des gains de productivité significatifs sur la période tarifaire lui ayant permis de faire mieux que la trajectoire de ses charges d'exploitation prévue par le tarif ;
- le niveau des investissements réalisés est proche des niveaux prévus ;
- la qualité de service de GRDF s'est améliorée pendant la période tarifaire ;
- la structure tarifaire, simple et stable, n'a pas posé de difficulté particulière.

La stabilité du cadre de régulation tarifaire depuis 2008 (début de la période tarifaire ATRD3) a facilité l'entrée sur le marché de nouveaux fournisseurs, permettant le développement d'une concurrence effective sur le marché du gaz naturel en France.

La CRE, sur la base de ces résultats et d'une étude comparative internationale sur les cadres de régulation incitative utilisés dans plusieurs pays européens, envisage à ce stade de reconduire le cadre général de régulation en vigueur, tout en lui apportant quelques améliorations significatives. La principale évolution concerne l'introduction d'une régulation incitative visant à maîtriser les coûts unitaires d'investissement de GRDF sans incidence sur la réalisation des ouvrages nécessaires pour l'exploitation et la sécurité de son réseau.

En ce qui concerne le niveau du tarif de GRDF, la période tarifaire ATRD4 a vu une hausse du tarif de 20 % environ, à la suite des mouvements tarifaires suivants : + 8,0 % au 1^{er} juillet 2012, + 4,1 % au 1^{er} juillet 2013, + 2,9 % au 1^{er} juillet 2014 et + 3,9 % au 1^{er} juillet 2015. La hausse initiale en 2012, qui faisait suite à une période de plusieurs années de stabilité du tarif, était due à la baisse des volumes de gaz acheminés, au

¹ ATRD : Accès des Tiers au Réseau de Distribution

² Délibération de la CRE du 28 février 2012 portant décision sur le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF

³ Délibération de la CRE du 25 avril 2013 portant décision sur les tarifs péréqués d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel des entreprises locales de distribution

renforcement des dépenses de sécurité imposé par la réglementation, à la hausse des impôts et charges sociales et à l'évolution de l'inflation. Les trois hausses en 2013, 2014 et 2015 ont résulté en grande partie des quantités de gaz distribuées très inférieures aux prévisions tarifaires ayant conduit à un manque de recettes pour GRDF devant être compensé par le mécanisme du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP).

Le dossier de demande du nouveau tarif péréqué d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel adressé par GRDF à la CRE, par courrier du 15 mai 2015, fait apparaître une hausse du tarif de 11,7 % au 1^{er} juillet 2016, suivie d'une évolution annuelle de la grille tarifaire égale à l'inflation. Une partie de cette hausse, de l'ordre de 2 %, résulte des conséquences financières de la décision du comité de règlement des différends et des sanctions (CoRD*i*S) du 19 septembre 2014⁴, en application de laquelle GRDF doit supporter les coûts de la part acheminement des factures impayées des consommateurs. La demande de GRDF comporte notamment une forte hausse des charges d'exploitation hors pertes et différences diverses dès 2016 par rapport au niveau atteint en 2014 (+ 11,5 %, soit une hausse de + 5,6 % par an de 2014 à 2016).

A ce stade de ses analyses, la CRE envisage une évolution tarifaire moins élevée au 1^{er} juillet 2016. La CRE envisage de :

- retenir comme base de départ du calcul des charges d'exploitation à couvrir par le tarif ATRD5 le niveau de productivité atteint par GRDF en 2014, année la plus récente pour lesquelles les charges réalisées sont connues sur la période 2012-2015, et celle pour laquelle GRDF a réalisé les gains de productivité les plus élevés. Ainsi, les consommateurs de gaz bénéficieront des gains de productivité de GRDF sur la période ATRD4 ;
- ne retenir qu'une partie des demandes de hausse de charges d'exploitation présentées par GRDF pour la période ATRD5 ;
- prendre en compte les coûts des nouveaux projets à forts enjeux pour GRDF tels que le déploiement des compteurs évolués Gazpar ou la transformation du service commun avec ERDF ;
- demander à GRDF un effort de productivité supplémentaire sur ses charges d'exploitation pendant la période ATRD5 ;
- fixer le coût moyen pondéré du capital (CMPC) applicable à la base d'actifs régulés (BAR) de GRDF à l'intérieur d'une fourchette de 4,50 % à 5,25 % réel avant impôts ;
- prendre en compte le nouveau modèle de correction climatique et la nouvelle référence climatique proposés par GRDF pour établir les prévisions de consommation.

A titre d'illustration, si le CMPC était fixé à 5 %, l'évolution du tarif de GRDF au 1^{er} juillet 2016 pourrait être comprise entre - 0,6 % et + 3,0 %, le tarif évoluant ensuite selon l'inflation au 1^{er} juillet de chaque année (hors évolution due au CRCP).

En ce qui concerne la structure tarifaire, la CRE envisage, à ce stade, de procéder seulement à quelques aménagements mineurs.

La CRE publie, simultanément à la présente consultation publique, les études suivantes sur lesquelles elle s'appuiera pour définir le tarif ATRD5 de GRDF :

- une étude externe de comparaison internationale des cadres de régulation incitative des opérateurs de réseaux d'électricité et de gaz naturel en Europe ;
- une étude externe sur le CMPC des infrastructures d'électricité et de gaz naturel en France ainsi que l'audit externe de la demande de CMPC de GRDF sur la période ATRD5 ;
- un audit externe des charges d'exploitation de GRDF pour la période 2012-2019 et une comparaison internationale des charges d'exploitation des gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) de gaz naturel en Europe ;
- une étude interne de comparaison internationale des tarifs de distribution de gaz naturel.

Les parties intéressées sont invitées à répondre aux questions figurant à la fin du présent document de consultation publique avant le 18 décembre 2015.

⁴ Décision du comité de règlement des différends et des sanctions de la CRE en date du 19 septembre 2014 sur le différend qui oppose la société POWEO DIRECT ENERGIE à la société GRDF relatif au contrat d'acheminement sur le réseau de distribution de gaz naturel

SOMMAIRE

A. Contexte et objet de la consultation publique.....	5
1. Typologie des gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) de gaz naturel et des tarifs	5
2. Nouvelle génération de tarifs de distribution de gaz à partir de 2016	6
B. Bilan du tarif péréqué ATRD4 de GRDF	6
1. Le tarif péréqué de GRDF en vigueur	6
2. Comparaison du tarif ATRD4 de GRDF avec un échantillon de distributeurs européens..	6
3. Bilan du tarif ATRD4.....	7
C. Cadre de régulation incitative pour les prochains tarifs ATRD5	10
1. Durée du tarif.....	10
2. Régulation incitative des charges d'exploitation et des dépenses d'investissement	11
2.1. Les charges nettes d'exploitation	11
2.2. Les dépenses d'investissement.....	11
a) Régulation incitative des coûts unitaires des investissements dans les réseaux.....	12
b) Régulation incitative sur les charges de capital « hors réseaux »	13
3. Régulation incitative de la qualité de service	14
4. Régulation incitative du développement du nombre de consommateurs raccordés au réseau de gaz	17
5. Régulation incitative des dépenses de recherche et développement (R&D).....	18
6. Régulation incitative des pertes et différences diverses (PDD)	20
7. Compte de régularisation des charges et des produits (CRCP).....	21
8. Clause de rendez-vous.....	23
9. Cadre de régulation spécifique au projet de comptage évolué de GRDF.....	23
D. Demande tarifaire de GRDF et analyse préliminaire de la CRE	23
1. Hausse tarifaire demandée par GRDF	23
2. Charges d'exploitation	25
2.1. Demande de GRDF.....	25
a) Trajectoire globale demandée par GRDF pour le tarif ATRD5	25
b) Evolution du « socle » de charges et hypothèses de productivité envisagées par GRDF	26
c) Projets et charges dont le périmètre évolue pour la période tarifaire à venir.....	26
d) Pertes et différences diverses (PDD)	27
2.2. Analyse préliminaire de la CRE sur le niveau des charges d'exploitation présentées par GRDF	27
a) Conclusions de l'audit externe des charges d'exploitation de GRDF mandaté par la CRE.....	27
b) Synthèse de l'analyse préliminaire de la CRE.....	28
2.3. Analyse détaillée des projets et des charges dont le périmètre évolue pour le tarif ATRD5.....	32
a) Evolution des dépenses liées au projet de comptage évolué Gazpar.....	32

b)	<i>Dépenses liées au projet « Transformation » (réorganisation des activités du service commun partagé entre ERDF et GRDF)</i>	33
c)	<i>Dépenses et recettes liées aux injections de biométhane</i>	33
d)	<i>Dépenses liées au projet « Tulipe » (conversion et adaptation du gaz B en gaz H dans le nord de la France)</i>	35
e)	<i>Nouveaux projets pour l'évolution des systèmes d'information</i>	35
f)	<i>Autres projets</i>	36
i	<i>Projet « Territoire »</i>	36
ii	<i>Projet « Prévisions de la demande »</i>	36
iii	<i>Projet « Smart Grids »</i>	36
g)	<i>Dépenses de développement du nombre de consommateurs raccordés au réseau de gaz</i>	37
h)	<i>Transfert de certaines charges relatives aux ouvrages de raccordement au réseau de transport, des tarifs ATRD5 vers le terme de capacité de livraison aux PITD des tarifs de transport de gaz (ATRT6)</i>	38
i)	<i>Charges dues aux impayés</i>	38
3.	<i>Charges de capital</i>	40
3.1.	<i>Méthodologie</i>	40
3.2.	<i>Taux de rémunération</i>	41
3.3.	<i>Niveau des investissements</i>	41
3.4.	<i>Trajectoires prévisionnelles de charges de capital</i>	42
4.	Revenu autorisé sur la période tarifaire 2016-2019	42
5.	Hypothèses de quantités de gaz distribuées et de nombre de consommateurs desservis 43	
5.1.	<i>Evolutions constatées sur la période couverte par le tarif ATRD4</i>	43
5.2.	<i>Evolutions prévues par GRDF sur la période tarifaire ATRD5</i>	43
5.3.	<i>Analyse préliminaire de la CRE</i>	45
6.	Trajectoire envisagée d'évolution du tarif ATRD5 de GRDF	45
E.	Structure des tarifs d'utilisation des réseaux de distribution	45
1.	Structure tarifaire existante	45
2.	Seuil entre les options tarifaires T1 et T2	46
3.	Evolution des règles tarifaires ATRD4 d'affectation des fréquences standard de relevé 47	
4.	Analyse des coûts de long terme et évolution de structure à l'horizon du tarif ATRD6 ... 50	
F.	Questions	52

A. Contexte et objet de la consultation publique

Les articles L.452-2 et L.452-3 du code de l'énergie encadrent les compétences tarifaires de la CRE. Ainsi, l'article L.452-2 prévoit que la CRE fixe les méthodologies utilisées pour établir les tarifs d'utilisation des réseaux de gaz naturel. L'article L.452-3 dispose que « *La Commission de régulation de l'énergie délibère sur les évolutions tarifaires ainsi que sur celles des prestations annexes réalisées exclusivement par les gestionnaires de ces réseaux ou de ces installations 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. Ces délibérations [...] 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, à l'intégration du marché intérieur du gaz, à la sécurité d'approvisionnement et à la recherche d'efforts de productivité.* »

L'article L.452-3 dispose également que la CRE « *procède, selon des modalités qu'elle détermine, à la consultation des acteurs du marché de l'énergie.* »

1. Typologie des gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) de gaz naturel et des tarifs

Il existe actuellement 26 GRD de gaz naturel en France :

- GRDF, représentant 96 % des quantités de gaz naturel distribuées en France et acheminant du gaz naturel sur la majorité du territoire français ;
- 25 autres GRD de plus petite taille :
 - Régaz Bordeaux et Réseau GDS, représentant chacun environ 1,5 % des quantités de gaz distribuées, et acheminant du gaz naturel respectivement pour la ville de Bordeaux et 45 autres communes du département de la Gironde, et pour la ville de Strasbourg et 88 autres communes du département du Bas-Rhin ;
 - 20 autres GRD, représentant au total 1 % des quantités de gaz distribuées et n'étant pas tenus, par la loi, de mettre en œuvre de séparation juridique ;
 - Antargaz, SICAE de la Somme et du Cambrasis et Seolis, dont l'activité d'origine est respectivement la distribution de gaz propane et butane et la distribution d'électricité, sont des opérateurs « nouveaux entrants » sur la distribution de gaz naturel en France depuis octobre 2008 pour Antargaz, avril 2010 pour la SICAE de la Somme et du Cambrasis et juillet 2014 pour Seolis.

Les dispositions combinées des articles L.452-1 et L.432-6 du code de l'énergie prévoient que « *Les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel autres que ceux concédés en application de l'article L. 432-6 font l'objet d'une péréquation à l'intérieur de la zone de desserte de chaque gestionnaire* ».

Ces articles réaffirment le principe de péréquation par GRD des tarifs d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel à l'intérieur de la zone de desserte de chaque opérateur. En revanche, ils excluent de cette péréquation tarifaire les nouvelles délégations de service public issues d'une mise en concurrence (régime juridique de l'article L.432-6 du code de l'énergie).

Les tarifs d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel en vigueur sont ainsi composés de :

- tarifs ATRD4 péréqués à l'intérieur de la zone de desserte des GRD concernés :
 - 1 tarif spécifique à GRDF, entré en vigueur le 1^{er} juillet 2012, en application de la délibération de la CRE du 28 février 2012 ;
 - 9 tarifs spécifiques pour les 9 entreprises locales de distribution (ELD) ayant présenté des comptes dissociés (Régaz Bordeaux, Réseau GDS, GEG, Vialis, Gédia, Caléo, Gaz de Barr, Véolia Eau, Sorégies), entrés en vigueur le 1^{er} juillet 2013 à l'exception du tarif de Sorégies, entré en vigueur au 1^{er} juillet 2014, en application respectivement des délibérations de la CRE du 25 avril 2013 et du 22 mai 2014 ;
 - 1 tarif commun pour les ELD ne produisant pas de comptes dissociés, entré lui aussi en vigueur le 1^{er} juillet 2013, en application de la délibération de la CRE du 25 avril 2013 ;
- tarifs non péréqués pour les nouvelles délégations de service public issues d'une mise en concurrence : au 1^{er} octobre 2015, il existe 140 tarifs établis selon les règles tarifaires applicables aux nouvelles délégations de service public, décrites dans la partie K de la délibération de la CRE du 25 avril 2013.

2. Nouvelle génération de tarifs de distribution de gaz à partir de 2016

Le tarif ATRD4 de GRDF, entré en vigueur le 1^{er} juillet 2012, a été conçu pour s'appliquer sur une durée d'environ quatre ans. Le nouveau tarif ATRD5 de GRDF s'appliquerait donc à partir du 1^{er} juillet 2016.

La présente consultation publique porte sur le cadre de régulation général des prochains tarifs ATRD5 de distribution de gaz, ainsi que sur le niveau et la structure du prochain tarif ATRD5 de GRDF. La CRE mènera une consultation publique sur le niveau et la structure des tarifs ATRD5 des ELD en 2016.

GRDF a fait parvenir à la CRE en mai 2015 sa demande tarifaire pour le tarif ATRD5. La CRE a demandé à GRDF une mise à jour de sa demande fin novembre 2015, afin de prendre en compte les informations nouvelles, publiques ou connues de GRDF à cette date, susceptibles d'avoir des effets significatifs sur les trajectoires tarifaires précédemment transmises, à la hausse comme à la baisse.

B. Bilan du tarif péréqué ATRD4 de GRDF

1. Le tarif péréqué de GRDF en vigueur

Le tarif ATRD4 de GRDF en vigueur a reconduit le cadre de régulation incitative mis en place par le tarif ATRD3, qui incite l'opérateur à maîtriser ses coûts et à améliorer sa qualité de service. Il donne à l'ensemble des acteurs du marché une meilleure visibilité et réduit les risques supportés par GRDF :

- une période tarifaire d'environ 4 ans (soit du 1^{er} juillet 2012 au 30 juin 2016) ;
- une formule d'évolution annuelle du tarif du type « IPC-X+/-k » tenant compte de l'inflation (terme « IPC »), d'un facteur d'évolution (terme « X » = -0,2 %) et de l'apurement du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP, terme « k ») ;
- le facteur d'évolution de la grille tarifaire correspond à une diminution de 1,3 % par an des charges nettes d'exploitation de l'opérateur ;
- la conservation par l'opérateur de l'intégralité des gains et des pertes réalisés par rapport à cette trajectoire de charges nettes d'exploitation ;
- un mécanisme de CRCP couvrant notamment le risque volume (notamment aléa climatique) et les écarts liés aux charges de capital (investissements) ;
- un mécanisme d'incitation financière pour améliorer la qualité de service ;
- 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'un mécanisme de régulation incitant l'opérateur à atteindre les objectifs associés aux actions de développement du nombre de consommateurs raccordés au réseau de gaz ;
- 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.

Pour le tarif ATRD4, le taux de rémunération réel avant impôt a été ramené de 6,75 % à 6,0 %.

2. Comparaison du tarif ATRD4 de GRDF avec un échantillon de distributeurs européens

Au 1^{er} semestre 2015, la CRE a mené une étude comparative des tarifs de distribution de gaz naturel français avec ceux d'un échantillon représentatif de GRD de cinq pays européens (l'Allemagne, la Grande-Bretagne, l'Italie, la Belgique et l'Irlande), à partir de données publiques complétées par des informations collectées auprès de GRD français et auprès des régulateurs des autres pays étudiés.

Les résultats de l'étude montrent que le tarif moyen de GRDF se classe parmi les tarifs moyens élevés de l'échantillon. Le tarif de GRDF est parmi les plus élevés des tarifs des GRD européens pour les consommateurs domestiques et petits professionnels. Pour les plus gros consommateurs (industriels, chaufferies collectives, etc.), il se classe très légèrement au-dessus de la moyenne des tarifs européens.

Il s'agit d'un classement « brut », ne prenant pas en compte les paramètres externes pouvant expliquer les différences de niveaux de tarifs entre pays (longueur des réseaux, nombre de clients, coût du travail, etc.).

Ces paramètres sont analysés et pris en compte dans la comparaison des charges d'exploitation de GRDF avec celles des GRD européens menée dans le cadre de l'audit externe des charges de l'opérateur.

L'étude montre, en outre, que la structure des tarifs de distribution de GRDF présente des similitudes fortes avec celles des tarifs des GRD européens analysés. Elle est légèrement plus simple que celles de la plupart des GRD étudiés.

Cette étude est publiée en même temps que la présente consultation publique.

3. Bilan du tarif ATRD4

Le bilan du tarif ATRD4 s'appuie sur :

- une étude externe sur la régulation incitative des opérateurs européens d'infrastructures d'électricité et de gaz, confiée à un cabinet externe ;
- un audit externe des charges d'exploitation de GRDF ;
- les analyses propres de la CRE.

Les études externes sont publiées par la CRE en même temps que la présente consultation publique.

Evolution d'ensemble :

Le tarif ATRD4 de GRDF a évolué au 1^{er} juillet de chaque année suivant la formule d'évolution définie. Les évolutions annuelles successives depuis le 1^{er} juillet 2012 ont été les suivantes :

- au 1^{er} juillet 2013 : + 4,07 % ;
- au 1^{er} juillet 2014 : + 2,94 % ;
- au 1^{er} juillet 2015 : + 3,93 % (dont + 1,32 % relatif à la couverture des coûts du système de comptage évolué de GRDF sur la période comprise entre mi-2013 et fin 2015).

Les mécanismes mis en place par le tarif ATRD4 ont fonctionné comme prévu :

- le calcul du CRCP, à l'occasion de ces évolutions tarifaires, a été réalisé chaque année dans les temps et sans difficulté dans la mesure où les règles de calcul et les différents postes du CRCP étaient clairement définis dans les règles tarifaires ;
- le plafonnement à +/- 2 % pour le coefficient k résultant de l'apurement du solde du CRCP a permis de lisser les évolutions tarifaires annuelles ;
- la qualité du service rendu aux utilisateurs du réseau de GRDF s'est améliorée sur la période tarifaire, notamment pour les domaines les plus importants pour le bon fonctionnement du marché. La plupart des objectifs fixés par les tarifs ont été atteints, voire dépassés, ce qui a engendré des bonus financiers pour GRDF de 2 812 k€ sur la période 2012-2014 ;
- le mécanisme d'incitation à la maîtrise des coûts des programmes d'investissement de GRDF a donné lieu au versement de bonus de 831 k€ pour les années 2012 et 2013. Toutefois, le bonus calculé pour l'année 2014 n'a pas été versé à GRDF. En effet, les indicateurs quantitatifs de suivi transmis par GRDF dans le cadre prévu par le tarif ATRD4 étaient insuffisants pour s'assurer que la baisse des investissements en 2014 ne s'était pas faite au détriment de la réalisation des volumes prévus d'investissements ;
- les objectifs de développement en terme de nombre de nouveaux logements chauffés au gaz et de nouveaux clients tertiaire / industrie ont été atteints ;
- la clause de rendez-vous n'a pas été activée.

Charges d'exploitation :

Sur la période ATRD4, les charges nettes d'exploitation (CNE) réalisées par GRDF ont été globalement inférieures aux charges d'exploitation prévues dans la trajectoire fixée par le tarif :

	2012	2013	2014	2015
	Réalisé	Réalisé	Réalisé	Estimé*
Charges nettes d'exploitation prévues par le tarif ATRD4 (M€ _{courants}), recalées avec l'inflation constatée utilisée pour l'évolution annuelle du tarif	1 451	1 453	1 448	1 428
Charges nettes d'exploitation réalisées (M€ _{courants})	1 485	1 424	1 340	1 438
Ecart (M€ _{courants})	+ 34	- 29	- 108	+ 10

*estimation fournie par GRDF

Retraité du poste « achats d'énergie », l'écart constaté entre la trajectoire prévisionnelle du tarif ATRD4 et la trajectoire réalisée, entre 2012 et 2014, est de - 156 M€ (en faveur de GRDF), qui se décompose de la façon suivante :

(Hors pertes et différences diverses)	2012	2013	2014	2015
	Réalisé	Réalisé	Réalisé	Estimé*
Charges nettes d'exploitation prévues par le tarif ATRD4 (M€ _{courants}) recalées avec l'inflation constatée utilisée pour l'évolution annuelle du tarif	1 394	1 386	1 382	1 363
Charges nettes d'exploitation réalisées (M€ _{courants})	1 346	1 344	1 314	1 371
Ecart (M€ _{courants})	- 48	- 42	- 67	+ 8

*estimation fournie par GRDF

Au cours de la période 2012-2014, les écarts cumulés entre la trajectoire de CNE fixée par la CRE et recalée avec l'inflation constatée et la trajectoire de CNE réalisée par GRDF s'expliquent par :

- l'évolution de la plupart des indices de prix (exemples : indices des travaux publics TP10b, indices du coût de la construction) qui se sont avérés inférieurs aux prévisions utilisées par GRDF et retenues par la CRE pour construire la trajectoire ATRD4 ;
- la réalisation de gains de productivité significatifs sur la période ATRD4.

Ces deux effets ont bénéficié à GRDF.

Au cours de la période 2012-2014, les écarts cumulés les plus significatifs portent principalement sur les recettes extratarifaires, les charges de personnel et les dépenses de consommations externes.

L'année 2014 présente les coûts constatés les plus bas de la période tarifaire en vigueur. Cette évolution constatée s'inscrit dans la logique de régulation incitative des charges d'exploitation en vigueur, mise en place par la CRE depuis le tarif ATRD3⁵. Celle-ci a pour objectif, en laissant aux opérateurs 100 % des écarts éventuels entre la trajectoire réalisée et la trajectoire tarifaire pour le tarif ATRD4, de les inciter à améliorer leur efficacité sur la période tarifaire.

Le niveau d'efficacité ainsi révélé sera pris en compte par la CRE lors de la détermination du revenu autorisé pour la période tarifaire à venir, de façon à ce que les consommateurs bénéficient des gains de productivité de GRDF à travers une moindre évolution du tarif.

La CRE relève enfin que, pour certains postes des charges nettes d'exploitation de GRDF, des écarts significatifs entre les prévisions tarifaires et le réalisé ont été constatés (sur les recettes extratarifaires notamment), dès la première année du tarif (2012). Ces écarts résultent en grande partie d'erreurs de prévision lors de la détermination du revenu autorisé du tarif ATRD4 plutôt que de gains de productivité réalisés, et mettent en évidence l'asymétrie d'information entre opérateurs régulés et régulateurs lors de la définition d'un tarif.

⁵ Les gains de productivité supplémentaires qui pouvaient être réalisés par GRDF au-delà de l'objectif de productivité annuel étaient conservés à hauteur de 40 % par l'opérateur dans le cadre du tarif ATRD3. Celui-ci n'a pas réalisé de gain de productivité supplémentaire pendant le tarif ATRD3.

Investissements :

Les dépenses d'investissement réelles (hors projet Gazpar) ont été inférieures chaque année aux montants prévisionnels sur la période du tarif ATRD4 :

	2012	2013	2014	2015 Estimé
Investissements prévus par le tarif ATRD4 (M€ _{courants}) – hors Gazpar	677	704	712	757
Investissements réalisés (M€ _{courants}) – hors Gazpar	673	659	666	717 ⁶
Ecart (M€ _{courants})	- 4	- 45	- 46	- 40

La baisse des investissements par rapport à la trajectoire prévue est principalement liée aux dépenses d'investissement évitées en anticipation du déploiement généralisé des compteurs évolués Gazpar, à des dépenses dans le développement du réseau moins importantes et à une inflation réalisée plus faible que prévue. Pour rappel, les écarts entre les charges de capital prévues dans le tarif ATRD4 et les charges de capital réalisées sont pris en compte intégralement au travers du mécanisme de CRCP.

Quantités de gaz distribuées :

Sur la période tarifaire en vigueur, les revenus liés aux quantités de gaz réellement acheminées ont été notablement inférieurs aux prévisions tarifaires en 2012 et 2014, ces années ayant été marquées par des climats particulièrement chauds, et proches des prévisions tarifaires en 2013 :

	2012	2013	2014
Quantités de gaz acheminées prévues par le tarif ATRD4 (TWh)*	330,5	320,7	319,0
Quantités de gaz réellement acheminées (TWh)*	301,7	316,2	259,0
Ecart de revenu (M€)	+156,2 M€ ₂₀₁₂	+9,5 M€ ₂₀₁₃	+366,8 M€ ₂₀₁₄

* Hors clients bénéficiant de l'option « tarif de proximité » (TP), qui ne présente pas de terme proportionnel aux quantités de gaz distribuées.

GRDF a été couvert à 100 % sur ces écarts par le mécanisme du CRCP conformément au cadre tarifaire.

Du fait principalement de ces écarts de revenu, le facteur k d'évolution annuelle du tarif, qui correspond à l'apurement du CRCP, a été égal au plafond de + 2 % au 1^{er} juillet 2013, au 1^{er} juillet 2014 et au 1^{er} juillet 2015⁷. Au 31 décembre 2015, il restera un solde de CRCP de l'ordre de + 390 M€ à apurer pendant la période tarifaire ATRD5 (hors CRCP de l'année 2015).

Conclusion du bilan du tarif ATRD4 :

Le retour d'expérience montre que le tarif ATRD4 a rempli les objectifs fixés lors de son élaboration :

- une bonne visibilité sur la trajectoire du tarif a été apportée à l'ensemble des acteurs de marché en cohérence avec la trajectoire d'évolution prévue ;
- l'opérateur a été protégé contre l'inflation et le risque volume ;
- l'opérateur a pu réaliser des gains de productivité sur la période 2012-2014, dont les consommateurs bénéficieront sur les périodes tarifaires suivantes ;
- GRDF a réalisé les investissements nécessaires, sans que soit constatée une dérive des dépenses d'investissement ;
- les mécanismes de régulation incitative mis en place fonctionnent globalement bien et ont permis une amélioration de la qualité de service.

Toutefois, les volumes prévisionnels de consommation pris en compte pour fixer le tarif ATRD4 s'avèrent trop élevés et ne reflètent pas suffisamment la tendance d'évolution des consommations.

Question 1 :

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 1^{er} juillet 2012 ? Partagez-vous les analyses de la CRE sur le bilan du tarif ATRD4 ?

⁶ Montant provisoire prévisionnel

⁷ Ces évolutions ont contribué à l'apurement du solde du CRCP, qui s'élevait à + 286,9 M€₂₀₁₃ au 1^{er} juillet 2013, à + 249,8 M€₂₀₁₄ au 1^{er} juillet 2014 et + 459,4 M€₂₀₁₅ au 1^{er} juillet 2015.

C. Cadre de régulation incitative pour les prochains tarifs ATRD5

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. »

Le bilan de la mise en place de la régulation incitative, après 4 ans de fonctionnement, est positif (voir paragraphe B.3. Bilan du tarif ATRD4). La CRE envisage donc de reconduire les 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.

Des points d'amélioration ont été toutefois identifiés sur la base du retour d'expérience du tarif en vigueur et de l'étude externe sur la régulation incitative menée par la CRE. En conséquence, la CRE envisage de faire évoluer le cadre existant.

Le cadre de régulation des tarifs ATRD5 serait ainsi 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 2016, avec une évolution au 1^{er} juillet de chaque année de la grille tarifaire selon des règles prédéfinies ;
- 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 dépenses d'investissement, avec une régulation incitative des coûts unitaires des investissements dans les réseaux et une régulation incitative des charges de capital « hors réseaux » ;
- des incitations à l'amélioration de la qualité de service, au développement du nombre de consommateurs raccordés au réseau de gaz ainsi qu'à l'amélioration de l'efficacité des dépenses de recherche et développement ;
- 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 activable 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 2018 et 2019.

Ce cadre de régulation a pour objectif de donner à l'ensemble des acteurs du marché une bonne visibilité sur l'évolution du tarif de GRDF entre 2016 et 2019. Il incite GRDF à améliorer son efficacité tout en le protégeant des risques, liés notamment 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. Durée du tarif

En France, la durée des tarifs d'utilisation des réseaux électriques et des infrastructures gazières en vigueur est d'environ quatre ans. Les 4 pays étudiés dans l'étude externe menée sur la régulation incitative en Europe ont des périodes de régulation s'échelonnant de 5 à 8 ans (avec 2 pays à 5 ans). Le consultant s'est interrogé sur la pertinence d'un allongement de la durée des tarifs en France. Il relève qu'un allongement de la période de régulation des tarifs apporterait peu de bénéfices au regard des difficultés de mise en œuvre. En effet, un tel allongement nécessiterait la mise en place de mécanismes de révision en cours de période tarifaire qui auraient pour inconvénients de limiter la visibilité sur l'évolution des tarifs pour l'ensemble des acteurs et de réduire le caractère incitatif de la régulation. Le consultant recommande en conséquence de conserver une durée de quatre ans pour la prochaine période de régulation.

La CRE partage cette conclusion. Elle envisage de conserver la durée d'application du tarif de GRDF de quatre années environ, soit du 1^{er} juillet 2016 au 30 juin 2020 environ, avec une évolution au 1^{er} juillet de chaque année de la grille tarifaire selon des règles prédéfinies.

Question 2 :

Etes-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 ?

2. Régulation incitative des charges d'exploitation et des dépenses d'investissement

2.1. Les charges nettes d'exploitation

Le tarif ATRD4 actuellement en vigueur incite GRDF à maîtriser ses charges d'exploitation : le facteur d'évolution annuel sur la grille tarifaire, fixé à - 0,2 %, correspond à un objectif de productivité de 1,3 % par an sur les charges nettes d'exploitation de l'opérateur pour la période de 2013 à 2015. Les gains et pertes supplémentaires qui ont pu être réalisés par GRDF sont conservés à 100 % par l'opérateur.

Dans son étude⁸, le consultant ne recommande pas d'évolution majeure du cadre en vigueur pour la régulation incitative des charges d'exploitation. Il recommande pour la période tarifaire à venir de fixer la trajectoire tarifaire « sur la base du niveau de charge le plus bas atteint sur la période précédente, et avec possibilité d'ajout de nouvelles dépenses sortant du cadre « business as usual », sur demande explicite et justifiée de l'opérateur ».

A ce stade, la CRE envisage de reconduire pour le tarif ATRD5 les principes de régulation incitative des charges d'exploitation, tout en fixant un niveau de charges initial et un objectif de productivité annuel permettant de restituer aux utilisateurs les bénéfices des efforts de productivité réalisés par GRDF au cours de la période tarifaire ATRD4. Les gains et pertes supplémentaires que l'opérateur pourrait réaliser sur les charges d'exploitation au cours de la prochaine période tarifaire seraient conservés à 100 % par GRDF.

Pour cela, la CRE envisage de retenir comme base de départ du calcul des charges d'exploitation à couvrir par le tarif ATRD5 le niveau de productivité atteint par GRDF en 2014, qui est, d'une part, l'année la plus récente pour laquelle les charges réalisées sont connues et, d'autre part, celle pour laquelle GRDF a réalisé les gains de productivité les plus élevés. Seules les dépenses dont GRDF aura prouvé qu'elles correspondent à des obligations ou des missions nouvelles pourront être ajoutées à cette base.

Question 3 :

Etes-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 ?*

2.2. Les dépenses d'investissement

Dans le cadre tarifaire en vigueur, les écarts de charges de capital entre les trajectoires prévisionnelles et les trajectoires réalisées sont couverts à 100 % par le tarif ATRD4 à travers le CRCP. L'incitation à l'amélioration de l'efficacité sur les investissements (maîtrise des coûts et des délais) est donc limitée. En outre, le mécanisme d'incitation à la maîtrise des coûts d'investissement mis en œuvre par le tarif ATRD4 s'est avéré perfectible. En effet, les indicateurs quantitatifs de suivi transmis par GRDF dans le cadre prévu par le tarif ATRD4 ont été insuffisants pour s'assurer que la baisse constatée du montant des investissements ne s'était pas faite au détriment de la réalisation des volumes prévus d'investissements.

Enfin, les charges d'exploitation de GRDF ne rentrent pas dans le périmètre du CRCP (à l'exception de celles relatives aux pertes et différences diverses) et font donc l'objet d'une forte incitation. Cette dissymétrie des cadres de régulation peut introduire une distorsion dans les choix de l'opérateur entre des solutions impliquant des investissements et celles impliquant des charges d'exploitation lorsqu'elles sont substituables.

La CRE envisage donc de faire évoluer le mécanisme de régulation incitative relatif aux dépenses d'investissements de GRDF pour le tarif ATRD5, en mettant en œuvre deux mécanismes distincts portant, d'une part, sur les coûts unitaires de certains investissements dans les réseaux et, d'autre part, sur certains investissements « hors réseaux ».

⁸ Etude externe de comparaison internationale des cadres de régulation incitative des opérateurs de réseaux d'électricité et de gaz naturel en Europe

a) *Régulation incitative des coûts unitaires des investissements dans les réseaux*

Le mécanisme envisagé par la CRE a pour objectif d'inciter GRDF à optimiser les coûts des investissements dans les réseaux réalisés sous sa maîtrise d'ouvrage (plus spécifiquement les investissements relatifs au raccordement de nouveaux consommateurs et au déplacement et à l'adaptation des ouvrages), sans compromettre la réalisation des ouvrages nécessaires pour l'exploitation et la sécurité de son réseau.

L'étude⁹ réalisée par un consultant externe pour le compte de la CRE montre que des mécanismes de régulation incitative des coûts d'investissements ont déjà été mis en place par plusieurs régulateurs en Europe. Cette étude recommande à la CRE de mettre en place un mécanisme de régulation des coûts unitaires d'investissements dans les réseaux.

La CRE envisage la mise en œuvre dans le tarif ATRD5 d'un mécanisme de régulation incitative des coûts unitaires des investissements dans les réseaux de GRDF. Ce mécanisme s'appuierait sur la définition d'un modèle de coûts de référence des ouvrages mis en service par GRDF, prenant en compte leurs caractéristiques techniques ainsi qu'une évolution tendancielle des coûts au cours du temps.

Pour chaque année de la période ATRD5, l'application de ce mécanisme consiste à évaluer la différence entre le coût total des ouvrages mis en service¹⁰ et le coût total théorique de ces mêmes ouvrages, calculé à partir du modèle de coûts unitaires de référence appliqué au volume d'investissement effectivement réalisé.

Cette différence, positive ou négative, reflète l'efficacité de l'opérateur pour le volume d'investissement effectivement réalisé. Elle ferait l'objet d'un partage entre l'opérateur et les utilisateurs du réseau, au travers de la prise en compte au CRCP d'une incitation (bonus ou malus) proportionnelle à cette différence. Ce mécanisme a donc pour effet d'inciter GRDF à maîtriser ses coûts unitaires d'investissement, sans remettre en cause le volume des investissements réalisés.

Comme dans le cadre tarifaire actuel, les investissements concernés entreraient dans la base d'actifs régulés (BAR) de GRDF à hauteur de leur valeur réelle, sous réserve des contrôles que la CRE pourrait mener sur le caractère efficace et prudent des coûts engagés. Les charges de capital liées à ces investissements resteraient donc couvertes sur la base de leur valeur effective.

Le modèle de coûts unitaires de référence des investissements

Les immobilisations de « réseaux » incitées (soit 452,2 M€ en 2013) représentent environ 91 % des immobilisations mises en service relatives aux raccordements des nouveaux consommateurs (206,7 M€ en 2013) et aux déplacements et adaptations des ouvrages (289,9 M€ en 2013).

Les immobilisations de « réseaux » incitées représentent 68% des ouvrages mis en service en 2013 (soit 452,2 M€ sur 669 M€ en 2013).

Ces investissements sont regroupés en 13 catégories définissant différentes natures d'ouvrages. Les autres investissements ne font pas ressortir de catégories suffisamment homogènes permettant d'appliquer un mécanisme de coûts unitaires.

Au sein de chacune de ces 13 catégories, le coût de chaque investissement est modélisé par :

- une part fixe (qui ne dépend pas de l'année de mise en service) ;
- une part variable en fonction de la longueur de la canalisation concernée ou du nombre d'unités (qui ne dépend pas de l'année de mise en service) ;
- un coefficient annuel d'évolution moyenne des coûts unitaires (identique pour toutes les catégories d'ouvrages, et différent chaque année).

Les valeurs de ces paramètres sont estimées à partir des coûts des investissements mis en service entre 2012 et 2014.

La modélisation proposée permet d'estimer de façon satisfaisante la valeur totale d'un nombre important d'immobilisations. Si la valeur de chaque investissement pris isolément dépend de nombreux facteurs et présente une forte variabilité, l'influence des facteurs autres que le type d'investissement, la longueur ou le nombre d'unités, se compense en grande partie.

⁹ Etude externe de comparaison internationale des cadres de régulation incitative des opérateurs de réseaux d'électricité et de gaz naturel en Europe

¹⁰ Correspond au coût total des immobilisations mises en service

La trajectoire d'évolution des coûts unitaires de référence

Le modèle défini précédemment fait apparaître des coefficients d'évolution annuelle des coûts unitaires de référence pour chacune des années 2012, 2013 et 2014. Ces coefficients définissent une trajectoire d'évolution des coûts unitaires de référence, qui peut être prolongée par une trajectoire « cible » pour les années de la période ATRD5.

L'évolution des coûts unitaires de référence dépend :

- de l'évolution du niveau général des prix des prestations de travaux, de la main d'œuvre et du matériel, mesurée par des indices sectoriels publiés par l'INSEE ;
- de l'évolution de la nature des travaux réalisés, notamment du fait d'évolutions des contraintes réglementaires applicables ;
- des efforts de productivité menés par GRDF.

Les coûts unitaires de référence présentent entre 2012 et 2014 des augmentations significatives liées en grande partie à l'évolution de la nature des travaux réalisés et notamment à la mise en œuvre du plan anti endommagement.

GRDF a présenté deux facteurs principaux pouvant conduire à des évolutions importantes de la nature des travaux à réaliser en modifiant leur déroulement : l'évolution des contraintes résultant des règlements de voirie et les procédures réglementaires de prévention des risques liés à la présence d'enrobés amiantés¹¹. GRDF a estimé que ces seules évolutions pouvaient conduire à une augmentation significative des coûts unitaires de référence sur la période 2015-2019, au-delà de l'évolution des indices sectoriels.

Après analyse des informations présentées par GRDF, la CRE propose de retenir, à partir de l'année 2015, une augmentation des coûts unitaires de référence plus faible que celle présentée par GRDF, et s'appuyant sur l'évolution annuelle d'un panier d'indices sectoriels augmenté d'une évolution annuelle traduisant l'impact anticipé des évolutions réglementaires, diminué des efforts de productivité attendus de l'opérateur.

Les modèles de coût de chaque catégorie d'investissement, ainsi que le coefficient annuel d'évolution, figureront dans une annexe confidentielle de la délibération tarifaire.

Niveau de l'incitation

La CRE envisage à ce stade de fixer le montant de l'incitation (bonus / malus) à 20 % de la différence entre le coût total théorique et le coût total effectif des ouvrages mis en service une année donnée. Cette incitation serait limitée à +/- 9 M€ par an, et serait versée au CRCP chaque année.

Question 4 :

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 ?

b) Régulation incitative sur les charges de capital « hors réseaux »

La CRE souhaite inciter GRDF à maîtriser ses charges de capital au même titre que ses charges d'exploitation sur un périmètre d'investissements « hors réseaux » comprenant des actifs tels que l'immobilier, les véhicules et les systèmes d'information. Ces postes de charges sont, par nature, susceptibles de donner lieu à des arbitrages entre investissement et charges d'exploitation. La CRE juge nécessaire, à ce stade, que les charges de capital et les charges d'exploitation relatives à ces postes fassent l'objet de la même régulation incitative.

Le mécanisme envisagé consisterait à définir pour la période tarifaire ATRD5 la trajectoire d'évolution de ces charges de capital, qui seraient exclues du périmètre du CRCP. Les gains (ou les pertes) qui pourraient être réalisés seraient donc conservés (ou à la charge) à 100 % par l'opérateur.

En incitant ces charges de capital au même titre que les charges d'exploitation, la CRE souhaite encourager l'opérateur à optimiser globalement l'ensemble de ses charges dans l'intérêt des consommateurs de gaz.

¹¹ Depuis 1970 et jusqu'à 1995, certaines canalisations pouvaient être enrobées d'amiante. Le décret du 4 mai 2012 impose au maître d'ouvrage et à l'exécutant des travaux d'évaluer le risque et de mettre en œuvre un plan de prévention adapté.

La CRE envisage toutefois de ne pas inclure les nouveaux projets de systèmes d'information (SI) dans ce mécanisme. En effet, il est souhaitable de maintenir la capacité de GRDF à répondre à des besoins du marché qui nécessiteraient des évolutions majeures des SI en cours de période tarifaire et dont les coûts et les calendriers sont difficilement prévisibles. Ainsi, les charges de capital liées aux projets « Reconstruction des SI » et « SI transformant »¹² continueront d'être couvertes en totalité à travers le mécanisme du CRCP.

En outre, la CRE envisage de mener une analyse ex-post des trajectoires de mises en service des investissements concernés afin de s'assurer que les gains éventuels réalisés au cours de la période tarifaire n'ont pas pour contrepartie des charges plus élevées pour les périodes tarifaires suivantes.

Le montant des charges de capital qui seraient exclues du périmètre du CRCP et qui seraient donc incitées serait de l'ordre de 120 M€/an.

Question 5 :

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 ?

3. Régulation incitative de la qualité de service

Afin d'assurer un maintien du niveau de qualité de service offert par GRDF, voire une amélioration pour certains indicateurs présentant encore des marges de progression, un mécanisme de régulation incitative de la qualité de service a été mis en place par le tarif ATRD3, entré en vigueur au 1^{er} juillet 2008.

Le tarif ATRD4, entré en vigueur au 1^{er} juillet 2012, a reconduit, en le faisant évoluer et en le complétant, le cadre de régulation incitant l'opérateur à améliorer son efficacité du point de vue de la qualité du service rendu aux utilisateurs de ses réseaux. Le mécanisme de suivi de la qualité de service de GRDF a, notamment, été modifié par la mise en place d'incitations financières liées à la qualité du service rendu aux consommateurs finals et par une réduction du nombre total d'indicateurs.

La CRE a adapté le mécanisme de régulation incitative de la qualité de service de GRDF pendant la période tarifaire ATRD4. Au 1^{er} juillet 2013, les ajustements ont porté sur :

- le renforcement des montants des incitations financières (pénalités et/ou bonus) et des niveaux des objectifs sur la base des résultats atteints dans le passé pour les indicateurs concernant la qualité du service rendu aux consommateurs finals ;
- la baisse du montant des bonus pour les indicateurs dont les résultats atteints par GRDF sont très bons depuis plusieurs années ;
- la mise en œuvre d'incitations financières (pénalités et bonus) pour l'indicateur concernant le taux d'index rectifiés ;
- l'automatisation de la détection des rendez-vous non tenus du fait du GRD.

Au 1^{er} juillet 2014, la CRE a procédé à la réévaluation des objectifs associés à deux indicateurs : le taux d'index rectifiés et l'amplitude des comptes d'écart distribution¹³ (CED).

La régulation incitative de la qualité de service de GRDF repose sur 25 indicateurs, dont 17 sont incités financièrement, concernant les principaux domaines de son activité : le délai de réalisation des principales interventions, la qualité de la relation avec les consommateurs finals, la qualité de la relation avec les fournisseurs, la qualité des informations échangées avec les gestionnaires de réseau de transport (GRT), la qualité des données de relevés et de facturation, l'environnement.

Le suivi de ce mécanisme a fait l'objet de cinq rapports annuels de la CRE : la qualité de service de GRDF s'est fortement améliorée au cours des deux périodes tarifaires concernées par la régulation incitative notamment concernant les domaines les plus importants pour le bon fonctionnement du marché.

La CRE envisage de reconduire le mécanisme de suivi de la qualité de service, en le faisant évoluer et en le complétant sur la base du retour d'expérience, selon les modalités décrites ci-après.

La liste des indicateurs envisagés pour le tarif ATRD5 figure en annexe du présent document.

¹² Le projet « Reconstruction SI » correspond à l'évolution des SI de GRDF pour remplacer les SI historiques (Disco et Pictrel) et pour prendre en compte la réorganisation du service commun partagé avec ERDF. Le projet « SI transformant » correspond aux ajustements nécessaires à la mise en concurrence des prestations et licences IT, aujourd'hui confiées à GDF SUEZ IT.

¹³ Le CED est un terme inclus dans la facture d'acheminement des fournisseurs. Il permet de s'assurer que chaque fournisseur s'acquitte précisément des quantités de gaz réellement consommées par ses clients. Le CED, calculé mensuellement, est égal pour chaque client relevé dans le mois à l'écart entre la consommation réelle du client et l'estimation de cette consommation sur la période de relevé issue du système de profilage.

Evolution du périmètre des indicateurs

Pour le tarif ATRD5, GRDF demande une évolution du périmètre de calcul de quatre indicateurs afin que ceux-ci soient plus cohérents avec ses pratiques opérationnelles : le taux de raccordements réalisés dans les délais convenus, l'amplitude des CED, le délai de transmission aux GRT des estimations journalières de quantité enlevées par les fournisseurs aux PITD¹⁴ et le taux de changements de fournisseur réalisés dans les délais demandés. Ces indicateurs ainsi redéfinis permettront, selon GRDF, de mieux suivre la qualité du service rendu par GRDF.

En outre, GRDF demande la suppression de deux indicateurs non incités financièrement : le délai moyen de réalisation d'un changement de fournisseur et le taux de réclamations de fournisseurs traitées en plus de 2 mois. Ces deux indicateurs présentent de très bons résultats, GRDF estime donc que leur suivi n'est plus pertinent.

Concernant les évolutions du périmètre de calcul des quatre indicateurs demandées par GRDF, la CRE considère que celles-ci permettent d'améliorer la qualité du suivi des pratiques opérationnelles de l'opérateur. La CRE est donc favorable à ce stade aux évolutions demandées par GRDF pour ces quatre indicateurs. Néanmoins, pour les indicateurs d'amplitude des CED et de délai de transmission aux GRT des estimations journalières de quantité enlevées par les fournisseurs aux PITD, la CRE envisage également de poursuivre en parallèle le suivi des deux indicateurs existants.

Au sujet de l'indicateur mesurant le délai moyen de réalisation d'un changement de fournisseur, la CRE considère que le délai de réalisation de la prestation est déjà mis sous contrôle au travers de l'indicateur de taux de changements de fournisseur réalisés dans les délais demandés. La CRE est donc favorable à ce stade à la demande de GRDF de suppression du suivi de l'indicateur de délai moyen de réalisation d'un changement de fournisseur.

En revanche, la CRE est défavorable à ce stade à la suppression de l'indicateur mesurant le taux de réclamations de fournisseurs traitées en plus de 2 mois. En effet, cet indicateur permet de s'assurer que toutes les réclamations de fournisseurs sont traitées dans un délai raisonnable. Par ailleurs, à l'occasion d'un audit sur le traitement des réclamations mené par la CRE dans le cadre de la rédaction de son rapport 2013-2014 relatif au respect des codes de bonne conduite et à l'indépendance des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel, la CRE a recommandé à GRDF de mettre en place un indicateur similaire pour les réclamations des consommateurs ainsi qu'un indicateur « Taux de réclamations multiples » (suivi des nouvelles réclamations concernant un PCE¹⁵ qui a déjà fait l'objet d'une réclamation antérieure) permettant de suivre la qualité des premières réponses apportées. GRDF a indiqué à la CRE avoir mis en place cet indicateur au niveau national. Ainsi la CRE envisage de conserver l'indicateur de taux de réclamations de fournisseurs traitées en plus de 2 mois et de mettre en place un suivi du taux de réclamations de consommateurs traitées en plus de 2 mois et du taux de réclamations multiples pour les réclamations des fournisseurs et des consommateurs.

Question 6 :

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

Question 7 :

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 ?

Evolutions du mécanisme d'incitations financières

La CRE n'envisage pas à ce stade de modifier le nombre et la définition des indicateurs actuels à l'exception des modifications détaillées ci-dessus. En revanche, elle envisage de faire évoluer le mécanisme d'attribution des bonus et des pénalités.

Depuis la mise en place du mécanisme de régulation incitative de la qualité de service au 1^{er} juillet 2008, la CRE fixe pour chaque indicateur incité financièrement¹⁶ un objectif de base et un objectif cible. L'opérateur perçoit un bonus lorsque la valeur de l'indicateur dépasse l'objectif cible et paye une pénalité lorsque la valeur de l'indicateur n'atteint pas l'objectif de base. Lorsque la valeur de l'indicateur se situe entre l'objectif de base et l'objectif cible, l'opérateur se situe dans une zone neutre au regard des incitations financières puisqu'il ne perçoit ni bonus, ni pénalité.

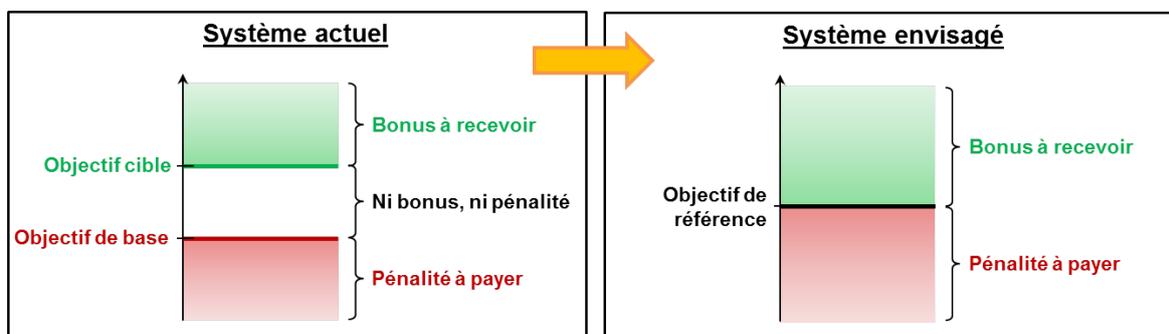
¹⁴ Point d'interface transport distribution.

¹⁵ Point de comptage et d'estimation.

¹⁶ A l'exception des indicateurs de nombre de rendez-vous planifiés non respectés par le GRD, de taux de réponse aux réclamations fournisseurs dans les 15 jours calendaires et de taux de réponse aux réclamations de clients finals dans les 30 jours calendaires pour lesquels seul un objectif cible est défini.

Ce mécanisme d'attribution avait été mis en œuvre dès la période tarifaire ATRD3 alors que le suivi de ces indicateurs venait d'être mis en place. Désormais, les indicateurs disposent d'une profondeur d'historique permettant à la CRE d'envisager la fixation d'un unique objectif de référence en-dessous duquel l'opérateur paierait une pénalité et au-dessus duquel il percevrait un bonus. Ce système, plus simple, permettrait à l'opérateur de rester mobilisé pour accroître sa performance quel que soit le niveau de performance atteint.

Ainsi, pour les indicateurs dont les objectifs de qualité sont atteints, la CRE envisage de fixer un objectif de référence fondé sur la performance moyenne de GRDF sur les deux années précédentes. La définition de cet objectif permettrait de s'assurer que l'opérateur reste incité à maintenir un bon niveau de performance. En revanche, pour les indicateurs pour lesquels GRDF dispose d'une marge de progression, la CRE envisage de fixer un objectif de référence supérieur à l'objectif de base existant.



Par ailleurs, la CRE envisage, pour chacun des indicateurs incités financièrement, de déterminer des valeurs plafond et plancher correspondant aux valeurs maximales et minimales du montant de l'incitation financière. Ces valeurs seront fixées en cohérence avec l'historique de chaque indicateur en s'assurant que celles-ci correspondent à des situations exceptionnelles qui justifient l'interruption du mécanisme de régulation incitative.

Question 8 :

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 ?

Ajustement du mécanisme et des indicateurs en cours de période tarifaire

Enfin, la CRE envisage de modifier les possibilités d'ajustement du mécanisme de régulation incitative de la qualité de service en cours de période tarifaire.

En effet, pour les périodes tarifaires ATRD3 et ATRD4, la CRE pouvait procéder chaque année à des modifications du périmètre de suivi des indicateurs, du niveau des objectifs ou du montant des incitations financières. A compter de l'entrée en vigueur du tarif ATRD5, la CRE envisage d'établir une liste d'indicateurs dont les définitions, les niveaux d'objectifs et d'incitations financières seront fixés pour l'ensemble de la période tarifaire (par exemple le taux de disponibilité du portail fournisseurs, le taux de réponse aux réclamations dans les délais, le taux de publication par OMEGA¹⁷ des relèves, etc.). Cela permettra d'assurer une continuité du système incitatif et d'offrir une meilleure visibilité à l'opérateur et aux acteurs de marché. Ces indicateurs seront sélectionnés parmi ceux qui affichent une certaine stabilité depuis leur mise en œuvre et un très bon niveau de qualité.

En revanche, la CRE garderait la possibilité de modifier annuellement les indicateurs récemment mis en place ou ceux qui peuvent être sujets à de fortes variations (par exemple les taux de mises en service et de mises hors service dans les délais demandés, le taux de raccordements réalisés dans le délai convenu, le taux de relevés semestriels sur index réels, etc.).

Elle garderait également la possibilité, d'une part, d'ajouter ou de supprimer des indicateurs en cours de période tarifaire et, d'autre part, de décider de mettre en œuvre ou de supprimer des incitations financières sur des indicateurs existants si cela s'avérait nécessaire.

En particulier, au regard de l'article L.111-77 du code de l'énergie issu de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV), GRDF devra mettre à disposition des personnes publiques les données disponibles de consommation et de production de gaz naturel et de biométhane. Les modalités

¹⁷OMEGA (Ouverture du Marché de l'Énergie et Gestion de l'Acheminement) : système d'information de GRDF de gestion des données d'acheminement et des processus clients associés, assurant la communication entre le GRD et les fournisseurs (toutes les demandes des fournisseurs doivent transiter par le portail Fournisseurs OMEGA) via un site internet sécurisé.

d'application de cet article sont actuellement en cours de définition. La CRE considère que la transmission de ces données constitue un enjeu important qui pourrait faire l'objet d'un suivi particulier : de nouveaux indicateurs seront, si nécessaire, mis en place en cours de période tarifaire dans le cadre du dispositif de régulation incitative de la qualité de service.

Question 9 :

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 ?

4. Régulation incitative du développement du nombre de consommateurs raccordés au réseau de gaz

GRDF a mis en place depuis 2008 des actions visant à enrayer les baisses constatées du nombre d'utilisateurs des réseaux de distribution de gaz naturel, qu'il entend continuer à mener au cours de la prochaine période tarifaire. Les actions de développement du nombre de consommateurs raccordés au réseau de gaz poursuivent l'objectif de favoriser le raccordement de nouveaux consommateurs et d'inciter les consommateurs déjà utilisateurs du réseau de gaz à continuer de l'utiliser. Les coûts marginaux du réseau de distribution sont inférieurs aux coûts moyens par consommateur. Ainsi, plus il y a d'utilisateurs du réseau de distribution, plus les coûts moyens par consommateur diminuent. En conséquence, le raccordement de consommateurs supplémentaires permet de diminuer le tarif.

Le raccordement d'un nouveau consommateur génère des recettes et des coûts pour l'opérateur. Un consommateur supplémentaire apporte les recettes nettes suivantes :

Recettes nettes =

*recettes d'acheminement (abonnement + part proportionnelle à la consommation + souscription)
+ recettes liées aux raccordements (participation de tiers)
– coûts marginaux (charges d'exploitation + charges de capital)*

Au sein de la période tarifaire au cours de laquelle le consommateur est raccordé, ces recettes nettes se répartissent entre GRDF et la communauté des autres consommateurs. Cette répartition est la suivante :

- « part restituée aux consommateurs » : les évolutions des recettes liées aux quantités acheminées (parts proportionnelles à la consommation) et des charges de capital se répercutent dans le tarif payé par les consommateurs via le CRCP ;
- « part conservée par GRDF » : les évolutions des recettes liées aux abonnements, aux souscriptions, aux raccordements au réseau (participations de tiers) et des charges d'exploitation sont conservées par GRDF et ne modifient pas le tarif au cours de la période tarifaire.

Pour les raisons exposées dans la partie relative au CRCP (voir paragraphe C.7. Compte de régularisation des charges et des produits), la CRE envisage d'intégrer au CRCP les recettes liées aux raccordements (participations de tiers). En conséquence, les évolutions de ces recettes ne seraient désormais plus conservées par GRDF mais seraient restituées aux consommateurs.

Ainsi, la part des recettes nettes conservée par GRDF constitue pour l'opérateur une incitation naturelle à raccorder de nouveaux consommateurs. Cependant, le développement du nombre de consommateurs raccordés au réseau suppose que GRDF engage différentes actions qui donnent lieu à des dépenses supplémentaires. La part des recettes nettes conservées par GRDF lors du raccordement de nouveaux consommateurs n'est pas suffisante pour l'inciter à engager ces actions efficacement alors que ces actions bénéficient à l'ensemble des consommateurs via la part qui leur est restituée. La CRE envisage donc d'inciter GRDF à accroître le nombre de consommateurs raccordés au réseau de distribution via l'attribution d'un bonus par consommateur supplémentaire.

Les bonus seraient déterminés en fonction des recettes nettes générées par consommateur raccordé supplémentaire. Les bonus proposés seraient de l'ordre de :

- 100 € par consommateur bénéficiant des options tarifaires T1 ou T2 (« bas de portefeuille ») ;
- 3 000 € par consommateur bénéficiant des options tarifaires T3 ou T4 (« haut de portefeuille »).

Les trajectoires prévisionnelles du nombre de consommateurs présentées par GRDF pour le tarif ATRD5 (voir paragraphe D.4. Hypothèses de quantités de gaz distribuées et de nombre de consommateurs desservis) intègrent les objectifs de développement que l'opérateur s'est lui-même fixé. Ainsi, les actions de

développement envisagées par GRDF permettent à l'opérateur de raccorder le nombre de consommateurs supplémentaires suivant¹⁸, sur la période ATRD5, par rapport à une situation hypothétique où aucune action de développement ne serait entreprise :

Objectifs GRDF (en nombre de Points de Livraison)	Période 2016-2019
« bas de portefeuille » T1 + T2	609 794
« haut de portefeuille » T3 + T4	5 432
TOTAL	615 226

La CRE propose de retenir les trajectoires de clients présentées par GRDF pour établir le tarif ATRD5 (voir paragraphe D.4. Hypothèses de quantités de gaz distribuées et de nombre de consommateurs desservis). Ces trajectoires prennent en compte ces consommateurs supplémentaires. Par conséquent, le revenu autorisé utilisé pour établir le tarif doit également prendre en compte l'incitation prévue pour GRDF au titre du raccordement de ces consommateurs. Celle-ci s'élèverait sur la période 2016-2019 à un montant de 180 M€ (soit 45 M€ par an) qui se décompose de la façon suivante :

- 100 M€ (soit 25 M€ par an) au titre de l'incitation naturelle (abonnements + souscriptions - charges d'exploitation) ;
- 80 M€ (soit 20 M€ par an) au titre du bonus.

L'atteinte ou le dépassement des objectifs nécessitent la conduite par GRDF d'actions en faveur du raccordement, dont le choix relève de sa seule responsabilité. Les montants reçus au titre de l'incitation naturelle et du bonus contribueront à financer ces actions de développement, si les résultats espérés sont obtenus.

A l'issue de la période tarifaire, le montant du bonus qui serait octroyé à GRDF serait recalculé en fonction du nombre total de consommateurs réellement raccordés au réseau de GRDF (PDL) et l'écart par rapport à la trajectoire retenue initialement pour le tarif ATRD5 (voir paragraphe D.5. Hypothèses de quantités de gaz distribuées et de nombre de consommateurs desservis) serait pris en compte dans le solde du CRCP de fin de période ATRD5 :

- en cas de dépassement des objectifs fixés initialement, la CRE propose de ne pas plafonner le bonus atteignable par GRDF, la hausse du nombre de consommateurs permettant de diminuer le tarif ;
- en cas de non-atteinte des objectifs, la CRE propose de reprendre au maximum la totalité du bonus initialement versé à GRDF, soit 80 M€.

Ainsi, le cadre de régulation envisagé par la CRE pour le tarif ATRD5 repose sur les principes suivants :

- le mécanisme incite GRDF uniquement sur le résultat atteint sans s'attacher à la nature des moyens mis en œuvre, dont le choix relève de la responsabilité de GRDF ;
- l'incitation prend la forme d'un bonus calculé en fonction du nombre de consommateurs effectivement raccordés à l'issue de la période ATRD5.

Question 10 :

Etes-vous favorable à la mise en place d'une régulation incitant GRDF à développer le nombre d'utilisateurs raccordés au réseau de gaz ?

Etes-vous favorable aux modalités du mécanisme d'incitation envisagé par la CRE ?

5. Régulation incitative des dépenses de recherche et développement (R&D)

Les gestionnaires de réseaux de distribution seront confrontés à des enjeux majeurs au cours des prochaines années pour lesquels ils ont l'ambition de mener les projets d'innovation nécessaires pour fournir un service de qualité aux utilisateurs du réseau. La CRE souhaite s'assurer que les gestionnaires de réseaux disposent des ressources nécessaires pour mener leurs projets de R&D et que ces ressources sont utilisées efficacement.

¹⁸ Raccordement nouveau ou maintien de l'utilisation du gaz par le consommateur

Ainsi, les quatrièmes tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité¹⁹, dits « TURPE 4 », ont introduit un dispositif destiné à donner à ERDF les moyens pour mener à bien les projets de R&D et d'innovation nécessaires à la construction des réseaux électriques de demain en garantissant notamment l'absence de frein tarifaire pour engager des projets de R&D ou réaliser des investissements innovants. Le TURPE 4 met également en place un dispositif de suivi destiné à donner aux acteurs du secteur électrique une plus grande visibilité sur les projets menés par ERDF dans le domaine de l'innovation.

Le cadre de régulation actuel du tarif ATRD4 ne prévoit pas pour GRDF de mécanisme incitatif particulier dans le domaine de la R&D. Les opérateurs conservent les écarts entre les dépenses prévisionnelles et les dépenses réelles. Ces dépenses faisant partie des charges d'exploitation sur lesquelles l'opérateur est incité à la productivité, GRDF pourrait choisir de réaliser des gains de productivité au détriment de ses projets de R&D.

La définition d'un budget dédié à la R&D avec une liste de projets permettra d'identifier les montants consacrés à la R&D et destinés à financer des projets innovants.

La CRE envisage d'introduire pour GRDF dans le tarif ATRD5 un dispositif de régulation incitative des dépenses de R&D, similaire à celui introduit par TURPE 4 en électricité :

- les montants alloués à la R&D et non utilisés par GRDF seront restitués aux utilisateurs en fin de période tarifaire via le mécanisme du CRCP. A cet effet, GRDF devra fournir un reporting à la CRE qui pourrait faire l'objet d'un audit régulier ;
- un suivi annuel des projets de R&D sera mis en place afin de pouvoir rendre compte aux utilisateurs des projets d'innovation menés par GRDF. Ce suivi réalisé par GRDF inclura notamment les éléments suivants :
 - une description des projets menés et des partenariats conclus, avec les dépenses associées et les résultats obtenus ;
 - une liste des projets en cours et à venir avec les résultats attendus ;
 - les montants dépensés sur l'année écoulée ;
 - les prévisions de dépenses par année jusqu'à la fin de la période tarifaire ;
 - le nombre d'équivalents temps plein associés aux programmes de R&D ;
 - les soutiens et subventions perçus.

Les actions de R&D menées au titre du développement du nombre de consommateurs raccordés au réseau de gaz ne seraient pas prises en compte dans ce dispositif de régulation incitative, puisqu'elles feront l'objet d'une incitation via le mécanisme de régulation du développement du nombre de consommateurs raccordés au réseau de gaz (voir paragraphe C.4. Régulation incitative du développement du nombre de consommateurs raccordés au réseau de gaz). La régulation incitative envisagée porterait ainsi sur un montant d'environ 40 M€ sur la période ATRD5.

M€ courants	2016	2017	2018	2019
CNE totale R&D	19	20	21	21
<i>dont développement</i>	<i>9</i>	<i>10</i>	<i>11</i>	<i>11</i>
CNE R&D soumises à incitations	10	10	10	10

Question 11 :

Etes-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 ?

Question 12 :

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

¹⁹ [Délibération de la CRE du 13 novembre 2013 portant décision relative aux tarifs d'utilisation d'un réseau public d'électricité dans le domaine de tension HTA ou BT](#)

6. Régulation incitative des pertes et différences diverses (PDD)

Les pertes et différences diverses (PDD) sont constituées de pertes techniques et de pertes non techniques. Une part significative des pertes non techniques est liée aux biais de comptage. En effet, traduire le volume de gaz (en m³) en quantité d'énergie (en kWh) est un exercice qui entraîne inévitablement des différences entre les quantités de gaz mesurées aux PITD et les quantités prises en compte lors de la relève des compteurs chez l'ensemble des consommateurs finals.

Pour compenser les pertes et différences diverses, GRDF achète sur le marché de gros une certaine quantité d'énergie, correspondant à un taux de pertes théorique. Celui-ci a été fixé à 0,73 % du volume total acheminé sur le réseau pour le tarif ATRD4, représentant un volume prévisionnel d'environ 2,4 TWh/an sur la période. La CRE prévoit de conserver ce taux pour le tarif ATRD5. Appliqué aux nouveaux volumes prévisionnels, il représente un volume d'environ 2,1 TWh/an.

Les pertes et différences diverses se composent ainsi des postes suivants :

- les charges d'achats d'énergie qui sont calculées de manière prévisionnelle pour la période tarifaire au même titre que l'ensemble des charges d'exploitation. Les volumes prévisionnels sont valorisés aux prix de marché à terme au moment de l'élaboration du tarif. Ces charges intègrent également le coût de transport du gaz de la place de marché (PEG) aux PITD ;
- le compte d'écarts distribution (CED) avec les fournisseurs qui est initialement supposé nul ;
- le compte inter-opérateurs (CIO) entre GRDF et les gestionnaires des réseaux de transport (GRT) permet de régulariser les écarts de comptage aux PITD. Il est lui aussi nul en prévisionnel.

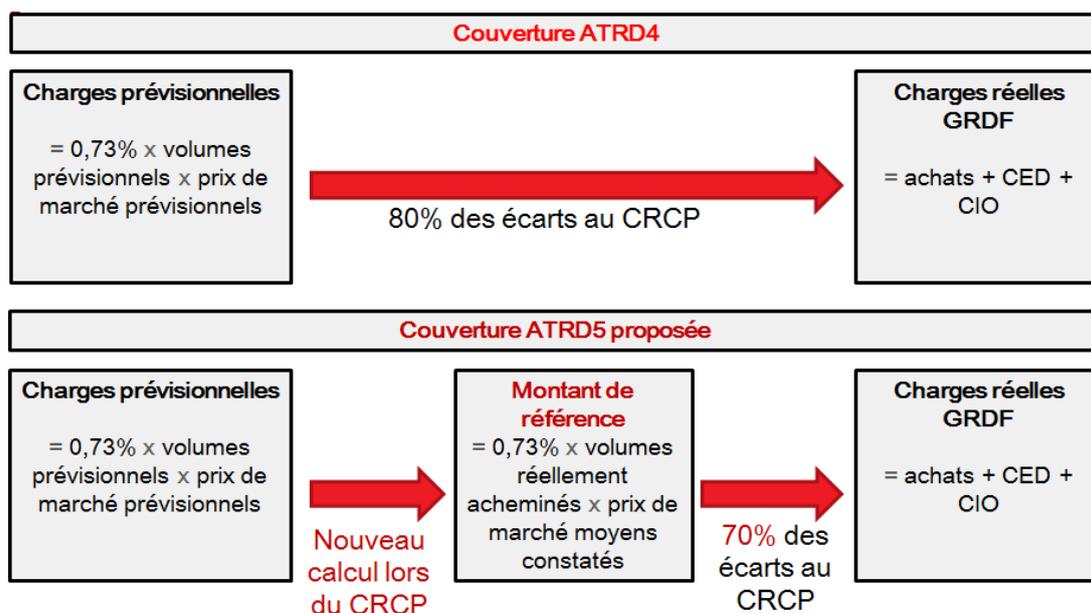
Certains facteurs sur lesquels GRDF n'a pas d'emprise font peser un risque sur l'opérateur : d'une part, les volumes peuvent varier fortement en raison des conditions climatiques ; d'autre part, les prix sur les marchés de gros peuvent évoluer par rapport aux prévisions. Pour cette raison, les écarts relevant des pertes et différences diverses ont été intégrés au CRCP à partir du tarif ATRD3. Cependant, afin d'inciter GRDF à maîtriser ses coûts, l'écart entre les charges prévisionnelles et les charges réelles de GRDF est couvert partiellement par le CRCP. En effet, GRDF peut agir sur le volume réel des pertes, le CED ou via sa stratégie d'achat d'énergie. La couverture de l'écart était ainsi de 90 % lors du tarif ATRD3, puis a été renforcée en passant à 80 % lors du tarif ATRD4. Par ailleurs, le tarif actuel prévoit la révision du montant de référence retenu pour les charges d'achat de gaz, si le prix d'achat du gaz sur le marché s'écarte de plus de 5 % des prévisions.

GRDF demande une évolution du mécanisme afin qu'il soit plus adapté à la variabilité des prix de marché sur une période tarifaire. GRDF souhaite notamment que les charges prévisionnelles soient entièrement révisées sur la base des évolutions de marché réellement constatées. En effet, les prévisions utilisées pour établir le tarif ATRD5 portent sur les prix du gaz pour les 4 années de la période tarifaire.

La CRE envisage de mettre en place un mécanisme qui protégerait davantage GRDF des risques non maîtrisables tout en renforçant par ailleurs l'incitation pour l'opérateur à maîtriser le coût des pertes et différences diverses :

- les charges prévisionnelles seraient initialement calculées pour l'ensemble de la période tarifaire et seraient prises en compte dans le revenu autorisé de GRDF couvert par le tarif ATRD5, comme pour l'établissement des tarifs ATRD3 et ATRD4 ;
- un nouveau montant de référence serait calculé ex-post chaque année et viendrait remplacer l'intégralité du montant prévisionnel via le CRCP. Le montant de référence serait calculé sur la base du volume annuel réellement acheminé auquel serait appliqué le taux de pertes théorique retenu (0,73 %). Ce volume serait valorisé à un prix de marché moyen constaté pour un panier de produits de référence ;
- le CRCP couvrirait ensuite à 70 % l'écart entre ce montant de référence et les coûts réels de PDD de GRDF (y compris le compte d'écart distribution (CED) et le compte inter-opérateurs (CIO)). L'incitation pour GRDF à réduire le niveau des PDD serait ainsi renforcée.

Le schéma de principe de ce mécanisme est présenté ci-dessous :



Question 13 :

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 ?

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

Afin de prendre en compte les écarts entre prévisionnel et réalisé sur les postes peu prévisibles par GRDF, un mécanisme de CRCP a été introduit par le tarif ATRD3 et modifié par le tarif ATRD4. Le CRCP est un compte fiduciaire extra-comptable qui est alimenté à intervalles réguliers par tout ou partie des écarts de coûts ou de revenus constatés sur des postes prédéfinis. Le CRCP permet également de prendre en compte les incitations financières résultant des mécanismes de régulation incitative.

L'apurement du solde du CRCP s'opère par une diminution ou une augmentation des revenus à couvrir par les tarifs lors des évolutions annuelles au 1^{er} juillet de chaque année, qui se traduit par une augmentation ou une diminution des termes de la grille tarifaire en vigueur. L'impact de cet apurement est limité à +/- 2 % lors de l'évolution annuelle de la grille tarifaire, afin de conserver une stabilité des tarifs. Afin d'assurer la neutralité financière du mécanisme, un taux d'intérêt s'applique au solde du compte. Le solde du CRCP qui ne serait pas totalement apuré à l'issue de la période tarifaire est pris en compte lors de l'établissement du revenu autorisé de la période suivante.

Le CRCP du tarif ATRD4 couvre les écarts des postes suivants :

- les charges de capital supportées par GRDF pour lesquelles la CRE souhaite éviter une incitation au sous-investissement sont couvertes à 100 %. Toutefois, un mécanisme de régulation incitative des dépenses d'investissement introduit pour le tarif ATRD4 vise à optimiser la gestion et le coût des investissements de GRDF, sans compromettre la réalisation des ouvrages nécessaires pour l'exploitation et la sécurité du réseau ;
- les revenus perçus par GRDF sur les termes tarifaires proportionnels aux quantités de gaz acheminées sur le réseau de distribution sont couverts à 100 %. En effet, les quantités acheminées peuvent varier fortement en fonction notamment des conditions climatiques sur lesquelles GRDF n'a pas d'emprise ;
- les pertes de gaz et différences diverses, comprenant les achats de gaz de GRDF ainsi que les comptes d'écarts distribution et les comptes inter-opérateurs entre GRDF et les GRT sont couverts à 80 % ;
- les pénalités perçues par GRDF pour les dépassements de capacités souscrites pour les clients bénéficiant des options T4 et TP, reprises 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 ;

- les évolutions de charges de GRDF résultant d'une révision des clés de répartition des coûts du service commun partagé entre ERDF et GRDF ;
- les revenus perçus par GRDF sur les prestations annexes en cas d'une évolution des prix des prestations en cours de période tarifaire différente de celle prévue par la formule d'évolution annuelle.

Le mécanisme de CRCP a bien fonctionné au cours de la période tarifaire ATRD4. La CRE souhaite conserver les principes du mécanisme de CRCP existant. Sur la base du retour d'expérience des tarifs ATRD4 en gaz et TURPE 4 en électricité, la CRE souhaite néanmoins le faire évoluer pour :

- faire converger son mode de fonctionnement pour l'ensemble des tarifs de distribution, en gaz et en électricité ;
- pouvoir s'appuyer sur les données comptables présentées par l'opérateur ;
- s'assurer de la cohérence et du traitement symétrique des charges et recettes associées.

La CRE envisage ainsi de :

- prendre en compte l'évolution proposée du cadre de régulation incitative, conduisant à intégrer :
 - les incitations financières annuelles au titre de la régulation des coûts unitaires d'investissement (voir paragraphe C.2.2. a) Régulation incitative des coûts unitaires des investissements dans les réseaux) ;
 - les incitations financières calculées en fin de période de l'incitation au développement du nombre de consommateurs raccordés au réseau de gaz (voir paragraphe C.4. Régulation incitative du développement du nombre de consommateurs raccordés au réseau de gaz) ;
- modifier la couverture des pertes et différences diverses, dont les écarts seraient désormais couverts à 70 % et dont la trajectoire de référence serait révisée annuellement ex post. Le cadre de régulation spécifique à ces charges est présenté plus en détail par ailleurs (voir paragraphe C.6. Régulation incitative des pertes et différences diverses) ;
- faire évoluer le poste sur les prestations annexes afin de prendre en compte les écarts de revenus générés par les prestations dont le revenu est significatif, dont les volumes de réalisation sont difficilement prévisibles et dont une part importante des coûts correspondants est générée par des dépenses d'investissement couvertes dans le CRCP. Cela concerne notamment les participations de tiers, conformément à la demande de GRDF. Des analyses sont en cours pour déterminer la liste des prestations concernées ;
- prendre en compte les coûts prévisionnels du projet « Tulipe » (voir paragraphe D.2.3.e) Dépenses liées au projet « Tulipe ») non intégrés dans les trajectoires prévisionnelles ATRD5. Les coûts peuvent en effet évoluer fortement et feront l'objet d'une analyse technico-économique de la CRE, selon les termes de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte ;
- ne plus couvrir au CRCP les évolutions de charges de GRDF résultant d'une révision des clés de répartition des coûts du service commun partagé entre ERDF et GRDF, étant donné que l'impact du projet de transformation du service commun est déjà pris en compte dans l'élaboration des trajectoires du revenu autorisé de GRDF pour le tarif ATRD5.

Enfin, la question de la prise en compte des charges d'impayés au CRCP est en cours d'analyse (voir paragraphe D.2.3.h) Charges dues aux impayés).

Question 14 :

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 ?

Question 15 :

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

8. Clause de rendez-vous

Le tarif ATRD4 de GRDF a 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.

La clause de rendez-vous permettait de prendre en compte, dans les trajectoires prévisionnelles pour les années 2014 et 2015, les conséquences éventuelles de nouvelles dispositions législatives ou réglementaires ou d'une décision juridictionnelle dans le cas où le niveau des charges nettes d'exploitation retenues dans le tarif de GRDF se trouvait modifié d'au moins 1 %. Elle n'a été activée ni par GRDF, ni par la CRE.

La CRE envisage de conserver une clause de rendez-vous pour le tarif ATRD5, selon des critères d'activation similaires à ceux mis en place pour la clause de rendez-vous du tarif ATRD4, et activable pour l'évolution au 1^{er} juillet 2018, soit deux ans après l'entrée en vigueur du tarif ATRD5.

Question 16 :

Etes-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 ?

9. Cadre de régulation spécifique au projet de comptage évolué de GRDF

Le projet de compteur évolué Gazpar diffère des projets classiques de GRDF par le montant élevé de ses coûts mais aussi par celui des gains attendus pour le marché du gaz²⁰, ainsi que par ses délais de mise en œuvre (quatre ans) et de déploiement (sept ans dont une année de pilote).

Comme annoncé dans sa délibération du 21 juillet 2011, la CRE a défini dans sa délibération du 17 juillet 2014 le cadre de régulation incitative spécifique appliqué au système de comptage évolué de GRDF et n'envisage pas de le modifier pour le tarif ATRD5.

Les coûts du projet de compteur évolué Gazpar sont intégrés dans les trajectoires prévisionnelles pour la période 2016-2019 transmises par GRDF (voir paragraphe D. 2.3. a) Evolution des dépenses liées au projet de comptage évolué Gazpar).

D. Demande tarifaire de GRDF et analyse préliminaire de la CRE

1. Hausse tarifaire demandée par GRDF

Dans son dossier tarifaire, GRDF demande la hausse suivante :

- une évolution du tarif au 1^{er} juillet 2016 de + 6 % ;
- une évolution annuelle de la grille tarifaire égale à l'inflation + 1,4 %, proche selon GRDF de l'évolution tendancielle de ses coûts ;
- évolution annuelle à laquelle s'ajoute dès 2017 la prise en compte via le CRCP de montants dont la couverture est demandée par GRDF sans être compris dans la hausse initiale (charges dues aux impayés, revenus liés aux volumes prévus pour le premier semestre 2016 inférieurs à ceux liés à la prévision utilisée dans le tarif ATRD4).

La CRE considère que l'ensemble des montants à couvrir par le tarif doivent être pris en compte dans la trajectoire tarifaire. En prenant en compte l'évolution des montants demandés par GRDF et l'évolution annuelle de la grille tarifaire égale à l'inflation + 1,4 % demandée par GRDF, la hausse du tarif au 1^{er} juillet 2016 serait de + 9,8 %. Avec une évolution annuelle de la grille tarifaire égale à l'inflation, la hausse du tarif au 1^{er} juillet 2016 serait de + 11,7 %.

Ainsi, les trajectoires de charges dont GRDF demande la couverture pour la période tarifaire ATRD5 (2016-2019), ainsi que les prévisions de nombre de clients raccordés et de quantités de gaz acheminées transmises par l'opérateur pourraient conduire aux trajectoires d'évolution suivantes de la grille tarifaire sur cette période, selon l'hypothèse d'évolution annuelle retenue :

²⁰ Cf. Délibération de la CRE du 13 juin 2013 portant proposition d'approbation du lancement du déploiement généralisé du système de comptage évolué de GRDF.

	Evolution tarifaire au 1 ^{er} juillet 2016	Evolution annuelle de la grille tarifaire à compter du 1 ^{er} juillet 2017 (IPC ²¹ - X)
Demande de GRDF	6,0 %	IPC + 1,4 % + autres postes via le CRCP
Demande de GRDF avec prise en compte de toutes les charges dans la trajectoire prévisionnelle	9,8 %	IPC + 1,4 %
	11,7%	IPC + 0,0 %

La demande de GRDF a été formulée sur la base d'un coût moyen pondéré du capital (CMPC) de 6 % (réel, avant impôts), inchangé par rapport au taux retenu pour le tarif ATRD4 de GRDF entré en vigueur le 1^{er} juillet 2012 et pour la définition des tarifs ATRD4 des ELD entrés en vigueur le 1^{er} juillet 2013.

Le revenu autorisé demandé par GRDF, égal à la somme des charges nettes d'exploitation et des charges de capital normatives, se décompose de la façon suivante :

M€ courants	2016	2017	2018	2019	Moyenne 2016/2019
Charges nettes d'exploitation (CNE)	1 528	1 568	1 566	1 588	1 563
Impayés sur la part acheminement	74	75	75	76	75
Charges de capital normatives (CCN)	1 654	1 709	1 752	1 805	1 729
Apurement du solde du CRCP ATRD4 (solde 2014 + estimé 2015*)	143	143	143	143	143
Revenu autorisé	3 398	3 494	3 535	3 610	3 509

*il s'agit d'une première estimation réalisée par GRDF en mai 2015 du niveau de CRCP pour l'année 2015.

La hausse à laquelle conduirait la demande de GRDF résulte notamment des éléments suivants :

- + 6,8 % liés à la déformation du portefeuille de GRDF et à la baisse des quantités acheminées dans leur ensemble ;
- - 3,5 % liés à l'apurement du solde du CRCP :
 - - 1,9 % pour prendre en compte l'apurement du solde du CRCP du tarif ATRD3 prévu par le tarif ATRD4 ;
 - - 6,0 % pour prendre en compte les facteurs d'évolution annuelle k à + 2,0 % appliqués successivement les 1^{er} juillet 2013, 2014 et 2015 ;
 - + 4,4 % liés à la prise en compte des montants de CRCP issus de la période tarifaire ATRD4 et non encore apurés ;
- - 3,0 % liés à la prise en compte d'un niveau de charges nettes d'exploitation (CNE) et de charges de capital normatives (CCN) égal au niveau constaté en 2014 (en euros constants et à climat moyen). Le bilan du tarif ATRD4 fait ressortir un écart :
 - pour les CNE hors pertes et différences diverses, entre le niveau constaté et le niveau prévu par le tarif ATRD4 recalé avec l'inflation constatée, de - 67 M€ pour l'année 2014, soit environ - 2,1 % ;
 - pour les CCN, l'écart est de - 28 M€ pour l'année 2014, soit environ - 0,9 % ;
- + 4,4 % liés à une augmentation des charges d'exploitation par rapport au niveau constaté en 2014, en raison d'une hausse de certains postes de coûts et de l'intégration de projets et charges dont le périmètre évolue au cours de la période à venir ;
- + 2,9% liés à une augmentation des charges de capital par rapport au niveau constaté en 2014 ;
- + 2,1% liés à la prise en charge des montants estimés relatifs au stock et au flux des impayés sur la part acheminement²².

²¹ 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)

²² Décision du comité de règlement des différends et des sanctions de la Commission de régulation de l'énergie en date du 19 septembre 2014 sur le différend qui oppose la société POWEO DIRECT ENERGIE à la société GRDF relatif au contrat d'acheminement sur le réseau de distribution de gaz naturel

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 prévisionnelles présentées par GRDF sont en cours d'analyse par la CRE afin de définir une trajectoire pour la prochaine période tarifaire correspondant à celle d'un opérateur efficace.

Dans ce cadre, la CRE a confié à un cabinet externe une mission d'audit des charges d'exploitation réalisées et prévisionnelles de GRDF sur les exercices 2012 à 2019 et de comparaison avec d'autres opérateurs européens comparables.

Par ailleurs, la CRE a confié une étude à un consultant extérieur sur le coût moyen pondéré du capital (CMPC) pour les infrastructures électriques et gazières en France.

La CRE s'appuiera sur les conclusions de ces études pour élaborer le prochain tarif ATRD5.

2. Charges d'exploitation

2.1. Demande de GRDF

GRDF a transmis ses prévisions de charges d'exploitation pour la prochaine période tarifaire. L'opérateur a construit ses prévisions en distinguant :

- un socle de charges correspondant aux coûts associés à un périmètre d'activités constant par rapport à la période ATRD4. L'opérateur distingue au sein de ce périmètre un « socle manœuvrable », pour lequel l'opérateur considère disposer de leviers d'action pour influencer sur le niveau des charges concernées (dépenses récurrentes, charges de personnel notamment), d'un « socle non manœuvrable » sur lequel il considère ne pas disposer de tels leviers (poste d'impôts et taxes et charges de statut social notamment). Le « socle manœuvrable » présenté par GRDF correspond à environ 75 % du total des charges nettes d'exploitation demandées par l'opérateur ;
- des coûts associés à des projets à forts enjeux pour l'opérateur, tel que le projet de compteurs évolués Gazpar par exemple, et des charges dont le périmètre évolue sur la période tarifaire à venir.

L'ensemble de ces demandes de GRDF est détaillé ci-après.

a) Trajectoire globale demandée par GRDF pour le tarif ATRD5

Les charges nettes d'exploitation prévisionnelles, présentées par GRDF pour la période ATRD5 2016-2019, sont les suivantes :

En M€ courants	2014 réalisé	2016	2017	2018	2019
Total des charges nettes d'exploitation *	1340	1 528	1 568	1 566	1 588
<i>dont charges nettes d'exploitation hors pertes et différences diverses (PDD)</i>	1314	1 465	1 509	1 508	1 533

* hors effets de décision du 19 septembre 2014 du CoRDIS sur les impayés (voir paragraphe D.2.1.c) viii) Charges dues aux impayés)

Pour les charges nettes d'exploitation hors pertes et différences diverses, la demande de GRDF conduirait en 2016 à une hausse de + 151 M€, soit + 11,5 % par rapport au réalisé en 2014. Sur la période 2016-2019 les charges augmentent ensuite de 1,3 % par an en moyenne.

Pour expliquer cette augmentation très significative, GRDF met principalement en avant les coûts relatifs aux projets et charges dont le périmètre évolue sur la période tarifaire à venir (voir paragraphe D.2.1.c) Analyse détaillée des projets et des charges dont le périmètre évolue pour le tarif ATRD5).

b) Evolution du « socle » de charges et hypothèses de productivité envisagées par GRDF

GRDF présente sa demande en distinguant un « socle » de charges correspondant aux coûts associés à un périmètre d'activités constant par rapport à la période ATRD4 et des charges associées à des projets spécifiques :

En M€ courants	2014 réalisé	2016	2017	2018	2019
Total charges nettes d'exploitation	1 340	1 528	1 568	1 566	1 588
dont « socle » de charges à périmètre constant ATRD4 présenté par GRDF	1 331	1 429	1 440	1 454	1 476

Pour expliquer la hausse du « socle » entre le réalisé en 2014 et sa demande pour 2016 de + 98 M€ (soit environ + 7 %), GRDF met principalement en avant les hausses :

- des pertes et différences diverses (+ 37 M€), l'année 2014 ayant été une année particulièrement chaude ;
- des charges de statut (+ 29 M€) qui résultent pour partie de ce même effet climat favorable sur les coûts relatifs au tarif agents en 2014 ;
- des consommations externes (+ 40 M€), du fait notamment de l'augmentation des charges d'externalisation de retraite.

Au cours de la période ATRD5, GRDF indique par ailleurs intégrer dans sa trajectoire, au sein du périmètre du socle qu'il considère comme manœuvrable, un objectif de productivité d'environ 1,9 % par an²³. GRDF met en avant que cette hypothèse est plus ambitieuse que l'évolution constatée de ses charges, sur ce même périmètre, au cours de la période ATRD4 entre 2011-2014 (1,3 % par an en moyenne).

c) Projets et charges dont le périmètre évolue pour la période tarifaire à venir

L'opérateur met notamment en avant la hausse, au cours de cette période, des coûts associés aux projets suivants :

- le projet de compteurs évolués Gazpar ;
- le projet « Transformation » (réorganisation des activités du service commun partagé entre ERDF et GRDF) ;
- le projet « Tulipe » (conversion et adaptation du gaz B en gaz H dans le nord de la France) ;
- les nouveaux projets pour l'évolution des systèmes d'information (remplacement des SI historiques et mise en concurrence des prestations et licences actuellement confiées à GDF SUEZ IT).

En M€ courants	2014 réalisé	2016	2017	2018	2019
Total des projets et charges dont le périmètre évolue sur la période ATRD4 présentés par GRDF	9	99	128	112	112
dont Gazpar (§. D.2.3.a))	9	42	54	45	32
dont Transformation (§.D.2.3.b))	-	30	39	27	14
dont Tulipe (§.D.2.3.d))	-	0	0	2	20
dont nouveaux projets pour l'évolution des systèmes d'information (§.D.2.3.e))	0	14	18	18	27

Pour le périmètre de ces projets et de ces charges dont le périmètre évolue pour la période tarifaire à venir, GRDF demande une hausse de + 90 M€ entre le réalisé en 2014 et sa prévision pour 2016, à prendre en compte lors de la détermination de la trajectoire des charges d'exploitation pour la période ATRD5.

²³ Cet objectif de 1,9 % par an fixé par GRDF sur la période 2016-2019 correspond à une productivité moyenne annuelle de 1,3 % sur la période 2014-2019, soit une dynamique d'évolution identique à celle constatée sur la période 2011-2014.

d) **Pertes et différences diverses (PDD)**

Les charges relatives aux pertes et différences diverses demandées par GRDF pour le tarif ATRD5 sont les suivantes :

En M€ courants	2016	2017	2018	2019
Pertes et différences diverses (PDD)	63	60	59	59

GRDF a reconduit dans ses prévisions pour le tarif ATRD5 le volume de 2,4 TWh par an utilisé dans le tarif ATRD4.

2.2. **Analyse préliminaire de la CRE sur le niveau des charges d'exploitation présentées par GRDF**

a) **Conclusions de l'audit externe des charges d'exploitation de GRDF mandaté par la CRE**

La CRE a mandaté un auditeur externe en juin 2015 pour réaliser un audit des charges d'exploitation présentée par GRDF en complément des analyses qui seront menées par les services. Les travaux se sont déroulés entre les mois de juin et d'octobre 2015. Le rapport final de l'auditeur est publié en même temps au présent document de consultation publique.

Les objectifs de l'audit étaient les suivants :

- apporter une expertise sur la pertinence et la justification de la trajectoire des charges d'exploitation de GRDF pour la prochaine période tarifaire ;
- porter une appréciation sur le suivi par GRDF de l'efficacité du niveau de ses charges d'exploitation ;
- analyser les charges d'exploitation de GRDF au regard de celles d'autres GRD européens ;
- formuler des recommandations sur le niveau efficace des charges d'exploitation à prendre en compte pour le tarif ATRD5.

L'auditeur a notamment appuyé ses travaux sur une analyse détaillée des charges d'exploitation de GRDF réalisées sur la période ATRD4.

Ajustements recommandés par l'audit externe :

A l'issue de ses travaux, l'auditeur a recommandé les ajustements suivants sur la trajectoire de charges d'exploitation ATRD5 présentée par l'opérateur, hors ajustements additionnels au titre de l'efficacité :

En M€ courants	2016	2017	2018	2019
Ajustements recommandés par l'audit externe	- 63	- 72	- 72	- 90
<i>Dont ajustements hors Pertes et Différences Diverses</i>	- 58	- 64	- 64	- 81
<i>Dont Pertes et Différences Diverses</i>	- 5	- 8	- 8	- 9

Ces ajustements concernent principalement les postes production immobilisée, pertes et différences diverses, d'informatique et télécoms et consommations externes.

L'auditeur a proposé un ajustement concernant les pertes et différences diverses (voir paragraphe B.6. Régulation incitative des pertes et différences diverses). Ce poste est en cours d'analyse par la CRE.

Ajustements additionnels au titre de l'efficacité :

L'auditeur a par ailleurs réalisé un benchmark pour formuler des recommandations sur le niveau efficace des charges d'exploitation à prendre en compte pour le tarif ATRD5. Le périmètre considéré pour la comparaison comprend 27 gestionnaires de réseaux européens.

Les travaux menés par l'auditeur lors de l'audit des charges d'exploitation de GRDF l'ont amené à analyser les charges d'exploitation de GRDF réalisées en 2014 au regard de celles d'autres GRD européens, et à porter une appréciation sur le niveau d'efficacité de ces charges, en prenant en compte diverses variables explicatives des coûts de ces opérateurs, telles que notamment :

- le nombre de clients par kilomètre de réseau ;
- le volume maximal distribué rapporté au nombre de consommateurs ;
- la longueur totale du réseau ;

- le coût moyen horaire du travail dans les pays concernés.

A l'issue de ses travaux, l'auditeur conclut à un potentiel d'efficacité des coûts opérationnels de GRDF constatés en 2014, qu'il estime à environ 90 M€ à l'horizon 2019, tout en recommandant une progressivité dans l'atteinte de cet objectif :

<i>En M€ courants</i>	2016	2017	2018	2019
Objectifs d'efficacité additionnelle	-	- 30	- 60	- 90

Ces ajustements additionnels au titre de l'efficacité recommandés par l'auditeur représentent 45 M€ en moyenne par an au cours de la période ATRD5.

Autres ajustements :

En sus des ajustements recommandés, l'auditeur a par ailleurs laissé à l'appréciation de la CRE l'analyse de certains thèmes, pour lesquels il n'était pas en mesure de conclure. Ces thèmes concernent :

- le produit du CICE (crédit d'impôts pour la compétitivité et l'emploi), soit 15 M€ par an en moyenne ;
- le projet de compteurs évolués Gazpar, soit 42 M€ par an en moyenne ;
- les actions favorisant le développement du raccordement au réseau de gaz, soit 54 M€ par an en moyenne ;
- les coûts associés au projet « Territoire », soit 2 M€ par an en moyenne ;
- le niveau des prestations refacturées par le groupe ENGIE à sa filiale, dont les contrats étaient en cours de négociation au moment de la réalisation de la mission d'audit, soit 15 M€ par an en moyenne.

b) Synthèse de l'analyse préliminaire de la CRE

Les conclusions du rapport d'audit ont donné lieu à un échange contradictoire avec GRDF dans le courant du mois de septembre 2015. GRDF a ainsi pu formuler ses observations sur les résultats de ces travaux.

Ajustements recommandés par l'audit externe :

GRDF a transmis à l'auditeur des éléments de justifications supplémentaires, pour partie nouvelles, et non fournies dans le cadre de la mission d'audit.

L'auditeur a modifié son rapport en prenant en compte certaines des observations de GRDF.

Les justifications transmises tardivement par l'opérateur n'ont par conséquent pu faire l'objet d'une analyse approfondie par le consultant dans les temps impartis pour la mission, à l'exception de certaines observations transmises par GRDF et prises en compte par l'auditeur dans son rapport final.

La CRE s'appuie sur des études externes pour préparer ses décisions tarifaires. Elle rappelle que ces exercices sont contraints dans le temps. Les opérateurs sont donc tenus de mettre à disposition l'ensemble des justifications sous-jacentes à leur demande tarifaire dans le cadre de ces études. La CRE sera difficilement en mesure de procéder à de nouvelles analyses approfondies postérieurement au déroulement de l'audit, du fait des délais contraints des travaux tarifaires et de ses ressources limitées.

GRDF a produit tardivement des éléments de justification complémentaires pour environ deux tiers du total des ajustements recommandés par l'auditeur. La pertinence de ces justifications apportées par l'opérateur est en cours d'analyse par la CRE. En tout état de cause, GRDF s'expose au risque de non prise en compte des charges non, ou insuffisamment, justifiées dans les temps impartis.

Les montants concernés par ces éléments complémentaires ainsi que leurs effets potentiels sur les ajustements recommandés par l'auditeur sont les suivants :

En M€ courants	2016	2017	2018	2019
Total des ajustements recommandés par l'auditeur, hors pertes et différences diverses	- 58	- 64	- 64	- 81
Effets potentiels des éléments complémentaires transmis par GRDF postérieurement à l'audit (en cours d'analyse)	47	54	52	52
Total des ajustements recommandés par l'auditeur, retraité de l'ensemble des effets potentiels des éléments complémentaires transmis par GRDF postérieurement à l'audit (en cours d'analyse), hors pertes et différences diverses	- 11	- 10	- 12	- 29

Ajustements additionnels au titre de l'efficience :

L'objectif d'efficience recommandé par l'auditeur conjugué aux ajustements qu'il recommande, aboutirait à ramener le niveau des charges de GRDF en 2019 (fin de la période ATRD5), à un niveau supérieur aux coûts constatés en 2014 d'environ 30 M€.

Dans un contexte de projets à forts enjeux pour GRDF (projets Gazpar et Transformation notamment), un rattrapage du potentiel d'efficience de GRDF sur une période supérieure à une seule période tarifaire pourrait se justifier. Une telle progressivité laisserait à l'opérateur davantage de temps pour mettre en place les actions de maîtrise de ses coûts. L'objectif d'efficience additionnelle minimal envisagé par la CRE à ce stade est le suivant :

En M€ courants	2016	2017	2018	2019
Objectif d'efficience additionnelle minimal envisagé par la CRE	-	- 5	- 15	- 20

Autres ajustements :

S'agissant des thèmes que l'auditeur a laissés à l'appréciation de la CRE :

- la CRE considère à ce stade qu'il n'y a pas d'élément justifiant de ne pas prendre en compte le produit du CICE dans la détermination du revenu autorisé. Le montant du CICE perçu par GRDF s'établissant à environ 15 M€ en 2014, la CRE envisage à ce stade de réduire les trajectoires prévisionnelles de charges pour le tarif ATRD5 de ces montants ;
- pour le projet de compteurs évolués Gazpar, la CRE envisage de retenir un ajustement d'environ 2,4 M€ par an (voir paragraphe D.2.3.a) Evolution des dépenses liées au projet de comptage évolué Gazpar)
- concernant les actions de développement du nombre de consommateurs raccordés au réseau de gaz (voir paragraphe D.2.3.g) Dépenses de développement du nombre de consommateurs raccordés au réseau de gaz), la CRE envisage à ce stade un ajustement de la demande de GRDF de 9 M€ par an ;
- les contrats de prestations entre le groupe ENGIE et GRDF font l'objet d'un audit spécifique en cours, mené par la CRE. A ce stade, la CRE a inclus dans les calculs les coûts présentés par GRDF. Les résultats de l'audit seront pris en compte lors de l'élaboration du tarif.

Par ailleurs, l'analyse des coûts associés au transfert de certaines charges relatives à l'entretien des postes de livraison à l'interface transport-distribution est détaillée dans le paragraphe D.2.3.h) Transfert de certaines charges relatives aux ouvrages de raccordement au réseau de transport, des tarifs ATRD5 vers le terme de capacité de livraison aux PILD des tarifs de transport de gaz (ATRT6).

Les montants associés aux ajustements cités précédemment sont les suivants :

<i>En M€ courants</i>	2016	2017	2018	2019
CICE	- 15	- 15	- 15	- 15
Projets de compteurs évolués	- 2	- 2	- 2	- 2
Coûts associés au développement du nombre de consommateurs raccordés au réseau de gaz	- 9	- 9	- 9	- 9
Total des ajustements envisagés par la CRE parmi ceux laissés à son appréciation par l'auditeur	- 26	- 26	- 26	- 26
Effets d'un transfert de certaines charges relatives à l'entretien des postes de livraison à l'interface transport-distribution	-	- 19	- 19	- 19
Total avec prise en compte des effets du transfert de charges	- 26	- 45	- 45	- 45

Synthèse

La demande de GRDF conduirait à une forte hausse des charges d'exploitation à couvrir par le tarif ATRD5 par rapport au niveau des charges constatées en 2014 : + 11,5 % en 2016, suivi d'une hausse de + 1,3 % par an de 2017 à 2019. A ce stade de ses analyses, la CRE considère que la demande de GRDF est surévaluée.

Sur la base de l'ensemble des éléments précédents, le niveau des charges nettes d'exploitation (hors pertes et différences diverses) de GRDF après prise en compte des ajustements pourrait être compris entre une fourchette basse de 1 352 M€ et une fourchette haute de 1 452 M€ en moyenne sur la période 2016-2019. Le niveau finalement retenu par la CRE sera fonction des résultats des analyses en cours sur les ajustements recommandés par l'auditeur et sur le niveau de productivité intégré dans la trajectoire de l'opérateur.

Ces niveaux restent significativement supérieurs à celui constaté en 2014 qui s'élevait à 1 280 M€²⁴.

La CRE a demandé à GRDF une mise à jour de sa demande tarifaire pour fin novembre 2015, afin de prendre en compte les éventuelles informations nouvelles, publiques ou connues de GRDF à cette date, susceptibles d'avoir des impacts sur les trajectoires tarifaires précédemment transmises, à la hausse comme à la baisse.

La « fourchette haute » est établie sur la base :

- des conclusions de l'audit externe des charges d'exploitation de GRDF après prise en compte des effets potentiels des éléments complémentaires transmis par GRDF postérieurement à l'audit ;
- d'un ajustement additionnel au titre de l'efficacité lissé dans le temps au-delà de la période tarifaire ATRD5 ;
- et de l'ensemble des autres ajustements envisagés par la CRE, à l'exception du transfert de certaines charges relatives à l'entretien des postes de livraison à l'interface transport-distribution.

La « fourchette basse » est établie sur la base :

- des conclusions de l'audit externe des charges d'exploitation de GRDF ;
- des ajustements additionnels au titre de l'efficacité recommandés par l'auditeur ;
- et de l'ensemble des autres ajustements envisagés par la CRE.

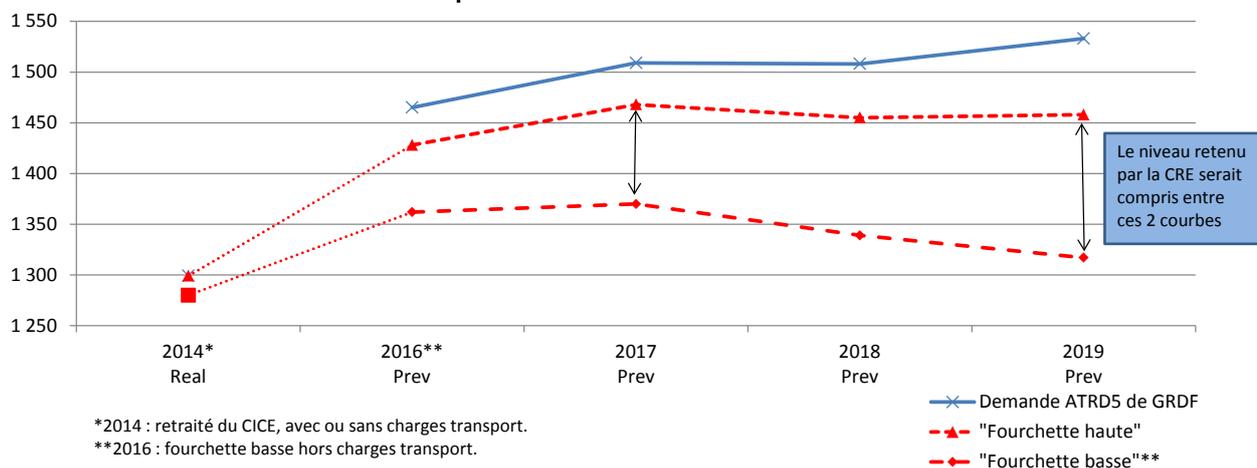
²⁴ Ce montant correspond au niveau de charges nettes d'exploitation (hors pertes et différences diverses) constaté en 2014 de 1 314 M€, retraité du produit du CICE (15 M€) et du montant correspondant à certaines charges relatives aux ouvrages de raccordement au réseau de transport (19 M€), qui seraient transférées des tarifs ATRD5 vers le terme de capacité de livraison aux PITD des tarifs de transport de gaz (ATRT6)

En M€ courants – hors pertes et différences diverses	2016	2017	2018	2019	Moyenne
<u>Demande ATRD5 de GRDF, hors pertes et différences diverses</u>					
Total charges d'exploitation nettes	1 465	1 509	1 508	1 533	1 504
« Fourchette haute »					
Ajustements de l'audit externe retraités	-11	-10	-12	-29	-16
Ajustements additionnels d'efficience lissés	-	-5	-15	-20	-10
Autres ajustements – hors transfert de charges	-26	-26	-26	-26	-26
Niveau résultant des charges nettes d'exploitation ATRD5 – « Fourchette haute », hors pertes et différences diverses	1 428	1 468	1 455	1 458	1 452
« Fourchette basse »					
Ajustements recommandés par l'audit externe	-58	-64	-64	-81	-67
Ajustements additionnels d'efficience	-	-30	-60	-90	-45
Autres ajustements	-26	-45	-45	-45	-41
Niveau résultant des charges nettes d'exploitation ATRD5 – « Fourchette basse », hors pertes et différences diverses	1 381	1 370	1 339	1 317	1 352

Les trajectoires relatives à ces niveaux de charges d'exploitation se présentent ainsi :

(En M€ courants)

Trajectoire des CNE sur la période du tarif ATRD5, à partir du niveau réalisé en 2014, hors pertes et différences diverses



Les données présentées sur le graphique ci-avant sont retraitées afin de visualiser les différentes années sur des périmètres comparables.

2.3. Analyse détaillée des projets et des charges dont le périmètre évolue pour le tarif ATRD5

a) Evolution des dépenses liées au projet de comptage évolué Gazpar

Le projet de compteur évolué pour le marché de détail du gaz naturel a pour objet de remplacer l'ensemble des compteurs installés chez les 11 millions de consommateurs résidentiels et petits professionnels desservis par GRDF. Ces compteurs évolués, baptisés « Gazpar », permettront notamment la relève à distance et la transmission des index réels de consommation aux fournisseurs sur un pas de temps mensuel ou lors d'événements contractuels (mises en service, évolutions tarifaires, etc.).

Le tarif ATRD4 a couvert les coûts liés au projet de compteur évolué de GRDF conformément aux orientations précisées dans la délibération de la CRE du 21 juillet 2011. La prise en compte des coûts du projet de comptage évolué entre le 1^{er} juillet 2013 et le 31 décembre 2015 sur le périmètre de la zone de desserte de GRDF bénéficiant du tarif péréqué ATRD4 a généré, toutes choses égales par ailleurs, une hausse au 1^{er} juillet 2015 de 1,32 % du tarif péréqué ATRD4 de l'opérateur²⁵.

La demande de GRDF intègre une trajectoire d'investissements relatifs au projet de comptage évolué Gazpar pour la période 2016-2019 légèrement supérieure à celle présentée dans l'étude technico-économique de la CRE. Les écarts entre ces deux trajectoires sont expliqués ci-après.

Investissements - ATRD5 (en M€2015)	2016	2017	2018	2019
Plan de référence 2013	35	100	163	234
Prévisionnel ATRD5	45	104	170	241
Ecart	10	4	7	7

La délibération du 17 juillet 2014 portant décision sur le cadre de régulation incitative du système de comptage évolué de GRDF définit un cadre spécifique pour les actifs liés au projet de compteur évolué de GRDF qui s'appliquera à cette trajectoire.

Concernant les charges d'exploitation relatives à l'activité de comptage, la CRE a précisé dans sa délibération du 17 juillet 2014 précitée qu'elles « feront l'objet d'un suivi particulier, notamment à l'occasion de l'élaboration des prochains tarifs ATRD de GRDF. Lors de chaque exercice tarifaire, la CRE s'assurera que les trajectoires de charges d'exploitation présentées par l'opérateur sont cohérentes avec les trajectoires prévisionnelles de réduction de coûts (principalement les coûts de relève et les achats de gaz pour compenser les pertes) et les trajectoires prévisionnelles de charges d'exploitation du système de comptage évolué (principalement SI et supervision du système) prises en compte dans l'étude technico-économique de la CRE réalisée en 2013 ».

GRDF a intégré dans sa trajectoire ATRD5 de nouvelles prévisions concernant les coûts du projet Gazpar et les gains sur les charges nettes d'exploitation (CNE).

CNE – ATRD5 (en M€ courants)	2016	2017	2018	2019
CNE – Plan de référence 2013	45	47	37	24
CNE ATRD5 actualisées par GRDF	42	54	45	32
Ecart	- 3	+7	+8	+8

Certains de ces coûts supplémentaires sont liés au décalage de dépenses de la période tarifaire ATRD4 vers la période tarifaire ATRD5. La CRE estime que les charges d'exploitation du projet Gazpar déjà couvertes par le tarif ATRD4 ne doivent pas être intégrées dans les trajectoires de coûts du tarif ATRD5. En conséquence, la CRE prévoit d'ajuster les trajectoires prévisionnelles du tarif ATRD5 d'environ 9 M€ sur la période 2016-2019, soit 2,4 M€ par an.

En outre, la CRE relève que les trajectoires présentées par GRDF au titre du projet Gazpar comprennent également des nouvelles charges (charges d'exploitation et dépenses d'investissement) :

- soit en lien avec l'évolution du cadre législatif à la suite de l'adoption de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (alerte du consommateur en cas de dépassement d'une cible de consommation qu'il aurait fixée et comparaison de sa consommation avec des consommations de référence au niveau national et local) ;

²⁵ [Délibération de la CRE du 17 juillet 2014 portant décision sur le cadre de régulation incitative du système de comptage évolué de GRDF](#)

- soit qui ne font pas partie du périmètre initial du projet Gazpar. Il s'agit par exemple des dépenses relatives à l'extension des services de mise à disposition des données prévus pour les consommateurs T1 et T2, qui disposeront d'un compteur Gazpar, aux consommateurs T3 et T4 ;
- soit qui concernent des dépenses nécessaires selon GRDF au maintien de la sécurité à un niveau satisfaisant²⁶.

La CRE envisage de prendre en compte le montant de ces charges dans les trajectoires prévisionnelles du tarif ATRD5. Des analyses sont en cours pour déterminer le périmètre exact de ces charges et leur montant, en particulier afin d'identifier les charges qui ne relèvent pas strictement du projet Gazpar, par exemple celles relatives aux consommateurs T3 et T4.

Question 17 :

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 ?

b) Dépenses liées au projet « Transformation » (réorganisation des activités du service commun partagé entre ERDF et GRDF)

GRDF partage avec ERDF un service commun qui exerce, pour le compte de GRDF et d'ERDF, les activités de construction d'ouvrage, d'exploitation et de maintenance des réseaux, d'opérations de comptage et de prestations de service. Il assure la relation de proximité avec les consommateurs et les collectivités locales.

Le déploiement des compteurs évolués Linky en électricité et Gazpar en gaz, conduit les opérateurs à faire évoluer ce service commun (réduction de 70% du nombre d'interventions en électricité, quasi disparition de la relève à pied pour le gaz et l'électricité). ERDF et GRDF ont ainsi lancé le projet « Transformation » qui vise à adapter les activités des distributeurs à ce nouveau contexte, en redéfinissant notamment le fonctionnement du service commun. La CRE relève, comme le souligne GRDF, qu'il s'agit d'un projet industriel majeur pour les deux distributeurs.

Les coûts de ce projet ont été intégrés par GRDF dans les trajectoires prévisionnelles du tarif ATRD5, à hauteur de 109 M€ pour la période 2016-2019. La trajectoire prévisionnelle des charges d'exploitation nettes est la suivante :

(en M€ courants)	2016	2017	2018	2019
Charges nettes d'exploitation	30	39	27	14

Les charges d'exploitation du projet « Transformation » comprennent principalement des charges de personnel et des charges immobilières.

L'auditeur estime que les charges relatives aux consommations externes du projet « Transformation », notamment celles relatives aux coûts immobiliers, sont surestimées d'environ 25 M€ au cours de la période la période 2016-2019.

A ce stade, la CRE analyse la pertinence de l'ajustement proposé par l'auditeur.

La CRE s'assurera de la cohérence des coûts pris en compte dans les trajectoires prévisionnelles de GRDF avec les coûts qui seront présentés par ERDF dans le cadre de l'élaboration des prochains tarifs d'électricité.

c) Dépenses et recettes liées aux injections de biométhane

A la fin 2015, 17 installations d'injection de biométhane auront été raccordées aux réseaux de GRDF. Le nombre d'installations d'injection de biométhane effectivement raccordées au réseau de GRDF s'est révélé néanmoins inférieur aux prévisions du tarif ATRD4 :

²⁶ Le plan de référence 2013 prévoyait d'effectuer, à l'occasion du déploiement du compteur évolué Gazpar, le repérage de robinets 13.2, réalisé pour des raisons de sécurité. GRDF a depuis revu l'organisation de cette opération et décidé de la réaliser pour partie indépendamment de la pose des compteurs évolués Gazpar. Cette nouvelle organisation conduit à des dépenses supplémentaires, dont GRDF demande la prise en compte dans le tarif ATRD5.

Nombre de nouvelles installations d'injection raccordées au réseau	ATRD3	ATRD4				
	2011	2012	2013	2014	2015	Total
Prévision	-	4	8	28	40	80
Réalisation	1	1	1	3	11	16

A partir du scénario tendanciel construit par l'ADEME en 2014²⁷, GRDF a établi la trajectoire de référence pour les nouvelles installations mises en service durant la période ATRD5 :

	ATRD5			
	2016	2017	2018	2019
Nombre de nouvelles installations d'injection raccordées au réseau	20	30	33	35
Nombre de nouvelles installations en service injectant dans le réseau de GRDF (cumulées)	37	67	100	135

Durant la période ATRD4, les coûts moyens observés par GRDF ont été les suivants :

- 190 k€ pour le raccordement d'une installation d'injection de biométhane ;
- 270 k€ pour le poste d'injection.

A partir de ces coûts moyens, GRDF prévoit la trajectoire d'investissement suivante pour la période ATRD5 :

En M€	ATRD5			
	2016	2017	2018	2019
Investissements	11,5	14,5	15,6	16,1

Les charges d'exploitation relatives à l'injection de biométhane se déclinent en trois postes :

- les coûts d'exploitation des postes d'odorisation, de contrôle qualité et d'injection comptage, ainsi que les surcoûts liés à l'exploitation du réseau ;
- les coûts des études et des contrôles de la qualité du biométhane ;
- les coûts de pilotage et d'animation de la filière.

Les coûts d'exploitation relatifs aux postes d'injection ainsi que la majorité des études et contrôles sont couverts par la facturation aux producteurs de prestations annexes spécifiques²⁸.

Les coûts de raccordement d'une installation d'injection de biométhane sont intégralement facturés au producteur à travers une participation de tiers, l'année du raccordement de l'installation. Pour les raisons exposées dans la partie CRCP (voir paragraphe C.7. Compte de régularisation des charges et des produits), la CRE envisage d'intégrer au CRCP ces participations de tiers en cohérence avec la prise en compte au CRCP des écarts sur les charges de capital qui représentent la majorité des coûts de raccordement.

En conséquence, le tarif ATRD s'ajustera mécaniquement si le nombre de projets d'injection de biométhane réalisés diffère de la prévision.

Pour la période ATRD5, GRDF prévoit la trajectoire de recettes nettes d'exploitation suivante :

En M€	2016	2017	2018	2019
Recettes brutes d'exploitation	8	12	15	18
<i>Dont participations de tiers aux raccordements</i>	5	6	7	7
Charges d'exploitation	- 5	- 7	- 8	- 9
Recettes nettes d'exploitation	3	5	7	9

²⁷ Le scénario tendanciel élaboré par l'ADEME pour l'horizon 2030, en concertation avec la filière, correspond au raccordement de 500 sites d'installation d'injection de biométhane et à l'injection de 12 TWh de biométhane par an.

²⁸ [Délibération de la CRE du 15 décembre 2011 portant décision sur l'évolution des catalogues des prestations annexes des gestionnaires de réseaux de distribution de gaz naturel](#) et [Délibération de la CRE du 9 avril 2015 portant décision sur la tarification des prestations annexes réalisées à titre exclusif par les gestionnaires de réseaux de distribution de gaz naturel](#) et [Délibération de la CRE du 9 avril 2015 portant décision sur la tarification des prestations annexes réalisées à titre exclusif par les gestionnaires de réseaux de distribution de gaz naturel](#)

d) Dépenses liées au projet « Tulipe » (conversion et adaptation du gaz B en gaz H dans le nord de la France)

Il existe deux types de gaz naturel distribué en France : le gaz dit « H » et le gaz dit « B ». Le gaz B qui provient essentiellement du gisement de Groningue (Pays-Bas) se caractérise par un plus faible pouvoir calorifique que le gaz H. Il est distribué dans le nord de la France où il alimente environ 1,3 million de consommateurs raccordés au réseau de GRDF, représentant environ 10 % de la consommation française de gaz. Le gaz H, qui représente environ 90 % de la consommation française, provient de toutes les autres sources d'approvisionnement (par exemple la mer du Nord, l'Algérie et la Russie).

Les dispositifs de comptage et de livraison du gaz en limite de propriété, ainsi que les équipements situés en aval compteur chez les particuliers sont adaptés à la nature du gaz livré.

Les contrats d'approvisionnement en gaz B prévoient une décroissance progressive des livraisons de gaz B en France jusqu'à leur terme en 2029. Il est donc nécessaire de prévoir la conversion des matériels adaptés actuellement au gaz B afin de les rendre compatibles avec les caractéristiques du gaz H. Le projet « Tulipe », copiloté par GRDF et GRTgaz en coopération avec les pouvoirs publics, a pour objet la mise en œuvre de cette conversion.

GRDF a intégré dans ses trajectoires de coûts prévisionnels pour le tarif ATRD5 les coûts relatifs à une expérimentation pilote prévue en 2018-2019. Ces coûts sont très majoritairement constitués de charges d'exploitation (22 M€ contre 2,8 M€ de dépenses d'investissement sur la période 2016-2019).

En M€ courants	2016	2017	2018	2019
Charges nettes d'exploitation	0	0	2	20

Aux termes de l'article L.432-13 du code de l'énergie créé par la loi n°2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, les modalités de mise en œuvre du projet « Tulipe » feront l'objet d'un décret pris après une évaluation technico-économique de la CRE. La CRE envisage à ce stade de mener l'étude technico-économique dans le courant de l'année 2016.

Etant données les fortes incertitudes portant sur le calendrier, les procédures et les coûts de ce projet, l'auditeur considère qu'il serait pertinent de retenir uniquement les coûts budgétés par GRDF en vue de réaliser les études, la formation des intervenants, la rédaction des manuels de conversion, etc.

La CRE considère que ce projet correspond à une évolution opérationnelle réelle pour GRDF. Elle partage la recommandation de l'auditeur et, en conséquence, n'envisage pas à ce stade de prendre en compte les autres charges d'exploitation demandées par GRDF au titre de ce projet.

Dans l'attente de la publication du décret susmentionné, la CRE envisage à ce stade :

- d'ajuster la trajectoire prévisionnelle de charges nettes d'exploitation de 21 M€ sur les 22 M€ demandés par GRDF sur la période 2016-2019 ;
- d'introduire un nouveau poste au CRCP afin de prendre en compte l'évolution possible des coûts du projet « Tulipe » en cours de période tarifaire ATRD5, sur demande de GRDF et sur la base des résultats de l'étude technico-économique menée par la CRE.

Question 18 :

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

e) Nouveaux projets pour l'évolution des systèmes d'information

GRDF a présenté dans sa demande deux projets majeurs d'évolution de ses systèmes d'information. Le projet « Reconstruction SI » correspond à l'évolution des SI de GRDF pour remplacer les SI historiques (Disco et Pictrel) et pour prendre en compte la réorganisation du service commun partagé avec ERDF. Le projet « SI transformant » correspond aux ajustements nécessaires à la mise en concurrence des prestations et licences IT, aujourd'hui confiées à GDF SUEZ IT.

Ces projets permettent de répondre à des besoins du marché, qui nécessitent des évolutions majeures des systèmes d'information. Les coûts correspondants pour la période 2016-2019 sont les suivants :

En M€ courants	2016	2017	2018	2019
Charges nettes d'exploitation	14	18	18	27

f) Autres projets

i Projet « Territoire »

Le projet « Territoire » lancé par GRDF vise à prendre en compte les conséquences de la loi n° 2015-991 du 7 août 2015 portant nouvelle organisation territoriale de la République, dite loi « NOTRe », et la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, qui amènent les collectivités territoriales à évoluer et à élargir leur champ d'actions.

GRDF a prévu dans son plan d'affaires des coûts de 1,7 M€ par an en moyenne pour accompagner les collectivités territoriales dans le développement des territoires et la mise en œuvre de leurs stratégies énergétiques (à titre d'exemple, mise en place de SI et de bases de données, études et accompagnement de la planification et des projets d'aménagement des collectivités).

Néanmoins, l'auditeur s'interroge sur la nécessité pour GRDF de disposer de ressources spécifiques supplémentaires dans sa relation avec les collectivités et de développer des prestations d'accompagnement sur le thème de la transition énergétique, qui pourraient aller au-delà des missions dévolues au monopole du GRD. Il recommande en conséquence un ajustement de 7 M€ sur la période 2016-2019.

Ces éléments sont en cours d'analyse par la CRE.

Question 19 :

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 ?

ii Projet « Prévisions de la demande »

L'article L.141-10 du code de l'énergie issu de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte précise que : « Les gestionnaires de réseaux de transport de gaz naturel établissent au moins tous les deux ans, sous le contrôle de l'Etat, un bilan prévisionnel pluriannuel. Ce bilan prend en compte les évolutions de la consommation, des capacités de transport, de distribution, de stockage et de regazéification et des échanges avec les réseaux étrangers. Afin d'établir ce bilan, les gestionnaires de réseaux de transport de gaz naturel ont accès à toutes les informations utiles auprès des gestionnaires de réseaux de distribution de gaz naturel, des producteurs, des fournisseurs et des consommateurs. Ils préservent la confidentialité des informations ainsi recueillies. »

Pour répondre aux dispositions ci-dessus, GRDF estime que la prévision pluriannuelle de la consommation en gaz naturel et de la production renouvelable sur le réseau de distribution va générer des coûts supplémentaires. GRDF demande en conséquence que ces coûts, estimés à environ 1 M€ par an sur la période 2016-2019, soient couverts par le tarif ATRD5.

L'auditeur considère que l'établissement de prévisions de la demande de gaz naturel est une activité d'ores et déjà réalisée par GRDF, notamment dans le cadre des travaux tarifaires ou de développement du raccordement au réseau de gaz, et que ces charges sont dès à présent intégrées dans les charges du « socle ».

Toutefois, la CRE considère à ce stade que l'évolution des attentes des acteurs et du cadre législatif conduira GRDF à développer son activité de prévision et à en partager les résultats avec les acteurs. En conséquence, la CRE envisage à ce stade de prendre en compte les coûts additionnels présentés par GRDF, soit environ 4 M€ sur la période 2016-2019.

Question 20 :

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 ?

iii Projet « Smart Grids »

GRDF demande la couverture par le tarif ATRD5 de charges relevant de projets dits « Smart Grids ». Les projets dont il demande la prise en compte dans les trajectoires tarifaires prévisionnelles sont les suivants :

- le *power to gas* (conversion de l'électricité renouvelable en hydrogène, qui peut être injecté dans les

réseaux de gaz) et notamment le projet GRHYD (Gestion des Réseaux par l'injection d'Hydrogène pour Décarbonner les énergies) ;

- la surveillance en temps réel et la conduite dynamique du réseau ;
- les technologies de l'information au service de la performance opérationnelle (ex. : site Infocoupure, collecte et coordination des travaux de voirie, outils de mobilité pour les interventions...).

GRDF évalue le coût de ces projets à environ 2,4 M€ de charges d'exploitation par an sur la période 2016-2019.

Sous réserve de la fourniture par GRDF à la CRE avant la fin de l'année 2015 d'analyses coûts-bénéfices démontrant que les bénéfices de ces projets excèdent à terme leurs coûts, la CRE envisage de prendre en compte ces coûts dans les trajectoires tarifaires ATRD5 de GRDF, à hauteur de 10 M€ sur la période 2016-2019.

Question 21 :

Etes-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 ?

g) Dépenses de développement du nombre de consommateurs raccordés au réseau de gaz

GRDF a mis en place depuis 2008 des actions visant à enrayer les baisses constatées du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux de distribution de gaz naturel (voir paragraphe C.4. Régulation incitative du développement du nombre de consommateurs raccordés au réseau de gaz).

Le tarif ATRD4 de GRDF couvre les dépenses de développement du nombre de consommateurs raccordés au réseau de gaz pour un montant de 45 M€ par an, en les associant à des objectifs de nouveaux consommateurs à raccorder via un mécanisme incitatif. GRDF a atteint ces objectifs en dépensant en moyenne 40 M€ par an environ, soit 90% du budget alloué. Ainsi, plus de 800 000 nouveaux logements (correspondant à environ 500 000 consommateurs) et près de 20 000 nouveaux consommateurs tertiaires et industriels ont été raccordés sur la période ATRD4, conformément aux objectifs fixés à GRDF par le tarif ATRD4.

La CRE estime que le bilan des actions présentées par GRDF est positif. L'essentiel des actions a été mené sur le marché résidentiel et, en particulier, sur le résidentiel neuf. GRDF constate que la part de marché du gaz dans les constructions neuves s'est renforcée en passant de 55 % en 2011 à 64 % en 2014. Par ailleurs, GRDF a également développé des solutions gaz pour la rénovation sur le résidentiel existant et a dédié un budget spécifique de R&D au tertiaire.

GRDF demande la couverture par le prochain tarif d'un budget total de charges d'exploitation d'environ 54 M€ par an sur la période tarifaire 2016-2019. Ces charges correspondent à :

- des dépenses récurrentes pour développer le nombre de consommateurs raccordés au réseau de gaz dans le bâtiment neuf et existant ;
- de nouvelles dépenses pour promouvoir le rôle du gaz naturel dans la transition énergétique et prendre en compte les évolutions réglementaires.

Les enjeux identifiés par GRDF sont notamment la rénovation énergétique des bâtiments et le soutien au marché industriel. Par ailleurs, la demande de GRDF intègre des dépenses pour promouvoir le Gaz Naturel pour Véhicule (GNV), qui présente un potentiel de développement intéressant comme solution de mobilité alternative à l'essence selon l'opérateur.

La demande de GRDF correspond à une augmentation du budget pour le tarif ATRD5 de 20 % par rapport au budget alloué dans le cadre du tarif ATRD4, afin d'atteindre des objectifs présentés sur différents segments de consommateurs (résidentiel diffus, résidentiel groupé, tertiaires et industriels et stations de GNV). Au total GRDF prévoit, sur l'ensemble de la période ATRD5, 615 226 consommateurs supplémentaires (ce chiffre comprenant les consommateurs nouvellement raccordés et les consommateurs dont le débranchement a été évité).

La CRE considère que les actions de développement du nombre de consommateurs raccordés au réseau de gaz menées depuis 2008 ont eu effectivement des résultats probants, confirmés lors de la période 2012-2015. Comme mentionné dans la partie relative à la régulation incitative du développement du nombre de consommateurs raccordés au réseau de gaz (voir paragraphe C.4. Régulation incitative du développement du nombre de consommateurs raccordés au réseau de gaz), la CRE envisage de mettre en place un

mécanisme qui incite GRDF uniquement sur le résultat atteint et non sur la nature des moyens mis en œuvre, dont le choix relève de la responsabilité de GRDF.

Au regard des recettes nettes générées par chaque consommateur supplémentaire, ce mécanisme conduirait à prendre en compte dans le revenu autorisé de GRDF une incitation à hauteur de 45 M€ par an. Ceci conduirait à un ajustement de la demande de GRDF de 9 M€ par an sur la période 2016-2019.

h) Transfert de certaines charges relatives aux ouvrages de raccordement au réseau de transport, des tarifs ATRD5 vers le terme de capacité de livraison aux PITD des tarifs de transport de gaz (ATRT6)

Les gestionnaires de réseau de transport (GRT) et les GRD de gaz naturel concluent des contrats relatifs au raccordement, à l'interface entre les opérateurs de transport et de distribution, définissant les relations contractuelles entre les deux parties. Les contrats actuellement en vigueur prévoient le paiement par les distributeurs des charges, dites charges « 3R », engagées par les transporteurs pour procéder aux réparations, remplacements et renouvellements des postes de livraison et des charges associées à l'entretien des branchements aux points d'interface transport-distribution (PITD). Ces postes et branchements sont la propriété des GRT. Ces charges sont comptabilisées en charges d'exploitation pour les GRD et sont actuellement couvertes par les tarifs ATRD.

Les GRD ont demandé le transfert de ces charges « 3R », ainsi que certaines autres charges relatives notamment à l'utilisation et au fonctionnement des utilités (téléphone et électricité), du tarif ATRD vers le tarif ATRT (Accès des Tiers au Réseau de Transport). En effet, les GRD considèrent que, le GRT étant propriétaire et exploitant de ces installations, il est le seul prescripteur des travaux qu'il considère nécessaire de réaliser. Les GRD estiment en conséquence qu'ils ne disposent d'aucun levier pour assurer l'efficacité des dépenses engagées par les GRT.

La demande tarifaire initiale de GRDF intégrait la couverture de ces charges sur l'ensemble de la période ATRD5 ; le GRD a depuis modifié sa demande. Selon GRDF, le transfert des charges « 3R » des postes de livraison et de celles associées à l'entretien du branchement dans les tarifs ATRT aurait pour conséquence une diminution d'environ 19 M€ par an (estimation à affiner) des charges d'exploitation du tarif ATRD5. Cette diminution serait compensée par une hausse d'environ 15 % du terme de capacité de livraison (TCL) pour les PITD du tarif des GRT.

Ce transfert s'effectuerait à partir de 2017, simultanément à l'entrée en vigueur du prochain tarif ATRT. Pour l'année 2016, ces charges resteraient alors couvertes par le tarif ATRD5 de GRDF. Dans le cas où ce transfert ne serait pas décidé dans le calendrier prévu, la couverture des montants prévisionnels présentés par GRDF pour ces postes pour les années 2017 à 2019 serait prise en compte via le CRCP. Pour les ELD, dont l'entrée en vigueur des prochains tarifs ATRD5 est prévue pour 2017, les charges de raccordement transport-distribution seraient transférées aux tarifs ATRT6 de manière simultanée.

La CRE partage le principe selon lequel l'incitation à la maîtrise des coûts doit porter essentiellement sur des coûts maîtrisables par l'opérateur. La proposition des GRD va dans ce sens. Toutefois, elle supprimerait le contrôle du GRD sur le GRT qui pouvait exister du fait de l'existence de cette refacturation.

A ce stade, la CRE s'interroge sur la pertinence de cette demande.

Question 22 :

Etes-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 ?

i) Charges dues aux impayés

Les consommateurs finals concluent avec leur fournisseur de gaz naturel des contrats de vente qui incluent la fourniture de gaz proprement dite et l'utilisation des infrastructures gazières nécessaires à la livraison du gaz aux consommateurs. Dans ce cadre, les fournisseurs de gaz naturel, selon les dispositions du contrat d'acheminement qu'ils signent avec GRDF, collectent les tarifs d'acheminement sur le réseau de distribution auprès de leurs clients et les reversent à GRDF. Jusqu'à présent, les fournisseurs s'acquittaient auprès de GRDF de l'ensemble des montants dus par leurs clients au titre de l'acheminement, même pour ceux n'ayant pas payé leur facture.

Dans sa décision du 19 septembre 2014²⁹, le CoRDIS a estimé, d'une part, que « *la mission d'acheminement dévolue au gestionnaire de réseaux de distribution s'effectue pour le compte du client final et non pour le compte de son fournisseur* » et, d'autre part, que « *pour reverser au gestionnaire de réseaux les sommes dues au titre de l'utilisation du réseau, le fournisseur doit les avoir préalablement recouvrées auprès du client final* ».

Cette décision fait supporter à GRDF la charge des impayés pour la partie concernant les tarifs d'acheminement sur le réseau de distribution. Le CoRDIS a décidé en outre que cette décision s'appliquera à titre rétroactif.

GRDF demande la couverture par le tarif ATRD5 des sommes qui pourraient être dues aux fournisseurs en application de cette décision du CoRDIS. GRDF estime le flux d'impayés annuel à compter de l'année 2016 à 0,9 % de son revenu autorisé soit environ 30 M€ par an. En outre, GRDF évalue à environ 160 M€ le montant total à verser aux fournisseurs au titre de l'application rétroactive de la décision du CoRDIS sur la période antérieure au 31 décembre 2015, dont environ 104 M€ concernent les clients qui se fournissaient aux tarifs réglementés de vente (TRV) au moment de l'impayé. Ces montants sont en cours d'analyse par la CRE.

GRDF n'a pas intégré dans ses trajectoires prévisionnelles de charges d'exploitation d'éléments de coûts relatifs aux impayés, mais propose de couvrir ces coûts via la création d'un poste ad hoc du CRCP.

Charges d'impayés à compter de 2016 (« flux »)

La décision précitée du CoRDIS met à la charge de GRDF les impayés des clients finals pour les sommes dues au titre de l'utilisation du réseau de distribution. Il s'agit de charges nouvelles pour GRDF, que la CRE envisage, à ce stade, d'intégrer dans la trajectoire prévisionnelle de charges d'exploitation de GRDF sur la période 2016-2019. Ces charges d'impayés distribution, dorénavant incluses dans le tarif de GRDF, étaient précédemment supportées par les fournisseurs. La CRE envisage à ce stade de retenir la prévision de charges de GRDF, soit 30 M€ par an. En électricité, les charges d'impayés sont couvertes dans le cadre du TURPE4, sur une base similaire de 0,9 % du revenu autorisé d'ERDF.

Charges d'impayés antérieures au 31 décembre 2015 (« stock »)

Le cadre contractuel mis en place depuis l'ouverture du marché en 2004 prévoyait que l'acheminement sur le réseau de distribution de gaz était réalisé par GRDF pour le compte du fournisseur, conformément à la pratique habituelle dans le secteur du gaz, et à la pratique actuelle pour le transport de gaz, qui n'a pas été remise en cause par le CoRDIS. Les impayés étaient donc à la charge du fournisseur.

Ce cadre a été défini et a évolué au fil des années au sein du Groupe de Travail Gaz (GTG) placé sous l'égide de la CRE et impliquant l'ensemble des acteurs de marché, notamment les fournisseurs. Les travaux et concertations menés par le GTG, et auxquels GRDF participe activement, contribuent au bon fonctionnement du marché.

La décision du CoRDIS remet en cause rétroactivement l'organisation contractuelle qui résultait des travaux menés en groupe de concertation. Dans ce contexte, la CRE estime pertinent d'examiner la demande de GRDF de couverture des charges supportées au titre du stock d'impayés.

Il apparaît que deux catégories peuvent être identifiées au sein des charges d'impayés antérieures au 31 décembre 2015 :

- les charges concernant des clients se fournissant aux tarifs réglementés de vente (TRV) au moment de l'impayé, estimées à 104 M€. Les TRV de gaz sont construits de façon à refléter l'ensemble des charges supportées par le fournisseur historique. Ils comprenaient dans le passé, un poste pour les impayés distribution, puisque ceux-ci étaient à la charge des fournisseurs. Afin d'éviter une éventuelle double couverture de ces charges, la CRE envisage, à ce stade, de ne pas prendre en compte dans le tarif ATRD5 les montants déjà couverts par TRV de gaz au titre des impayés passés sur la part d'acheminement, estimés par GRDF à 104 M€ ;
- en revanche, il n'est pas possible d'établir avec certitude que les fournisseurs en offre de marché ont été en mesure de répercuter les charges d'impayés distribution dans leurs offres de marché. La CRE envisage donc, à ce stade, d'intégrer dans les charges à couvrir par le tarif ATRD5 les impayés passés

²⁹ Décision du comité de règlement des différends et des sanctions de la Commission de régulation de l'énergie en date du 19 septembre 2014 sur le différend qui oppose la société POWEO DIRECT ENERGIE à la société GRDF relatif au contrat d'acheminement sur le réseau de distribution de gaz naturel

sur la part acheminement pour les clients bénéficiant d'offres de marché, tous fournisseurs confondus. Le montant correspondant est estimé par GRDF à environ 56 M€. Ce montant serait couvert sur quatre ans, avec des annuités constantes.

Ces montants ainsi que la couverture éventuelle par le CRCP de l'écart entre la trajectoire prévisionnelle et le coût réel, d'une part pour le stock d'impayés et d'autre part pour le flux d'impayés, sont en cours d'analyse par la CRE.

La décision du CoRDIS a fait l'objet de recours devant la cour d'appel de Paris. Si elle devait être remise en cause en cours de période tarifaire, les montants ayant été pris en compte dans la trajectoire prévisionnelle ATRD5 seraient alors en tout état de cause révisés par la CRE et la différence serait prise en compte dans le CRCP.

Question 23 :

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 :

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) ?

3. Charges de capital

3.1. Méthodologie

La délibération du 28 février 2012 portant décision sur le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF précise la méthodologie de calcul des charges de capital. Elles comportent une part d'amortissement et une part de rémunération 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 Régulés (BAR).

La BAR est composée de l'ensemble des actifs exploités par GRDF, retraitée de certaines participations de tiers et des remises gratuites. Une fois intégrée dans la BAR, la valeur des actifs est réévaluée au 1^{er} janvier de chaque année de l'inflation réalisée. Les actifs sont amortis linéairement sur la base de leur durée de vie normative.

Les durées de vie retenues pour les principales catégories d'actifs industriels sont de :

- 50 ans ou 45 ans³⁰ pour les conduites et branchements ;
- 40 ans pour les postes de détente ;
- 20 ans pour la compression et le comptage ;
- 10 ans pour les autres installations techniques ;
- 30 ans pour les constructions.

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 sont pris en compte sur la base de leur valeur historique réévaluée non amortie.

Les actifs mis au rebut avant la fin de leur durée de vie normative sortent de la BAR et ne donnent lieu ni à amortissement ni rémunération. Toutefois, dans le cadre du programme de compteurs évolués Gazpar, les actifs mis au rebut avant la fin de leur durée de vie normative bénéficient d'un amortissement accéléré conformément à la délibération du 17 Juillet 2014 portant décision sur le cadre de régulation incitative du système de comptage évolué de GRDF.

La rémunération correspond au produit de la valeur réévaluée de la BAR par le taux de rémunération.

GRDF demande pour le tarif ATRD5 la couverture des coûts échoués liés aux déplacements d'ouvrages

³⁰ Les actifs sont amortis linéairement sur la base de leur durée de vie économique. Les durées de vie pour l'amortissement des actifs mis en service 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.

ainsi que la réévaluation des actifs véhicules, aménagement, matériel de micro-informatique, petits équipements, à l'instar de la réévaluation appliquée à toutes les autres classes d'actifs.

La CRE envisage à ce stade de ne pas prendre en compte la couverture des coûts échoués, afin de maintenir la stabilité du cadre réglementaire sur ce point.

En revanche, la CRE prévoit de retenir la réévaluation des actifs véhicules, aménagement, matériel de micro-informatique, petits équipements demandée par GRDF.

Au 1^{er} janvier 2015, la valeur de la BAR de GRDF est de 14 105 M€ en écart avec la prévision de 14 873 M€ en raison d'une inflation réalisée inférieure aux prévisions initiales et de dépenses d'investissements plus faibles que prévues, notamment sur les postes d'investissements « Applications professionnelles » et « Développement du réseau ».

3.2. Taux de rémunération

La demande de l'opérateur a été établie en utilisant un CMPC identique à celui du tarif ATRD4 actuel qui s'élève à 6,00 % réel avant impôts. Cette demande s'appuie sur les conclusions d'une étude commanditée par l'opérateur auprès d'un consultant externe.

Dans le cadre des travaux ATRD5, la CRE réexamine les hypothèses et les paramètres retenus pour le calcul du coût du capital. Elle a notamment confié une étude à un consultant extérieur, menée durant l'été 2015, sur la rémunération des infrastructures électriques et gazières et sur l'audit de la demande de GRDF. De plus, elle mène régulièrement en interne des travaux d'évaluation des paramètres du taux de rémunération.

La CRE s'appuiera sur les conclusions de l'audit de la demande de GRDF et sur l'ensemble des autres éléments pour fixer le coût du capital pour la prochaine période tarifaire. Elle s'oriente à ce stade vers une valeur qui pourrait être comprise entre 4,50 % et 5,25 % (réel, avant impôt) comme CMPC pour rémunérer la base d'actifs régulés de GRDF.

Pour obtenir cette fourchette de valeurs, la CRE prend en compte, pour l'essentiel, la baisse significative et durable constatée des taux d'intérêt par rapport aux niveaux qui prévalaient lors du précédent tarif.

Question 25 :

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

3.3. Niveau des investissements

Sur la période 2016-2019, les investissements totaux envisagés par GRDF augmentent en moyenne de 20% par rapport aux montants prévus en 2015.

En M€ courants	Réalisé	Estimé	Prévisionnel			
	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Investissements ATRD5	710	770	825	917	978	1034
<i>Réseau</i>						
<i>Développement</i>	230	218	245	266	281	273
<i>Déplacements et adaptation des ouvrages</i>	280	299	325	338	339	339
<i>Compteurs et postes de livraison clients</i>	55	72	63	53	47	49
<i>Hors réseau</i>						
<i>Logistique</i>	42	45	50	59	43	44
<i>Immobilisations incorporelles</i>	58	83	98	96	91	76
<i>Transition énergétique</i>	0	0	2	5	9	8
<i>Gazpar</i>	44	53	41	101	168	245

La hausse des investissements à partir de 2015 est due :

- pour moitié, principalement au démarrage des travaux consécutifs aux études de dangers (décret dit « multifluides »³¹ et caractérisation du risque amiante), à la montée en puissance de l'équipement des postes réseaux en télésurveillance et à la reconstruction des SI de GRDF ;
- pour moitié au déploiement du projet Gazpar.

La demande de GRDF inclut des investissements dans des stations publiques ou multi-acteurs permettant d'alimenter des véhicules en GNV pour les montants suivants :

En M€ courants	Réalisé	Estimé	Prévisionnel			
	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Infrastructures GNV	0	0	2	5	8	8

GRDF n'ayant pas, à ce stade, démontré que ces investissements relevaient des missions d'un GRD, la CRE envisage d'ajuster les trajectoires prévisionnelles d'investissements de ces montants.

La CRE envisage de retenir l'intégralité des autres prévisions d'investissements telles qu'elles figurent dans la demande de GRDF.

De plus, la CRE souhaite mettre en place des mécanismes de régulation incitative sur les dépenses d'investissements afin d'encourager l'opérateur à la nécessaire maîtrise de ses investissements (voir paragraphe C.2. Régulation incitative des charges d'exploitation et des dépenses d'investissement).

3.4. Trajectoires prévisionnelles de charges de capital

GRDF fonde sa demande tarifaire sur un CMPC, réel, avant impôts de 6,0 % et un taux de rémunération des immobilisations en cours pour le projet Gazpar de 4,4 % (correspondant au coût de la dette en base nominale).

A titre illustratif, en retenant les hypothèses de GRDF mais avec un CMPC, réel, avant impôts de 5,00 %, valeur qui se situe dans la fourchette envisagée par la CRE à ce stade, l'effet potentiel sur la trajectoire prévisionnelle serait :

CCN (En M€ courants)	Prévisionnel			
	2016	2017	2018	2019
Demande de GRDF – CMPC à 6,00 %	1 654	1 709	1 752	1 805
Scénario CMPC à 5,00 %	1 507	1 559	1 599	1 648

Toute variation de 25 points de base du CMPC, réel, avant impôts a un effet moyen d'environ +/- 38 M€ par an.

4. Revenu autorisé sur la période tarifaire 2016-2019

Le revenu autorisé sur la période tarifaire 2016-2019 est égal à la somme des charges nettes d'exploitation, des charges de capital normatives, de l'apurement du CRCP ATRD4 et de la prise en compte des impayés.

A titre illustratif, le revenu autorisé est présenté sur la base d'un CMPC, réel, avant impôts à 5,00 %, valeur qui se situe dans la fourchette envisagée par la CRE à ce stade. Il prend en compte les fourchettes « haute » et « basse » résultant de l'analyse préliminaire de la CRE pour les charges nettes d'exploitation.

« Fourchette haute » - En M€ courants	2016	2017	2018	2019	Moyenne 2016/2019
Charges nettes d'exploitation (CNE)	1 487	1 519	1 504	1 505	1 504
Impayés sur la part acheminement	43	44	44	45	44
Charges de capital normatives (CCN)	1 507	1 559	1 599	1 648	1578
Apurement du solde du CRCP ATRD4 (solde 2014 + estimé 2015) retenu	143	143	143	143	143
Revenu autorisé – « Fourchette haute »	3 180	3 265	3 290	3 341	3 269

³¹ décret n° 2012-615 du 2 mai 2012, relatif à la sécurité, l'autorisation et la déclaration d'utilité publique des canalisations de transport de gaz, d'hydrocarbures et de produits chimiques

« Fourchette basse » - En M€ courants	2016	2017	2018	2019	Moyenne 2016/2019
Charges nettes d'exploitation (CNE)	1 439	1 421	1 389	1 364	1 403
Impayés sur la part acheminement	43	44	44	45	44
Charges de capital normatives (CCN)	1 507	1 559	1 599	1 648	1578
Apurement du solde du CRCP ATRD4 (solde 2014 + estimé 2015) retenu	143	143	143	143	143
Revenu autorisé – « Fourchette basse »	3 132	3 167	3 175	3 200	3 168

Pour rappel, la CRE a demandé à GRDF une mise à jour de sa demande tarifaire fin novembre 2015, afin de prendre en compte les informations nouvelles, publiques ou connues de GRDF à cette date, susceptibles d'avoir des impacts sur les trajectoires tarifaires précédemment transmises, à la hausse comme à la baisse. Selon GRDF, la demande tarifaire « sera [...] légèrement revue à la baisse à l'occasion du recalage des trajectoires prévisionnelles ».

5. Hypothèses de quantités de gaz distribuées et de nombre de consommateurs desservis

5.1. Evolutions constatées sur la période couverte par le tarif ATRD4

Le tarif ATRD4 prévoyait sur la période 2012-2016 une baisse moyenne des quantités distribuées de 0,5 % par an à climat moyen et une baisse moyenne du nombre de consommateurs raccordés au réseau de GRDF de 0,3 % par an.

Les quantités effectivement distribuées à climat moyen se sont révélées inférieures aux prévisions. Sur la période 2012-2014, les quantités de gaz naturel effectivement acheminées à climat moyen ont baissé en moyenne de - 1,31 % par an. En revanche, le nombre de consommateurs réellement raccordés est resté stable et légèrement supérieur aux prévisions qui prévoient une baisse.

Les données de consommation à climat moyen et de nombre de consommateurs raccordés sur la période d'application du tarif ATRD4 sont les suivantes :

	Prév. ATRD4 2012	Réalisés 2012	Prév. ATRD4 2013	Réalisés 2013	Prév. ATRD4 2014	Réalisés 2014	Prév. ATRD4 2015	Estimé 2015 MAJ en mai 2015
Nombre de consommateurs	11 082 226	11 044 641	11 030 445	11 040 360	10 987 277	11 041 353	10 955 699	11 032 394
Consommation à climat moyen (GWh)	326 943	298 431	324 193	295 509	322 493	290 646	320 866	288 842
Consommation à climat réel (GWh)		304 016		318 576		261 522		

*estimation fournie par GRDF

GRDF explique la baisse de la consommation par :

- sur le segment de marché des consommateurs industriels et tertiaires, le ralentissement de l'activité industrielle ;
- sur le segment de marché des consommateurs résidentiels, l'amélioration de l'efficacité énergétique.

La stabilité du nombre de consommateurs est due à plusieurs facteurs aux effets opposés : résiliations des clients majoritairement à usage cuisson (environ 300 000 résiliations par ces clients sur la période 2011-2014) et effets de la crise économique, compensés notamment par les nouveaux raccordements grâce aux actions de développement du nombre de consommateurs raccordés au réseau.

5.2. Evolutions prévues par GRDF sur la période tarifaire ATRD5

GRDF estime que, sur la période 2016-2019, la baisse de la consommation globale ralentira avec une évolution moyenne de - 0,71 % par an tandis que le nombre de consommateurs restera stable avec une évolution moyenne de + 0,02 %.

Prévisions de quantités acheminées

Une étude menée par Météo France pour le compte de GRDF, ENGIE, EDF et de RTE sur la période de 1980 à 2009 a conclu à une augmentation de la température de référence liée au phénomène de réchauffement climatique. Selon GRDF, le modèle de correction climatique utilisé pour le tarif ATRD4 conduit à sur-caler les prévisions de consommation de gaz naturel.

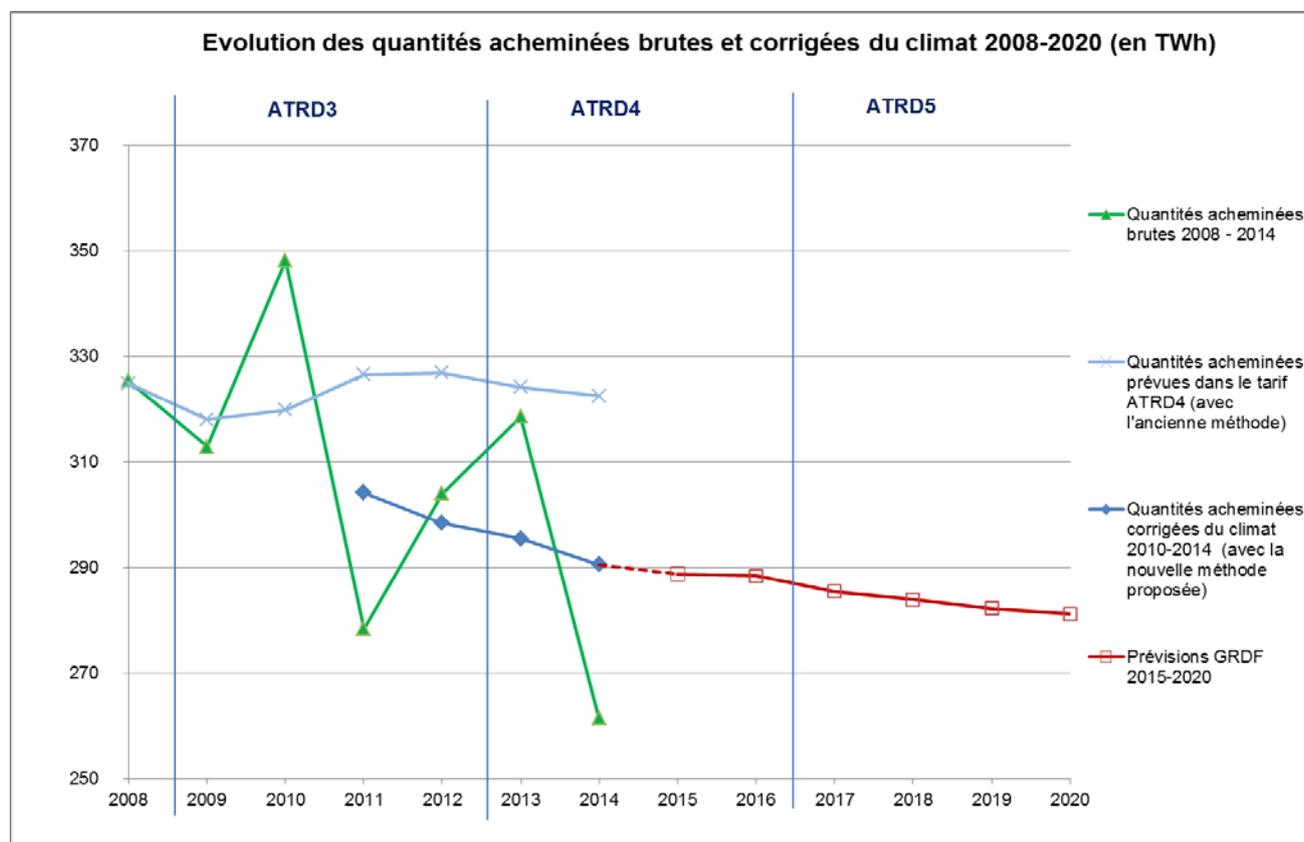
En conséquence, GRDF demande deux évolutions méthodologiques pour le tarif ATRD5, qui n'avaient pas été retenues par la CRE lors de l'élaboration du tarif ATRD4 :

- un recalage à la baisse du modèle de correction climatique, ce qui aurait un effet à la baisse de 7,8 TWh par an sur les quantités de gaz distribuées à climat moyen ;
- une nouvelle référence climatique, ce qui aurait un effet supplémentaire à la baisse de 6,8 TWh par an sur les quantités de gaz distribuées à climat moyen.

A ces effets s'ajoutent les conséquences de la déformation du portefeuille de clients de GRDF, qui s'élèvent à environ 17,6 TWh. En particulier, GRDF souligne la baisse des consommations et les économies d'énergies liées aux :

- changements des systèmes de chauffage ;
- rénovations du bâti ;
- autres effets à la baisse sur la consommation unitaire des logements, dont ceux permis par le déploiement des compteurs évolués Gazpar chez les consommateurs résidentiels au cours de la prochaine période tarifaire.

Ainsi, la prévision de quantités de gaz distribuées à climat moyen pour l'année 2016 proposée par GRDF pour la période ATRD5 est inférieure d'environ 32,2 TWh à celle retenue pour la période ATRD4.



Prévisions du nombre de consommateurs

Le nombre de consommateurs raccordés au réseau est resté stable sur la période tarifaire ATRD4. GRDF prévoit le maintien de ce nombre au cours de la période tarifaire ATRD5. Ainsi, la prévision du nombre de consommateurs pour l'année 2016 proposée par GRDF pour la période ATRD5 est supérieure d'environ 0,88 % à celle retenue pour la période ATRD4. Les perspectives d'évolution que GRDF propose de retenir comme référence pour la période ATRD5 sont les suivantes :

	Prévisions ATRD5						
	2016	2017		2018		2019	
			(évo/prév 2017)		(évo/prév 2018)		(évo/prév 2019)
Nombre de consommateurs	11 026 515	11 022 289	-0,04%	11 024 878	0,02%	11 031 403	0,06%
Consommations (GWh)	288 424	285 509	-1,01%	283 992	-0,53%	282 305	-0,59%

Ces trajectoires prennent en compte les effets attendus des actions de développement du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux de gaz que GRDF envisage de mener au cours de la prochaine période tarifaire (voir paragraphe C.4. Régulation incitative du développement du nombre de consommateurs raccordés au réseau de gaz).

5.3. Analyse préliminaire de la CRE

Le bilan sur les périodes ATRD3 et ATRD4 montre que les quantités de gaz prévisionnelles prises en compte dans les tarifs sont trop élevées. A ce stade, la CRE considère que la modélisation proposée par GRDF permettra d'améliorer la qualité des prévisions. En conséquence, elle envisage de prendre en compte au 1^{er} juillet 2016 les prévisions proposées par GRDF en termes d'évolution des consommations et du nombre de clients sur la période 2016-2019.

Question 26 :

Etes-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) ?

Question 27 :

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

6. Trajectoire envisagée d'évolution du tarif ATRD5 de GRDF

La trajectoire d'évolution de la grille tarifaire du tarif ATRD5 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.

A titre illustratif, la trajectoire d'évolution du tarif ATRD5 de GRDF est présentée sur la base :

- d'un CMPC, réel, avant impôts à 5,00 %, valeur qui se situe dans la fourchette envisagée par la CRE à ce stade ;
- de la prise en compte des fourchettes « haute » et « basse » résultant de l'analyse préliminaire de la CRE pour les charges nettes d'exploitation ;
- d'une évolution annuelle de la grille tarifaire suivant l'inflation.

	Evolution tarifaire au 1 ^{er} juillet 2016	Evolution annuelle de la grille tarifaire à compter du 1 ^{er} juillet 2017 (IPC - X)
« Fourchette haute »	+ 3,0%	IPC
« Fourchette basse »	- 0,6 %	IPC

Pour rappel, la CRE a demandé à GRDF une mise à jour de sa demande tarifaire fin novembre 2015. Selon GRDF, la demande tarifaire « sera [...] légèrement revue à la baisse à l'occasion du recalage des trajectoires prévisionnelles ».

E. Structure des tarifs d'utilisation des réseaux de distribution

1. Structure tarifaire existante

Les tarifs d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel concernent plus de 11 millions de consommateurs. Pour permettre une ouverture réelle du marché du gaz en France, ces tarifs doivent être aussi simples et lisibles que possible. Pour les tarifs actuellement en vigueur, la CRE a retenu les principes généraux suivants :

- péréquation géographique pour l'ensemble des concessions d'un même GRD, autres que celles concédées dans le cadre d'une mise en concurrence (voir paragraphe A.1. Typologie des gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) de gaz naturel et des tarifs) ;
- fixation d'un tarif spécifique pour chaque GRD tenant des comptes dissociés et d'un tarif commun pour les autres GRD ;

- structure tarifaire commune pour tous les GRD, 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.

Pour un point de livraison donné, le choix de l'option tarifaire optimale est laissé à l'expéditeur ;

- définition d'une option tarifaire spéciale dite « tarif de proximité » (option trinôme TP), pour les gros consommateurs installés à proximité du réseau de transport de gaz et déjà alimentés par les réseaux de distribution.

Le retour d'expérience des GRD et des utilisateurs indique que cette structure, mise en place en 2004 par le tarif ATRD1, est comprise et appréciée, en particulier pour sa simplicité et sa stabilité. En revanche, les évolutions réglementaires et le changement du comportement des consommateurs doivent être pris en compte.

A ce stade, il est envisagé de conserver en l'état les principes retenus pour le tarif en vigueur, à l'exception d'évolutions à la marge décrites ci-après.

2. Seuil entre les options tarifaires T1 et T2

La consommation de la plupart des 11 millions de consommateurs raccordés au réseau de distribution de GRDF est relevée mensuellement ou semestriellement (consommateurs souscrivant aux options tarifaires T1 et T2). Pour ces consommateurs, GRDF réalise quotidiennement une estimation de consommation journalière grâce au système de profilage.

Le système de profilage, défini dans le cadre du Groupe de Travail Gaz (GTG), est composé de 9 profils adaptés aux différentes typologies de consommation des consommateurs. Ainsi, deux profils de consommation sont associés spécifiquement aux consommateurs à relevé semestriel :

- le profil dit « P011 » pour ces consommateurs dont la consommation annuelle de référence (CAR) est inférieure à 6 MWh par an. Ce profil permet d'estimer la consommation de consommateurs, dont la consommation est statistiquement peu dépendante du climat, car liée principalement à la cuisson et/ou à l'eau chaude ;
- le profil dit « P012 » pour ces consommateurs dont la CAR est supérieure à 6 MWh par an. Ce profil permet d'estimer la consommation de consommateurs, dont la consommation est fortement dépendante du climat, en raison en particulier de l'usage chauffage.

Ce seuil de CAR de 6 MWh par an entre les profils P011 et P012 est le même que le seuil d'intérêt entre les options tarifaires T1 et T2. Au-dessus de ce seuil de consommation, le niveau des termes tarifaires incite l'expéditeur à choisir une option tarifaire T2 pour son client.

Les efforts portant sur la maîtrise de la demande de l'énergie, tels que l'amélioration des conditions d'isolation des logements par exemple, ont entraîné une baisse des consommations unitaires, notamment des consommateurs à relevé semestriel. En conséquence, le profil de consommations P011 qui leur était affecté ne correspond plus parfaitement à la réalité des consommations, notamment pour les CAR comprises entre 4 et 6 MWh.

Ce constat conduit à des biais dans le calcul du Compte d'Ecart Distribution (CED). Des études ont été menées par GRDF et présentées en GTG pour faire évoluer le système de profilage afin de prendre en compte ce constat : la solution optimale permettant de refléter au mieux l'évolution des consommations consiste à abaisser le seuil de CAR entre le profil P011 et le profil P012 de 6 MWh par an à 4 MWh par an. Cette modification porte sur les profils et ne porte pas sur le tarif ATRD.

Ce sujet a déjà fait l'objet d'une question en 2011 dans la consultation publique relative au tarif ATRD4 de GRDF. La CRE avait décidé à l'époque de ne pas modifier le 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 consommateurs, sans pour autant mieux refléter les coûts causés par ces consommateurs. » En outre, en réponse à la consultation publique, certains fournisseurs avaient exprimé leur souhait de ne pas voir évoluer le seuil des profils P011-P012 de 6 à 4 MWh, tant que le seuil entre les options tarifaires T1 et T2 était maintenu à 6 MWh en raison notamment de difficultés liées aux systèmes d'informations des fournisseurs.

La CRE avait considéré qu'il était possible de « *procéder à la modification des profils P011 et P012, si le GTG en décide ainsi.* » Le profil P011 a depuis été revu pour être plus dépendant du climat et prendre en compte le fait que certains de ces consommateurs ont un usage chauffage, tandis que le seuil entre les profils P011 et P012 a été maintenu. La CRE considère que l'évolution du profil P011 est de nature à améliorer les estimations de consommation journalière du système de profilage. Compte tenu du fait qu'il n'est pas démontré à ce stade que l'évolution du seuil entre les options T1 et T2 de 6 à 4 MWh par an permettrait une amélioration significative de la couverture des coûts des différentes catégories de consommateurs, la CRE propose de maintenir le seuil d'intérêt entre les options tarifaires T1 et T2 à 6 MWh par an.

Question 28 :

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

3. Evolution des règles tarifaires ATRD4 d'affectation des fréquences standard de relevé

Les tarifs ATRD4 définissent une fréquence standard de relevé du compteur pour chaque option tarifaire dont le choix pour chaque client, revient à son fournisseur :

- 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.

En outre, la délibération de la CRE du 25 avril 2013 relative aux prestations annexes des GRD de gaz³² décrit pour tous les GRD le contenu de la prestation de base « Relevé cyclique » :

« *Le relevé cyclique de compteur est effectué par le GRD avec la fréquence suivante :*

- *pour les options tarifaires T1 et T2 (hors T2MM) du tarif d'acheminement, une mesure semestrielle et un relevé semestriel (fréquence 6M/6M),*
- *pour l'option tarifaire T3 (hors T3JJ ou T3JM) et pour les PCE T2MM, une mesure mensuelle et un relevé mensuel (fréquence M/M),*
- *pour les options tarifaires T4 et TP et pour les PCE T3JJ et T3JM, une mesure journalière et un relevé mensuel (fréquence J/M) ou quotidien (fréquence J/J).»*

La définition des fréquences standard de relevé applicables à chaque option tarifaire avait pour objectif de correspondre aux seuils de consommation structurant le tarif ATRD. Les consommateurs consommant une quantité importante de gaz naturel se voyaient en général attribués une fréquence de relevé plus élevée :

- les compteurs des consommateurs ayant une consommation annuelle de référence (CAR) comprise entre 0 et 300 000 kWh (consommateurs souscrivant très majoritairement aux options tarifaires T1 et T2) étaient en général relevés semestriellement ;
- les compteurs des consommateurs ayant une CAR comprise entre 300 000 et 5 000 000 kWh (consommateurs souscrivant très majoritairement à l'option tarifaire T3) étaient en général relevés mensuellement ;
- les compteurs des consommateurs ayant une CAR supérieure à 5 000 000 kWh (consommateurs souscrivant très majoritairement à l'option tarifaire T4 et l'option tarifaire TP) étaient en général relevés quotidiennement.

Cependant, le fournisseur n'est pas contraint de souscrire une option en fonction du niveau de consommation du client. Le choix de l'option tarifaire emporte actuellement la détermination d'une fréquence de relevé. Celle-ci est ensuite prise en compte dans la détermination du profil affecté au client, qui est utilisé pour déterminer la répartition de la consommation dans le temps, ce qui a des conséquences sur le niveau des coûts de transport et de stockage.

GRDF a constaté depuis le début de l'année 2015 que certains fournisseurs choisissent pour certains clients une option tarifaire de distribution, et donc une fréquence de relevé, ne correspondant pas à la consommation du client, de façon à optimiser l'ensemble des composantes constituant la facture globale du client. Dans certains cas, cela s'accompagne d'une révision de la CAR du client.

³² [Délibération de la CRE du 25 avril 2013 portant décision sur la tarification des prestations annexes réalisées par les gestionnaires de réseaux de distribution de gaz naturel](#)

Un tel choix tarifaire effectué par le fournisseur pour son client peut conduire à un calcul moins précis des allocations et donc à des fluctuations du compte d'écart distribution (CED) et un équilibrage du réseau moins efficace par les GRT et les fournisseurs.

En outre, l'attribution à un client d'un profil qui ne correspond pas à son niveau de consommation peut conduire à dégrader les calculs menés pour déterminer :

- les souscriptions normalisées pour la facturation de l'utilisation des réseaux de transport ;
- les volumes de droits de stockage pour la facturation de l'utilisation des infrastructures de stockage.

Par ailleurs, pour un même niveau de consommation, une fréquence de relevé inférieure conduit à ce que le client dispose d'une information moins précise et moins fréquente sur sa consommation.

De façon à réduire les risques d'abus, le GTG a adopté lors de la réunion plénière du 2 octobre 2015, une modification de la procédure d'affectation et de changement de la consommation annuelle de référence et du profil de consommation, consistant à renforcer les contrôles en cas de modification de la CAR. Cette procédure limite désormais les cas de modification de la CAR sans validation du GRD.

En complément, la CRE envisage de modifier les règles de détermination des fréquences de relevé d'un point de livraison de sorte que la fréquence de relevé ne soit plus affectée en fonction de l'option tarifaire mais en fonction de l'historique de consommation du client. La CRE propose d'affecter la fréquence standard de relevé en fonction de la CAR.

La CRE considère par ailleurs que les consommateurs ayant souscrit les options tarifaires T4 et TP devraient conserver leur fréquence de relevé quotidienne dans la mesure où ils sont facturés en fonction de leur capacité journalière souscrite.

En outre, l'attribution d'une fréquence de relevé semestrielle ou mensuelle aux clients fortement modulés ayant souscrit à l'option tarifaire T3 ne permet pas d'estimer correctement leurs consommations quotidiennes. En conséquence, la CRE envisage que les compteurs des consommateurs fortement modulés ayant souscrit à l'option tarifaire T3 soient relevés à une fréquence quotidienne afin d'améliorer l'évaluation de leur consommation prévisionnelle.

Enfin, la consommation de chaque client variant d'une année à l'autre, certains consommateurs pourraient voir leur fréquence standard de relevé évoluer d'une année à l'autre, nécessitant des adaptations des dispositifs de comptage, ce qui n'est pas souhaitable. Afin d'éviter des changements trop fréquents, la CRE envisage de définir des bandes de neutralité, au sein desquelles la modification de la consommation n'engendre pas de changement immédiat de fréquence standard de relevé.

Modification des règles d'affectation de la fréquence standard de relevé

Les évolutions envisagées précédemment se traduiraient plus précisément par les modifications suivantes des règles d'affectation de la fréquence standard de relevé.

Pour un point de livraison (PDL) nouvellement mis en service, la CRE propose que la fréquence standard de relevé soit la suivante :

- si la CAR déclarée est comprise entre 0 et 300 000 kWh, la fréquence standard de relevé est semestrielle, à l'exception des consommateurs équipés d'un compteur Gazpar qui ont une fréquence standard de relevé mensuelle ;
- si la CAR déclarée est comprise entre 300 000 et 5 000 000 kWh, la fréquence standard de relevé est mensuelle ;
- si la CAR déclarée est supérieure à 5 000 000 kWh, la fréquence standard de relevé est quotidienne.

Pour un PDL déjà raccordé à un réseau de distribution de gaz, la CRE propose que la fréquence standard de relevé soit la suivante :

- si la CAR est comprise entre 0 et 400 000 kWh, la fréquence standard de relevé est semestrielle, à l'exception des consommateurs équipés d'un compteur Gazpar qui ont une fréquence standard de relevé mensuelle ;
- si la CAR est comprise entre 400 000 et 10 000 000 kWh, la fréquence standard de relevé est mensuelle ;
- si la CAR est supérieure à 10 000 000 kWh, la fréquence standard de relevé est quotidienne.

Par exception à ces règles :

- les consommateurs dont la CAR est inférieure à 400 000 kWh conserveront la fréquence standard de relevé qui leur était appliqué l'année précédente ;
- dès lors que le point de livraison présente depuis 3 ans une CAR supérieure à 300 000 kWh et inférieure à 400 000 kWh, la fréquence standard de relevé du point de livraison devient mensuelle ;
- les consommateurs dont la CAR est comprise entre 1 000 000 et 10 000 000 kWh, conserveront la fréquence standard de relevé qui leur était appliqué l'année précédente ;
- dès lors que le point de livraison présente depuis 4 ans une CAR inférieure ou égale à 2 000 000 kWh, la fréquence standard de relevé du point de livraison est mensuelle ;
- dès lors que le point de livraison présente depuis 5 ans une CAR inférieure ou égale à 5 000 000 kWh, la fréquence standard de relevé du point de livraison est mensuelle ;
- dès lors que le point de livraison présente depuis 3 ans une CAR supérieure à 5 000 000 kWh et inférieure à 10 000 000 kWh, la fréquence standard de relevé du point de livraison est quotidienne.

Les durées mentionnées dans ces exceptions ne prendraient pas en compte la période antérieure à l'entrée en vigueur de ces règles.

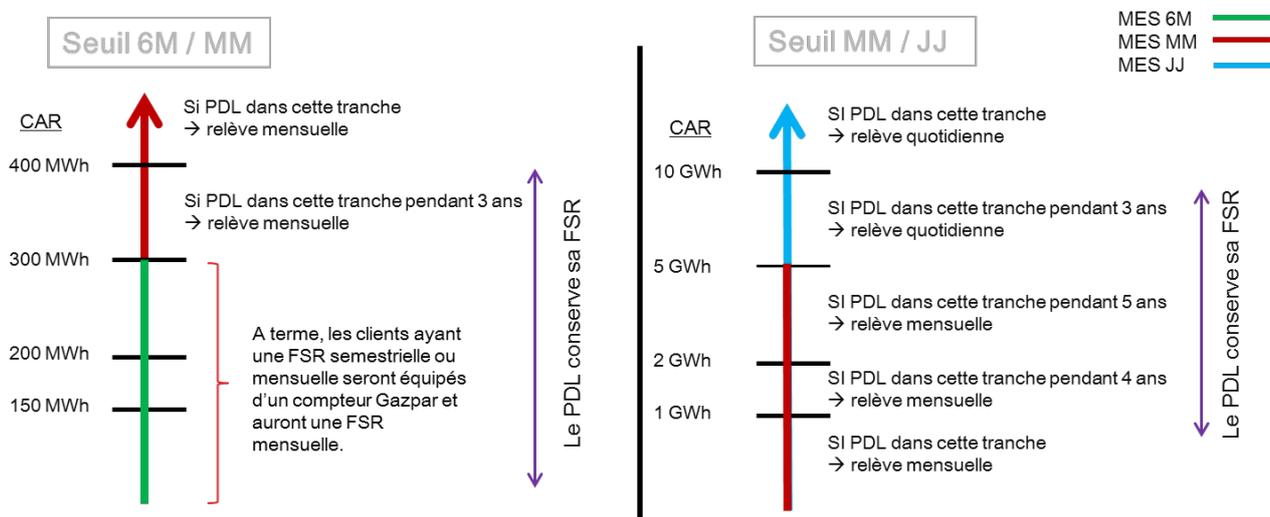
La CRE propose que, dans tous les cas, les compteurs des consommateurs fortement modulés soient relevés à une fréquence quotidienne. Seraient considérés comme fortement modulés parmi les consommateurs ayant souscrit à l'option tarifaire T3 ceux qui rempliraient les conditions suivantes pendant au moins 2 ans :

- la CAR est supérieure à 2 000 000 kWh ;
- les quantités acheminées sur les 2 mois de plus forte consommation de l'année est supérieure à 50 % de la consommation annuelle constatée.

Un consommateur ne pourrait voir sa fréquence standard de relevé repasser à une fréquence mensuelle s'il a été considéré à un moment comme fortement modulé au cours des 3 dernières années.

La CRE propose également que les consommateurs ayant souscrit aux options tarifaires T4 et TP aient une fréquence de relevé quotidienne, indépendamment de leur CAR.

Schéma d'affectation des fréquences standard de relevé (FSR)



Mise en œuvre de ces règles

Les CAR et les profils de chaque consommateur, actualisés au 1^{er} avril de chaque année N, interviennent dans le calcul des coefficients de calage du niveau des souscriptions normalisées des capacités de transport de gaz aux points d'interface transport distribution (PITD) et dans le calcul des droits de stockages par profil de consommation des clients pour l'hiver N – N+1. Afin que les évolutions de ces règles soient appliquées pour l'hiver 2016-2017, la CRE considère qu'elles doivent entrer en vigueur au plus tôt. La CRE envisage donc à ce stade l'adoption d'une délibération spécifique modifiant notamment la décision tarifaire ATRD4 fin 2015 / début 2016.

Par ailleurs, les GRD rencontreront probablement des refus de pose d'équipement de télérelève (passage à une fréquence de relevé mensuelle) ou de convertisseur (passage à une fréquence de relevé quotidienne), notamment si cela nécessite un changement de compteur, qui peut être la propriété du client.

Dans le cas d'un refus de pose d'équipement de télérelève, permettant le passage à une fréquence de relevé mensuelle, il est prévu que la relève puisse se faire à pied et donne lieu à la facturation d'une prestation de relevé à pied dont le montant est de l'ordre de 19 €HT/mois.

En revanche, le maintien d'une fréquence de relevé mensuelle pour les consommateurs dont la fréquence standard de relevé doit devenir quotidienne dégraderait les prévisions du système gazier. Afin d'éviter une telle situation, il pourrait être envisagé d'instaurer un mécanisme financier permettant de faire supporter à un tel consommateur le surcoût et les inconvénients que génère pour le système gazier son refus de passer à une fréquence de relevé quotidienne. La CRE envisage de demander aux GRD d'assurer un suivi des surcoûts occasionnés. Ce suivi permettra dans un second temps la mise en place d'un tel mécanisme.

Facturation des consommateurs

Comme actuellement, le relevé à une fréquence standard resterait couvert par le tarif de distribution payé par chaque consommateur.

Si le consommateur souhaite une fréquence de relevé supérieure à la fréquence standard, il pourrait, comme actuellement, en faire la demande auprès de GRDF et payer le tarif de cette prestation annexe³³.

Enfin, le coût du dispositif de télérelève nécessaire à une fréquence de relevé mensuelle (hors consommateur équipé d'un compteur Gazpar) ou quotidienne ainsi que le coût du convertisseur nécessaire pour un relevé quotidien continueront d'être facturés aux consommateurs comme des prestations annexes comme c'est le cas actuellement.

Question 29 :

Etes-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 ?

Question 30 :

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

4. Analyse des coûts de long terme et évolution de structure à l'horizon du tarif ATRD6

La structure tarifaire actuelle a été mise en place par le tarif ATRD1 et est ainsi restée stable depuis 2004. La CRE et les acteurs de marché n'ont pas identifié de facteur qui imposerait de façon manifeste une remise en question de la structure actuelle pour le tarif ATRD5.

Toutefois, la CRE souhaite lancer une réflexion générale sur une éventuelle évolution significative de la structure du tarif ATRD de GRDF, qui nécessiterait une étude approfondie des coûts engendrés par chaque type de consommateurs en fonction de son utilisation des réseaux de distribution de gaz. En effet, le schéma de gestion actuel de GRDF ne permettant pas une affectation économique en fonction des coûts à long terme générés par chaque client, un modèle économique doit être créé afin d'allouer les coûts par segment de consommateurs et en fonction de leur utilisation du réseau. Un tel modèle permettrait à terme d'envisager une adaptation en conséquence de la structure tarifaire.

Ces travaux permettraient par exemple de mieux prendre en compte les évolutions de comportement des consommateurs dans la structure tarifaire afin de les inciter à maîtriser leur demande en énergie ou encore de mieux inciter les consommateurs à limiter leur consommation pendant les périodes de pointe. A titre d'illustration, cette étude permettrait d'examiner la pertinence d'introduire un terme proportionnel à la capacité souscrite pour mieux refléter les coûts générés par des consommateurs tertiaires et industriels fortement modulés ou ayant un usage du gaz en secours ou en appoint d'une autre énergie.

Ainsi, la CRE prévoit de lancer les travaux de détermination des coûts à long terme, en fonction de l'utilisation que chaque catégorie de consommateurs fait du réseau, dès le 2^{ème} trimestre 2016, pour une prise en compte le cas échéant au plus tard dans le tarif ATRD6, selon le calendrier prévisionnel suivant :

³³ Délibération de la CRE du 9 avril 2015 portant décision sur la tarification des prestations annexes réalisées à titre exclusif par les gestionnaires de réseaux de distribution de gaz naturel

- 2^{ème} trimestre 2016 – automne 2017 : lancement des travaux avec GRDF et les ELD de gaz ;
- automne 2017 – fin 2018 : phase de concertation avec les acteurs de marché et décision de la CRE ;
- début 2019 – juillet 2020 : phase d'adaptation des opérateurs et des acteurs de marché pour une éventuelle entrée en vigueur prévisionnelle au plus tard pour le tarif ATRD6 de GRDF au 1^{er} juillet 2020 et pour le tarif ATRD6 des ELD de gaz au 1^{er} juillet 2021.

Question 31 :

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 ?

F. Questions

La CRE invite les parties intéressées à adresser leur contribution, au plus tard le 18 décembre 2015 :

- par courrier électronique à l'adresse suivante : dr.cp6@cre.fr ;
- en contribuant directement sur le site de la CRE (www.cre.fr), dans la rubrique « Documents / Consultations publiques » ;
- par courrier postal : 15, rue Pasquier - F-75379 Paris Cedex 08 ;
- en s'adressant à la Direction des Réseaux : + 33.1.44.50.41.90 ;
- en demandant à être entendues par la Commission.

Les contributions (ou une synthèse de celles-ci) seront publiées par la CRE, sous réserve des secrets protégés par la loi.

Merci de bien vouloir indiquer dans votre réponse si vous souhaitez que **la confidentialité et / ou l'anonymat des informations soient garantis**. Les parties intéressées sont invitées à répondre aux questions suivantes en argumentant leurs réponses.

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 1^{er} juillet 2012 ? Partagez-vous les analyses de la CRE sur le bilan du tarif ATRD4 ?

QUESTIONS RELATIVES A L'EVOLUTION DE LA REGULATION INCITATIVE

Question 2 : (page 11)

Etes-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 ?

Question 3 : (page 11)

Etes-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 ?

Question 4 : (page 13)

Etes-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 ?

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 ?

Question 6 : (page 15)

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

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 ?

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 ?

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 ?

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 ?

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 ?

Question 12 : (page 19)

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

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 ?

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 ?

Question 15 : (page 22)

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

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 ?

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 ?

Question 18 : (page 35)

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

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 ?

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?

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 ?

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 ?

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) ?

Question 25 : (page 41)

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

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

Question 26 : (page 45)

Etes-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) ?

Question 27 : (page 45)

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

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

Question 28 : (page 47)

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

Question 29 : (page 50)

Etes-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 ?

Question 30 : (page 50)

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

Question 31 : (page 51)

Etes-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 ?

AUTRE QUESTION

Question 32 : (page 54)

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