

Réponse de GRDF à la consultation publique n°2019-017 du 1er octobre 2019 relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

Question 1 : Êtes-vous favorable à l'introduction d'une différenciation entre la rémunération des actifs historiques et des nouveaux actifs pour la période ATRD6 ?

GRDF formule un avis défavorable à la proposition de mise en place d'un système de rémunération à deux taux, différenciant les actifs historiques et les nouveaux investissements.

En premier lieu, les actifs ne sont pas financés séparément selon une logique de gestion de projet. Les décisions de refinancement portent d'ailleurs sur des enveloppes globales incluant indifféremment anciens et nouveaux actifs. Différencier les nouveaux investissements reviendrait à les considérer comme financés systématiquement par de l'endettement. De plus, les actifs de la BAR existante n'ont pas fait l'objet d'une telle différenciation au moment de leur financement, ce qui introduit une dissymétrie dans la méthode.

Sur le plan industriel, les investissements sont pour la plupart « obligés », ils sont orientés dans le cadre de politiques à moyen ou long terme, pour répondre aux exigences de la mission de service public, indépendamment des opportunités financières offertes par les taux de rémunération.

Au final, un tel dispositif, indépendamment ou non de l'indexation annuelle de certains de ses paramètres, introduirait une complexité inutile et un manque de lisibilité pour les marchés.

GRDF est tout à fait disposé à discuter à l'avenir avec la CRE des évolutions possibles des mécanismes de rémunération des actifs mais considère que ces discussions devraient intervenir suffisamment en amont des discussions tarifaires pour permettre de consulter les acteurs de marché et assurer la prise en compte des éventuels changements dans les demandes tarifaires des opérateurs.

Question 2 : Êtes-vous favorable aux grands principes tarifaires que la CRE envisage pour le tarif ATRD6 ?

GRDF est favorable à l'harmonisation des dispositifs entre opérateurs, notamment concernant les modalités d'apurement du CRCP et le traitement des coûts échoués

Question 3 : Êtes-vous notamment favorable à l'introduction d'une rémunération des immobilisations en cours pour les IEC à cycle long (maturité supérieure à 1 an) ? Que pensez-vous du taux de rémunération envisagé par la CRE ?

GRDF est favorable à la rémunération des immobilisations en cours pour les investissements de cycle long. L'utilisation du CMPC paraîtrait en revanche légitime comme taux de rémunération, plutôt que le coût de la dette proposé par la CRE.

Question 4 : Avez-vous notamment des remarques concernant le traitement des coûts échoués envisagé par la CRE pour le tarif ATRD6 ?

Remarque préalable :

La CRE ne précise pas la définition qu'elle retient pour les « coûts échoués », suite à la consultation publique du 14 février 2019 relative au cadre de régulation tarifaire applicable aux opérateurs d'infrastructures régulées en France (question 22).

Compte-tenu des différents principes de couverture des coûts d'investissements d'un point de vue tarifaire (BAR, VNC, ...), GRDF avait proposé, dans sa réponse à cette consultation publique, de retenir comme définition des coûts échoués la « valeur résiduelle » d'un actif qui ne serait plus utilisé, pour s'adapter à l'ensemble des situations rencontrées.

En effet, dans le cas de la régulation des opérateurs de réseaux d'électricité, la rémunération avec un taux nominal rémunère totalement le capital immobilisé qui est égal à la valeur nette comptable. L'opérateur n'est donc pas pénalisé dès lors que la sortie d'un actif de la BAR est compensée à la VNC.

Dans le cas des opérateurs gaz, une partie de la rémunération liée à l'inflation est différée sur l'ensemble de la durée d'amortissement de l'ouvrage via la réévaluation annuelle de la BAR.

Pour ne pas maintenir d'inégalités¹ de traitement entre opérateurs gaz et électricité, il serait donc nécessaire de prendre en compte la valeur résiduelle réévaluée de l'ouvrage et non sa valeur nette comptable.

Ceci étant rappelé, GRDF est favorable au dispositif de couverture des coûts échoués proposé par la CRE, et donc à l'intégration au revenu autorisé des opérateurs d'une enveloppe annuelle incitée afin de couvrir la valeur résiduelle (qui dans le cas des opérateurs gaziers correspond à la BAR) des actifs retirés de l'inventaire avant la fin de leur durée de vie réglementaire.

GRDF considère que ce dispositif incite également l'opérateur à maîtriser l'enveloppe de coûts échoués et à rechercher une couverture de ces coûts par les demandeurs dans le cas de déplacements d'ouvrages par exemple. En particulier, la couverture intégrale au CRCP de ces coûts n'est pas forcément souhaitable, notamment dans l'intérêt des consommateurs.

GRDF est également favorable à distinguer les coûts échoués récurrents et les autres coûts échoués et frais d'études sans suite des opérateurs de transport, qui seraient traités au cas par cas.

Question 5 : Avez-vous notamment des remarques concernant le traitement des actifs cédés envisagé par la CRE pour le tarif ATRD6 ?

S'agissant du traitement envisagé pour les actifs cédés, GRDF souhaite qu'il soit limité au périmètre des seuls biens immobiliers ou à des actifs spécifiques à certains opérateurs le cas échéant si leur valeur de cession est telle qu'elle justifie d'appliquer ce type de mécanisme.

GRDF est favorable à l'objectif visé par la CRE de rendre aux consommateurs, via le CRCP, une partie des plus-values (mais pas des moins-values) de cessions réalisées par les opérateurs. En effet, dès lors qu'un actif a été rémunéré sur toute sa durée d'amortissement réglementaire, il ne faudrait pas que les opérateurs soient incités à revendre un actif pour réaliser une plus-value tout en réinvestissant en même temps dans un nouvel actif à nouveau rémunéré sur une longue période. Il paraît donc souhaitable de mettre en place un mécanisme de partage de cette plus-value éventuelle qui soit juste pour les consommateurs et incite cependant l'opérateur à vendre au meilleur prix.

Quand l'actif n'est pas totalement amorti, il serait logique que l'opérateur soit compensé à hauteur de la valeur résiduelle et que le mécanisme de partage avec le tarif ne s'applique que si le prix de cession est supérieur à cette valeur résiduelle.

Cependant, les propositions de méthodologie de traitement présentées par la CRE dans la consultation publique méritent d'être précisées.

- Dans la première proposition de traitement, GRDF comprend que le montant qui serait repris via le CRCP correspondrait aux amortissements constitués.

¹ Cf. page 37 de la consultation publique 2019-003 du 14 février 2019 qui met en lumière les différences de traitement des opérateurs régulés sur les coûts échoués.

Il conviendrait, en premier lieu, de préciser de quels amortissements il s'agit : comptables ou réglementaires (cf. remarque préalable). Les amortissements réglementaires sont supérieurs avec la régulation gaz du fait de la réévaluation annuelle de la BAR calée sur l'inflation. Les opérateurs gaz seraient donc une nouvelle fois pénalisés par rapport aux opérateurs électricité ce qui n'est pas normal.

Cela nécessite donc de plafonner le montant des d'amortissements repris au CRCP au montant du prix de cession, sinon, dans le cas où ce dernier serait inférieur aux montants des amortissements constitués, l'opérateur serait pénalisé.

Cette proposition semble donc présenter des biais et ne pas répondre au partage de la plus-value, dans le cas où le prix de cession serait bien supérieur aux amortissements constitués (notamment si le bien concerné est totalement amorti).

GRDF n'est donc a priori pas favorable à cette première approche.

- Dans la seconde proposition, GRDF comprend que le « produit net de la cession » correspond à la notion de « plus-value » définie au début du paragraphe 2.1.2.3.2. de la consultation publique

Si tel est bien le cas, GRDF préconise de retenir cette approche, sous réserve de préciser les éléments suivants.

En effet, l'idée étant de reprendre au CRCP la quote-part de la plus-value correspondant au prorata de la durée de vie écoulée sur la durée totale d'utilisation du bien concerné, il semblerait pertinent de préciser que la plus-value est déterminée par rapport à la valeur résiduelle (donc la BAR de l'actif cédé pour les opérateurs gaziers – ce qui permet d'ailleurs de ne prendre en compte que la valeur financée par les opérateurs), et qu'il s'agit des amortissements et de la durée réglementaires (cf. remarque préalable). En fait, si la quote-part est définie au prorata de la durée d'amortissement réglementaire, le dispositif est beaucoup plus simple et il n'y a plus lieu de s'interroger sur les montants d'amortissements réalisés.

GRDF propose par ailleurs de compléter ce dispositif en réservant une quote-part de la plus-value à l'opérateur. S'agissant d'un nombre de cas a priori limité, cette quote-part pourrait éventuellement être modulée. Elle pourrait être faible pour ne pas inciter les opérateurs à céder des actifs qu'il serait nécessaire de remplacer (5% par exemple), et plus élevée (50% par exemple) dans le cas d'un actif jugé totalement « inutile » mais valorisable afin d'inciter les opérateurs à en partager la plus-value éventuelle avec les consommateurs.

Ainsi, on obtient dans le premier cas (5%) la formule suivante :

Plus-value reprise au CRCP = (Prix de cession – Valeur de la BAR résiduelle ou VNC pour les électriciens) * 95% * (durée de vie écoulée) / (durée totale d'amortissement réglementaire)

Question 6 : Êtes-vous favorable au calendrier et aux principes d'évolutions annuelles des termes tarifaires envisagés par la CRE pour le tarif ATRD6 ?

GRDF est favorable au maintien d'une période tarifaire à 4 ans, avec date de mise à jour tarifaire au 1^{er} juillet selon la formule déjà en vigueur sur la période ATRD5.

Compte tenu des éléments explicités dans la suite de la consultation publique, cette actualisation devra bien prendre en compte la mise à jour de trajectoire R&D et le changement de structure tarifaire à mi-période, selon des modalités opératoires qui restent à préciser.

GRDF signale par ailleurs que si la CRE maintient son choix de ne pas couvrir au CRCP la trajectoire de coûts du projet changement de gaz, son ajustement en 2020 pour la période 2021-2023 et tout recalage ultérieur devront a minima faire l'objet d'une prise en compte dans la mise à jour tarifaire (notamment en cas de demande d'accélération des échéances du projet).

Enfin, GRDF est défavorable à une modification des indicateurs incités relatifs à la qualité de service en cours de période. En effet, les objectifs doivent être définis à moyen terme, en fonction des attentes externes, et ne doivent pas subir des arbitrages en fonction du niveau constaté sur les premières années. En cas d'exigence nouvelle justifiant un suivi spécifique en cours de période, la CRE pourra intégrer un nouvel indicateur non-incité, avec une période d'observation avant d'instaurer d'éventuels bonus-malus sur la période tarifaire suivante.

Evolution tarifaire lissée

Dans le paragraphe 3.9.1 de la consultation publique, la CRE évoque la possibilité de modifier les modalités d'évolution tarifaire annuelle sur la période ATRD6. Ainsi, la CRE propose une évolution annuelle lissée sur la période, et non plus la prise en compte d'une évolution tarifaire initiale au 1^{er} juillet 2020 permettant de recalculer le niveau du tarif celui-ci évoluant les années suivantes de l'inflation annuelle.

GRDF n'est pas favorable au lissage de l'évolution tarifaire annuelle car cela ne permet pas de refléter l'évolution annuelle des charges généralement proche de l'inflation. Une telle évolution entraînerait une décorrélation forte entre le revenu autorisé de l'opérateur et les charges réellement exposées chaque année, avec le risque, en fin de période tarifaire, de fausser l'analyse sur laquelle se fonderont les travaux tarifaires pour la période suivante.

Pour obtenir une baisse annuelle de -1,1 % telle qu'indiquée par la CRE dans la consultation publique, cette méthode de lissage reviendrait à indexer le tarif sur l'inflation IPC - 2,6% (environ en considérant l'inflation moyenne retenue par la CRE sur la période ATRD 6).

Outre le fait qu'aucun régulateur européen n'a adopté une telle pratique, il s'agirait d'un détournement total de l'objectif d'une régulation en RPI-X rencontrée communément en Europe.

En effet, le facteur X, facteur de productivité, a pour objectif de ramener progressivement le revenu de l'opérateur à un niveau représentatif d'un niveau de productivité attendu. Ce facteur X est généralement fixé avec une méthode de parangonnage, les opérateurs les plus efficaces ayant un facteur de productivité X égal à zéro (voire une prime), et les opérateurs les moins efficaces un X d'autant plus élevé qu'ils sont éloignés du niveau des meilleurs opérateurs.

En l'occurrence, retenir un X égal à 2,6% n'aurait aucune justification en termes de productivité compte tenu de la situation de GRDF et des résultats de l'audit OPEX réalisé.

Question 7 : Êtes-vous favorable au périmètre des charges et produits couverts par le CRCP envisagé par la CRE selon les principes exposés ci-dessus pour le tarif ATRD6 ?

GRD est favorable au dispositif global de CRCP, mais en demandant quelques aménagements pour y intégrer la prise en charge de nouveaux sujets spécifiques dans le contexte actuel marqué par des incertitudes importantes sur certains projets et l'évolution incertaine du contexte économique impactant le secteur de l'énergie.

S'agissant des incertitudes relatives à certains projets majeurs :

- GRDF réitère sa demande d'intégrer l'ensemble des coûts du projet changement de gaz au CRCP, compte tenu des incertitudes sur le taux d'appareils incompatibles d'une part, mais aussi et surtout sur le rythme d'avancement du projet qui pourrait être sujet à une demande d'accélération par les pouvoirs publics.
- GRDF considère qu'il serait pertinent de réintégrer également les écarts sur les dépenses d'investissements liées aux applications informatiques (investissements SI incorporels), qui relèvent depuis l'ATRD5 du périmètre dit « TOTEX » (cf. question 9). En effet, ces coûts sont difficilement prévisibles sur un horizon de 4 ans compte tenu de l'évolution accélérée du contexte réglementaire, des demandes externes (clients, fournisseurs, collectivités locales) et de la politique commerciale des éditeurs de logiciels avec lesquels l'opérateur est engagé (renouvellement des solutions logicielles). Sans prise en compte de ces éléments, le

mécanisme actuel pourrait s'avérer inefficace en incitant les opérateurs à différer ou arbitrer des investissements non prévus dans le cadre de la trajectoire tarifaire.

Enfin, en lien avec d'autres questions de la consultation publique :

- Reprenant la réponse à la question 5, GRDF souhaite que le dispositif lié aux cessions d'actifs immobiliers ne soit couvert qu'à 95% au CRCP, de manière à conserver une incitation à céder les actifs devenus inutiles et en partager les bénéfices avec les consommateurs.
- Si la CRE adopte la proposition d'évolution des coefficients de compléments mensuels en janvier-février par volonté d'homogénéisation avec le transport (question 22), GRDF demande à ce que cela s'accompagne d'une couverture au CRCP des recettes sur le terme capacité des T4 et Tp. En effet, l'impact de cette évolution sur les CJA n'est pas quantifiable avec précision, mais ira de façon certaine dans le sens d'une baisse des recettes qui n'est pas prise en compte dans les trajectoires tarifaires. Le montant total des recettes de souscription est toutefois limité. L'intégration de ce poste au CRCP n'expose donc pas les consommateurs à un risque d'impact tarifaire important et ne modifie pas fondamentalement le niveau global de couverture des risques de GRDF. GRDF rappelle par ailleurs que de manière plus générale, les autres opérateurs sont couverts au CRCP sur l'évolution des capacités journalières, la couverture de cette composante tarifaire au CRCP de GRDF irait dans le sens voulu par la CRE d'harmonisation des dispositifs.

Question 8 : Êtes-vous favorable au maintien du dispositif et aux évolutions proposées concernant le mécanisme incitant GRDF à la maîtrise de ses coûts unitaires d'investissements dans les réseaux ? Avez-vous d'autres suggestions pour faire évoluer ce mécanisme ?

GRDF est favorable aux propositions de la CRE quant au mécanisme de régulation incitative sur les coûts unitaires des investissements réseau, sous réserve de quelques adaptations.

Tout d'abord, d'un point de vue méthodologique, si GRDF considère qu'il est normal que le niveau de référence des catégories d'investissement soit revu afin de tenir compte des efforts de productivité acquis pendant la période ATRD5, il lui semble plus judicieux que la référence pour la période ATRD6 soit déterminée via une régression sur les coûts unitaires constatés sur l'ensemble de la période ATRD5, et non pas sur la seule année 2018, tel que le propose la CRE. En effet, l'effort de productivité de l'opérateur, dont le consommateur doit naturellement bénéficier, doit s'apprécier sur une période significative, afin de lisser les éventuels effets conjoncturels. D'ailleurs, la méthodologie de régression sur plusieurs années a été utilisée lors de la mise en place du mécanisme pour la période ATRD5, et il apparaît donc cohérent de la conserver dès lors que le dispositif repose essentiellement sur une méthode statistique nécessitant de disposer de l'échantillon le plus large possible.

S'agissant de l'évolution envisagée pour les catégories d'investissement, GRDF n'est pas favorable à la scission du segment « déplacement d'ouvrages à la demande de tiers » : en effet, il s'agit d'un segment regroupant des affaires qui s'imposent à GRDF, qui n'en maîtrise ni le volume, ni le calendrier, ce qui limite les possibilités d'optimisation avec ses programmes travaux prévus sur la période. De plus, l'hétérogénéité de ces chantiers entraînent une forte volatilité des coûts unitaires relatifs à ce segment, ce qui motive la demande de GRDF de supprimer ce segment, plutôt que de le diviser en trois.

Si GRDF salue la proposition de la CRE d'introduire un nouvel inducteur pour certaines catégories d'investissement afin de rendre plus fin le mécanisme de régulation incitative, il lui apparaît dommageable que les segments similaires n'aient pas été regroupés. En effet, cela aurait permis, d'une part, de rendre plus lisible et de simplifier le pilotage des coûts unitaires relatifs à ces catégories d'investissement et, d'autre part, d'obtenir des coûts unitaires plus représentatifs de la réalité du fait d'un foisonnement plus important sur ces segments d'investissements similaires, et donc in fine une meilleure maîtrise des CCN.

Enfin, GRDF attire l'attention de la CRE, sur la nécessaire prise en compte du contexte et de l'environnement dans la détermination des coûts unitaires cibles, notamment s'agissant des travaux de renouvellement qui concernent de plus en plus des zones urbaines denses (cœurs de ville) ou

périurbaines, avec pour conséquence une augmentation des coûts unitaires. De même, les évolutions réglementaires attendues sur la prochaine période tarifaire, en matière de réalisation des travaux (notamment concernant la prévention des risques, type amiante), auront des répercussions sur les coûts de chantiers.

Question 9 : Êtes-vous favorable aux mécanismes de régulation incitative des investissements « hors réseaux » proposés par la CRE pour le tarif ATRD6 ?

GRDF est globalement favorable aux mécanismes de régulation incitative des investissements « hors réseaux » (dite « TOTEX »), qui consiste à exclure du CRCP les écarts sur les charges de capital normatives relatives à ce périmètre, à l'exception des écarts liés à l'inflation, et ce afin d'éviter les opportunités d'arbitrages entre OPEX et CAPEX en cas de dépassements des trajectoires prévisionnelles incitées.

GRDF demande cependant une évolution du périmètre de la régulation incitative des investissements « hors réseau », afin d'en exclure les applications informatiques (investissements SI incorporels) pour lesquels ce mécanisme n'est pas justifié, et donc de les réintégrer au CRCP (cf. question 7), au même titre que les investissements dits « réseaux ».

En effet, il n'y a pas d'arbitrage possible pour les dépenses SI incorporels. GRDF est de fait propriétaire de toutes ses applications SI métiers, dont les évolutions constituent nécessairement des dépenses d'investissement d'un point de vue de la doctrine comptable. Cette situation a été accentuée avec le projet SI Transformant, et va perdurer avec les projets de refonte des SI historiques en cours, le projet Satellite etc...

En outre, la digitalisation des opérations et des interactions (notamment la mise à disposition de données) avec les clients, les fournisseurs et les collectivités locales nécessite de faire évoluer les SI à un pas de temps beaucoup plus court que celui des périodes tarifaires. GRDF est également tributaire des éventuelles évolutions réglementaires (notamment en termes de mise à disposition de données) ainsi que des évolutions imposées par les éditeurs de logiciel. Il peut être difficile voire impossible lors de l'élaboration de la trajectoire tarifaire de prévoir la date d'engagement et les coûts des projets nécessaires, notamment lorsqu'ils sont susceptibles d'être engagés en fin de période tarifaire.

Ainsi le mécanisme actuel pourrait conduire à des arbitrages industriels contre-productifs sur le long terme, en poussant l'opérateur à reporter le lancement de projets sur la période tarifaire suivante.

Question 10 : Êtes-vous favorable aux évolutions du dispositif de régulation incitative de la qualité de service envisagées par la CRE pour le tarif ATRD6 ?

Le nombre total d'indicateurs relatifs à la qualité de service de GRDF est de 46, dont 25 incités.

GRDF estime donc qu'il est dommage, que l'opportunité de simplification du dispositif, initialement validée en tant que ligne directrice par le collège de la CRE, n'ait pas été saisie, puisque selon les éléments de la consultation publique, le nombre d'indicateurs total serait encore en hausse : à l'exception d'un indicateur sur le taux d'absence aux relevés 6M, tous les indicateurs existants seraient reconduits (3 passant d'indicateurs incités à indicateurs de suivi, mais maintenus), et 4 nouveaux indicateurs ajoutés.

La CRE semble exclure la possibilité de supprimer des indicateurs incités, n'envisageant au maximum que de les basculer en indicateurs de suivi. Par ailleurs, le critère choisi pour autoriser la suppression d'un indicateur de suivi (stabilité depuis 2 périodes tarifaires, soit 8 ans) est bien trop restrictive pour permettre une mise à jour équilibrée en début de chaque période tarifaire du dispositif. Dans un contexte fortement évolutif, avec des projets tels que Gazpar qui transforment radicalement les pratiques sur des échelles de temps inférieures à 5 ans, ces rigidités n'ont plus lieu d'être.

Pour autant, GRDF considère légitime que les nouveaux projets puissent donner lieu à de nouveaux indicateurs (Gazpar, biométhane, changement de gaz, etc...) mais en miroir, les sujets maîtrisés depuis 4 ans ou concernant des domaines fortement impactés par un projet majeur au cours de cette période

devraient pouvoir sortir du périmètre de la régulation incitative de la qualité de service. Une liste d'indicateurs répondant à ces critères est proposée en réponse à la question 11.

Ensuite, s'agissant de la mise en place de dispositifs asymétriques entre bonus et malus en complément d'objectifs revus à la hausse pour plusieurs indicateurs aux résultats positifs sur la période ATRD5, GRDF considère qu'il y a là un dévoiement du mécanisme « incitatif » en mécanisme « punitif ». Ceci est d'autant plus vrai que l'inflation que connaissent les objectifs est décorrélée des exigences réelles des acteurs de marché.

En conséquence, et afin de compenser la volatilité structurelle des indicateurs, GRDF devra en effet viser un niveau de performance supérieur aux objectifs (à condition d'en avoir la capacité), sous peine d'un solde financier négatif à l'issue de la période tarifaire, résultant de l'asymétrie de l'incitation. Cela risque de générer des surcoûts disproportionnés de sur-qualité par rapport à la valeur de la performance additionnelle, si l'on considère que l'objectif constitue le bon point d'équilibre en termes de performance accessible et d'attentes des parties prenantes externes.

GRDF considère ainsi que le recalage du niveau de l'objectif, s'il est justifié par une attente des parties prenantes externes, devrait suffire à assurer un optimum entre les bénéfices et les coûts engendrés chez le distributeur et supportés in fine par le consommateur final, pour atteindre le niveau de qualité exigé.

Enfin, concernant l'introduction d'un suivi sur les fuites de méthane sur le réseau de GRDF, rappelons que des indicateurs de ce type existent déjà par ailleurs dans le cadre des contrats de concessions et du Contrat de Service Public signé avec l'Etat. Dans une optique de lisibilité, GRDF considère qu'il conviendrait de s'assurer de l'absence de redondance, ceci dans la perspective d'une bonne harmonisation des divers dispositifs de régulation auxquels est soumis l'opérateur.

Question 11 : Pensez-vous qu'il serait pertinent de supprimer certains indicateurs ? Si oui, lesquels ?

Tout d'abord, concernant les indicateurs liés aux relations avec les fournisseurs, GRDF propose de supprimer du périmètre de la régulation incitative les indicateurs suivants : « amplitude des CED (Compte d'Ecart Distribution) » et « amplitude des CED par fréquence de relève et par fournisseur ». En effet le résultat de ces indicateurs dépend désormais de paramètres sur lesquels GRDF ne dispose pas de levier (climatiques/techniques). GRDF travaille sur ce sujet depuis plus de 10 ans maintenant, et a tout déployé pour minimiser le CED, s'agissant de paramètres sur lesquels il est possible d'agir. Par ailleurs, il n'y a plus d'attentes exprimées des fournisseurs sur ce sujet, si l'on se réfère aux discussions dans le cadre du GT2.

GRDF s'interroge également sur la pertinence du maintien des indicateurs concernant la relève semestrielle à pied, dans la mesure où ce mode de relève disparaîtra à horizon 2022 avec la fin du déploiement des compteurs communicants.

Question 12 : Y a-t-il des thématiques sur lesquelles vous souhaiteriez que GRDF soit incité ?

Le nombre très conséquent d'indicateurs listés dans la consultation publique couvre l'ensemble du périmètre d'activités de GRDF à enjeux externes. Et cela resterait tout à fait vérifié, même avec les suppressions d'indicateurs demandées par GRDF (cf. Question 11).

Question 13 : Avez-vous des remarques concernant le cadre de régulation incitative de l'innovation et de la R&D envisagé par la CRE pour le tarif ATRD6 ?

GRDF se montre favorable aux dispositifs décrits, notamment le guichet smart grids et la production du rapport public R&D bisannuel.

GRDF est favorable à la consultation du marché en début de période tarifaire concernant les thèmes de recherche à privilégier, gardant à l'esprit que les inflexions de trajectoire pourront être intégrées à la révision à mi-période tarifaire permise par la CRE sur ce sujet, et dont les modalités doivent

encore être précisées par la CRE. Cependant une telle démarche n'aurait que peu d'intérêt si la CRE devait maintenir le niveau d'arbitrage envisagé dans la consultation publique.

Question 14 : Êtes-vous favorable à l'évolution de la régulation incitative du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux de gaz naturel envisagée par la CRE, visant en priorité la suppression très rapide des installations au fioul et au charbon ?

GRDF regrette la suppression du système de bonus/malus sur le nombre de clients dans la mesure où le dispositif était vertueux et encourageait les efforts de stabilisation du portefeuille clients de GRDF, seule garantie, à moyen et long terme, contre un dérapage du tarif pour les consommateurs. Pour la CRE, son maintien apparaît cependant incompatible avec les orientations de politique énergétique du Ministre.

GRDF rappelle donc l'importance d'assurer la stabilisation du portefeuille, élément indispensable à la soutenabilité du tarif à plus long terme, à la préservation d'un mix énergétique cohérent et compatible avec les objectifs à long terme de la SNBC ainsi qu'avec le développement des gaz renouvelables et notamment du biométhane.

Pour cela, et indépendamment d'un quelconque mécanisme de régulation incitative, GRDF doit impérativement poursuivre ses actions en faveur de la fidélisation de ses clients et de la transition énergétique en disposant du budget nécessaire à l'animation de la filière, à la conversion fioul-gaz (chauffage et mobilité) et au maintien d'une part de marché suffisante dans les logements neufs pour assurer la stabilité du portefeuille clients.

Question 15 : Êtes-vous favorable à l'alignement de l'incitation de GRDF à maîtriser les coûts des pertes et différences diverses sur celui des autres opérateurs (passage d'une couverture au CRCP de 70 % à 80 %) ?

GRDF est favorable à l'alignement du niveau d'incitation de GRDF sur celui des autres opérateurs concernant les pertes et différences diverses, justifié notamment par les incertitudes liées au niveau des pertes à l'issue du déploiement de Gazpar.

Question 16 : Êtes-vous favorable au taux de pertes théorique proposé par GRDF pour le tarif ATRD6 ?

GRDF confirme sa demande d'un niveau égal à 1,5 TWh/an en moyenne, légèrement majorant par rapport au niveau réel constaté depuis 3 ans. En effet, les dernières années ont été marquées par un climat plus doux que la moyenne, tirant le niveau de pertes vers le bas. D'autre part, des incertitudes subsistent quant à l'impact du déploiement des compteurs Gazpar : des gains sont attendus en termes de détection des consommations sans contrat (traduits dans la trajectoire proposée), mais cela pourrait être compensé par des impacts météorologiques liés au renouvellement massif des 11 millions de compteurs. Enfin d'un point de vue technique, GRDF précise que le niveau annuel de pertes est un solde entre des mois d'hiver sur lesquels sont concentrés les Pertes et Différences Diverses (environ 1,5 TWh), et les mois d'été où les imprécisions de mesure prennent le pas sur les pertes physiques de gaz et peuvent conduire à des « pertes négatives » (environ -0,3 TWh).

Dans ce contexte, le niveau proposé de 1,5 TWh constitue déjà un palier très significatif à la baisse, se rapprochant de la meilleure estimation de GRDF des pertes en hiver, sans prendre le risque de sous-évaluer les quantités et obliger les acteurs du marché à compenser le manque dans l'équilibrage quotidien. GRDF a par ailleurs proposé de ne plus acheter de gaz en été, pour se rapprocher au mieux de la modulation réelle de ses pertes. Le solde annuel ainsi proposé est légèrement supérieur au niveau réel moyen constaté, mais constitue le meilleur compromis pour rapprocher les achats de gaz de la modulation réelle des pertes de GRDF, limiter les écarts sur l'équilibrage quotidien et les impacts sur le Compte Ecart Distribution.

GRDF précise enfin que ce sujet a été présenté en GT2, et avait obtenu l'aval des fournisseurs et de la CRE sur cette base avant de procéder aux achats de gaz pour l'année 2020 (appel d'offres réalisé

en mai 2019). Les quantités de gaz pour la première année de la période tarifaire sont ainsi d'ores et déjà contractualisées sur la base du niveau proposé par GRDF.

Question 17 : Quelle est votre position sur les orientations envisagées par la CRE concernant le niveau des charges à couvrir pour la période ATRD6 ?

Concernant les charges de capital normatives, GRDF constate que la CRE n'a pas suivi le rapport de l'auditeur en relevant significativement le bas de la fourchette publiée dans la consultation publique.

Toutefois, au-delà des querelles méthodologiques sur la détermination des différents paramètres déterminant le CMPC et notamment le Béta des opérateurs, GRDF considère que les éléments publiés dans la consultation publique sont notoirement insuffisants pour se forger une opinion sur la pertinence du jeu de paramètres choisis et semblent même incohérents avec les constats de l'auditeur lorsqu'il s'agit du coût de la dette.

GRDF considère également que la question de la méthodologie de conversion des taux nominaux après impôts en taux réels avant impôts devrait être tranchée en faveur des opérateurs gaziers qui sont actuellement pénalisés par rapport aux opérateurs électriciens².

Par ailleurs, GRDF considère le contexte de la stratégie nationale bas carbone et du projet de PPE comme particulièrement défavorable au gaz car ne prenant pas suffisamment en compte le potentiel de développement du biométhane et la possibilité de répondre aux exigences de la transition énergétique tout en conservant une base clientèle stable en nombre.

Enfin, les éléments publiés par la CRE ou son auditeur apparaissent incohérents avec la fourchette de taux de rémunération retenue par la CRE dans la consultation publique distribution sur les points suivants :

- L'auditeur Compass Lexecon recommande dans son rapport d'adopter pour la distribution la même fourchette de Béta que pour le transport, Le Béta étant le seul facteur différenciant pour la détermination du taux de rémunération, la fourchette distribution devrait être la même que celle publiée par la CRE pour les opérateurs de transport (3,6 à 4,4%)
- La comparaison des pourcentages de charges et recettes couvertes au CRCP pour les différents opérateurs présentées en page 14 de la consultation publique montre que GRDF est l'opérateur qui a le moins d'aléas couverts au CRCP. Il devrait en résulter un Béta supérieur à celui des autres opérateurs, notamment de transport de gaz.

En conséquence, GRDF estime que la CRE devrait retenir pour la distribution un CMPC a minima de 4.4%.

Concernant les OPEX, pour commencer, un certain nombre de réserves d'ordre méthodologique peuvent être formulées.

Tout d'abord, le changement des hypothèses d'inflation retenues par le cabinet Schwartz ou la CRE et imposé à l'auditeur POYRY conduit à des arbitrages complémentaires implicites qui ne sont pas mis en évidence dans la consultation publique. En effet, nos trajectoires ont été élaborées avec des hypothèses d'inflation légèrement inférieures avec 1,3% par an. Si nous avions été informés par la CRE préalablement d'un scénario d'inflation à retenir pour l'élaboration de nos trajectoires tarifaires, nos trajectoires tarifaires auraient été supérieures. Cet écart lié au différentiel d'inflation constitue donc un arbitrage supplémentaire qui n'est pas affiché par l'auditeur.

Par ailleurs, le scénario FMI choisi n'est aucunement discuté et justifié par l'auditeur parmi la multiplicité des scénarios publiés par de nombreuses institutions financières.

² Cette question n'ayant par ailleurs aucun impact pour les opérateurs de réseaux électriques.

GRDF constate que le scénario d'inflation proposé par GRDF est en ligne avec les prévisions du gouvernement français pour l'élaboration du PLF 2020 et que les prévisions du FMI les plus récentes (octobre 2019) ont été revues à la baisse de 0,2 à 0,1% sur la période ATRD 6 (1,3% pour 2020 au lieu de 1,5% dans le scénario « CRE »).

Le choix du scénario FMI avec un niveau d'inflation supérieure et qui change chaque année ne conduit qu'à complexifier les analyses pour l'ensemble des parties prenantes sans leur apporter d'éclairage supplémentaire, et ce d'autant plus que les différentiels d'inflation entre les trajectoires prévisionnelles et les trajectoires réelles d'OPEX sont couverts via le CRCP.

Concernant les arbitrages d'efficience additionnelle, le cabinet POYRY propose un arbitrage basé sur le maintien de l'efficience de l'opérateur exprimée en k€/km et correspondant au niveau constaté en 2018 inflaté.

Outre le fait qu'aucune démonstration n'est faite de la pertinence de l'indicateur retenu, l'hypothèse d'une évolution strictement égale à l'inflation n'est aucunement justifiée par l'auditeur. Cela suppose notamment que tout effort supplémentaire de l'opérateur dans un domaine particulier, la R&D par exemple, devrait être compensé intégralement par une baisse de charge concomitante sur la main d'œuvre par exemple.

Si une certaine stabilité de ce type d'indicateur est bien entendu souhaitable dans l'intérêt des consommateurs, son application brutale et sans prise de recul par rapport aux sous-jacents métiers nous apparaît contraire aux principes même de la régulation et de la couverture des coûts d'un opérateur efficient.

Si l'atteinte de ce critère devait être érigé en principe, il aurait de notre point de vue un certain nombre d'inconvénients :

- Il encourage la médiocrité car plus un opérateur est performant, plus ses marges de manœuvre et l'évolution de sa productivité sont limitées.
- Il est contraire aux pratiques de benchmark constatées dans certains pays européens. Quand un opérateur fait référence, ses objectifs de productivité sont généralement moins élevés que ceux affectés aux opérateurs les moins efficaces qui sont priés de réduire l'écart de performance existant avec l'opérateur de référence.
- Il ne prend pas en compte les évolutions structurelles de l'activité.
- Il pourrait inciter GRDF à favoriser les extensions de réseaux (pour faire du km) au détriment des actions de densification, c'est-à-dire le raccordement de clients sur le réseau existant alors qu'il s'agirait manifestement d'une erreur en matière de stabilisation de la facture client.

Enfin, concernant la répartition des rôles entre l'auditeur et la CRE sur les arbitrages proposés, ce mode de fonctionnement pose question et génère également un biais méthodologique.

En effet, par construction l'auditeur laisse un certain nombre d'arbitrages à la discrétion du régulateur sans avoir d'information sur l'amplitude des ajustements envisagés par ce dernier. Or le mode de calcul même de l'efficience additionnelle qu'il propose repose sur le niveau global de CNE (hors énergie). Dès lors, l'arbitrage d'efficience additionnelle proposé par l'auditeur est potentiellement redondant avec les arbitrages additionnels proposés par la CRE.

Autrement dit, si l'auditeur prenait en compte les arbitrages proposés par la CRE, l'indicateur de CNE/km serait mécaniquement amélioré et l'arbitrage d'efficience additionnelle serait réduit d'autant, voire annulé.

De manière plus générale, GRDF questionne la démarche d'un arbitrage d'efficience globale. Tout d'abord la logique d'un audit poste à poste est bien de vérifier la sincérité des trajectoires des opérateurs et de proposer le cas échéant des efforts de productivité additionnelle. Si l'audit est bien fait et si les arbitrages de l'audit poste à poste sont correctement dimensionnés, il n'y a aucune logique à imposer aux opérateurs un arbitrage additionnel global.

Enfin, GRDF insiste une nouvelle fois sur le fait que **les ambitions du projet de PPE** (toujours en cours de concertation) sur le biométhane **doivent être considérées comme un objectif a minima** pour

répondre aux enjeux de transition énergétique. Il convient de laisser aux opérateurs de réseaux les moyens de dépasser ces niveaux si le développement de la filière le demande, dans la mesure où **le droit à l'injection n'autorise pas les opérateurs à refuser les raccordements** qui iraient au-delà du projet de PPE.

Les projections du Comité de Prospective de la CRE, les prévisions de l'ADEME et le stock de projets en cours plaident en effet pour une trajectoire de volumes plus élevée.

Concernant le niveau des arbitrages proposés, GRDF considère que :

- Le niveau maximal d'arbitrage (80 M€) sur le budget dédié à la stabilisation du portefeuille clients va conduire à une dérive importante du portefeuille et donc du tarif dès la fin de la période ATRD 6 et surtout sur la période ATRD 7.
- Les arbitrages sur les charges de personnel et la performance additionnelle sont également totalement excessifs. Ils représentent 97 M€ sur 274 M€ d'arbitrages totaux et mettent inutilement l'entreprise et ses salariés en très forte contrainte de performance dans un contexte où ceux-ci sont déjà mis tout particulièrement à contribution pour réussir les grands projets dans lesquels GRDF est engagé : développement du biométhane, déploiement Gazpar, projets informatiques, Changement de gaz...
- L'arbitrage substantiel en matière de R&D (32 M€, soit 1/3 du budget cumulé) est en contradiction, non seulement avec les enjeux et les ambitions affichés par la CRE en introduction de la consultation publique, mais également avec les attentes croissantes des parties prenantes, filière et territoires notamment. Une telle réduction des moyens alloués à ce domaine (bien qu'il s'agisse d'une enveloppe dédiée que l'opérateur ne peut utiliser pour d'autres objets) pénalisera l'émergence rapide de solutions pertinentes pour la sécurité ou le verdissement du gaz, alors même que les gains estimés sont de 4 fois supérieurs aux coûts engagés par GRDF.

Ainsi, GRDF s'étonne des arbitrages proposés sur le domaine de la sécurité aval compteur. La CRE ne retient pas le budget complémentaire de 3,1M€ / an demandé par GRDF pour accompagner la filière et les gestionnaires d'immeubles dans leurs actions relatives à l'évacuation des produits de combustion, et donc à la réduction du risque d'intoxication au monoxyde de carbone. De même, une partie de l'arbitrage du budget R&D (cf. infra) concerne la poursuite des études menées sur cette thématique. Si GRDF n'a plus les moyens d'accompagner la filière pour la R&D consacrée à la sécurité aval compteur, qu'il s'agisse d'installations intérieures individuelles ou collectives, aucune autre partie prenante ne sera en capacité de se substituer aux actions menées par GRDF, pourtant jugées fondamentales (engagements figurant dans le Contrat de Service Public) pour la sécurité des personnes et des biens, en particulier sur les territoires les plus touchés en termes de précarité énergétique.

Question 18 : Êtes-vous notamment favorable à la prise en compte de la réduction de 45 à 30 ans de la durée d'amortissement des branchements ?

GRDF réaffirme l'intérêt de prendre en compte une durée d'amortissement réduite à 30 ans pour les branchements et CI/CM postérieurs à 2005. Il s'agit d'une solution pragmatique en réponse au courrier du ministre relatif à la baisse des consommations et au risque de faire supporter aux consommateurs des coûts échoués.

L'objectif est de se rapprocher de la durée de vie des installations intérieures (environ 20 ans pour une chaudière), et ainsi éviter de faire supporter au tarif des coûts échoués à long terme dans l'hypothèse où les clients passeraient en masse à une autre source d'énergie au-delà de cette échéance.

Par cette mesure, dans un scénario de perte structurelle de clients gaz, la valeur de la BAR est réduite à long-terme, contribuant ainsi à la soutenabilité du tarif sur un nombre restreint de clients résiduels.

Question 19 : Que pensez-vous des trajectoires prévisionnelles de quantités de gaz distribuées et de consommateurs raccordés proposées par GRDF ?

Dans le cadre de ses dernières analyses prenant en compte la tendance sur le premier semestre 2019, GRDF note un nombre de clients et des consommations légèrement plus basses que modélisé dans la trajectoire transmise à la CRE pour le dossier tarifaire en début d'année (environ -10.000 clients et -1 TWh de consommations corrigées du climat prévues à fin 2019). Un recalage du point de départ servant aux hypothèses de la période tarifaire serait donc légitime à ce titre.

Par ailleurs, GRDF rappelle que les arbitrages proposés par la CRE sur le budget alloué aux actions de transition énergétique, à la conversion des installations fioul et de manière plus indirecte sur la R&D ne sont pas sans conséquence sur les trajectoires en termes de nombre de clients et donc de volumes consommés. Dans son dossier tarifaire, malgré un contexte réglementaire peu favorable, GRDF avait volontairement affiché une ambition élevée pour préservant la place du gaz dans le mix énergétique, prérequis indispensable par ailleurs pour assurer la soutenabilité du tarif à long terme. Cette trajectoire 2020-2024 ne sera pas bien évidemment pas tenable dans l'hypothèse d'un scénario de ressources réduites pour ces actions.

La connaissance des moyens alloués aux actions d'accompagnement de la filière est une variable d'entrée indispensable pour établir une nouvelle trajectoire réaliste : GRDF se tient à disposition des services de la CRE pour analyser les différents scénarios possibles et les impacts associés sur la trajectoire de clients et de consommations.

Question 20 : Êtes-vous favorable aux modalités d'évolution du terme Rf envisagées par la CRE ?

Indépendamment du niveau du terme Rf, GRDF est favorable à son indexation sur l'inflation.

Question 21 : Que pensez-vous des évolutions envisagées par la CRE pour établir la grille tarifaire des prochains tarifs ATRD ?

Tout d'abord GRDF est en accord avec la proposition de la CRE d'abaisser le seuil entre tarifs T1 et T2 à 4 MWh, plus représentatif de la segmentation en termes d'usages entre les clients ayant un usage chauffage et ceux utilisant le gaz uniquement pour l'eau chaude ou la cuisson. Après plusieurs reports de cette mesure, GRDF se félicite qu'elle puisse aboutir et travaillera à la mise à disposition de profils P011 et P012 ajusté à ce nouveau seuil comme demandé par de nombreux acteurs.

L'intégration dans la grille d'un terme de capacité minoré au-delà de 500 MWh/j paraît également une option intéressante pour limiter les arbitrages entre tarifs T4 et Tp, mais aussi réduire l'écart de traitement des plus gros consommateurs par rapport aux clients directement raccordés sur le réseau de transport.

S'agissant de la scission de l'option T2 et l'ajout d'un terme capacitaire pour l'option T3, GRDF partage également l'analyse de la CRE sur le besoin d'analyses complémentaires, ne permettant pas d'instruire ces propositions dans le cadre du tarif ATRD6. Il s'agira de réaliser ces études et en valider le principe pendant la première moitié de la future période tarifaire, pour laisser ensuite le temps de planifier une éventuelle mise en œuvre pour la période ATRD7. Ces évolutions seraient en effet potentiellement très impactantes sur le tarif de certains clients (justifiant une mise en œuvre lissée) et pourraient nécessiter des délais de mise en œuvre conséquents (évolutions SI en particulier).

Sur le dernier point, GRDF est réservé quant au choix de ne plus prendre en compte la CTA dans la continuité entre offres tarifaires, cela aura probablement pour effet de décaler légèrement le seuil médian séparant les tarifs en pratique par rapport au seuil théorique, puisque les fournisseurs continueront à optimiser en fonction de l'offre globale (incluant aussi les modalités de tarification transport et de la composante stockage).

Notamment, sur la question de l'optimum entre tarifs T3 et T4, GRDF conteste l'affirmation de la CRE selon laquelle la plupart des clients consommant 5 GWh/an seront incités à basculer en T4 dès lors que leur modulation est supérieure à 100 jours car ce calcul est réalisé sans CTA. Avec prise en compte de la CTA (et donc en termes de facture globale), un client ayant une modulation de 170 jours pour 5 GWh/an aura toujours intérêt à rester T3. De ce point de vue, l'utilisation d'une continuité à 100 jours

hors CTA pour la future grille 2022, au lieu de 178 jours calculés avec CTA dans la grille actuelle est pratiquement équivalente : cela ne conduira à aucune modification d'arbitrage tarifaire.

Concernant les orientations de la grille proposée par la CRE dans le cadre de la nouvelle structure tarifaire en 2022, GRDF émet plusieurs réserves :

- Le rééquilibrage des coûts entre tarifs T2 (en baisse) et T3 (en légère hausse) constitue un premier pas vers un rapprochement avec l'affectation théorique des coûts mais aurait pu être davantage poussé.
- La refonte de la grille s'accompagne d'une baisse générale sur les termes quantités, ce qui paraît contradictoire dans un contexte d'incitation à la baisse des consommations. Il aurait semblé plus opportun de donner un signal en faveur des actions de MDE en augmentant ce terme, quitte à compenser par une baisse (ou une moindre hausse) du terme abonnement (tarifs T2 et T3 en particulier).
- Comme expliqué ci-dessus, la nouvelle grille n'apporte aucun bénéfice sur l'arbitrage entre T3 et T4 pour les PCE dont la consommation est proche de 5 GWh/an. Pour ce faire, il aurait fallu que la continuité tarifaire hors CTA soit calculée avec une modulation significativement inférieure à 100 jours (et donc un optimum significativement inférieur à 178 jours avec CTA).
- Le niveau de part capacitaire réduit au-delà de 500 MWh/j n'est pas suffisant à lui seul pour supprimer les arbitrages possibles entre tarifs T4 et Tp. GRDF préconise une hausse concomitante du terme distance, incitant davantage les clients éloignés du réseau à opter pour l'option T4.

Entendant la complexité pour trouver une solution satisfaisant tous les critères et restant acceptable en termes d'impact pour le client, GRDF se tient à disposition des services de la CRE afin d'échanger autour de ces propositions, et voir dans quelle mesure certaines inflexions pourraient être prise en compte dans le projet de grille final.

Enfin, GRDF est en accord avec les échéances proposées par la CRE dans la consultation publique, même si les modalités de changement de grille en 2022 restent à préciser afin de garantir l'équilibre tarifaire global sur la période.

Question 22 : Êtes-vous favorable à l'abaissement des coefficients tarifaires de janvier et février de 8/12 à 4/12 en distribution ?

Avec le dispositif actuel autorisant la souscription de compléments mensuels jusqu'au dernier jour du mois en cours, GRDF constate que ceux-ci sont fréquemment utilisés pour couvrir la pointe en cas de pic de froid ou d'activité pour les clients industriels. Ainsi, le niveau de la CJA annuelle est inférieur à la pointe de consommation réelle pour 40% des clients qui optimisent leurs souscriptions. GRDF alerte la CRE sur le fait qu'une baisse du coût des compléments mensuels conduira ces clients à réduire encore davantage leur niveau de souscription annuelle, avec un impact global sur la somme des souscriptions annuelles qui pourrait atteindre plus de 5% d'après nos simulations.

Outre la baisse de recettes pour les distributeurs, pour laquelle se pose la question de la couverture au travers du tarif ATRD (ces recettes n'étant pas couvertes au CRCP), GRDF alerte sur le fait que cette baisse de souscriptions se reportera sur les clients profilés (par le mécanisme du terme de bouclage sur la pointe hivernale).

GRDF est en conséquence défavorable à cette modification des compléments mensuels de souscription.

Question 23 : Êtes-vous favorable au maintien du calcul actuel des pénalités de dépassement de capacité journalière sur le réseau de distribution ?

GRDF est favorable au maintien du calcul actuel des pénalités de dépassement de capacité journalière sur réseau de distribution.

Question 24 : Avez-vous toute autre proposition ou remarque sur le prochain tarif ATRD de GRDF ?

Enfin, concernant les trajectoires Biométhane, GRDF souligne que le plafond de 0,4% des recettes tarifaires annualisées - introduit par le décret pour limiter le volume des travaux de renforcement – présentera très rapidement des difficultés opérationnelles de mise en œuvre compte tenu de la dynamique actuelle de développement des projets d'injection. Il sera en effet difficile de s'engager auprès des porteurs de projet sur un coût et un calendrier de raccordement dès lors que, au moment du lancement des travaux de renforcement, 1 à 3 ans après l'engagement donné par GRDF aux futurs producteurs, le volume des investissements de renforcement déjà réalisés dépassera le plafond annuel.

Il est donc indispensable d'envisager un rehaussement rapide de ce plafond pour éviter tout risque de traitement discriminatoires des porteurs de projet que GRDF ne pourra défendre.