

## Délibération N°2024-17

# Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 25 janvier 2024 portant projet de décision sur le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF

### Participaient à la séance :

Emmanuelle WARGON, présidente, Anthony CELLIER, Ivan FAUCHEUX, Valérie PLAGNOL et Lova RINEL, commissaires.

Les dispositions des articles L. 452-2 et L. 452-3 du code de l'énergie donnent compétence à la Commission de régulation de l'énergie (CRE) pour fixer la méthodologie d'établissement des tarifs d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel. Selon les dispositions de l'article L. 452-3 du code de l'énergie, la CRE peut procéder « *aux 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* ».

Le tarif ATRD7, dont la présente délibération constitue un projet en vue de la saisine du Conseil supérieur de l'énergie (CSE), entrera en vigueur à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2024.

La CRE adopte la présente délibération après une large consultation des acteurs. La CRE a organisé entre février et septembre 2023 cinq ateliers de travail thématiques ouverts au public, puis une consultation publique sur le prochain tarif ATRD7<sup>1</sup> du 12 octobre 2023 au 20 novembre 2023. 106 réponses ont été reçues et les réponses non confidentielles sont publiées sur le site de la CRE. À la suite de cette consultation, la CRE a organisé trois tables rondes avec les fournisseurs et leurs associations, les associations de consommateurs, les autorités concédantes et collectivités locales portant sur les orientations de la CRE sur les tarifs de distribution, de transport et de stockage de gaz. Enfin, la CRE a auditionné GRDF à plusieurs reprises, ainsi que son actionnaire Engie.

Le présent projet de décision se fonde notamment sur les plans d'affaires transmis par GRDF ainsi que sur les échanges avec ce dernier, sur les analyses internes de la CRE, sur des rapports d'auditeurs externes<sup>2</sup> et sur les avis exprimés par les acteurs en réponse à la consultation publique, lors des tables rondes, des ateliers ou des auditions.

Enfin, la CRE a pris en compte dans son projet de décision, en application des dispositions de l'article L. 452-3 du code de l'énergie, les orientations de politique énergétique transmises par la ministre de la transition énergétique par courrier du 2 novembre 2023. Ces orientations sont publiées sur le site de la CRE en même temps que la présente délibération.

<sup>1</sup> Consultation publique n°2023-08 de la Commission de régulation de l'énergie du 12 octobre 2023 relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

<sup>2</sup> Un audit de la demande en termes de charges d'exploitation de GRDF pour la période 2024-2027 ainsi qu'un audit de la demande de taux de rémunération des actifs régulés de GRDF, tous deux publiés sur le site internet de la CRE.

## Principaux enjeux du tarif de distribution de gaz (tarif ATRD7)

En plus des objectifs de simplicité, de prévisibilité et de continuité poursuivis par la CRE de manière générale dans ses décisions tarifaires, le tarif ATRD7 répond aux enjeux court terme de la période tarifaire à venir (2024-2027), mais prépare également les réseaux de distribution de gaz aux enjeux de plus long terme du système gazier.

### Maîtrise des coûts de GRDF

La période tarifaire à venir sera marquée par la poursuite de la baisse tendancielle de la consommation de gaz naturel déjà observée depuis plusieurs années et constituant un objectif de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE). Cette baisse de la consommation s'est accélérée en 2022 sous l'effet des prix du gaz élevés, des efforts de sobriété des consommateurs de gaz et se conjugue avec une baisse du nombre de consommateurs. Cette baisse accélérée et non prévue entraîne, d'une part, un report sur le tarif ATRD7 des recettes manquantes du tarif ATRD6 pour les années 2022 et 2023, et d'autre part, une réduction mécanique de l'assiette sur laquelle GRDF collecte son revenu autorisé, et donc une hausse des termes tarifaires.

Au cours des périodes tarifaires suivantes, la baisse de la consommation de gaz devrait se poursuivre. L'étude sur l'avenir des infrastructures gazières aux horizons 2030 et 2050 publiée par la CRE le 4 avril 2023<sup>3</sup> montre que le dimensionnement des infrastructures nécessaires ne devrait en revanche que faiblement décroître, et que seules des parties limitées du réseau pourront être abandonnées. Des coûts fixes stables ou ne décroissant que légèrement seront donc supportés par une plus faible base d'utilisateurs qu'aujourd'hui, ce qui entraînera de nouvelles hausses des termes tarifaires. Le cadre de régulation tarifaire du tarif ATRD7 évolue pour garantir à long terme la soutenabilité économique du système gazier.

Dans ce contexte, la maîtrise des charges de GRDF est un enjeu essentiel, d'autant plus que le tarif de distribution de gaz représente une part importante de la facture des consommateurs de gaz raccordés au réseau de distribution. Les trajectoires de charges retenues par la CRE pour établir le tarif ATRD7 répondent à cet enjeu.

Enfin, les investissements de GRDF devront répondre aux objectifs prioritaires de sécurité, d'intégrité des réseaux et d'intégration du biométhane. Afin d'atteindre ces objectifs, le tarif ATRD7 prend en compte la remontée des taux observée récemment sur les marchés, afin de préserver la capacité de financement des opérateurs, et donne à GRDF les moyens nécessaires avec une augmentation significative des montants alloués à la maintenance du réseau par rapport au niveau de dépenses réalisé dans la dernière période tarifaire.

### Evolution du rôle du réseau de distribution de gaz

GRDF prévoit que le rôle du réseau devienne plus fréquemment assurantiel, avec le développement d'usages d'appoint ou de secours pour certains consommateurs. Ces utilisateurs conservent un usage coûteux pour le réseau, mais ne consomment que quelques jours dans l'année.

Le tarif ATRD7 introduit un terme tarifaire dépendant du débit normalisé des plus gros compteurs visant à tarifier au juste niveau ce type d'usage afin d'assurer une meilleure couverture des coûts qu'ils génèrent.

### Injection du biométhane et développement des gaz renouvelables et bas-carbone

La programmation pluriannuelle de l'énergie en vigueur prévoit à la fois une trajectoire de consommation de gaz en diminution et un fort développement du gaz d'origine renouvelable. La PPE a fixé un objectif de 14 à 22 TWh par an de biogaz injectés dans les réseaux d'ici 2028. Le développement constaté ces dernières années, avec 12 TWh d'injection de gaz renouvelable atteints fin 2023, est amené à se poursuivre et GRDF devra adapter son réseau en conséquence, ce qui nécessitera des investissements spécifiques.

Le tarif ATRD7 donne des moyens à GRDF pour contribuer à la transition énergétique, notamment en retenant une hausse des budgets de maintenance et des effectifs associés à l'accueil du biométhane dans les réseaux.

<sup>3</sup> CRE, « Avenir des infrastructures gazières aux horizons 2030 et 2050, dans un contexte d'atteinte de la neutralité carbone », 2023

## Un déploiement massif du compteur Gazpar achevé

La phase de déploiement massif par GRDF du compteur Gazpar est achevée, avec 11,1 millions de consommateurs équipés. Le budget et le calendrier de ce projet ont été respectés.

Le tarif ATRD7 prend en compte les gains de charges d'exploitation identifiés lors de la validation du projet.

## Cadre de régulation tarifaire

Le bilan des périodes tarifaires précédentes, le retour des ateliers et de la consultation publique ont montré que le cadre de régulation incitative fonctionne bien et ne requiert que les améliorations nécessaires pour prendre en compte les évolutions du système gazier. En conséquence, la CRE reconduit, pour le tarif ATRD7, les principaux mécanismes de régulation incitative en vigueur dans le tarif ATRD6, notamment la régulation incitative à la maîtrise des charges d'exploitation et des dépenses d'investissements, la régulation incitative de la qualité de service et de la recherche et développement, et la couverture *a posteriori* de certains écarts via le compte de régularisation des charges et des produits (CRCP).

La période tarifaire qui s'achève a notamment montré que le cadre tarifaire a protégé les gestionnaires de réseaux de la crise sanitaire et de la crise des prix de l'énergie tout en limitant sur la période ATRD6 l'impact sur les factures des clients. Toutefois, ce plafonnement des évolutions annuelles a conduit à reporter un déficit important de recettes tarifaires sur les charges à couvrir dans le tarif ATRD7.

Par ailleurs, le cadre de régulation doit s'adapter aux évolutions du contexte économique et aux enjeux prioritaires pour les consommateurs de gaz.

En conséquence, pour la période ATRD7, la CRE apporte plusieurs modifications au cadre de régulation tarifaire.

### **La CRE fait évoluer la méthode de calcul du coût moyen pondéré du capital (CMPC) pour prendre en compte la remontée des taux observée récemment**

La méthode de détermination par la CRE du coût moyen pondéré du capital est fondée sur un CMPC à structure normative assurant une rémunération appropriée des capitaux investis. Jusqu'à présent, elle s'appuyait sur la moyenne des taux observée sur les dix dernières années, reflétant la durée de vie longue des infrastructures de réseau de gaz. Cette méthode, qui a très peu évolué depuis trois périodes tarifaires, a permis de maintenir l'attractivité des infrastructures d'énergie en France, tout en prenant en compte la tendance d'évolution des taux, observée à la baisse depuis 10 ans.

Après cette longue période de baisse, les taux d'intérêt sont repartis rapidement à la hausse depuis environ un an. Face à cette situation nouvelle, la CRE fait évoluer la méthode de calcul du CMPC pour mieux prendre en compte la dynamique de court terme des taux d'intérêt.

Pour déterminer le CMPC applicable pendant le tarif ATRD7, la CRE retient :

- un taux déterminé selon la méthode utilisée pour le tarif ATRD6 et les tarifs précédents, fondée sur l'analyse de paramètres de long terme, qui s'établit à 3,6 % réel avant impôts (soit 4,8 % en nominal avant impôts, dont est retraitée l'inflation moyenne de 1,2 % constatée ces dix dernières années) ;
- un taux fondé sur la prise en compte de données économiques plus récentes qui s'établit à 5,4 % réel avant impôts (soit 7,5 % en nominal avant impôts, dont est retraitée l'inflation prévisionnelle moyenne de 2,0 %<sup>4</sup> sur la période tarifaire ATRD7).

Ces taux sont combinés dans un taux pondéré qui s'appliquera pendant la période ATRD7. Cette pondération repose sur une répartition normative de la part respective des anciens actifs et des nouveaux actifs dans la période tarifaire à venir pour un opérateur gazier, soit 80 % d'actifs historiques et 20 % de nouveaux actifs.

**Le CMPC pondéré s'établit dès lors à 4,0 % réel avant impôts, soit 5,3 % en nominal avant impôts dont est retraitée l'inflation.**

<sup>4</sup> Le retraitement de l'inflation s'obtient par la formule  $CMPC \text{ réel avant IS} = (1 + CMPC \text{ nominal avant IS}) / (1 + \text{inflation}) - 1$ .

Le CMPC réel retenu pour le tarif ATRD7 est en baisse de 0,1 point par rapport à celui du tarif ATRD6. Il prend en compte :

- à travers sa composante fondée sur des paramètres de long terme, les coûts de financement des actifs existants, avec des taux d'intérêt sur les marchés qui sont restés bas sur une longue période ;
- à travers sa composante fondée sur des données économiques récentes, la remontée des taux d'intérêt constatée depuis 2022 et ses conséquences sur les coûts de financement des nouveaux actifs ;
- une baisse du bêta des actifs de 0,48 à 0,45, pour refléter la résilience des activités régulées en comparaison des autres secteurs de l'économie durant les crises récentes (Covid 19, crise gazière). En outre, le cadre de régulation du tarif ATRD7 est plus protecteur pour GRDF que celui du tarif ATRD6. Cependant, les risques sur l'avenir des infrastructures gazières persistent, ce qui justifie de retenir un bêta plus élevé que celui des tarifs de réseaux d'électricité.

### **Le tarif ATRD7 prépare l'avenir en modifiant le cadre applicable aux nouveaux actifs**

Dans son étude sur l'avenir des infrastructures gazières, la CRE fait le constat que le réseau de distribution de gaz existant restera en majeure partie nécessaire à l'horizon 2050, même dans des scénarios de décroissance importante de la consommation. Ce constat amène à fixer un cadre tarifaire différent pour les nouveaux actifs afin d'accélérer leur amortissement.

En conséquence, pour les actifs qui entreront dans la base d'actifs régulés (BAR) à partir de 2024, la comptabilisation dans la BAR des nouveaux actifs se fera à la valeur comptable à laquelle s'appliquera le taux de CMPC nominal (i.e. contenant l'inflation) fixé par la CRE à 5,3 %, comme c'est le cas par exemple pour les actifs dans le cadre du tarif de transport d'électricité.

Le cadre de régulation des actifs entrés dans la BAR avant 2024 n'est pas modifié.

### **Le tarif ATRD7 introduit une incitation à la maîtrise et à la priorisation des investissements**

Par ailleurs, dans un contexte de décroissance de la consommation de gaz, le tarif ATRD7 prévoit une incitation pour GRDF à la maîtrise et à la priorisation de ses investissements, sous la forme d'une enveloppe d'investissements sur la période tarifaire au-delà de laquelle GRDF supporte un malus. Elle pourra être adaptée en cours de période pour tenir compte de la réalité de la dynamique des raccordements de sites de production de biométhane, et des éventuelles évolutions réglementaires.

### **Le mode d'évolution annuelle du tarif ATRD7 évolue**

Le coefficient k, qui permet de prendre en compte chaque année le niveau du CRCP constaté, sera désormais borné à + ou - 3 %, au lieu de + ou - 2 % précédemment. En outre, l'évolution annuelle du tarif intègrera la différence entre l'inflation réalisée de l'année précédente et l'inflation prévue.

Ces évolutions visent à assurer une meilleure adéquation entre les charges constatées et le niveau du tarif, notamment dans des périodes de volatilité des prix de l'énergie ou de l'inflation. La CRE considère que le tarif ATRD7 maintient une visibilité satisfaisante pour les utilisateurs des réseaux de distribution de gaz.

### **La régulation incitative de la qualité de service du tarif ATRD7 évolue pour s'adapter aux priorités des utilisateurs**

Les objectifs et les incitations évoluent afin de maintenir globalement le niveau de qualité de service satisfaisant que GRDF a atteint ces dernières années, tout en mettant fin à la dégradation de certains indicateurs sur la période ATRD6. Les incitations sur les délais d'intervention et le traitement des réclamations sont notamment renforcées.

Par ailleurs, le tarif ATRD7 introduit des nouveaux indicateurs et incitations liés à la qualité de service de GRDF auprès des producteurs de biométhane, notamment concernant le volume de production écartée.

## **Le tarif ATRD7 met fin à l'incitation sur le nombre de clients raccordés aux réseaux de distribution de gaz**

Le tarif ATRD7 prévoit la couverture au CRCP des recettes d'acheminement associées au nombre de consommateurs de gaz, qui faisait jusqu'alors l'objet d'une incitation financière pour GRDF. GRDF est ainsi protégé des effets d'érosion de son portefeuille de clients.

## **Niveau tarifaire**

### **Charges à couvrir**

Dans sa demande tarifaire pour la période 2024-2027, GRDF indique faire face à la hausse générale des coûts (inflation), notamment des prix de l'énergie, ainsi qu'à des obligations croissantes en matière de maintenance et de sécurité.

La prise en compte des éléments du dossier tarifaire adressé à la CRE par GRDF aurait conduit à une hausse très importante des charges à couvrir, qui correspondent à la somme des charges nettes d'exploitation et des charges de capital normatives. Celles-ci se seraient élevées à 3 939 M€/an sur la période ATRD7 (hors apurement du CRCP ATRD6), à comparer à 3 320 M€ en 2022, soit + 18 %.

Cette demande présentait ainsi une hausse des charges nettes d'exploitation supérieure à l'inflation, alors que la consommation de gaz et le nombre de clients raccordés sont orientés durablement à la baisse.

Au terme de ses analyses et des échanges complémentaires qu'elle a eus avec GRDF depuis la consultation publique du 12 octobre 2023, la CRE retient une hausse des charges à couvrir moins importante que celle demandée par GRDF. Elle prévoit notamment de limiter la hausse des charges nettes d'exploitation de GRDF, tout en lui laissant les marges de manœuvre financières nécessaires pour maintenir un niveau de sécurité élevé et contribuer activement à la transition énergétique. En ce qui concerne les charges de capital, la CRE ne modifie pas la trajectoire d'investissements présentée par GRDF mais ne retient pas le niveau de CMPC demandé par l'opérateur.

En conséquence, le niveau des charges à couvrir<sup>5</sup> prévisionnelles durant la période ATRD7 s'élève en moyenne à 3 656 M€ par an, à comparer au niveau des charges constaté en 2022 de 3 320 M€, soit une augmentation de 10 %.

### **Charges d'exploitation**

Au terme de ses analyses, la CRE retient pour GRDF une trajectoire de charges d'exploitation inférieure à la demande de l'opérateur mais lui permettant :

- de disposer des moyens nécessaires à la réalisation de l'ensemble de ses missions, et en particulier de garantir la sécurité industrielle de ses ouvrages, avec une augmentation significative des montants alloués à la maintenance du réseau de GRDF par rapport au niveau de dépenses réalisé dans la dernière période tarifaire ;
- de disposer des ressources nécessaires pour poursuivre l'intégration du biométhane dans son réseau, en cohérence avec les orientations de politique énergétique ;
- de maintenir à niveau ses systèmes d'information, notamment en ce qui concerne la cybersécurité et la chaîne de communication du comptage évolué ;
- de mener des travaux de R&D portant sur le renforcement de la sécurité, l'intégrité et la performance du réseau, l'intégration des gaz renouvelables et la préparation du réseau aux évolutions structurelles liées à la transition énergétique ;
- de mener à bien la réalisation du projet « Changement de gaz »<sup>6</sup>, qui connaît une phase de croissance avec l'avancement du projet et la conversion de grandes villes, dont Lille, sur la période ATRD7.

<sup>5</sup> Hors CRCP et effet de lissage.

<sup>6</sup> Le projet « Changement de gaz » correspond à la conversion d'une partie de la région Hauts-de-France alimentée en gaz B (bas pouvoir calorifique) pour les alimenter en gaz H (haut pouvoir calorifique).

La trajectoire de charges nettes d'exploitation de GRDF retenue par la CRE prend en compte la baisse d'un certain nombre de postes par rapport au niveau des dépenses de 2022 mises à jour de l'inflation. Ces baisses relèvent d'une part, d'effets conjoncturels favorables, comme la baisse de la fiscalité et des coûts échoués prévisionnels, et d'autre part, de demandes en baisse de GRDF sur l'immobilier et les systèmes d'information. En outre, la CRE a ajusté la demande de GRDF concernant les actions de communication relatives à la promotion du gaz.

A l'inverse, d'autres postes de dépenses sont retenus à la hausse, au-delà de l'inflation prévisionnelle, notamment les achats, les travaux et les charges de personnel.

Au global sur la période ATRD7, la trajectoire des charges nettes d'exploitation de GRDF s'élève à 1 714 M€ par an en moyenne, à comparer à un niveau constaté en 2022 de 1 574 M€, soit + 9 %. Ce niveau est légèrement inférieur aux dépenses constatées en 2022 mises à jour de l'inflation passée et prévisionnelle.

La trajectoire de charges nettes d'exploitation du tarif ATRD7 correspond à une enveloppe globale. GRDF est libre de répartir cette enveloppe entre les différentes natures de charges, en fonction de ses choix de gestion.

Le tarif ATRD7 prévoit par ailleurs une clause de rendez-vous permettant d'intégrer les charges éventuelles qui seraient liées à la mise en œuvre du Règlement européen visant à réduire les émissions de méthane une fois celui-ci adopté, ainsi qu'une clause de rendez-vous générale liée à des événements externes qui entraîneraient une augmentation des charges d'exploitation de plus de 1 %.

### **Charges de capital**

La CRE retient un CMPC de 4,0 % réel, avant impôts (soit 5,3 % nominal avant impôts), par rapport à un CMPC de 4,1 % en ATRD6.

La CRE n'a pas modifié la trajectoire d'investissements présentée par GRDF. Dans le contexte de la baisse structurelle de la consommation de gaz, GRDF devra maîtriser ses dépenses d'investissements.

Le niveau moyen des charges de capital à couvrir pour la période ATRD7 s'élève à 1 941 M€ par an.

Enfin, il est rappelé que les investissements « infrastructures » de GRDF sont couverts par le tarif en fonction des réalisations constatées à 100 % au moyen du compte de régularisation des charges et produits (CRCP) et que GRDF est protégé de l'évolution de l'inflation par le tarif.

### **Solde du CRCP en fin de période ATRD6**

Le revenu autorisé de GRDF intègre, en complément des charges à couvrir, l'apurement du solde de CRCP estimé en fin de période ATRD6. Le solde pris en compte dans le revenu autorisé s'élève à 905 M€, soit un apurement annuel de 243 M€ sur la période ATRD7.

Ce solde exceptionnellement élevé est dû aux phénomènes de grande ampleur survenus en fin de période tarifaire ATRD6 : recettes perçues par GRDF inférieures au revenu autorisé du fait de la forte baisse des consommations de gaz en 2022 et 2023 et hausse du coût de l'énergie achetée par GRDF pour couvrir les pertes. Parallèlement, le tarif ATRD6 a peu augmenté sur la période.

### **Consommations prévisionnelles**

Le nombre de consommateurs et la consommation de gaz sont restés stables sur la période 2020-2021. A partir de 2022, la consommation de gaz a très significativement baissé par rapport aux prévisions tarifaires, sous l'effet du contexte de prix de marché élevés et d'efforts de sobriété réalisés pendant l'hiver 2022-2023 (- 6,61 % par an sur la période 2022-2023). Le nombre de consommateurs a également baissé, dans une moindre mesure (- 0,69 % sur la période 2022-2023).

Sur la période 2024-2027, la CRE tient compte pour ses hypothèses des objectifs de décroissance tendancielle de la consommation de gaz et d'un contexte de prix de marché plus stables. Elle retient des hypothèses de consommations de gaz proches de la demande de GRDF, à - 2,02 % par an, et retient une hypothèse d'évolution du nombre de consommateurs de - 1,54 % par an en moyenne.

## Structure tarifaire

Le tarif ATRD7 introduit, à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2026, un nouveau terme tarifaire, le « terme de débit normalisé », fonction du débit du compteur et de la pression de livraison. Ce terme sera applicable aux consommateurs équipés des plus gros compteurs (soit environ 125 000 consommateurs concernés). Il vise à mieux refléter les coûts de dimensionnement de réseau, en particulier pour les clients de type appoint-secours, qui représentent des besoins de dimensionnement et de maintenance élevés pour le réseau alors qu'ils ne l'utilisent que ponctuellement. Compte tenu des évolutions prévisionnelles de la grille tarifaire, le niveau de ce terme sera au 1<sup>er</sup> juillet 2026 de 5,52 €/an/Nm<sup>3</sup>/h. Le délai de deux ans permettra à GRDF de mener une action de sensibilisation auprès des consommateurs concernés, qui pourront changer leur compteur si celui-ci n'est pas adapté, et aux acteurs d'adapter leurs systèmes d'information.

La CRE ne retient pas l'abaissement du seuil entre les options tarifaires T2 et T3 de 300 à 100 MWh/an demandé par GRDF, sur lequel elle était réservée dans sa consultation publique.

Le tarif ATRD7 prévoit également l'introduction, dès le 1<sup>er</sup> juillet 2024, d'un nouveau terme tarifaire de capacité applicable aux producteurs de gaz renouvelables et bas-carbone. Il s'ajoutera, pour l'ensemble des producteurs de gaz renouvelables et bas-carbone, au terme variable appliqué aux volumes injectés, et vise à mieux contribuer aux coûts liés à l'injection sur le réseau.

## Tarification de la relève résiduelle des compteurs

La CRE dresse un bilan positif du déploiement massif du compteur Gazpar, qui s'est achevé dans les délais prévus et avec un coût proche du budget initial. GRDF devra poursuivre sa mission de relève pour la facturation des consommateurs non encore équipés d'un compteur Gazpar qui ne transmettraient pas leurs index de consommation.

Le tarif ATRD7 introduit un terme de relève résiduelle, visant à couvrir les surcoûts engendrés par les consommateurs muets (ne communiquant pas leur index de consommation pendant plus de 12 mois à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2024) non équipés de compteur Gazpar. Ce terme tarifaire est fixé à 3,65 € HT par mois.

## Transparence

La CRE publie sur son site internet, en complément de la présente délibération :

- le courrier d'orientations de politique énergétique transmis par le ministre de la transition énergétique ;
- l'audit externe de la demande de charges d'exploitation de GRDF pour la période 2024-2027 ;
- l'audit externe de la demande de taux de rémunération des actifs régulés de GRDF ;
- les réponses non confidentielles à la consultation publique du 12 octobre 2023.

La présente délibération sera transmise pour avis au Conseil supérieur de l'énergie.

## Revenu autorisé et évolution des termes tarifaires

Le revenu autorisé de GRDF (qui correspond à la somme des charges à couvrir et de l'apurement du CRCP) s'établit à 3 899 M€ par an en moyenne sur la période 2024-2027.

Du fait de l'effet cumulé de l'augmentation du revenu autorisé et de la baisse des consommations, la hausse moyenne des différents termes tarifaires au 1<sup>er</sup> juillet 2024 s'établit à + 27,5 % par rapport au tarif en vigueur.

Cette forte hausse résulte des effets suivants :

- le report d'effets hérités de la période tarifaire ATRD6, à hauteur de + 20,0 % se répartissant entre :
  - o + 9,7 % dus au CRCP de fin du tarif ATRD6 fortement négatif, du fait principalement de recettes plus faibles que prévu, à hauteur de 905 M€<sup>7</sup> ;

<sup>7</sup> Apuré sur 3,5 ans (du 1<sup>er</sup> juillet 2024 au 31 décembre 2027).

- + 10,3 % dus au fait que le tarif ATRD6 a été maintenu quasiment stable pendant 4 ans, et restera stable jusqu'au 1<sup>er</sup> juillet 2024 : les termes tarifaires sont plus faibles qu'ils ne l'auraient été en l'absence d'un plafonnement de l'évolution annuelle, et doivent rattraper leur niveau théorique à l'entrée de la période tarifaire ATRD7 ;
- d'effets propres à la dynamique du tarif ATRD7 :
  - + 1,6 % liés à l'évolution des charges à couvrir pour la période ATRD7. La marche initiale sera suivie d'évolutions supplémentaires au cours de la période en fonction de l'inflation ;
  - + 5,9 % dus à la baisse des consommations et du nombre de consommateurs de gaz à l'entrée dans la période tarifaire ATRD7. Cette baisse des consommations et du nombre de clients de GRDF se poursuivra au cours du tarif avec un impact d'environ + 1,9 % par an.

Les termes tarifaires évolueront ensuite chaque année le 1<sup>er</sup> juillet selon l'addition des trois termes suivants :

- l'inflation hors tabac et l'écart d'inflation au titre de l'année précédente ;
- le terme correctif k, plafonné à +/- 3 % ;
- un coefficient fixé à + 1,91 %, qui correspond à la hausse tarifaire moyenne annuelle qu'entraîne la décroissance progressive prévisionnelle de la consommation de gaz et du nombre de clients entre 2024 et 2027.

## Chiffres clés

Chiffres clés 2024-2027 (en € courants)		
	ATRD7	2022 réalisé
Charges d'exploitation (M€/an)	1 714	1 574
Charges de capital (M€/an)	1 941	1 746
<b>Charges à couvrir (M€/an)</b>	<b>3 656</b>	<b>3 320</b>
CRCP (M€/an)	243	3
<b>Revenu autorisé (M€/an)</b>	<b>3 899</b>	<b>3 323</b>
CMPC (réel avant impôts)	4,0 %	4,1 %
<i>dont taux historique</i>	3,6 %	N/A
<i>dont taux court terme</i>	5,4 %	N/A
CMPC (nominal avant impôts)	5,3 %	5,5 %
<i>dont taux historique</i>	4,8 %	N/A
<i>dont taux court terme</i>	7,5 %	N/A
Investissements (M€/an)	1 091,8	1 116,8

	2024	2025	2026	2027
Hypothèses d'inflation <sup>8</sup>	2,5 %	2,0 %	2,0 %	1,8 %

La grille tarifaire applicable du 1<sup>er</sup> juillet 2024 au 30 juin 2025 est la suivante :

- Options tarifaires principales

Option tarifaire	Abonnement annuel y.c. Rf (en €)	Prix proportionnel (en €/MWh)	Terme de souscription annuelle de capacité journalière (en €/MWh/j)	
			Part de la souscription de capacité inférieure à 500 MWh/j	Part de la souscription de capacité supérieure à 500 MWh/j
T1	51,96	42,37		
T2	175,92	11,39		
T3	1 231,08	8,19		
T4	20 469,60	1,11	271,56	135,72

- Option « tarif de proximité » (TP)

Option tarifaire	Abonnement annuel y.c. Rf (en €)	Terme de souscription annuelle de capacité journalière (en €/MWh/j)	Terme annuel à la distance (en €/mètre)
TP	48 770,64	135,48	88,92

- Producteurs de biométhane

Niveau	Timbre variable du terme tarifaire d'injection (€/MWh injecté)	Timbre capacitaire du terme tarifaire d'injection (€/MWh/j/an installé)
Niveau 3	0,7	50
Niveau 2	0,4	
Niveau 1	0	

## SOMMAIRE

<b>1. Compétences de la CRE et processus d'élaboration tarifaire</b>	<b>17</b>
1.1 Compétences de la CRE.....	17
1.2 Processus d'élaboration tarifaire .....	17
1.1.1 Consultation des parties prenantes .....	17
1.1.2 Orientations de politique énergétique.....	18
1.1.3 Transparence.....	18
<b>2 Cadre de régulation tarifaire .....</b>	<b>19</b>
2.1 Bilan et enjeux du cadre de régulation .....	19
2.2 Grands principes du cadre tarifaire .....	19
2.2.1 Détermination du revenu autorisé.....	19
2.2.1.1 Charges nettes d'exploitation.....	20
2.2.1.2 Charges de capital normatives.....	20
2.2.2 Coût du capital et couverture des investissements .....	20
2.2.2.1 Limiter le risque d'une hausse trop importante du coût unitaire d'acheminement pour les utilisateurs futurs du réseau .....	20
2.2.2.2 Modalités de calcul de la base d'actifs régulés .....	21
2.2.2.3 Modalités de calcul du coût moyen pondéré du capital.....	23
2.2.2.4 Traitement des actifs sortis de l'inventaire .....	24
2.2.3 Compte de régulation des charges et produits.....	25
2.3 Calendrier tarifaire.....	26
2.3.1 Une période tarifaire de quatre ans.....	26
2.3.2 Clauses de rendez-vous .....	26
2.3.3 Modalités d'évolution annuelle du tarif.....	27
2.3.4 Calcul du solde de CRCP au 1 <sup>er</sup> janvier de l'année N .....	28
2.3.5 Calcul du coefficient k en vue de l'apurement du solde de CRCP .....	28
2.4 Régulation incitative à la maîtrise des coûts.....	29
2.4.1 Régulation incitative des charges d'exploitation.....	29
2.4.2 Couverture au CRCP de certains postes de charges et recettes .....	29
2.4.3 Régulation incitative des investissements .....	32
2.4.3.1 Coûts unitaires d'investissements dans les réseaux.....	32
2.4.3.2 Incitation à la maîtrise des coûts pour les investissements « hors réseaux »	34
2.4.3.3 Régulation incitative relative à la priorisation des investissements	35
2.5 Régulation incitative de la qualité de service.....	36
2.5.1 Rappel et bilan .....	37

2.5.2	Adaptation de la régulation incitative de GRDF .....	38
2.5.2.1	Indicateurs relatifs à l'activité d'acheminement de gaz de GRDF ..	39
2.5.2.2	Indicateurs relatifs à l'injection de gaz renouvelable et bas-carbone	41
2.5.2.3	Indicateurs relatifs à l'environnement .....	43
2.6	Régulation incitative de la R&D et de l'innovation .....	43
2.6.1	Régulation incitative de la R&D .....	43
2.6.2	Régulation incitative de l'innovation : favoriser l'innovation à l'externe...	44
2.7	Régulation incitative relative aux pertes et différences diverses	45
2.7.1	Description du dispositif .....	45
2.7.2	Taux de pertes théoriques retenus .....	47
2.8	Régulation incitative des charges relatives au projet « Changement de gaz » .....	47
2.8.1	Cadre de la régulation incitative des charges relatives au projet « Changement de gaz » pour la période ATRD6 .....	48
2.8.2	Adaptation du cadre pour la période ATRD7 .....	48

### 3 Niveau des charges à couvrir et trajectoire d'évolution du tarif d'utilisation du réseau de distribution de gaz naturel de GRDF50

3.1	Niveau des charges à couvrir .....	50
3.1.1	Demande tarifaire de GRDF et principaux enjeux de l'opérateur .....	50
3.1.2	Retour de la consultation publique .....	50
3.1.3	Charges nettes d'exploitation .....	51
3.1.3.1	Demande de GRDF .....	51
3.1.3.2	Approche d'analyse retenue .....	52
3.1.3.3	Synthèse des résultats de l'audit et ajustements complémentaires de la CRE sur certains postes .....	52
3.1.4	Calcul des charges de capital normatives .....	59
3.1.4.1	Coût moyen pondéré du capital .....	59
3.1.4.2	Investissements .....	61
3.1.4.3	Charges de capital normatives .....	63
3.1.5	CRCP au 31 décembre 2023 .....	64
3.2	Hypothèses de quantités de gaz distribuées et du nombre de consommateurs desservis .....	66
3.2.1	Evolutions observées sur la période couverte par le tarif ATRD6 .....	66
3.2.2	Demande de GRDF .....	66
3.2.3	Analyse de la CRE .....	67
3.3	Trajectoire d'évolution du revenu autorisé de GRDF .....	68
3.3.1	Revenu autorisé non lissé sur la période tarifaire ATRD7 .....	68

3.3.2 Revenu autorisé lissé sur la période tarifaire 2024-2027 .....	69
<b>4 Structure tarifaire .....</b>	<b>71</b>
4.1 Fonctionnement de la structure tarifaire du réseau de distribution	71
4.2 Evolution de la structure pour le tarif ATRD7 .....	73
4.2.1 Enjeux .....	73
4.2.2 Introduction d'un terme de débit normalisé .....	74
4.2.2.1 Développement des usages du gaz en appoint-secours .....	74
4.2.2.2 Principe du terme de débit normalisé .....	75
4.2.3 Evolution de la tarification applicable aux producteurs de gaz renouvelables et bas-carbone.....	77
4.2.3.1 Prévoir une tarification adaptée pour une catégorie d'utilisateurs du réseau en forte croissance .....	77
4.2.3.2 Evolutions du timbre d'injection pour la période ATRD7 .....	77
4.2.3.3 Modalités opérationnelles de facturation et de reversement du timbre d'injection.....	79
4.2.4 Calendrier et feuille de route.....	81
4.2.5 Traitement de la relève résiduelle.....	81
4.2.5.1 Contexte et rappel du dispositif envisagé dans la consultation publique	81
4.2.5.2 Retour des acteurs et analyse de la CRE .....	83
4.2.5.3 Dispositif retenu .....	84
<b>5 Tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF, applicable au 1<sup>er</sup> juillet 2024 .....</b>	<b>85</b>
5.1 Règles tarifaires.....	85
5.1.1 Définitions .....	85
5.1.2 Prestations couvertes par le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF .....	86
5.1.3 Structure et choix des options tarifaires .....	87
5.1.4 Mode de relève d'un point de livraison.....	88
5.1.5 Souscriptions mensuelles ou quotidiennes de capacité journalière .....	89
5.1.6 Modification du niveau de souscription annuelle pour un point de livraison	90
5.1.7 Pénalités pour dépassement de capacité journalière souscrite.....	90
5.1.8 Regroupement de points de livraison.....	90
5.1.9 Alimentation d'un point de livraison par plusieurs fournisseurs .....	90
5.2 Grille tarifaire d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF .....	91
5.2.1 Grille au 1 <sup>er</sup> juillet 2024 .....	91

5.2.2 Grilles tarifaires applicables à compter du 1 <sup>er</sup> juillet 2025 .....	92
5.2.2.1 Évolution de la grille applicable aux consommateurs hors terme R <sub>f</sub> 92	
5.2.2.2 Evolution du terme R <sub>f</sub> .....	94

## **Projet de décision de la CRE .....96**

## **Annexe 1 : Références pour la mise à jour annuelle du tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2025 .....97**

1. Valeurs de référence pour le calcul du revenu autorisé définitif	97
1.1 Postes de charges pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif	98
1.2 Postes de recettes pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif	101
1.3 Incitations financières au titre de la régulation incitative .....	102
2. Calcul et apurement du CRCP .....	105
3. Valeurs de référence pour les prévisions de recettes tarifaires	105

## **Annexe 2 : Régulation incitative de la qualité de service pour la période 2024-2027 ..... 109**

1. Indicateurs donnant lieu à une incitation financière.....	109
5.3 Nombre de rendez-vous planifiés non respectés par GRDF .....	109
5.4 Taux de mises en service (MES) réalisées dans les délais demandés	110
5.5 Taux de mises hors service (MHS) réalisées dans les délais demandés.....	111
5.6 Taux de raccordements réalisés dans les délais convenus .....	112
5.7 Taux de disponibilité du portail Fournisseur.....	112
5.8 Taux de réponses aux réclamations dans les 15 jours calendaires	113
5.9 Taux de réclamations multiples.....	114
5.10 Taux de publication par OMEGA pour les relèves JJ/JM.....	115
5.11 Taux de publication par OMEGA pour les relèves MM.....	115
5.12 Taux de publication par OMEGA pour les relèves 6M.....	116
5.13 Taux d'écart de périmètre contractuel des fournisseurs alternatifs	117
5.14 Taux de traitement des rejets du mois M en M+1 .....	117
5.15 Volume annuel des comptes d'écart distribution (CED).....	118

<b>5.16 Amplitude des comptes d'écart distribution (CED) par fréquence de relève et par fournisseurs .....</b>	<b>119</b>
<b>5.17 Délai de réponse aux études détaillées pour les porteurs de projet gaz renouvelables et bas-carbone.....</b>	<b>119</b>
<b>5.18 Nombre de réclamations consécutives au raccordement d'une installation de gaz renouvelable et bas-carbone.....</b>	<b>120</b>
<b>5.19 Autres indicateurs de suivi de la qualité de service de GRDF ..</b>	<b>121</b>
<b>5.20 Indicateurs relatifs à l'environnement.....</b>	<b>121</b>
<b>5.21 Indicateurs relatifs aux devis et interventions .....</b>	<b>122</b>
<b>5.22 Indicateurs relatifs à la relation avec les consommateurs .....</b>	<b>123</b>
<b>5.23 Indicateurs relatifs à la relation avec les fournisseurs .....</b>	<b>124</b>
<b>5.24 Indicateurs relatifs aux données échangées avec les gestionnaires de réseaux de transport (GRT) .....</b>	<b>125</b>
<b>5.25 Indicateurs relatifs aux rectifications d'index .....</b>	<b>127</b>
<b>5.26 Indicateurs relatifs à l'injection de gaz renouvelables et bas-carbone</b>	<b>128</b>
<b>5.27 Indicateur relatif au projet « Changement de gaz ».....</b>	<b>129</b>

### **Annexe 3 : Régulation incitative du projet de comptage évolué Gazpar pour la période 2024-2027 .....**

<b>1. Indicateurs donnant lieu à une incitation financière.....</b>	<b>130</b>
1.1 Taux de publication des index aux fournisseurs sur le périmètre des compteurs communicants.....	130
1.2 Taux d'index cycliques mesurés sur le périmètre des compteurs communicants.....	131
1.3 Taux d'index mesurés sur demandes contractuelles sur le périmètre des compteurs communicants.....	132
1.4 Taux d'index cycliques calculés 3 fois et plus sur le périmètre des compteurs communicants.....	133
1.5 Taux de disponibilité du portail consommateur.....	133
1.6 Taux de publication des données journalières de consommation.....	134
<b>2. Autres indicateurs de suivi de la performance du système de comptage évolué de GRDF .....</b>	<b>135</b>
2.1 Indicateurs relatifs à la relation avec les utilisateurs .....	135
2.2 Indicateurs relatifs à la mise à disposition des données .....	137

### **Annexe 4 : Bilan de la phase de déploiement massif des compteurs Gazpar .....**

<b>1. Un projet qui a atteint ses objectifs de coûts et de déploiement</b>	<b>139</b>
1.1 Un calendrier respecté .....	139
1.2 Des coûts maîtrisés .....	141
<b>2. Les gains liés aux fonctionnalités de Gazpar</b>	<b>143</b>
2.1 Des gains pour GRDF qui se répercutent dans les tarifs de réseaux .....	143
2.2 Des gains supplémentaires pour la collectivité .....	144

## 1. Compétences de la CRE et processus d'élaboration tarifaire

### 1.1 Compétences de la CRE

Les dispositions de l'article L. 134-2, 4° du code de l'énergie donnent compétence à la CRE pour préciser « les conditions d'utilisation des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel [...] y compris la méthodologie d'établissement des tarifs d'utilisation de ces réseaux [...] et les évolutions tarifaires ».

Les dispositions des articles L. 452-1-1 à L. 452-3 du code de l'énergie encadrent les compétences tarifaires de la CRE.

En particulier, les dispositions de l'article L. 452-1-1 prévoient notamment que ces tarifs « 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. Ces coûts tiennent compte des caractéristiques du service rendu et des coûts liés à ce service, y compris des obligations fixées par la loi et les règlements ainsi que des coûts résultant de l'exécution des missions de service public et des contrats mentionnés au I de l'article L. 121-46 ».

Les dispositions de l'article L. 452-2 prévoient que la CRE fixe les méthodes utilisées pour établir les tarifs d'utilisation des réseaux de gaz naturel.

Par ailleurs, l'article L. 452-3 du code de l'énergie dispose que la CRE délibère sur les évolutions tarifaires « avec, le cas échéant, les modifications de niveau et de structure des tarifs qu'elle estime justifiées au vu notamment de l'analyse de la comptabilité des opérateurs et de l'évolution prévisible des charges de fonctionnement et d'investissement ». La délibération de la CRE peut 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 ».

Par la présente délibération, la CRE définit la méthodologie d'établissement du tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF, et fixe le tarif dit « ATRD7 ».

### 1.2 Processus d'élaboration tarifaire

#### 1.2.1 Consultation des parties prenantes

Compte tenu du besoin de visibilité des parties intéressées et de la complexité des sujets, la CRE a organisé entre février et septembre 2023 cinq ateliers thématiques ouverts au public :

- le premier, en date du 22 février 2023, portait sur la structure tarifaire des tarifs de distribution de gaz. Cet atelier a notamment permis de présenter les évolutions envisagées par la CRE concernant l'introduction d'un terme tarifaire facturé en fonction du débit des compteurs des utilisateurs visant à prendre en compte le développement des usages appoint-secours en distribution. Cet atelier a regroupé 75 participants ;
- le deuxième, en date du 4 mai 2023, portait sur la structure tarifaire des tarifs de transport de gaz. Cet atelier a notamment permis de présenter les évolutions envisagées par la CRE concernant la structure du tarif du réseau de grand transport, en particulier les tarifs applicables aux interconnexions. Cet atelier a regroupé 70 participants ;
- le troisième, en date du 10 mai 2023, portait sur les gaz verts. Cet atelier a notamment permis de présenter les évolutions envisagées par la CRE concernant la tarification applicable à l'injection des gaz renouvelables et bas-carbone dans les réseaux. Cet atelier a regroupé 85 participants ;
- le quatrième, en date du 20 juin 2023, portait sur l'avenir des infrastructures de gaz françaises et les adaptations possibles du cadre de régulation tarifaire pour prendre en compte la décroissance des consommations de gaz naturel. Cet atelier a notamment permis de présenter les évolutions envisagées par la CRE concernant la chronique d'amortissement de la Base d'Actifs Régulés (BAR), la prise en compte de l'inflation dans la base d'actifs régulés et les incitations possibles à la maîtrise des investissements. Cet atelier a regroupé 86 participants ;

- enfin, le cinquième atelier, en date du 13 septembre 2023, était consacré à la qualité de service de GRDF et a permis de présenter les évolutions envisagées par la CRE sur différents indicateurs de qualité de service, parmi lesquels les délais de mise en service, la qualité du comptage ou encore les délais de traitement des réclamations. Cet atelier a regroupé 61 participants.

A l'issue de ces ateliers, la CRE a organisé une consultation publique publiée en français qui s'est déroulée du 12 octobre 2023 au 20 novembre 2023, et a recueilli 106 réponses.

Les réponses non confidentielles à cette consultation sont publiées sur le site de la CRE.

A la suite de cette consultation publique, la CRE a organisé trois tables rondes avec respectivement, des fournisseurs, des associations de consommateurs et des autorités concédantes et collectivités locales afin de recueillir leurs remarques sur les orientations présentées dans les consultations publiques des tarifs de distribution, de transport et de stockage et sur l'impact de ces orientations sur les utilisateurs.

Enfin, la CRE a auditionné GRDF à plusieurs reprises, ainsi que son actionnaire.

## 1.2.2 Orientations de politique énergétique

En application des dispositions de l'article L. 452-3 du code de l'énergie, la CRE a pris en compte les orientations de politique énergétique transmises par la ministre de la transition énergétique par courrier du 2 novembre 2023. Ces orientations portent notamment sur :

- la nécessaire maîtrise des coûts dans un contexte de baisse de la consommation de gaz en renforçant la sélectivité des investissements futurs qui devront porter en priorité sur la sécurité et l'intégration des gaz renouvelables et bas-carbone ;
- la structure des tarifs d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel, afin de prendre en compte l'accélération de la baisse de la consommation de gaz méthane, ou de réduction du nombre de consommateurs raccordés ;
- la limitation des communications de GRDF qui iraient à l'encontre de la nécessaire réduction de la consommation de gaz méthane ;
- l'intégration des gaz renouvelables et bas-carbone, notamment pour le raccordement et renforcement du biométhane, et l'injection de résidus d'hydrogène dans les réseaux.

La CRE n'a pas reçu d'orientations de politique énergétique de la part du ministre chargé de l'économie.

Pour répondre à ces enjeux, le tarif ATRD7 prévoit notamment des évolutions de la structure tarifaire, des évolutions de la régulation incitative des investissements, ainsi que des ressources pour l'intégration de gaz renouvelables et bas-carbone dans les réseaux. La CRE ajuste également le budget de communication de GRDF en ce qui concerne la promotion de la consommation et de la production de gaz. Elle introduit également pour la période ATRD7 une évolution du cadre tarifaire, pour maîtriser l'évolution des coûts unitaires sur le long terme en ne réévaluant pas à l'inflation les nouveaux actifs mis en service, qui se voient appliquer un coût moyen pondéré du capital (CMPC) nominal.

## 1.2.3 Transparence

La CRE est attachée à assurer la transparence des travaux d'élaboration des tarifs de réseau pour toutes les parties intéressées.

Dans cette démarche, la CRE a publié sur son site internet l'ensemble des études externes sur lesquelles elle s'est appuyée. Ces études portent sur les sujets suivants :

- un audit de la demande de GRDF relative à ses charges d'exploitation pour la période 2024-2027 ;
- un audit de la demande de GRDF sur le taux de rémunération de ses actifs régulés.

## 2 Cadre de régulation tarifaire

### 2.1 Bilan et enjeux du cadre de régulation

Stable dans ses grands principes depuis plus de 10 ans, le cadre tarifaire des réseaux et infrastructures de gaz et d'électricité poursuit trois objectifs principaux :

- inciter les gestionnaires d'infrastructures à maîtriser leurs coûts pour limiter l'impact des tarifs d'infrastructures sur le consommateur final ;
- permettre aux opérateurs de financer les investissements nécessaires dans les infrastructures ;
- viser un haut niveau de qualité de service, de sécurité et de continuité d'acheminement.

Pour cela, il s'appuie sur des mécanismes financiers visant à inciter les gestionnaires de réseaux et les opérateurs d'infrastructures à rechercher l'efficacité dans la durée. Ainsi, une période tarifaire de quatre ans et le principe d'incitations financières pluriannuelles sur les coûts et la qualité de service ont été introduits. Le cadre de régulation laisse une large liberté dans la gestion de chacun des gestionnaires de réseaux et opérateurs d'infrastructures, permettant à chacun de rechercher les améliorations de performance les plus pertinentes.

La CRE dresse un bilan positif de ce cadre, qui a permis de maîtriser les coûts dans la durée tout en améliorant la qualité de service. Ce cadre s'est par ailleurs montré très résilient face aux deux crises majeures traversées ces dernières années, crise sanitaire<sup>9</sup> et crise des prix de l'énergie, en donnant les moyens aux opérateurs d'assurer une continuité de l'activité dans de bonnes conditions.

La plupart des répondants à la consultation publique partagent les conclusions de la CRE sur le bilan positif du cadre de régulation pour la période ATRD6, qui a permis de maîtriser efficacement les coûts au bénéfice du client final, de réaliser les investissements nécessaires et d'exploiter dans de bonnes conditions les infrastructures gazières dans un contexte inédit de crise d'approvisionnement. Les gestionnaires de réseaux ont demandé à être davantage protégés des évolutions des conditions économiques au vu des événements récents (notamment en ce qui concerne les prix de l'énergie).

Compte tenu de ce bilan (voir bilan détaillé publié en annexe 1 de la consultation publique), la CRE décide de reconduire pour le tarif ATRD7 l'essentiel du cadre de régulation prévu par le tarif ATRD6, en faisant néanmoins évoluer quelques mécanismes.

### 2.2 Grands principes du cadre tarifaire

L'élaboration du tarif ATRD7 repose sur la définition, pour la période tarifaire à venir, d'une trajectoire de revenu autorisé pour GRDF et d'une trajectoire prévisionnelle du nombre de consommateurs et des quantités de gaz distribuées.

Le tarif ATRD7 fixe également un cadre de régulation qui vise, d'une part, à limiter le risque financier de GRDF et/ou des utilisateurs pour certains postes de charges ou de produits prédéfinis, à travers un compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) et, d'autre part, à encourager GRDF à améliorer ses performances grâce à des mécanismes incitatifs.

La prise en compte de l'ensemble de ces éléments permet d'établir le tarif applicable au 1<sup>er</sup> juillet 2024 ainsi que ses modalités d'évolution annuelle.

#### 2.2.1 Détermination du revenu autorisé

Dans la présente délibération, sur la base du dossier tarifaire transmis par GRDF et de ses propres analyses, la CRE fixe le revenu autorisé prévisionnel de GRDF sur la période 2024-2027. Le revenu autorisé couvre les coûts de GRDF sur une base calendaire dans la mesure où ceux-ci correspondent à ceux d'un opérateur efficace.

---

<sup>9</sup> Délibération n°2021-105 de la Commission de régulation de l'énergie du 25 mars 2021 portant communication sur les effets pour l'année 2020 de la crise COVID-19 pour les opérateurs de réseaux

Ce revenu autorisé prévisionnel se compose des charges nettes d'exploitation (CNE) prévisionnelles, des charges de capital normatives (CCN) prévisionnelles, de l'apurement du solde du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) et du terme de lissage (LIS) :

$$RA = CNE + CCN + CRCP + LIS$$

Avec :

- RA : revenu autorisé prévisionnel sur la période ;
- CNE : charges nettes d'exploitation prévisionnelles sur la période ;
- CCN : charges de capital normatives prévisionnelles sur la période ;
- CRCP : apurement du solde du CRCP.
- LIS : terme de lissage résultant des modalités d'évolution tarifaire définies dans la partie 3.3.2).

Le cadre tarifaire permet de garantir la perception du revenu autorisé.

### 2.2.1.1 Charges nettes d'exploitation

Les charges nettes d'exploitation se définissent comme les charges brutes d'exploitation desquelles sont déduits les produits d'exploitation (la production immobilisée et les recettes extratarifaires notamment).

Les charges brutes d'exploitation se composent principalement des charges d'énergie pour les pertes et différences diverses, des consommations externes, des charges de personnel, des charges de statut et œuvres sociales et des impôts et taxes.

Le niveau des charges nettes d'exploitation retenu est déterminé à partir de l'ensemble des coûts nécessaires à l'activité de GRDF dans la mesure où, en application de l'article L. 452-1 du code de l'énergie, ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace.

### 2.2.1.2 Charges de capital normatives

Les charges de capital normatives prévisionnelles comprennent la rémunération et l'amortissement de la base d'actifs régulés. La BAR est déterminée sur la base de la valeur nette réévaluée des actifs immobilisés, déduction faite des subventions et participations reçues de tiers.

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

$$CCN = \text{Amortissement annuel de la BAR} + \text{BAR} \times \text{CMPC}$$

## 2.2.2 Coût du capital et couverture des investissements

### 2.2.2.1 Limiter le risque d'une hausse trop importante du coût unitaire d'acheminement pour les utilisateurs futurs du réseau

Dans son étude sur l'avenir des infrastructures gazières<sup>10</sup>, la CRE montre que malgré la baisse de la consommation, le dimensionnement des infrastructures gazières françaises ne devrait pas évoluer de manière significative d'ici 2050 :

- les réseaux de transport de gaz comme de distribution resteront en grande partie nécessaires. Des actifs seront néanmoins libérables, dans des proportions qui resteront limitées ;

<sup>10</sup> CRE, « Avenir des infrastructures gazières aux horizons 2030 et 2050, dans un contexte d'atteinte de la neutralité carbone », 2023

- une part significative des capacités de stockage sera encore nécessaire pour répondre au besoin de modulation saisonnière de la consommation ;
- le réseau de distribution de gaz a été largement renouvelé ces dernières années. Dans l'ensemble des scénarios, il restera, dans une vision nationale, nécessaire et essentiellement dimensionné pour la production de gaz vert. Localement néanmoins, en fonction des configurations, certains actifs pourraient être abandonnés, dans une proportion qui devrait rester très limitée.

Les réseaux pourraient par ailleurs continuer à se développer pour accompagner le développement des gaz verts, et devront s'adapter à l'apparition d'un usage secours. Ainsi, les charges des opérateurs gaziers ne devraient pas diminuer dans les mêmes proportions ni à la même vitesse que la consommation de gaz à l'horizon 2050, entraînant ainsi une hausse du coût unitaire d'acheminement (effet « ciseau »).

Le levier identifié pour limiter l'effet « ciseau » est d'adapter la répartition des charges de capital dans le temps, avec l'objectif de les augmenter à plus court terme afin de les réduire à plus long terme, en cohérence avec l'évolution anticipée de la consommation de gaz. Cela permet d'éviter de faire porter au consommateur de demain les charges d'aujourd'hui.

Dans la consultation publique, la CRE a présenté trois pistes permettant cette réallocation de charges de capital dans le temps :

- mettre fin à l'indexation à l'inflation de la BAR en passant à une rémunération de la BAR à un CMPC nominal et non plus réel ;
- adapter le rythme des amortissements (passage à des amortissements dégressifs, plus élevés au début et amoindris ensuite), pour que les charges d'amortissement soient plus cohérentes avec la décroissance de la consommation de gaz ;
- réduire la durée d'amortissement de certains actifs, dans les cas où cela est pertinent avec leur durée d'utilisation réelle attendue.

Même si le risque de ciseau tarifaire est bien identifié, la plupart des répondants ne partageaient pas ou pas complètement les orientations proposées par la CRE. De nombreux répondants craignaient une mise en œuvre trop brutale à un moment où le tarif est déjà en forte hausse. D'autres considéraient cette évolution impossible à déployer dans des délais si courts et s'inquiétaient de leur neutralité économique. Enfin, une mise en œuvre progressive a été évoquée par divers répondants.

La CRE prend acte de l'opposition à une mise en œuvre trop rapide de ces mesures. La CRE considère notamment que le niveau de hausse tarifaire est déjà particulièrement important et ne permet pas d'envisager des mesures d'envergure qui toucheraient l'ensemble des actifs.

Concernant la piste d'une réduction de la durée d'amortissement de certains actifs, comme la CRE l'a indiqué dans sa consultation publique, elle considère que les situations pertinentes d'application de cette solution ont déjà fait l'objet des adaptations nécessaires, en particulier concernant les branchements et conduites d'immeubles dans le tarif ATRD6 de GRDF, et que la plupart des autres investissements dans les canalisations sont liés à l'exutoire direct du biométhane et devraient donc perdurer davantage. La majorité des acteurs partage cette analyse.

En conséquence, la CRE décide de retenir de manière partielle une des mesures présentées en les appliquant seulement aux nouveaux actifs qui entreront dans la BAR à partir du 1<sup>er</sup> juillet 2024 : les nouveaux actifs ne seront plus réévalués à l'inflation et se verront, en contrepartie, appliquer un CMPC nominal (c'est-à-dire incluant l'inflation).

Cette mesure a un effet inférieur à 1 % sur la hausse tarifaire.

### 2.2.2.2 Modalités de calcul de la base d'actifs régulés

La base d'actifs régulés représente la somme des actifs corporels et incorporels immobilisés à l'actif de l'opérateur (évaluée au 1<sup>er</sup> janvier de chaque année) :

- la BAR augmente lorsqu'un actif est mis en service ;
- la BAR diminue avec l'amortissement des actifs, ou si un actif est mis au rebut ou cédé.

### **Valeur d'entrée dans la BAR et réévaluation**

#### **Pour les actifs « dits historiques » entrés dans la BAR jusqu'au 1<sup>er</sup> juillet 2023 inclus**

La CRE reconduit pour le tarif ATRD7 les modalités de calcul de la BAR en vigueur pour le tarif ATRD6. Le traitement des actifs pour la définition de la BAR prévisionnelle est différent selon qu'ils ont été mis en service avant le 1<sup>er</sup> janvier 2003 ou à partir de cette date.

La date conventionnelle d'entrée des actifs dans l'inventaire est fixée au 1<sup>er</sup> juillet de chaque année et la date de sortie des actifs au 30 juin.

#### **Valeur initiale de la BAR au 31 décembre 2002 (actifs entrés en service avant le 1<sup>er</sup> janvier 2003) :**

Les actifs mis en service avant le 31 décembre 2002 sont valorisés à travers l'indexation des coûts historiques sur l'inflation, selon la méthode suivante :

- les valeurs brutes historiques des actifs sont retraitées des écarts de réévaluation autorisés en 1976, des subventions reçues au titre de la réalisation de ces investissements, et des participations reçues des bénéficiaires de ces investissements ;
- ces valeurs brutes retraitées sont réévaluées au 31 décembre 2002 par application de l'indice des prix « PIB marchand ».

#### **Pour les actifs entrés dans la BAR entre le 1<sup>er</sup> janvier 2003 et le 1<sup>er</sup> juillet 2023 inclus :**

Les actifs entrés dans la BAR entre le 1<sup>er</sup> janvier 2003 et le 1<sup>er</sup> juillet 2023 inclus sont intégrés dans la BAR à leur valeur brute.

Une fois intégrés dans la BAR, les actifs entrés dans la BAR jusqu'au 1<sup>er</sup> juillet 2023 inclus sont réévalués au 1<sup>er</sup> janvier de chaque année de l'inflation en glissement de juillet à juillet. Pour cette raison, la CRE utilise un CMPC réel n'incluant pas l'inflation. L'indice de réévaluation utilisé est l'indice 1763852 des prix à la consommation hors tabac, pour l'ensemble des ménages résidant en France.

#### **Pour les actifs dits « nouveaux actifs » entrés dans la BAR à partir du 1<sup>er</sup> juillet 2024 inclus**

La valeur de la BAR est calculée à partir de la valeur nette comptable des actifs en service. La date conventionnelle d'entrée des actifs dans l'inventaire est fixée au 1<sup>er</sup> juillet de chaque année de leur mise en service et la date de sortie des actifs au 30 juin. La CRE applique un CMPC nominal pour les actifs entrant dans la BAR à partir du 1<sup>er</sup> juillet 2024.

Pour tous les actifs, indépendamment de la date d'entrée en service, les montants financés par les tiers sont traités de la même façon qu'en comptabilité :

- lorsque les participations de tiers sont comptabilisées au passif par l'opérateur, en contrepartie de la valeur des ouvrages enregistrée à l'actif, elles viennent en diminution des valeurs d'actifs intégrées dans la BAR ;
- lorsque les participations de tiers sont comptabilisées par l'opérateur en produits d'exploitation, les actifs sont intégrés dans la BAR à leur valeur totale et le montant des participations de tiers vient en diminution des charges d'exploitation à couvrir par le tarif.

### **Amortissement des actifs**

Les actifs sont amortis linéairement sur la base de leur durée de vie économique (la méthode d'amortissement linéaire est détaillée dans la partie 3.6.5). Les terrains sont pris en compte à leur valeur historique réévaluée non amortie.

Les durées de vie retenues par la CRE pour les principales catégories d'actifs sont les suivantes :

Catégorie d'actif	Durée de vie normative
Canalisations et branchements	Entre 30 <sup>11</sup> et 45 ans
Postes de livraison, détente et comptage	40 ans
Compression	20 ans
Autres installations annexes	10 ans
Constructions	30 ans

### **Actifs sortis de l'inventaire**

Les actifs mis au rebut ou cédés avant la fin de leur durée de vie économique sortent de la BAR et ne donnent lieu ni à amortissement, ni à rémunération. Le traitement tarifaire des actifs sortis de l'inventaire est détaillé en partie 3.2.2.2.3.

### **2.2.2.3 Modalités de calcul du coût moyen pondéré du capital**

La méthode retenue pour fixer le taux de rémunération des actifs est fondée sur le CMPC à structure financière normative. En effet, le niveau de rémunération de GRDF doit, d'une part, lui permettre de financer les charges d'intérêts sur sa dette et, d'autre part, apporter à ses actionnaires une rentabilité des fonds propres comparable à celle qu'ils pourraient obtenir pour des investissements comportant des niveaux de risque comparables. Ce coût des fonds propres est estimé sur la base de la méthodologie dite du « modèle d'évaluation des actifs financiers » (MEDAF).

Dans sa consultation publique, la CRE a proposé de faire évoluer la méthode de calcul du CMPC pour prendre en compte la forte remontée des taux observée récemment.

Pour déterminer le CMPC applicable pendant le tarif ATRD7, la CRE a proposé de retenir :

- un taux déterminé selon la méthode utilisée pour le tarif ATRD6 et les tarifs précédents, fondée sur l'analyse de paramètres constatés de long terme (par ex : moyenne 10 ans des taux sans risques) ;
- un taux fondé sur la prise en compte de données économiques plus récentes.

La CRE a précisé dans sa consultation publique que ces taux pourraient être appliqués respectivement aux anciens et nouveaux actifs ou combinés dans un taux pondéré.

Sur la détermination du niveau du CMPC, les gestionnaires de réseaux et leurs actionnaires sont globalement favorables à une évolution de la méthode de détermination du CMPC afin de prendre davantage en compte la hausse récente des taux d'intérêt, tandis que les fournisseurs et associations de consommateurs y sont défavorables, argumentant que la stabilité de la méthode devrait prévaloir.

Par ailleurs, la plupart des répondants sont défavorables à la mise en place d'un double taux et soutiennent un taux pondéré.

A la suite de la consultation publique et eut égard à ce qui précède, la CRE décide pour la période tarifaire ATRD7 de faire évoluer la méthode de calcul du coût moyen pondéré du capital en pondérant deux taux, l'un fondé sur une analyse de paramètres de long terme (comme dans le tarif ATRD6) et l'autre tenant compte de données économiques plus récentes.

Cette pondération repose sur une répartition normative de la part respective des anciens actifs et des nouveaux actifs dans la période tarifaire à venir pour un opérateur gazier.

<sup>11</sup> Pour les branchements et conduites d'immeubles – conduites montantes dont l'année de mise en service est égale ou postérieure à 2005.

## 2.2.2.4 Traitement des actifs sortis de l'inventaire

### 2.2.2.4.1 Traitement des coûts échoués

Par « coûts échoués », la CRE entend la valeur nette comptable des actifs retirés de l'inventaire avant la fin de leur durée de vie économique, ainsi que les charges relatives aux études techniques et démarches amont qui ne pourraient pas être immobilisées si les projets ne se réalisaient pas.

Dans le cadre du tarif ATRD6, les coûts échoués étaient traités comme suit, sur présentation des dossiers par les opérateurs :

- les coûts échoués récurrents ou prévisibles font l'objet d'une trajectoire tarifaire sur la base d'une enveloppe annuelle ;
- la couverture des autres coûts échoués est examinée par la CRE au cas par cas, sur la base de dossiers argumentés présentés par GRDF.

Les coûts à couvrir, le cas échéant, par les tarifs, sont pris en compte à hauteur de leur valeur comptable déduction faite des éventuels produits de cession.

La CRE estime que le cadre de régulation actuel est bien adapté. Celui-ci permet en effet à la fois d'assurer la couverture des coûts échoués récurrents de GRDF via une trajectoire incitée, et de traiter au cas par cas la couverture des coûts échoués exceptionnels, selon le caractère efficace des coûts présentés par l'opérateur.

Par ailleurs, GRDF ne demande pas d'évolution de ce cadre de régulation.

La CRE n'apporte donc pas de modification au cadre de régulation relatif aux coûts échoués pour la période ATRD7.

### 2.2.2.4.2 Traitement des actifs cédés

Lorsqu'un actif est cédé par un opérateur, il quitte son patrimoine, sort de la BAR et cesse, de fait, de générer des charges de capital (amortissement et rémunération). Cette cession peut, le cas échéant, générer une plus-value pour l'opérateur, égale à la différence entre le produit de cession et la valeur nette comptable.

#### Cas des actifs immobiliers ou de terrains

Dans le cadre tarifaire prévu dans le tarif ATRD6, dans le cas d'une cession d'actifs immobiliers ou de terrains :

- si la cession donne lieu à une plus-value comptable, le produit de cession net de la valeur nette comptable de l'actif cédé est intégré à 80 % au CRCP de façon à faire bénéficier les utilisateurs de réseau de la majeure partie des gains tirés de la revente de ces actifs, dans la mesure où ces utilisateurs en ont supporté les coûts d'acquisition (le revenu autorisé des opérateurs couvrant l'amortissement annuel et la rémunération des actifs de la BAR), tout en préservant une incitation pour l'opérateur à maximiser ce gain. Celui-ci conserve en effet les 20 % du gain restant ;
- une cession donnant lieu à une moins-value comptable fera l'objet d'un examen de la CRE, sur la base d'un dossier argumenté présenté par l'opérateur.

La CRE envisageait dans sa consultation publique de reconduire le cadre de régulation pour les actifs immobiliers et terrains cédés prévu dans le tarif ATRD6. La prise en compte dans le tarif des plus-values de cession est en effet justifiée, considérant que le tarif a participé au financement des actifs concernés. La majorité des acteurs est favorable à cette reconduction.

En conséquence, la CRE décide de reconduire ce cadre de régulation pour les actifs immobiliers et terrains cédés pour la période ATRD7.

## 2.2.3 Compte de régulation des charges et produits

### Calcul et apurement

Le niveau du tarif ATRD est fixé par la CRE à partir d'hypothèses sur le niveau prévisionnel des charges et des recettes de chaque opérateur. Un mécanisme de régularisation a posteriori, le compte de régularisation des charges et produits, a été introduit afin de prendre tout ou partie des écarts entre les charges et les produits réellement constatés et les charges et les produits prévisionnels, sur des postes prédéfinis. Le CRCP protège en conséquence les opérateurs de la variation de certains postes de coûts ou de recettes en compensant certains déficits, et protège également le consommateur en permettant la rétrocession de certains surplus. Il est également utilisé pour le versement des incitations financières résultant de l'application des mécanismes de régulation incitative, calculé sur la base des résultats constatés.

Calculé au 31 décembre de chaque année N, le CRCP est apuré, dans la limite d'une évolution tarifaire annuelle associée à cet apurement de +/- 2 % pour la période ATRD6. Dans le cas où cette limite est atteinte et ne permet pas l'apurement intégral du solde du CRCP dans l'évolution tarifaire de l'année N+1, le solde non apuré au cours de l'année N+1 est reporté à l'année N+2. En outre, le solde du CRCP constaté en fin de période tarifaire est pris en compte lors de l'établissement du revenu autorisé de la période suivante. Le solde du CRCP est ainsi remis à zéro en début de chaque période tarifaire.

Le plafond de +/- 2 % est utilisé depuis plusieurs périodes dans la plupart des tarifs de réseaux d'électricité et de gaz car il donne une bonne visibilité aux acteurs de marché sur la trajectoire des tarifs pendant la période tarifaire de quatre ans. Il a fonctionné sans difficulté pendant plus de 10 ans.

Toutefois, la crise gazière en fin de période tarifaire a conduit à un CRCP très élevé pour GRDF, notamment lié à la hausse des prix de l'énergie, à l'inflation et à la baisse de la consommation de gaz. Ce constat a conduit les opérateurs, en particulier GRDF, à solliciter une révision des modalités d'apurement lors des évolutions annuelles.

Une majorité de répondants à la consultation publique, dont les opérateurs d'infrastructures, est favorable à l'ajustement du plafond d'apurement du CRCP à +/- 3 % du fait de la forte incertitude sur certains postes de charge couverts au CRCP (notamment liée aux charges énergie et aux hypothèses de consommation de gaz, dans un contexte de décroissance de la demande). La CRE considère qu'un plafond à +/- 3 % permet de concilier les objectifs de maintien d'une stabilité tarifaire satisfaisante au cours de la période tarifaire et d'un meilleur apurement du CRCP. Au vu de ces éléments, la CRE décide de relever à +/- 3 % la limite d'une évolution tarifaire annuelle associée à l'apurement du CRCP.

Dans le cas où cette limite d'apurement est atteinte et ne permet pas l'apurement intégral du solde du CRCP dans l'évolution tarifaire de l'année N+1, le solde non apuré au cours de l'année N+1 est reporté à l'année N+2. En outre, le solde du CRCP constaté en fin de période tarifaire est pris en compte lors de l'établissement du revenu autorisé de la période suivante.

### Neutralité financière du dispositif

Afin d'assurer la neutralité financière du dispositif, le solde du CRCP au 1<sup>er</sup> janvier de l'année N+1 est obtenu en actualisant le solde du CRCP au 31 décembre de l'année N. Depuis l'introduction du mécanisme du CRCP en ATRD3, en ATS1 et en ATRT3, ce taux d'actualisation a été défini comme le taux sans risque.

En raison d'un solde de CRCP prévisionnel de fin de période important, plusieurs opérateurs ont demandé une évolution de ce paramètre. GRDF a demandé que le taux d'actualisation corresponde au CMPC nominal avant impôts ou au coût nominal de la dette, car il considère devoir supporter des coûts de financement dans l'attente de l'apurement du CRCP. Teréga a demandé un taux d'actualisation de 3,30 %, intégrant un taux sans risque et une « prime de confort », qui est un ajustement spécifique du rendement des obligations d'Etat.

La CRE rappelle que la restitution du solde du CRCP est toujours garantie, indépendamment de son niveau. En outre, le solde de CRCP est apuré, dans un sens ou dans l'autre, à relativement court terme. Ainsi, le niveau de risque long terme inclus dans le niveau du CMPC ou du coût de la dette n'est pas pertinent pour actualiser le solde du CRCP. La CRE estime donc que le taux sans risque reste le paramètre pertinent pour l'actualisation du solde du CRCP.

La CRE a proposé dans sa consultation publique de retenir le taux sans risque appliqué aux nouveaux actifs pour actualiser le solde du CRCP, en cohérence avec le nouveau cadre de la rémunération des actifs (voir partie 2.2.2.3) et le rythme d'apurement du CRCP. La nouvelle méthode de détermination du CMPC prend en effet en compte un taux sans risque fondé sur des paramètres historiques et un taux sans risque sur des données de court terme qui s'appliquent respectivement aux actifs historiques et aux nouveaux actifs.

Une partie des répondants à la consultation publique, dont des fournisseurs et des opérateurs d'infrastructures, sont favorables à la proposition de la CRE dans la consultation publique, c'est-à-dire l'actualisation du CRCP au taux sans risque court terme.

Certains acteurs (principalement des opérateurs d'infrastructures) sont favorables à la rémunération du CRCP au CMPC, afin de compenser les coûts de financement dans l'attente de l'apurement du solde du CRCP.

D'autres contributeurs demandent de retenir une rémunération du CRCP au coût de la dette, afin de compenser le coût d'endettement pour les gestionnaires de réseaux qui peuvent recourir à ce levier financier dans l'attente de l'apurement du solde du CRCP.

La CRE maintient ses analyses présentées dans la consultation publique et rappelées ci-dessus, et décide d'actualiser le solde du CRCP au taux sans risque appliqué aux nouveaux actifs durant la période tarifaire ATRD7, soit un taux de 3,8 %.

## 2.3 Calendrier tarifaire

### 2.3.1 Une période tarifaire de quatre ans

Le tarif ATRD6 a été fixé pour une durée d'environ quatre ans. Dans la consultation publique, la CRE envisageait de maintenir cette durée pour le tarif ATRD7.

Dans leurs réponses à la consultation du 12 octobre 2023, les acteurs de marché se sont déclarés favorables au maintien de cette durée d'environ quatre ans, considérant, comme la CRE, qu'elle offre au marché de la visibilité sur l'évolution des tarifs d'infrastructures et qu'elle donne aux opérateurs le temps nécessaire pour engager des efforts de productivité.

Le tarif ATRD7 s'applique donc pour une durée d'environ quatre ans, à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2024. Il vise à couvrir les charges des années calendaires 2024 à 2027. Il évolue annuellement, au 1<sup>er</sup> juillet de chaque année, selon les modalités décrites au 2.3.3 de la présente délibération.

### 2.3.2 Clauses de rendez-vous

#### Clause de rendez-vous à mi-période tarifaire

Le tarif ATRD7 prévoit, comme c'était le cas dans le tarif précédent, une clause de rendez-vous, activable par GRDF au bout de deux ans.

Ainsi, les conséquences éventuelles de nouvelles dispositions législatives ou réglementaires ou d'une décision juridictionnelle ou quasi-juridictionnelle pourront donner lieu à un réexamen de la trajectoire tarifaire pour les deux dernières années de la période tarifaire (2026 et 2027) si le niveau des charges nettes d'exploitation retenues dans le tarif ATRD7 se trouve modifié d'au moins 1 %.

#### Clause de rendez-vous concernant l'impact du futur règlement sur la réduction des émissions de méthane dans le secteur de l'énergie

Le tarif ATRD7 prévoit également une clause de rendez-vous pour prendre en compte les charges supplémentaires qui pourraient être induites par le futur règlement européen sur la réduction des émissions de méthane dans le secteur de l'énergie. Au vu des incertitudes qui demeurent sur la nature des mesures qui s'imposeront à GRDF et aux autres opérateurs d'infrastructures gazières et sur les coûts qui en résulteront, la CRE décide de ne pas fixer de trajectoire de charges a priori sur ce poste. GRDF pourra, une fois le règlement sur la réduction des émissions de méthane en vigueur, demander le réexamen de sa trajectoire de charges nettes d'exploitation pour prendre en compte les nouveaux coûts qui seraient directement induits par ce règlement. GRDF présentera un dossier dûment étayé à la CRE. Le cas échéant, la CRE pourra par ailleurs prévoir des dispositifs de régulation incitative dédiés à ces mesures.

### 2.3.3 Modalités d'évolution annuelle du tarif

#### Calendrier d'évolution des termes tarifaires

Depuis le tarif ATRD3, entré en vigueur en 2009, le tarif de distribution de gaz de GRDF évolue au 1<sup>er</sup> juillet de chaque année.

#### Evolution annuelle du niveau des termes tarifaires

Les charges nettes d'exploitation, les charges de capital normatives, le nombre de clients, les quantités de gaz distribuées et les souscriptions de capacités peuvent connaître des évolutions prévisionnelles parfois significatives d'une année sur l'autre. Pour éviter des évolutions trop imprévisibles des tarifs d'utilisation des réseaux, la CRE a retenu pour le tarif ATRD6 une évolution annuelle mécanique :

$$Z = IPC + X + k$$

Où :

- *Z* est la variation de la grille tarifaire au 1<sup>er</sup> juillet de l'année N exprimée en pourcentage et arrondie à 0,01 % près ;
- *IPC* est, pour un ajustement de la grille tarifaire au 1<sup>er</sup> juillet de l'année N, le taux d'inflation prévisionnel pour l'année N pris en compte dans le projet de loi de finances de l'année N ;
- *X* est le facteur d'évolution annuel sur la grille tarifaire fixée par la CRE dans la présente délibération tarifaire, égal à - 1,9 % ;
- *k* est l'évolution de la grille tarifaire, exprimée en pourcentage, résultant de l'apurement du solde du CRCP ; *k* est compris entre + 2 % et - 2 %.

Compte tenu des réponses à la consultation publique et pour répondre aux demandes de GRDF d'améliorer le rythme d'apurement du CRCP dans un contexte économique plus incertain, la CRE retient deux évolutions pour le tarif ATRD7 :

- pour mieux prendre en compte l'effet de l'inflation, la mise à jour tarifaire annuelle pour l'année N prendra en compte la correction de l'écart d'inflation au titre de l'année N-1 entre la prévision du projet de loi de finances (PLF) de l'année N et le niveau réalisé tel que calculé par l'INSEE ;
- le plafonnement des facteurs d'apurement *k* est fixé à +/- 3 % contre +/- 2 % durant la période tarifaire ATRD6 comme indiqué dans la partie 2.3.4.

En conséquence, le tarif ATRD7 de GRDF évoluera annuellement, à compter de 2025, le 1<sup>er</sup> juillet de chaque année, selon les principes suivants :

- a) le niveau des grilles tarifaires (hors terme  $R_f$ ) de la composante tarifaire de relève résiduelle et des termes tarifaires d'injection de gaz renouvelable et bas-carbone évolue au 1<sup>er</sup> juillet de chaque année *N* du pourcentage de variation suivant, par rapport au niveau du tarif en vigueur au 30 juin de l'année N :

$$Z = IPC + X + k$$

Où :

- *Z* est la variation de la grille tarifaire au 1<sup>er</sup> juillet de l'année N exprimée en pourcentage et arrondie à 0,01 % près ;
- *IPC* : le taux d'inflation hors tabac prévisionnel pour l'année N pris en compte dans le projet de loi de finances de l'année N auquel est ajouté l'écart entre l'inflation réalisée de l'année N-1 telle que calculée

- par l'INSEE<sup>12</sup> et le taux d'inflation hors tabac prévisionnel pour l'année N-1 pris en compte dans le projet de loi de finances pour l'année N-1 ;
- $X$  est le facteur d'évolution annuelle sur la grille tarifaire fixée par la CRE dans la présente délibération tarifaire, égal à + 1,91 %. Il correspond à l'attrition prévisionnelle progressive de la base de consommation de gaz pendant le tarif ATRD7, et permet de limiter le risque d'écart croissant entre les recettes et les charges à couvrir en fin de période tarifaire (voir partie 3.3.1) ;
  - $k$  est l'évolution de la grille tarifaire, exprimée en pourcentage, résultant principalement de l'apurement du solde du CRCP ;  $k$  est compris entre + 3 % et - 3 % ;
- b) le terme  $R_f$ , défini selon les modalités prévues par la délibération de la CRE n°2017-238 du 26 octobre 2017<sup>13</sup>, évolue chaque année selon l'inflation ;

En outre, la CRE pourra prendre en compte, lors des évolutions annuelles du tarif ATRD7 de GRDF, des évolutions de la régulation incitative de la qualité de service de GRDF et des coûts unitaires d'investissements (ajout, modification ou suppression des indicateurs, objectifs ou incitations financières).

### 2.3.4 Calcul du solde de CRCP au 1er janvier de l'année N

Le solde global du CRCP est calculé après la clôture définitive des comptes annuels de GRDF. Il est égal au montant à verser ou à déduire du CRCP au titre de l'année écoulée (année N-1) auquel s'ajoute le solde du CRCP non apuré au titre des années antérieures.

Le montant à verser ou à déduire au CRCP est calculé par la CRE, au 31 décembre de chaque année, en fonction de l'écart du réalisé, pour chaque poste concerné, par rapport aux montants de référence définis en annexe 1. Tout ou partie de l'écart est versé au CRCP, la quote-part est déterminée en fonction du taux de couverture prévu par la présente délibération.

Les postes de charges et de recettes couverts pour tout ou partie au CRCP pour la période ATRD7 sont fixés au paragraphe 2.3.3 de la présente délibération. Les données comptables présentées par GRDF seront utilisées comme base des charges et produits réalisés pris en compte à travers le CRCP, quand cela est possible. Le cas échéant, la prise en compte des différents postes à travers le CRCP sera assortie de contrôles sur le caractère efficace et prudent des charges engagées. Ces contrôles pourront porter, en particulier, sur les investissements engagés par GRDF et sur les charges relatives aux pertes et différences diverses. Les conséquences financières des audits conduits par la CRE seront prises en compte à travers le CRCP.

Le solde prévisionnel du CRCP au 31 décembre 2023 est pris en compte pour l'élaboration des revenus prévisionnels du tarif ATRD7 et sera apuré sur les 4 ans du tarif. Le solde du CRCP au 1<sup>er</sup> janvier 2024 est égal à la différence entre le solde du CRCP définitif (qui sera fixé après la clôture des comptes 2023 de GRDF) et le solde prévisionnel pris en compte dans le tarif ATRD7. Cet écart sera pris en compte dans l'évolution tarifaire au 1<sup>er</sup> juillet 2025. Les montants de référence et les taux de couverture permettant de calculer ce solde définitif sont définis dans la délibération relative au tarif ATRD6 de GRDF du 20 janvier 2020<sup>14</sup>.

### 2.3.5 Calcul du coefficient $k$ en vue de l'apurement du solde de CRCP

#### Calcul du solde de CRCP prévisionnel au 1<sup>er</sup> juillet de l'année N

Lors de la mise à jour tarifaire annuelle pour l'année N, le solde de CRCP est calculé au 1<sup>er</sup> janvier N en se basant notamment sur les données issues des comptes de GRDF, alors que l'évolution annuelle a lieu le 1<sup>er</sup> juillet de l'année N. Pendant les six mois qui séparent ces deux dates, il peut exister des différences entre les recettes prévisionnelles prévues dans la délibération tarifaire et celles revues des évolutions tarifaires réalisées qui viendraient modifier le solde de CRCP constaté initialement au 1<sup>er</sup> janvier (dues à l'apurement prévu dans l'évolution annuelle précédente). Pour prendre en compte ces différences, la CRE calcule un solde de CRCP

<sup>12</sup> L'inflation réalisée de l'année N-1 est définie comme l'évolution de la valeur moyenne de l'Indice des prix à la consommation hors tabac pour l'ensemble des ménages France entière (référence INSEE 1763852) constatée sur l'année civile N-1, par rapport à la valeur moyenne du même indice constatée sur l'année civile N-2.

<sup>13</sup> Délibération n°2017-238 de la Commission de régulation de l'énergie du 26 octobre 2017 portant modification des délibérations de la CRE du 25 avril 2013, du 22 mai 2014 et du 10 mars 2016 portant décision sur les tarifs péréqués d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel

<sup>14</sup> Délibération n°2020-010 de la Commission de régulation de l'énergie du 23 janvier 2020 portant décision sur le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF

prévisionnel au 1<sup>er</sup> juillet N en calculant l'apurement prévisionnel permis par le niveau de recettes entre le 1<sup>er</sup> janvier et le 1<sup>er</sup> juillet N.

#### Calcul du coefficient k

L'évolution du niveau tarifaire annuel, au 1<sup>er</sup> juillet de l'année N, prend en compte un coefficient k qui vise à apurer, au 30 juin de l'année N+1, le solde du CRCP prévisionnel au 1<sup>er</sup> juillet de l'année N. Le coefficient k est plafonné à +/- 3 %, comme défini en partie 2.3.3.

Le coefficient k est déterminé de manière ce que l'évolution tarifaire effectivement mise en œuvre permette de couvrir, dans la limite du plafonnement du coefficient k, la somme des coûts à couvrir suivants :

- le revenu autorisé prévisionnel lissé pour l'année N défini par la présente délibération ;
- l'apurement prévisionnel du solde CRCP, sur l'année N.

Les recettes prévisionnelles résultant de l'application des grilles tarifaires effectivement mises en œuvre sur cette période sont fondées sur les quantités de gaz distribuées et injectées et le nombre de consommateurs desservis et de producteurs raccordés prévisionnels de la présente délibération.

## **2.4 Régulation incitative à la maîtrise des coûts**

### **2.4.1 Régulation incitative des charges d'exploitation**

Le tarif ATRD6 prévoyait que les charges nettes d'exploitation, à l'exception de certains postes prédéfinis difficiles à prévoir ou à maîtriser pour GRDF, font l'objet d'une incitation à 100 %.

Au vu du bilan positif des précédentes périodes tarifaires et de l'appréciation favorable des acteurs formulée dans le cadre de la consultation publique du 12 octobre 2023, la CRE reconduit ce principe pour le tarif ATRD7.

Ainsi, à l'exception des natures de charges et recettes couvertes en tout ou partie au CRCP, présentées au 2.4.2 de la présente délibération, les écarts par rapport à la trajectoire fixée pour la période ATRD7 seront à la charge ou au bénéfice de l'opérateur.

### **2.4.2 Couverture au CRCP de certains postes de charges et recettes**

Les tarifs de réseau sont calculés à partir d'hypothèses sur les charges et les recettes qui permettent de définir des trajectoires d'évolution pour les différents postes. Comme indiqué dans la partie 2.2.3 de la présente délibération, un mécanisme de régularisation a posteriori, le CRCP, permet de prendre en compte les écarts entre les charges et les produits réellement constatés, et les charges et les produits prévisionnels sur certains postes préalablement identifiés, peu prévisibles et peu maîtrisables par GRDF.

La CRE considère que l'intégration d'un poste au CRCP doit être appréhendée notamment à l'aune des deux axes suivants :

- la prévisibilité : un poste prévisible est un poste pour lequel il est possible, pour l'opérateur et pour la CRE, de prévoir, avec une confiance raisonnable, le niveau des coûts supportés et des recettes perçues par l'opérateur sur une période tarifaire ;
- la maîtrise : un poste maîtrisable est un poste pour lequel l'opérateur est en mesure de contrôler le niveau de dépenses/recettes au cours d'une année, ou bien dispose d'un pouvoir de négociation ou d'influence quant à son niveau, si celui-ci découle d'une tierce partie.

Ces principes sont en vigueur depuis plusieurs périodes tarifaires et sont largement soutenus par les acteurs ayant répondu à la consultation publique. Par ailleurs, le traitement tarifaire ne peut se résumer à une alternative unique s'agissant de la couverture du poste, entre 100 % et 0 % au CRCP. Ainsi, pour certains postes faiblement maîtrisables et/ou prévisibles, la CRE considère qu'il est pertinent d'inciter partiellement les opérateurs.

Dans sa consultation publique, la CRE envisageait plusieurs évolutions par rapport à la période ATRD6 concernant la couverture des charges et produits de GRDF par le CRCP :

### Charges d'avantage en nature énergie (ANE)

Les salariés de la branche des Industries Électriques et Gazières (IEG) et les retraités ayant travaillé au moins quinze ans dans cette branche, dont font partie GRTgaz, Storengy et GRDF bénéficient d'un tarif préférentiel pour le gaz et l'électricité (dit « tarif agent »). Chaque entreprise de la branche des IEG et qui emploie des salariés au statut IEG verse, en contrepartie à EDF et Engie, chaque année un montant visant à couvrir l'écart entre le tarif agent et le coût que ces deux entreprises indiquent supporter au titre de l'approvisionnement des agents en énergie.

Dans le cadre du tarif ATRD6, ces charges étaient entièrement incitées, comme la majorité des charges d'exploitation. GRTgaz et Storengy ont demandé qu'elles soient désormais couvertes à 100 % au CRCP pour la période tarifaire ATRT8, en raison des incertitudes pesant sur les prix de l'électricité et du gaz. GRDF a demandé que les écarts dus aux effets prix, c'est-à-dire les écarts entre les tarifs de référence en électricité et en gaz choisis par EDF et ENGIE et les tarifs d'électricité et de gaz fixés pour les agents IEG soient couverts au CRCP pour la période tarifaire ATRD7.

Le montant des versements des gestionnaires d'infrastructures de gaz à EDF et Engie étant fixé dans le cadre d'un contrat négocié entre les différentes entreprises concernées, la CRE a proposé dans sa consultation publique de maintenir un cadre de régulation incitatif pour cette compensation. La CRE envisageait également dans la consultation de maintenir une incitation portant sur les volumes d'énergie consommés, en cohérence avec les objectifs de sobriété fixés par le gouvernement.

Un grand nombre d'acteurs évoquent le caractère imprévisible et non maîtrisable des prix de l'énergie pour justifier une couverture des charges d'ANE au CRCP. Néanmoins, certains acteurs partagent l'analyse de la CRE et soutiennent que le maintien de cette incitation est justifié dans la perspective de la politique de sobriété énergétique.

La CRE décide de maintenir l'incitation sur la partie « volume » des charges d'ANE, considérant qu'elle est en partie maîtrisable et prévisible par GRDF en ce que le gestionnaire de réseau de distribution (GRD) peut, notamment, mener des actions pour inciter les bénéficiaires du tarif agent à adapter leur consommation d'énergie et que les efforts nationaux de sobriété de consommation promus par les pouvoirs publics s'appliquent également à ces derniers.

S'agissant des effets prix, la CRE décide de couvrir à 100 % au CRCP les effets liés à l'évolution des prix de marché de l'énergie et des taxes. Ainsi, elle retient pour la période tarifaire, une référence de prix de l'électricité et du gaz fondée sur des publications récurrentes et objectives :

- pour l'électricité, la CRE retient les tarifs règlementés de vente de l'électricité (hors effets de bouclier tarifaire) ;
- pour le gaz, elle retient le prix repère de vente du gaz, adapté à la consommation moyenne des bénéficiaires du tarif agent (hors effets de bouclier tarifaire).

L'écart de prix entre la trajectoire prévisionnelle et cette référence, constatée chaque année *ex post*, sera couvert au CRCP à 100 %. En revanche, des écarts qui proviendraient du choix d'une référence de prix pour le calcul de l'ANE différente de celle retenue par la CRE ne seront pas couverts. Les modalités de calcul sont décrites dans l'annexe 5 confidentielle de la présente délibération.

### Recettes tarifaires

Dans sa demande tarifaire, GRDF a demandé que les recettes liées aux termes tarifaires « abonnement » soient couvertes au moins partiellement au CRCP, compte tenu de leur caractère non maîtrisable.

Dans les tarifs précédents, ATRD6 inclus, seuls les revenus perçus par GRDF sur les termes tarifaires proportionnels aux quantités de gaz acheminées (et aux souscriptions de capacités depuis l'ATRD6) étaient pris en compte à 100 % au CRCP. GRDF n'était donc pas exposé au risque de variation de la consommation totale à assiette de consommateurs constante, mais était incité sur le nombre de consommateurs raccordés à son réseau.

Le contexte de transition énergétique impose de diminuer fortement la consommation de gaz fossile, et les gaz « verts » ne pourront compenser qu'en partie cette baisse. Dans la consultation publique, la CRE a considéré qu'il convenait de ne plus inciter GRDF sur le nombre de clients raccordés et a envisagé de prendre en compte à 100 % au CRCP l'écart entre les recettes prévisionnelles et réalisées relatives aux termes d'abonnement, y compris le terme de débit normalisé introduit pour le tarif ATRD7.

La majorité des acteurs ayant répondu à la consultation a accueilli favorablement cette proposition.

La CRE décide de couvrir à 100 % au CRCP les recettes tarifaires de GRDF (hors recettes de relève résiduelle).

Recettes extratarifaires issues des prestations annexes relatives à l'injection de gaz renouvelable et bas-carbone

Dans sa demande tarifaire, GRDF a demandé que les recettes liées aux prestations annexes relatives à l'injection de gaz renouvelable et bas-carbone soient entièrement couvertes au CRCP. Les prestations en question correspondent à la réalisation d'études (dont la prestation « Etude détaillée »), l'analyse de qualité du gaz ainsi qu'au « Service d'injection ». GRDF considère d'une part que ces prestations sont équivalentes aux prestations récurrentes de location de poste à destination des consommateurs de gaz et, d'autre part qu'il existe une incertitude sur la trajectoire de la filière.

Compte tenu d'une part de la nature de ces prestations, qui répondent à une disposition réglementaire (par exemple la prestation « Etude détaillée »), ou revêtent un caractère récurrent (location du bloc d'injection) faisant déjà l'objet d'une couverture au CRCP pour les prestations à destination des consommateurs, et d'autre part de leur faible prévisibilité sur la période ATRD7, la CRE a envisagé lors de la consultation publique de couvrir ces charges à 100 % au CRCP.

La majorité des acteurs consultés a répondu favorablement à cette proposition. La CRE décide de couvrir à 100 % au CRCP les recettes extratarifaires issues des prestations annexes relatives à l'injection de gaz renouvelable et bas-carbone de GRDF.

En conséquence, les postes inclus au périmètre du CRCP pour le tarif ATRD7 sont les suivants :

Postes couverts en totalité au CRCP

L'écart entre l'inflation prévisionnelle prise en compte par la CRE pour les charges nettes d'exploitation et l'inflation réellement constatée est couvert en totalité au CRCP.

Les charges en totalité couvertes au CRCP sont les suivantes :

- les charges de capital supportées par GRDF, prises en compte à 100 %, à l'exception de celles qui font l'objet du mécanisme de régulation incitative des charges de capital « hors réseaux » et pour lesquelles seul l'écart d'inflation est pris en compte ;
- les charges relatives à la contrepartie versée par GRDF aux fournisseurs pour la gestion des clients en contrat unique selon les modalités prévues par la délibération de la CRE n°2017-238 du 26 octobre 2017 susmentionnée, prises en compte à 100 % ;
- les charges générées par les impayés des consommateurs sur leur part acheminement qui sont portées *in fine* par GRDF dans leur totalité à compter de l'année 2016, et pour les consommateurs en offre de marché sur la période antérieure au 31 décembre 2015, prises en compte à 100 % ;
- le reversement effectué par GRDF aux gestionnaires des réseaux de transport (GRT) au titre de la part du terme d'injection biométhane collecté auprès des producteurs raccordés au réseau de distribution destinée à couvrir les OPEX associés aux rebours, aux canalisations et aux charges indirectes des GRT (voir paragraphe 4.2.3), pris en compte à 100 % au CRCP ;
- les coûts échoués ou les moins-values de cession traités au cas par cas dont la CRE approuverait la couverture, couverts à 100 % au CRCP ;
- les charges d'exploitation liées à l'application du règlement européen concernant la réduction d'émission de méthane, dont la trajectoire sera fixée par la CRE une fois que le règlement sera adopté.

Les produits en totalité couverts au CRCP sont les suivants :

- les revenus tarifaires perçus par GRDF pris en compte à 100 %, à l'exception des recettes associées au terme de relève résiduelle ;
- les revenus perçus par GRDF sur les participations de tiers, et les recettes générées par les autres prestations récurrentes facturées (par exemple, les locations de compteur) notamment celles issues des prestations annexes relatives à l'injection de gaz renouvelable et bas-carbone, pris en compte à 100 %. En effet, les revenus correspondants sont d'un montant significatif, les volumes de réalisation sont

difficilement prévisibles et une part importante des coûts correspondants est générée par des dépenses d'investissement couvertes à travers le CRCP ;

- les pénalités perçues par GRDF pour les dépassements de capacités souscrites pour les consommateurs bénéficiant des options T4 et TP, reversées à 100 %, de façon à assurer la neutralité financière pour GRDF du système de pénalités ;
- les revenus perçus par GRDF sur les autres prestations annexes en cas d'évolution des tarifs de ces prestations en cours de période tarifaire, pour neutraliser l'effet du changement de tarif sur le revenu de GRDF, lorsque cette évolution est différente de celle issue des formules d'indexation annuelle des tarifs des prestations, y compris les recettes extratarifaires issues des prestations annexes relatives à l'injection de gaz renouvelable et bas-carbone ;
- le reversement effectué par les gestionnaires des réseaux de transport (GRT) à GRDF au titre du terme « capacitaire » du timbre d'injection, collecté auprès des producteurs raccordés aux réseaux de transport, au titre des charges indirectes de GRDF (voir paragraphe 4.2.3), pris en compte à 100 % au CRCP.

### **Postes couverts en partie au CRCP**

- les charges d'énergie : la trajectoire annuelle de référence est révisée une fois le volume de consommation connu. Pour inciter GRDF à la maîtrise de ces charges, les écarts entre ce nouveau montant de référence et les charges réelles de GRDF sont couverts à 80 % par le CRCP ;
- les plus-values réalisées dans le cadre de la cession d'actifs immobiliers ou de terrains, prises en compte à 80 % au CRCP ;
- les écarts de charges d'avantage en nature en énergie de GRDF liés exclusivement aux écarts de prix par rapport à la référence de prix de l'électricité et du gaz retenue par la CRE sont couverts à 100 % au CRCP (voir annexe 5 confidentielle) ; le reste de ces écarts de charges n'est pas couvert au CRCP ;
- les coûts relatifs au projet « Changement de gaz »<sup>15</sup> :
  - les coûts de « SI-communication-pilotage » sont pris en compte à 80 % au CRCP ;
  - les coûts d'« intervention chez les consommateurs », et les coûts de remplacement des appareils incompatibles sont pris en compte à 80 % au CRCP pour les écarts de coûts unitaires, et à 100 % pour les écarts de volume de conversion ;
  - les coûts associés à la conversion des clients inactifs sont pris en compte à 100 % au CRCP.

En outre, les bonus et pénalités résultant des différents mécanismes de régulation incitative décrits dans les parties suivantes (régulation incitative des investissements au 2.4.3, régulation incitative de la qualité de service au 2.5, et régulation incitative de la recherche et développement (R&D) et de l'innovation au 2.6 de la délibération) sont versés ou retirés à GRDF via le CRCP.

## **2.4.3 Régulation incitative des investissements**

La CRE reconduit, pour le tarif ATRD7, un principe général de couverture à 100 % à travers le CRCP des écarts de charges de capital entre les trajectoires prévisionnelles et les trajectoires réalisées et de mécanismes d'incitation à l'efficacité des dépenses d'investissement de GRDF.

La CRE reconduit, en les adaptant à la marge, les deux mécanismes en vigueur dans le tarif ATRD6 (coûts unitaires d'investissements dans les réseaux, et dépenses d'investissements « hors réseaux »), et introduit un principe d'enveloppe pluriannuelle d'investissements, pour inciter GRDF à maîtriser et prioriser ses investissements dans un contexte de décroissance de la consommation de gaz.

### **2.4.3.1 Coûts unitaires d'investissements dans les réseaux**

Le tarif ATRD6 prévoyait un mécanisme de régulation incitative des coûts unitaires des investissements dans les réseaux afin d'assurer l'optimisation des coûts des investissements de GRDF dans les réseaux réalisés sous sa

<sup>15</sup> Délibération n°2021-41 de la Commission de régulation de l'énergie du 11 février 2021 portant projet de décision sur le cadre de régulation applicable à la phase industrielle du projet de conversion du réseau de gaz B de GRDF

maîtrise d'ouvrage, en tant que gestionnaire de réseau efficace, sans compromettre le choix et la réalisation des ouvrages nécessaires pour l'exploitation et la sécurité de son réseau.

Le mécanisme s'appuie 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 ATRD6, la CRE a évalué la différence entre le coût total des ouvrages mis en service 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 fait l'objet d'un partage entre l'opérateur et les utilisateurs du réseau :

- les investissements concernés sont intégrés dans la base d'actifs régulés 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 restent donc couvertes sur la base des dépenses effectives. Ainsi, le consommateur final bénéficie ou couvre sur l'ensemble de la durée de vie de l'actif la performance de l'opérateur via des CCN moindres ou supérieures ;
- il est ensuite appliqué, via le CRCP, un bonus ou un malus équivalent à 20 % de l'écart entre le coût total théorique correspondant au volume réalisé des ouvrages et le coût réel total constaté. 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. Cette incitation annuelle est plafonnée à +/- 9 M€.

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 et/ou du nombre d'unités (qui ne dépendent 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 évoluant chaque année).

Sur la période ATRD6, ce mécanisme portait sur la plus grande partie des investissements de réseaux de GRDF. Les investissements de GRDF concernés par ce mécanisme sont répartis en 13 catégories et représentaient un total de 411 M€ en 2020, sur un total de 715 M€ hors projet Gazpar, soit environ 57 %.

Dans sa consultation publique, la CRE a présenté un bilan du dispositif de régulation incitative des coûts unitaires d'investissements pour la période ATRD6. Au regard de ce retour d'expérience, la CRE a proposé de reconduire le dispositif en le faisant légèrement évoluer. La grande majorité des contributeurs à la consultation publique s'est montrée favorable au maintien du dispositif et aux évolutions proposées par la CRE, considérant qu'il incitait GRDF à optimiser ses investissements dans les réseaux, sans en réduire le volume, au bénéfice des consommateurs finals.

### **Adaptations du dispositif pour la période ATRD7**

La CRE reconduit pour la période ATRD7, le dispositif de régulation incitative des coûts unitaires d'investissements dans les réseaux, et procède aux adaptations décrites dans les paragraphes suivants.

#### **Niveau de référence 2020-2022**

GRDF demandait que les coûts unitaires de référence pour la période tarifaire ATRD7 reposent sur la base des coûts définitifs de 2022 et 2023 (qui seront connus fin 2025 ou début 2026), considérant que les années 2020 et 2021 sont trop atypiques en raison de la crise du Covid-19. Dans la consultation publique, la CRE a exprimé ses réserves quant à cette demande, considérant qu'elle reviendrait à fixer les objectifs a posteriori et de manière rétroactive pour les années 2024 et 2025. La CRE a de plus rappelé que l'impact de la crise sanitaire sur les coûts unitaires 2020 et 2021 a été modéré (1,5 %) et a donc proposé de maintenir les modalités en vigueur de détermination de la référence des coûts unitaires, c'est-à-dire sur les coûts définitifs observés en 2020, 2021 et 2022.

Certains acteurs se sont exprimés en défaveur de la proposition de la CRE, considérant que ces années de référence n'étaient pas représentatives du contexte inflationniste survenu à partir de mi-2022 et des hausses de

coûts à venir. Un acteur s'est toutefois exprimé en faveur de cette référence, considérant que les années 2020 et 2021 n'étaient pas suffisamment atypiques pour modifier les règles actuelles.

La CRE considère que la référence 2020-2022 n'est pas défavorable à GRDF, dans la mesure où elle prend en compte les conséquences économiques de la crise sanitaire observées en 2021 et en 2022, et certains effets conjoncturels que GRDF considère comme directement liés à la dégradation de sa performance en 2022 (en particulier la densification des travaux en milieu urbain liés notamment aux Jeux olympiques et au Grand Paris Express).

Pour la période tarifaire ATRD7, la CRE retient pour recalculer les coûts associés à chaque catégorie incitée les années 2020 à 2022. La CRE introduit toutefois la possibilité d'actualiser, à son initiative, le niveau de référence à mi-période ATRD7, en fonction de l'évolution constatée de l'environnement des coûts dans la régulation incitative sur 2023 et 2024.

Les valeurs des paramètres ainsi que les coefficients annuels d'évolution moyenne des coûts unitaires sont définis dans une annexe confidentielle à la présente délibération.

### **Segments d'investissements incités**

GRDF demandait également de fusionner plusieurs catégories d'investissements, considérant qu'ils présentaient des similarités très fortes en termes de nature d'actes ou d'inducteurs de coûts.

La CRE considère que deux de ces catégories peuvent être effectivement fusionnées (« Renouvellement branchements (et réseaux associés) » et « Renouvellement réseaux (et branchements associés) ») en une unique catégorie « Renouvellement réseaux et branchements », car elles présentent des coûts unitaires proches et recouvrent des opérations techniques et des matériaux semblables.

Elle considère toutefois que la fusion des quatre autres catégories (« Raccordement des lotissements », à fusionner avec « ZI ZAC ZA » ; et « Raccordement - 6 et 10 m<sup>3</sup>/h - avec extension > 35m » à fusionner avec « Raccordement - 16 m<sup>3</sup>/h et plus - avec extension ») serait de nature à faire perdre de la visibilité sur la performance de GRDF. En particulier, les secteurs d'activité associés à ces catégories (respectivement le résidentiel et le tertiaire) connaîtront des dynamiques différentes pendant la prochaine période tarifaire, comme le met en évidence la trajectoire prévisionnelle de clients et de quantités de gaz acheminé (voir partie 3.2).

Les acteurs s'étant exprimés sur ce point sont favorables à la fusion de catégories d'investissement présentant de fortes similitudes. La CRE retient, dans la régulation incitative et pour la période ATRD7, la fusion des catégories « Renouvellement branchements (et réseaux associés) » et « Renouvellement réseaux (et branchements associés) » et maintient la distinction pour les quatre autres catégories d'investissements susmentionnées, pour lesquelles elle considère que les divergences observées le justifient.

Un contributeur à la consultation publique a également considéré qu'il serait pertinent de faire figurer plus explicitement les investissements liés au développement des gaz verts. La CRE introduit pour la période ATRD7 le suivi sans incitation financière d'une nouvelle catégorie d'investissement « Maillage », en addition à la catégorie « Raccordement de site de production de biométhane » introduite également sans incitation financière dans le tarif ATRD6. Cela permettra d'étudier la mise en place d'une incitation financière lors du tarif ATRD8 pour ces deux catégories d'investissement liées au biométhane.

#### **2.4.3.2 Incitation à la maîtrise des coûts pour les investissements « hors réseaux »**

Les opérateurs d'infrastructures de distribution et de transport de gaz sont incités à maîtriser leurs charges de capital normatives au même titre que leurs charges d'exploitation sur un périmètre de charges dites « hors réseaux » comprenant des actifs tels que l'immobilier, les véhicules et les systèmes d'information (SI). S'agissant de GRDF, ce cadre de régulation a été introduit dans le tarif ATRD5 et reconduit pour le tarif ATRD6.

En effet, ces postes de charges sont par nature susceptibles de donner lieu à des arbitrages entre investissements et charges d'exploitation. Ce mécanisme incite les opérateurs à optimiser globalement l'ensemble de leurs charges sur ces trois postes de coûts. Il consiste à définir, pour la période tarifaire, la trajectoire d'évolution des charges de capital, qui sont exclues du périmètre du CRCP à l'inflation près<sup>16</sup>. Les gains ou les pertes réalisés sont donc conservés à 100 % par l'opérateur pendant la période tarifaire. En fin de période tarifaire, la valeur effective des

<sup>16</sup> Cadre appliqué au seul périmètre des postes relatifs aux véhicules et à l'immobilier pour Teréga.

immobilisations est prise en compte dans la BAR, ce qui permet, pour les périodes tarifaires suivantes, un partage des gains ou des surcoûts avec les utilisateurs des infrastructures.

Dans sa consultation publique, la CRE a proposé de reconduire le mécanisme de régulation incitative à la maîtrise des investissements « *hors infrastructures* », considérant que le retour d'expérience sur les dernières périodes tarifaires a montré que ce mécanisme de régulation incitait de manière efficace les opérateurs à maîtriser leurs charges. La CRE envisageait toutefois de le faire évoluer en intégrant le projet « SAP S/4HANA » dans le périmètre du « socle » de la régulation incitative, ayant constaté que sa mise en œuvre avait commencé en 2023, et qu'une part significative des ressources avait déjà été engagée (près de 20 M€), de telle manière que la situation ne justifiait plus une exclusion du projet du périmètre du cadre de régulation incitative pour la période ATRD7.

Par ailleurs, la CRE a identifié deux projets ayant subi un décalage partiel de la période ATRD6 sur la période ATRD7, et pour lesquels GRDF demandait à nouveau une trajectoire de coûts prévisionnelle (télé-exploitation et OSCAN). Ces projets devant se réaliser ou se poursuivre sur la période ATRD7, la CRE envisageait de retraiter les charges de capital normatives associées aux deux projets ayant subi un décalage partiel de la période ATRD6 aux montants de la trajectoire prévisionnelle de GRDF pour la période ATRD7.

Une majorité de répondants s'est exprimée en faveur de la reconduction du mécanisme pour la période ATRD7. Certains acteurs se sont toutefois interrogés sur la pertinence d'inclure certains projets informatiques, au regard notamment des enjeux de digitalisation du réseau et de l'ampleur économique et opérationnelle de certains projets. GRDF a notamment considéré que les risques de calendrier associés au projet SAP S/4HANA justifiaient le maintien « hors socle » du projet pour la période ATRD7. Certains fournisseurs, en revanche, ont considéré qu'il n'était pas pertinent d'exclure certains projets du socle.

La CRE considère que les dépenses SI dans leur ensemble, y compris celles liées au projet SAP S/4HANA et les dépenses de cybersécurité, doivent rester incitées au même titre que les autres dépenses hors réseaux, en raison de la possibilité d'arbitrage entre investissements et charges d'exploitation.

Par conséquent, la CRE reconduit pour le tarif ATRD7 le mécanisme de régulation incitative à la maîtrise des investissements « hors réseaux » de GRDF et réintègre au sein du périmètre du mécanisme tous les projets qui en étaient exclus pendant le tarif ATRD6.

La CRE retraite également les charges de capital normatives prévisionnelles à hauteur des sommes non dépensées au cours de la période ATRD6 concernant les deux projets ayant subi un décalage partiel sur la période ATRD7, pour un montant total de 3,9 M€.

Pendant la période ATRD7, les charges de capital pour les actifs dits « *hors infrastructures* » incités seront calculées à partir des valeurs prévisionnelles définies dans la partie 3.1.4.3 de la présente délibération. En fin de période tarifaire, la CRE mènera une analyse des trajectoires de mise 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, du fait par exemple de retards de certains projets.

Le montant estimé des investissements « *hors réseaux* » soumis à cette régulation incitative pour GRDF s'élève à 662,9 M€ sur la période ATRD7 (165,7 M€ par an en moyenne, environ 15 % du total des investissements prévus dans la trajectoire de l'opérateur pour le tarif ATRD7).

### 2.4.3.3 Régulation incitative relative à la priorisation des investissements

Dans le contexte de transition énergétique, la baisse tendancielle de la consommation de gaz, plus rapide que celle des coûts, pourrait conduire à un effet ciseau sur le tarif unitaire. La CRE considère que ce contexte appelle à la maîtrise des charges et des investissements des gestionnaires de réseaux. Mis à part les investissements liés à l'intégration des gaz verts, les gestionnaires de réseaux devraient optimiser la gestion de leurs actifs, prioriser leurs investissements sur les dépenses nécessaires pour assurer l'exploitation et la sécurité du réseau.

A ce titre, dans sa consultation publique, la CRE envisageait d'instaurer dans le tarif ATRD7 un mécanisme incitant GRDF à maîtriser et à prioriser son volume d'investissements.

La CRE envisageait de fixer une enveloppe d'investissements sur la période tarifaire, au niveau de la demande de GRDF. Les investissements au-delà de cette enveloppe, mis à part ceux liés au gaz verts, donneraient lieu à une rémunération réduite de l'opérateur au moyen d'un partage de l'écart par rapport à l'enveloppe. Ainsi 20 % de cet écart serait mis à la charge de GRDF, mais les investissements effectivement réalisés intégreraient néanmoins la BAR dans leur totalité.

Une majorité de contributeurs à la consultation publique s'est exprimée en défaveur de cette proposition. Certains acteurs, notamment GRDF et plusieurs autorités organisatrices de la distribution de gaz (AODG) ont en effet mis

en avant que ce mécanisme pourrait constituer une contrainte sur les investissements de GRDF, dans la mesure où les contrats de concession entre GRDF et les autorisés concédantes comprennent des engagements relatifs à la réalisation d'investissements sur leur périmètre de concession. Certains acteurs ont également répondu que la majorité des investissements de GRDF relèvent d'obligations réglementaires ou de mise en œuvre de la transition énergétique, via le raccordement de producteurs de biométhane et le renforcement des réseaux de distribution. Enfin, certains répondants considèrent que ce mécanisme dépasse les compétences de la CRE et remet en question celles des autorités concédantes dans leur gestion de leurs actifs de réseau.

Certains acteurs considèrent toutefois que dans le contexte de transition énergétique, il est indispensable que les contrats de concession soient cohérents avec les politiques publiques et que les investissements soient limités à ce qui est strictement nécessaire pour assurer la sécurité du réseau et accélérer le raccordement du biométhane. Enfin, un acteur a indiqué que si ce mécanisme était instauré, une clause de réévaluation en cours de période tarifaire pourrait permettre de prendre en compte d'éventuelles évolutions réglementaires et le développement réel des gaz verts.

La CRE rappelle que l'objectif de ce dispositif n'est pas de valider les investissements de GRDF, mais qu'il s'agit uniquement d'un mécanisme de régulation incitative visant à accompagner GRDF dans un objectif de maîtrise de la trajectoire globale des coûts, rendu particulièrement important par le contexte de réduction de la consommation. GRDF peut, dans les faits, dépasser cette enveloppe pluriannuelle, ses investissements seront intégralement intégrés dans la BAR. Par ailleurs, le niveau de l'enveloppe envisagée par la CRE, correspondant à la demande du GRD, ne remet pas en question les engagements de GRDF vis-à-vis des autorités concédantes tels que connus et définis dans les contrats de concession ni ne saurait faire obstacle à l'intégration des gaz verts.

Au vu des enjeux forts du contexte de transition énergétique, la CRE introduit, pour la période ATRD7, le mécanisme envisagé dans la consultation publique. L'enveloppe d'investissements est déterminée au niveau de la demande de GRDF pour la période ATRD7, soit 4 367,1 M€ courants pour la période. Le niveau total de l'enveloppe sera corrigé annuellement en fonction du volume de gaz bas-carbone et renouvelable effectivement installé. Les dépenses prévisionnelles de raccordements et de renforcement des réseaux seront corrigées respectivement des dépenses réalisées et des dépenses validées par la CRE dans le cadre de sa compétence de validation. Les investissements réalisés par GRDF au-delà de cette enveloppe feront l'objet d'un partage à la fin de la période ATRD7, GRDF supportera alors un malus égal à 20 % de l'écart entre la trajectoire et les dépenses réalisées. Les investissements effectivement réalisés intégreront toutefois la BAR dans leur totalité, pour autant qu'ils correspondent à des investissements efficaces.

La CRE introduit également une clause de rendez-vous, activable par la CRE au bout de deux ans si elle estime que de nouvelles dispositions législatives, réglementaires, ou des décisions juridictionnelles ou quasi-juridictionnelles peuvent entraîner des conséquences sur les investissements prévisionnels de GRDF. Le cas échéant, la CRE pourra procéder à un réexamen de la trajectoire d'investissements de GRDF pour les deux dernières années de la période tarifaire.

Au terme de la période tarifaire, la CRE mènera un retour d'expérience détaillé sur la mise en œuvre de ce nouveau dispositif introduit dans le tarif ATRD7.

## **2.5 Régulation incitative de la qualité de service**

La régulation incitative de la qualité de service de GRDF a pour objectif d'améliorer la qualité du service rendu aux utilisateurs des réseaux de distribution dans les domaines considérés comme particulièrement importants pour le bon fonctionnement du marché du gaz.

Lors de deux ateliers publics organisés le 20 mai et le 13 septembre 2023, les services de la CRE ont présenté des orientations préliminaires sur la qualité de service du biométhane, des activités d'acheminement et de comptage. La CRE a, par la suite, présenté dans sa consultation publique, un bilan du dispositif de régulation incitative de la qualité de service depuis 2008 ainsi que des propositions d'évolution. Dans cette consultation, la CRE relevait notamment que la qualité de service de GRDF a significativement progressé pour atteindre un niveau de qualité de service globalement satisfaisant.

Dans leurs réponses, les acteurs de marché ont partagé ce bilan positif et approuvé la démarche de la CRE concernant la poursuite d'objectifs ambitieux en matière de qualité de service.

Les indicateurs de qualité de service ainsi que les objectifs fixés et les incitations financières associées sont détaillés dans les annexes 2 et 3 de la présente délibération.

## 2.5.1 Rappel et bilan

Pour la période tarifaire ATRD6, la qualité de service de GRDF est suivie au moyen de 48 indicateurs, dont 21 sont incités financièrement. Un certain nombre d'indicateurs sont dédiés à la qualité de service spécifique du projet de comptage évolué Gazpar (15 indicateurs dont 6 sont incités financièrement). Ces indicateurs ont été fixés par la CRE après une large consultation des acteurs de marché, dans l'objectif d'améliorer la qualité de service et de favoriser le bon fonctionnement du marché au vu des enjeux de la période.

Les incitations financières reposent sur l'établissement d'un objectif de référence. La performance de GRDF, en fonction de l'atteinte ou non de cet objectif, génère des bonus ou malus. Ces derniers sont par ailleurs plafonnés.

Depuis 2016, GRDF élabore et publie sur son site internet un rapport annuel d'analyse qualitative de sa performance<sup>17</sup>.

Depuis l'introduction d'une régulation de la qualité de service en 2008, les résultats de GRDF ont significativement progressé et GRDF a atteint un niveau de qualité de service globalement satisfaisant, démontrant ainsi l'efficacité du mécanisme.

Sur la période ATRD6, la performance de GRDF est globalement en demi-teinte. Si la performance du système de comptage de Gazpar a dépassé les objectifs fixés par la CRE, la CRE observe des performances en deçà des objectifs pour les indicateurs associés à l'activité d'acheminement. La CRE note en particulier :

- s'agissant des indicateurs relatifs à l'acheminement :
  - o une performance en deçà des objectifs qu'elle a fixés ou en dégradation sur les indicateurs relatifs au respect du délai de réalisation des mises en service ainsi que sur la gestion des flux de données (publication des index notamment) transmis aux fournisseurs ;
  - o une tendance à l'augmentation des amplitudes du compte d'écart distribution (CED) par fournisseur et par fréquence de relève (voir partie 2.7) ;
  - o le maintien à un haut niveau de performance de la disponibilité du portail fournisseur ;
- s'agissant des indicateurs spécifiques au système de comptage Gazpar :
  - o pour les indicateurs relatifs à la mesure et la publication des index : une tendance à la baisse de la performance entre 2017 et 2020, en lien avec l'accroissement du nombre de compteurs Gazpar posés, puis une amélioration continue à partir de 2021 pour finir au-dessus de l'objectif fixé ;
  - o pour les indicateurs relatifs à la disponibilité du portail client ainsi que les données associées : une amélioration continue de la performance et l'atteinte durable d'un niveau proche de 100 % ;
  - o pour l'indicateur relatif à la part des compteurs silencieux (depuis 3 mois ou plus) : une difficulté à atteindre l'objectif de 0,5 % fixé par la CRE à partir de la deuxième phase du projet.

Ces performances se traduisent dans les montants des bonus/malus attribués à GRDF depuis le début de la période ATRD6 en 2020. Ainsi, en matière d'incitation financière, sur l'ensemble des indicateurs, GRDF s'est acquitté d'un malus de - 714 k€ sur la période 2020-2022. Ce montant se décompose en (i) une pénalité de - 3,4 M€ sur la qualité de service liée à l'activité d'acheminement de GRDF (hors Gazpar) et (ii) un bonus de + 2,7 M€ sur la performance Gazpar.

---

<sup>17</sup> Documents disponibles ici : <https://www.grdf.fr/institutionnel/actualite/publications/suivi-qualite-service-grdf>

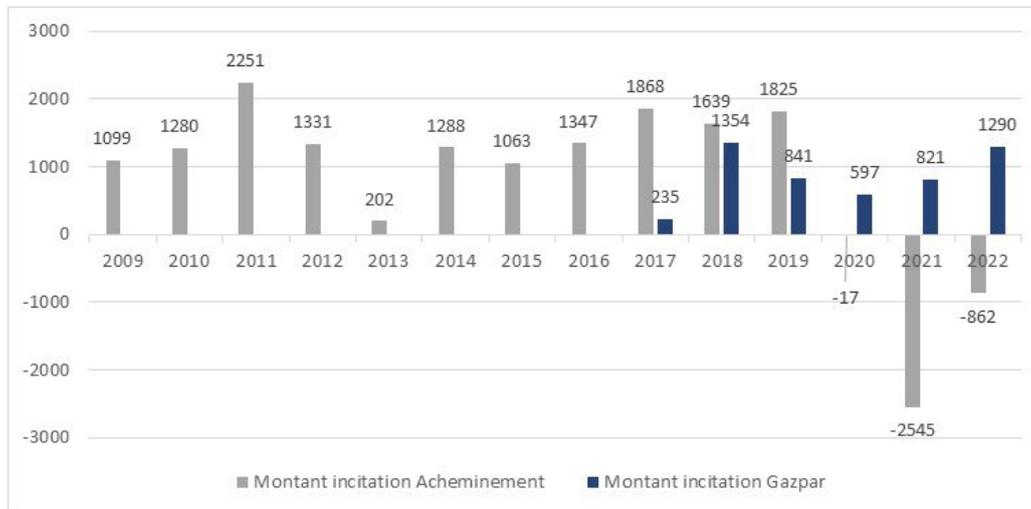


Figure 1. Niveau des incitations financières depuis 2010<sup>18</sup>

## 2.5.2 Adaptation de la régulation incitative de GRDF

En 15 ans d'application, le cadre de régulation incitative de la qualité de service de GRDF a démontré son efficacité et a atteint un haut niveau d'exigence sur les dernières périodes tarifaires. Par ailleurs, malgré la légère dégradation observée durant la période ATRD6, les derniers résultats de GRDF ne semblent pas montrer de défaut sur les niveaux des objectifs associés à chaque indicateur. Toutefois, pour rester efficaces, les indicateurs et les incitations associées doivent évoluer de manière régulière, en fonction des résultats obtenus et des enjeux nouveaux qui apparaissent.

En outre, la CRE considère que la décroissance de la consommation de gaz et du nombre de clients ne doit pas s'accompagner d'une dégradation de la qualité de service. A cet égard, s'agissant des indicateurs relatifs à l'activité d'acheminement de GRDF (i.e. hors comptage évolué), la CRE a identifié trois priorités :

- le respect des délais de réalisation des prestations de mise en et hors service ;
- la relation avec le fournisseur, à travers la transmission des données nécessaires au bon fonctionnement du marché (index de consommation issus ou non des compteurs évolués et autres flux) ;
- le traitement des réclamations, qui fait actuellement l'objet d'insatisfaction de la part des acteurs, et qui n'atteint pas les objectifs fixés.

Par ailleurs, le déploiement massif du compteur Gazpar sur le territoire de GRDF a pris fin en 2023. Avec la pose de plus de 11 millions de compteurs évolués, ce compteur permettra notamment d'améliorer la fiabilité de la facturation des consommateurs grâce à la relève à distance des index de consommation (télérelève). A ce titre, la performance de la chaîne communicante du système de comptage associant, d'une part, les compteurs aux infrastructures informatiques de GRDF et, d'autre part, les infrastructures SI de GRDF aux acteurs du marché (consommateurs, fournisseurs, tiers), doit poursuivre son amélioration.

Enfin, l'enjeu majeur de la croissance des gaz renouvelables dans les réseaux conduit la CRE à envisager le renforcement du cadre de régulation de la qualité de service sur cette thématique.

A cet effet, la CRE a proposé dans sa consultation publique des évolutions du dispositif de régulation incitative de la qualité de service. Elles visent principalement à renforcer le dispositif en adaptant le niveau d'incitation dans certaines thématiques et à modifier le périmètre de régulation afin de tenir compte de l'évolution des activités et de la performance de GRDF et des attentes et besoins des utilisateurs de réseaux.

<sup>18</sup> Incitations hors indemnités versées directement aux utilisateurs du réseau en cas de rendez-vous planifiés non respectés par GRDF.

### **2.5.2.1 Indicateurs relatifs à l'activité d'acheminement de gaz de GRDF**

#### **Adaptation du niveau d'incitation de certains indicateurs**

Dans sa consultation publique, la CRE a proposé d'adapter les niveaux d'incitation de certains indicateurs portant sur les thématiques suivantes :

- le respect des délais d'intervention lors de la réalisation des prestations relatives à la mise en/hors service des points de comptage et d'estimation (PCE) et le traitement en M+1 des rejets de flux (pour des raisons fonctionnelles ou techniques à la suite d'un contrôle automatique dans le système d'information de GRDF) du mois M transmis aux fournisseurs : la CRE a proposé de renforcer le dispositif en doublant les incitations pour mettre fin à la dégradation de la performance observée sur la période ATRD6 ;
- la « Relation avec le fournisseur » avec la mise en place d'une incitation asymétrique sur l'indicateur relatif à la disponibilité du portail fournisseur avec la suppression du bonus. Cette modification s'explique par une performance durablement au-dessus de l'objectif de référence fixé par la CRE.

La majorité des acteurs de marché s'est montrée favorable à ces orientations. En revanche, certains gestionnaires de réseaux sont opposés au principe d'une incitation asymétrique qu'ils considèrent comme une régulation « punitive » pour l'opérateur.

La CRE considère qu'étant donné l'historique de l'indicateur relatif à la disponibilité du portail fournisseur (performance de près de 99,95 % sur la période ATRD6), l'évolution vers une incitation asymétrique est pertinente. En effet, les incitations asymétriques permettent de maintenir au niveau atteint, lorsqu'il est jugé satisfaisant, l'incitation à la performance de l'opérateur tout en évitant les effets d'aubaine.

En conséquence, pour la période ATRD7, la CRE :

- double les niveaux d'incitation des indicateurs « Taux de mises en services (MES) réalisées dans les délais demandés », « Taux de mises hors en services (MHS) réalisées dans les délais demandés » et « Taux de traitement des rejets du mois M en M+1 » ;
- introduit une régulation asymétrique pour l'indicateur « Taux de disponibilité du portail Fournisseur ».

#### **Traitement des réclamations**

Dans sa consultation publique, la CRE a proposé de renforcer l'incitation de GRDF à améliorer le traitement de ses réclamations. La CRE a proposé, pour la période ATRD7 :

- d'inciter GRDF sur le traitement des réclamations dans un unique délai de 15 jours calendaires pour l'ensemble des réclamations : GRDF étant le seul gestionnaire de réseaux national dont l'incitation sur le délai de traitement des réclamations est différenciée selon sa provenance ;
- pour cet indicateur, de renforcer le niveau de l'incitation en cohérence avec celui d'Enedis ainsi que fixer un niveau d'objectif de 96 % (objectif actuel sur l'indicateur mesurant le traitement, sous 15 jours calendaires, des réclamations provenant des fournisseurs) ;
- d'inciter financièrement l'indicateur « taux de réclamations multiples ». Dans le cadre du groupe de travail gaz (GTG), certains acteurs ont alerté la CRE sur l'augmentation des « rebonds » à la suite du traitement des réclamations. Cet indicateur vise à inciter GRDF sur la qualité des premières réponses apportées lors du traitement des réclamations.

Concernant l'incitation de GRDF à traiter l'ensemble de ses réclamations dans un délai unique de 15 jours calendaires, la majorité des acteurs du marché est favorable à la proposition de la CRE. GRDF y est en revanche opposée et estime qu'une telle réforme contraindrait fortement son organisation, considérant que l'objectif proposé en consultation publique (96 %) n'est pas adapté à son organisation actuelle.

La CRE estime que sur la période tarifaire ATRD7, GRDF sera en mesure de traiter l'ensemble de ses réclamations sous 15 jours à l'instar d'autres gestionnaires de réseaux. En particulier, la CRE considère que la fin du déploiement massif du compteur évolué Gazpar va entraîner une baisse des réclamations clients notamment liées à la mesure des index. Toutefois, la CRE partage l'analyse de GRDF selon laquelle la recherche d'un objectif cible ambitieux dès 2024 pourrait générer des surcoûts. A ce titre, la CRE adapte la trajectoire d'objectifs en introduisant une trajectoire plus progressive (un objectif de 93 % en 2024 pour atteindre l'objectif cible de 96 % en 2027).

S'agissant de l'indicateur relatif aux rebonds de réclamations, la totalité des acteurs est favorable à la proposition. Certains acteurs demandent d'étendre le suivi de cette thématique en introduisant, sans incitation financière associée, le suivi d'indicateurs plus fins (par exemple, selon la provenance ou la nature de la réclamation).

La CRE considère que la multiplication du suivi d'indicateurs peut altérer la lisibilité du cadre de régulation incitative. La CRE encourage les acteurs à échanger sur le suivi d'indicateurs dans le cadre de concertation GTG.

Enfin, dans un contexte de fin de déploiement massif du compteur évolué Gazpar, GRDF demande de supprimer les indicateurs actuellement suivis sans incitation financière et relatifs au volume et au taux de réclamations liées au déploiement des compteurs évolués.

La CRE estime que, dans la mesure où GRDF fournit déjà les volumes mensuels de réclamations qu'il reçoit par le biais d'autres indicateurs suivis (selon la provenance et la nature, dont les réclamations liées à Gazpar), ces indicateurs apportent peu d'informations utiles et peuvent être supprimés.

Au regard de ces éléments, pour la période ATRD7, la CRE :

- introduit un indicateur « Taux de réponses aux réclamations dans les 15 jours calendaires » et supprime les deux indicateurs « Taux de réponses aux réclamations des fournisseurs dans les 15 jours calendaires » et « Taux de réponses aux réclamations des consommateurs dans les 30 jours calendaires » ;
- introduit un indicateur « Taux de réclamations multiples » ;
- supprime les indicateurs suivis « Nombre de réclamations de clients finals ou de fournisseurs liées au déploiement des compteurs communicants, par nature » et « Taux de réclamations de clients finals ou de fournisseurs liées au déploiement des compteurs communicants ».

### **Amplitude des comptes d'écart distribution**

Dans sa consultation publique, la CRE a proposé de modifier les modalités de calcul et d'incitation des deux indicateurs relatifs à l'amplitude des comptes d'écart distribution, à savoir :

- modifier le calcul de l'indicateur relatif aux amplitudes de CED (volume annuel des CED plutôt que sur la somme des amplitudes mensuelles) ;
- faire évoluer l'objectif de l'indicateur « Amplitudes des CED par fréquence de relève et fournisseur ».

La majorité des acteurs ayant contribué est favorable aux évolutions proposées par la CRE.

La CRE retient ces propositions pour la période ATRD7 et modifie le libellé de l'indicateur « Amplitude des comptes d'écart distribution (CED) » par « Volume annuel des comptes d'écart distribution (CED) ».

### **Performance du système de comptage Gazpar - Accès aux données journalières de consommation**

Dans sa consultation publique, et dans le contexte de fin du déploiement massif du projet Gazpar, la CRE a proposé :

- de réhausser le niveau de l'objectif de l'indicateur relatif à la mesure des index cycliques sur le périmètre des compteurs communicants pour tenir compte de la performance observée sur la période ATRD6 ;
- de renforcer l'incitation (doublement des bonus et pénalités) sur le « Taux d'index cycliques calculés 3 fois et plus » sur le périmètre des compteurs communicants ;
- s'agissant de l'accès aux données de consommation, de substituer l'indicateur incité financièrement « Taux de mise à disposition des données aux clients finals » par l'indicateur relatif à la transmission des données journalières de consommation » avec un objectif de 99 %.

La quasi-totalité des acteurs est favorable aux propositions de la CRE. S'agissant de l'indicateur relatif à la transmission des données journalières de consommations, bien que favorables, certains fournisseurs ont alerté sur un décalage entre la qualité des données reçues et le résultat de l'indicateur concerné, en particulier s'agissant de la complétude de ses données. Ainsi, ils préconisent le suivi d'autres indicateurs pour compléter le dispositif sans pour autant faire de propositions concrètes. Concernant l'objectif associé à l'indicateur relatif à la transmission des données de consommation, GRDF demande de l'adapter en se fondant sur la performance passée.

La CRE considère que l'accès à une donnée de consommation journalière fiable, complète et reçue dans les délais constitue un enjeu majeur dans la réussite du projet Gazpar. Le retour des acteurs sur cette thématique met en évidence que la régulation incitative telle que proposée ne permet pas de capter la performance complète du GRD dans ce domaine.

En conséquence, à l'instar des travaux menés en électricité, la CRE demande à GRDF d'inscrire ce sujet au programme des travaux des instances de concertations du GTG afin de construire un indicateur consolidé avec les utilisateurs d'ici la fin de l'année 2025.

Concernant l'objectif de l'indicateur, la CRE estime que GRDF doit atteindre, à terme, une performance de 99 % au pas hebdomadaire. La CRE décide d'ajuster à la marge le niveau de l'objectif cible afin de le rendre plus progressif et cohérent avec la performance observée en 2022. Cet indicateur remplace un indicateur existant mesurant la performance du système de comptage Gazpar. A ce titre, la CRE décide de le plafonner selon les modalités précisées dans l'annexe 3 de la présente délibération.

Par ailleurs, la poursuite des travaux portant sur les projets de comptage évolué des entreprises locales de distribution (ELD) a permis de constater une bonne performance des GRD s'agissant de la publication des index mensuels. En particulier, la CRE constate que la performance de GRDF pour cet indicateur est au global au-dessus de l'objectif fixé par la CRE (99,5 %). A cet égard, la CRE considère pertinent d'adapter l'objectif associé à l'indicateur « Taux de publication des index aux fournisseurs sur le périmètre des compteurs communicants » et décide de fixer un objectif plus ambitieux de 99,7 %.

Au regard de ces éléments, la CRE décide, pour la période ATRD7 :

- d'adapter le niveau de l'objectif de l'indicateur « Taux de publication des index aux fournisseurs sur le périmètre des compteurs communicants » ;
- de doubler l'incitation (bonus et pénalités) associée à l'indicateur « Taux d'index cycliques calculés 3 fois et plus sur le périmètre des compteurs communicants » ;
- d'introduire l'indicateur incité financièrement « Taux de publication des données journalières de consommation » et de supprimer l'indicateur « Taux de mise à disposition des données aux clients finals ».

### **Autres adaptations**

Dans sa consultation publique, la CRE a également proposé de faire évoluer l'objectif de l'indicateur relatif à la publication des index par OMEGA pour les relèves 6M (i.e. relève semestrielle – consommateur non équipé d'un compteur évolué Gazpar) afin de tenir compte de la réduction des utilisateurs non équipés de compteur Gazpar.

Aucun acteur ne s'est opposé à cette évolution. La CRE retient cette proposition pour la période ATRD7.

Enfin, sur la base de la performance passée, la CRE décide de rehausser l'objectif cible de l'indicateur « Taux de mise hors service (MHS) réalisées dans les délais demandés » à 96,5 % contre 95,5 % sur la période ATRD6.

### **2.5.2.2 Indicateurs relatifs à l'injection de gaz renouvelable et bas-carbone**

La CRE a introduit dans le tarif ATRD6 de GRDF et des ELD le suivi des indicateurs suivants (non incités financièrement) :

- délai de réponse aux études détaillées pour les porteurs de projet biométhane ;
- nombre de réclamations à la suite du raccordement des installations de biométhane.

Compte tenu de l'augmentation du nombre de sites de production de biométhane raccordés sur les réseaux gaziers, la CRE considère que le maintien de conditions optimales pour ces sites est un enjeu majeur pour GRDF et les gestionnaires de réseaux de manière générale.

La CRE a ainsi, à l'occasion d'un atelier organisé le 10 mai 2023 sur la montée en puissance des gaz renouvelables et bas-carbone, interrogé les acteurs concernés sur les indicateurs pertinents à prendre en compte pour contrôler la qualité de service des opérateurs.

Au cours de cet atelier, les participants ont confirmé l'importance des problématiques identifiées par la CRE concernant les baisses tendancielle de la consommation de gaz qui entretiennent des incertitudes sur l'exutoire de la production de gaz renouvelables et bas-carbone. Les participants ont également partagé une volonté d'accélération du raccordement des installations et de développement de solutions de flexibilités.

Au vu des enjeux identifiés et des retours de l'atelier susmentionné, la CRE a proposé d'introduire et de modifier plusieurs indicateurs de qualité de service dédiés aux sites de production de gaz renouvelables et bas-carbone.

Dans sa consultation publique, la CRE envisageait tout d'abord d'étendre les indicateurs existants à l'ensemble des gaz renouvelables et bas-carbone, et d'inciter financièrement les deux indicateurs existants dans le tarif ATRD6 (« Délai de réponse aux études détaillées pour les porteurs de projet de biométhane » et « Nombre de réclamations consécutives au raccordement d'une installation de biométhane »).

La CRE envisageait également d'introduire pour suivi (sans incitation financière) de nouveaux indicateurs de qualité de service afin de suivre plus précisément la performance de GRDF sur l'injection de gaz renouvelable et bas-carbone sur son réseau. Ce suivi est par ailleurs cohérent compte tenu de l'existence d'un suivi de GRDF sur les délais de raccordement des consommateurs finals (« Respect des délais de raccordement des sites de production de gaz renouvelables et bas-carbone » et « Respect des délais de mise en service des renforcements associés au développement des gaz renouvelables et bas-carbone »).

Enfin, la CRE envisageait dans sa consultation publique la création d'un indicateur relatif aux volumes de gaz renouvelables et bas-carbone écrêtés. En effet, la CRE a pu remarquer des incertitudes sur l'exutoire de la production de gaz renouvelables et bas-carbone, du fait d'une consommation de gaz tendanciellement en baisse. L'indicateur envisagé par la CRE vise à suivre l'évolution du nombre de zones et de producteurs concernés par l'écrêtement de leur production. L'objectif serait d'analyser les circonstances d'écrêtements locaux (modulation saisonnière ou intra-mensuelle, évolution temporelle et géographique du phénomène...), dans l'attente de la réalisation d'investissements de renforcement du réseau validés par la CRE.

La majorité des répondants partage les enjeux présentés par la CRE et est favorable aux évolutions envisagées. Un fournisseur a demandé l'incitation dès le tarif ATRD7 des nouveaux indicateurs biométhane dont la CRE envisage l'introduction.

Compte tenu des réponses à la consultation publique, la CRE décide, pour le tarif ATRD7 de GRDF :

- d'inciter financièrement deux indicateurs actuellement suivis, à savoir :
  - o l'indicateur relatif au délai de réponse aux études détaillées pour les porteurs de projet ;
  - o l'indicateur relatif au nombre de réclamations à la suite du raccordement des installations ;
- d'introduire, pour suivi et sans incitation financière, trois nouveaux indicateurs :
  - o un indicateur relatif au respect des délais de raccordement des sites de production de gaz renouvelables et bas-carbone ;
  - o un indicateur relatif au respect des délais de mise en service des renforcements associés au développement des gaz renouvelables et bas-carbone ;
  - o un indicateur relatif aux volumes de gaz renouvelables et bas-carbone écrêtés.

Concernant l'indicateur relatif aux volumes de gaz renouvelables et bas-carbone écrêtés, compte tenu des développements SI induits par l'introduction d'un tel indicateur, la CRE diffère son introduction au 1<sup>er</sup> juillet 2025.

Lors des précédents tarifs, la CRE a généralement introduit de nouveaux indicateurs pour suivi sans incitation financière dans un premier temps, afin de permettre la collecte, la remontée et l'analyse des données de performance avant d'établir le niveau d'incitation associé. Dans un premier temps, les trois nouveaux indicateurs ne seront pas incités financièrement, afin de tenir compte des retours d'expérience permis lors de la période tarifaire ATRD7. Ces indicateurs sont décrits dans l'annexe 2 de la présente délibération.

**Synthèse des indicateurs de la qualité de service incités financièrement pour la période ATRD7**

Indicateurs relatifs à l'activité d'acheminement
Nombre de rendez-vous planifiés non respectés par GRDF
Taux de mises en service (MES) réalisées dans les délais demandés
Taux de mises hors service (MHS) réalisées dans les délais demandés
Taux de raccordements réalisés dans les délais convenus

Taux de réponses aux réclamations dans les 15 jours calendaires
Taux de réclamations multiples
Taux de disponibilité du portail Fournisseur
Volume annuel des comptes d'écart distribution (CED)
Amplitude des comptes d'écart distribution (CED) par fréquence de relève et par fournisseurs
Taux de publication par OMEGA pour les relèves JJ/JM
Taux de publication par OMEGA pour les relèves MM
Taux de publication par OMEGA pour les relèves 6M
Taux d'écart de périmètre contractuel des fournisseurs alternatifs
Taux de traitement des rejets du mois M en M+1
<b>Indicateurs relatifs à l'injection de gaz renouvelable et bas-carbone</b>
Nombre de réclamations consécutives au raccordement d'une installation de gaz renouvelables et bas-carbone
Délai de réponse aux études détaillées pour les porteurs de projet de gaz renouvelables et bas-carbone
<b>Indicateurs relatifs au système de comptage évolué</b>
Taux de publication des index aux fournisseurs sur le périmètre des compteurs communicants
Taux d'index cycliques mesurés sur le périmètre des compteurs communicants
Taux d'index mesurés sur demandes contractuelles sur le périmètre des compteurs communicants
Taux d'index cycliques calculés 3 fois et plus sur le périmètre des compteurs communicants
Taux de publication des données journalières de consommation
Taux de disponibilité du portail client

### 2.5.2.3 Indicateurs relatifs à l'environnement

Le tarif ATRD6 comportait deux indicateurs relatifs à l'environnement, non incités financièrement, de suivi des émissions de gaz à effet de serre dans l'atmosphère (en équivalent CO<sub>2</sub>) rapportées au volume de gaz acheminé et de suivi des fuites de méthane émises dans l'atmosphère.

Compte tenu des incertitudes associées sur le règlement européen sur les émissions de méthane, en cours d'élaboration durant les travaux ATRD7, la CRE n'a pas envisagé d'évolution des indicateurs en vigueur.

Néanmoins, elle pourra adapter le cadre de régulation associé à ces émissions une fois que le règlement européen sera adopté (voir partie 2.3.2). Les objectifs et incitations liées aux émissions de gaz à effet de serre pourront être mis en place dans le même temps.

## 2.6 Régulation incitative de la R&D et de l'innovation

### 2.6.1 Régulation incitative de la R&D

Dans un contexte d'évolution rapide du paysage énergétique, les gestionnaires de réseaux doivent disposer des ressources nécessaires pour mener à bien leurs projets de recherche et développement et d'innovation (R&D&I), essentiels pour fournir un service efficace et de qualité aux utilisateurs et faire évoluer leurs outils d'exploitation de leurs réseaux. Les gestionnaires de réseaux se doivent, quant à eux, d'utiliser efficacement et de manière transparente ces ressources.

Afin de satisfaire ces deux exigences, la régulation incitative de la R&D&I s'appuie actuellement, pour l'ensemble des opérateurs, sur :

- une trajectoire de coûts de R&D&I incitée de manière asymétrique, qui peut être révisée à mi-parcours : en fin de période tarifaire, les montants non dépensés sur la période sont rendus aux consommateurs tandis que les dépassements de trajectoires restent à la charge des opérateurs ;
- la transmission annuelle à la CRE d'informations techniques et financières pour l'ensemble des projets en cours et terminés et la publication d'un rapport public bisannuel.

La CRE a proposé dans sa consultation publique de maintenir les modalités d'incitation du tarif ATRD6, qui permettent de ne pas inciter les opérateurs à arbitrer entre des économies sur leurs dépenses de R&D&I et la préparation de l'avenir. Par ailleurs, la mise à jour de la trajectoire à mi-parcours permet d'offrir plus de souplesse aux opérateurs de réseaux dans l'adaptation de leur programme de R&D&I.

Enfin, le dispositif de guichet *smart grids* pour les opérateurs d'infrastructures de gaz, mis en place pour la période tarifaire ATRD6, n'a pas été utilisé. La CRE a proposé dans sa consultation publique de ne pas le reconduire pour la période tarifaire ATRD7.

La majorité des répondants ne s'est pas exprimée sur le cadre de régulation de la R&D&I, mais davantage sur le niveau de charges de cette thématique (voir partie 3.1.3). Les acteurs s'étant exprimés sur ce sujet y sont favorables, considérant que le fait que ces charges soient suivies à part des autres charges permet d'inciter les opérateurs à réaliser les actions de R&D nécessaires à la préparation de l'avenir avec une maîtrise budgétaire.

Un acteur considère par ailleurs qu'il pourrait être intéressant de conserver le guichet *smart grids*, quand bien même il n'a pas été utilisé lors de la période tarifaire précédente.

La CRE décide de reconduire le cadre de régulation incitative de l'innovation et de la R&D&I pour la prochaine période tarifaire et de supprimer le dispositif de guichet *smart grids* de mi-période.

## 2.6.2 Régulation incitative de l'innovation : favoriser l'innovation à l'externe

Lors de ses différentes délibérations ou rapports thématiques, la CRE a formulé un certain nombre de demandes aux gestionnaires d'infrastructures de gaz pour faciliter les usages innovants sur leurs réseaux. Or, les délais de mise en œuvre par les gestionnaires de réseaux de certaines des nouvelles actions requises par les textes ou demandées par la CRE ne sont pas toujours satisfaisants et parfois incompatibles avec le besoin d'innovation du secteur. La CRE considère que la mise en œuvre de ces actions dans les délais impartis est essentielle, dans un contexte marqué par des transformations rapides du système gazier.

Dans sa consultation publique, la CRE a proposé d'introduire, pour le tarif ATRD7 et dans le cadre de régulation de GRDF, le dispositif de régulation incitative sur les délais de mise en œuvre des actions prioritaires qu'elle a mis en place dans le cadre du TURPE 6 HTA-BT<sup>19</sup>, du TURPE 6 HTB<sup>20</sup> et du tarif ATRD6 des ELD de gaz<sup>21</sup>. Ce dispositif incite les gestionnaires de réseaux à respecter les délais de mise en œuvre d'un nombre limité d'actions identifiées par la CRE comme « prioritaires ». Il associe un délai d'exécution à chacune de ces actions et le versement de pénalités en cas de non-réalisation de ces actions prioritaires dans les délais impartis.

Afin que GRDF dispose de la réactivité nécessaire à l'innovation, la CRE a précisé que cette liste d'actions prioritaires ne serait pas figée en début de période tarifaire et pourrait être alimentée pendant toute la période du tarif ATRD7 de GRDF en cohérence avec des évolutions législatives et réglementaires, les chantiers prioritaires identifiés par la CRE et après consultation des acteurs de marché.

La plupart des acteurs s'étant prononcés sur ce point sont favorables à l'introduction de ce dispositif. Certains acteurs soulignent toutefois que les travaux de R&D s'établissent souvent sur le temps long et que la mise en œuvre de certaines actions ne peut pas toujours faire l'objet d'un calendrier précis.

La présente délibération introduit donc, pour la période ATRD7, un dispositif de régulation incitative au respect des délais d'exécution par GRDF d'actions identifiées par la CRE comme prioritaires et qui repose sur :

<sup>19</sup> Délibération n°2021-13 de la Commission de régulation de l'énergie du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE 6 HTA-BT)

<sup>20</sup> Délibération n°2021-12 de la Commission de régulation de l'énergie du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité (TURPE 6 HTB)

<sup>21</sup> Délibération n°2022-28 de la Commission de régulation de l'énergie du 27 janvier 2022 portant décision sur les tarifs péréqués d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel des entreprises locales de distribution

- une liste réduite d'actions prioritaires ayant vocation à intégrer le dispositif : afin de disposer de la réactivité nécessaire à l'innovation, cette liste d'actions prioritaires ne sera pas figée en début de période tarifaire et pourra être alimentée pendant toute la période du tarif ATRD7 de GRDF en cohérence avec des évolutions législatives et réglementaires, les chantiers prioritaires identifiés par la CRE et après consultation des acteurs de marché ;
- un délai d'exécution associé à chacune des actions, en fonction des textes de nature législative et réglementaire lorsque l'action est requise par ces textes, ou établi en concertation avec GRDF et les acteurs de marché lorsqu'il s'agit d'actions en lien avec des chantiers jugés prioritaires par la CRE ;
- le versement d'une pénalité en cas de non-réalisation de ces actions prioritaires dans les délais impartis, en ce qu'elle constitue un frein à un accès efficace aux réseaux et au bon fonctionnement du marché entraîne le versement d'une pénalité. Calculé de manière mensuelle, le montant de cette pénalité est progressif, afin de pénaliser plus fortement les retards importants. Les montants sont les suivants :
  - o pour une action mise en œuvre dans les 6 mois suivant la date retenue par la CRE, une pénalité de 25 000 €/mois de retard est appliquée ;
  - o pour une action mise en œuvre dans les 6 à 12 mois suivant la date retenue par la CRE, la pénalité est portée à 50 000 €/mois de retard pour les mois au-delà du 6<sup>e</sup> mois ;
  - o pour une action mise en œuvre au-delà de 12 mois suivant la date retenue par la CRE, la pénalité est portée 100 000 €/mois de retard pour les mois au-delà du 12<sup>e</sup> mois ;
  - o le montant global de l'ensemble des pénalités versées par GRDF sera plafonné à 250 000 € par an.

Aucune action n'est intégrée à ce stade dans ce mécanisme pour la période ATRD7. Des actions pourront être intégrées au mécanisme en cours de période en suivant le processus décrit précédemment.

## 2.7 Régulation incitative relative aux pertes et différences diverses

Les pertes et différences diverses correspondent à la différence entre les quantités livrées par les GRT en entrée du réseau de distribution, les quantités de biométhane injectées sur le réseau de distribution et les quantités effectivement facturées aux consommateurs sur ce réseau. Elles proviennent :

- de la marge d'imprécision du comptage du gaz au niveau des postes transport à l'interface avec le réseau de distribution et au niveau des postes clients (biais de comptage), ainsi que d'autres incertitudes liées notamment à la conversion des volumes lus sur les compteurs en énergie. En effet, la conversion du volume de gaz (en m<sup>3</sup>) en quantité d'énergie (en kWh), fondée sur la composition chimique du gaz, entraîne des différences entre les quantités de gaz mesurées aux points d'interface transport distribution (PITD) et les quantités prises en compte lors de la relève des compteurs des consommateurs finals ;
- des pertes non techniques telles que les fraudes, les écarts entre l'index enregistré au départ d'un consommateur et celui enregistré à l'arrivée de son successeur, les erreurs de relevé, les erreurs dans les fichiers de facturation, etc. ;
- des pertes techniques liées au remplissage des réseaux neufs, aux purges des ouvrages avant intervention et aux agressions des ouvrages en service lors de travaux ou à d'éventuelles fuites.

### 2.7.1 Description du dispositif

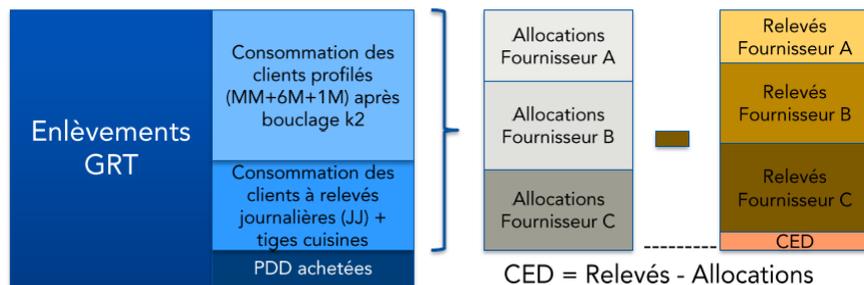
Pour compenser les pertes et différences diverses, GRDF achète en amont des quantités de gaz sur le marché de gros, correspondant à un taux de pertes théorique. Ces achats intègrent le poste « pertes et différences diverses » (PDD) qui se compose des catégories suivantes :

- 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 gros 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 inter-opérateurs (CIO) entre GRDF et les gestionnaires des réseaux de transport qui permet de régulariser les écarts de comptage aux PITD. Il est nul en prévisionnel ;

- le compte d'écart distribution avec les fournisseurs, qui permet de s'assurer a posteriori, sur la base des relevés des consommateurs finals, que chaque fournisseur paie bien le gaz effectivement consommé par ses clients (le gaz compensé étant valorisé à un prix de marché).

Le compte écart distribution permet de comptabiliser les écarts entre les quantités livrées aux clients et les quantités allouées par GRDF.

Au moment des relevés, on constate que les quantités livrées aux clients diffèrent des quantités allouées : les écarts sont liés notamment aux erreurs de comptage et de profilage. Il faut alors régulariser la situation auprès des fournisseurs (remboursement des quantités de gaz acheminées en excès ou facturation des quantités manquantes au prix spot) : c'est le rôle du compte d'écart distribution. Il existe un CED par fournisseur et par fréquence de relève.



Source : GRDF

Les PDD réelles, qui sont la différence entre les enlèvements GRT et les relevés fournisseurs, correspondent donc à la somme des PDD achetées par GRDF et des CED.

GRDF n'est pas incité directement sur le niveau des charges d'énergie prévisionnelles fixées dans le tarif : en effet, des facteurs (prix du gaz et volumes distribués), sur lesquels GRDF n'a pas de maîtrise, peuvent avoir un impact sur ce montant. Pour cette raison, les charges réalisées sont couvertes intégralement au CRCP. En revanche, afin d'inciter GRDF à maîtriser ces charges, le tarif définit une trajectoire de référence, fondée sur un volume de référence (produit des quantités réellement distribuées et un taux de perte théorique) et un prix de référence (calculé sur la base des prix de gros constatés pour un panier de produits de référence prédéfini). L'écart entre les charges réelles et la trajectoire de référence était incité à 20 % dans le tarif ATRD6.

Dans sa consultation publique, la CRE a envisagé de maintenir le principe de la régulation incitative des PDD en conservant la force de l'incitation au niveau de celle du tarif ATRD6.

Aucun acteur ne s'est montré défavorable au maintien des principes et du niveau d'incitation de la régulation incitative des PDD.

La CRE reconduit les principes de régulation incitative des PDD pour le tarif ATRD7. Les taux de pertes proposés par la CRE en consultation publique ont été accueillis favorablement par tous les répondants.

Le calcul du montant de référence *ex post* reste donc le suivant :

- le volume de référence est calculé comme le produit des quantités réellement distribuées et un taux de perte théorique défini au paragraphe 2.7.2 ;
- le prix de référence est calculé sur la base des prix de marché constatés pour un panier de produits de référence prédéfini (défini dans l'annexe 5 confidentielle).

L'écart entre ce montant de référence et les charges réalisées de GRDF est incité à hauteur de 20 %.

Toutefois, la CRE a pu constater dans son bilan de la période ATRD6, qu'elle a présenté en consultation publique, que GRDF maîtrise insuffisamment les volumes des CED, du fait notamment de l'absence de révision en cours de période tarifaire de ses prévisions d'achats et de mauvaises prévisions de l'affectation des consommations aux clients en échec successif de relève. A ce titre, la CRE considère qu'il est important que GRDF maîtrise mieux le volume des CED, et par conséquent la prévision des volumes de gaz à acheter sur le marché. La CRE propose d'introduire des indicateurs de qualité de service dédiés (voir partie 3.4.2).

## 2.7.2 Taux de pertes théoriques retenus

Le taux de pertes théorique est réévalué par la CRE pour chaque période tarifaire, en fonction notamment des performances réalisées de l'opérateur.

Les taux de pertes de référence pour la période ATRD6 sont présentés dans le tableau suivant, ainsi que les taux de pertes constatés.

(en % des quantités distribuées)	2020	2021	2022	2023
Taux de pertes théoriques délibération ATRD6	0,50 %	0,48 %	0,46 %	0,45 %
Taux de pertes réalisé	0,56 %	0,51 %	0,11 %	-

Pour la période ATRD7, GRDF propose un taux de référence de 0,45 % constant sur toute la période. Ce taux correspond au taux de pertes théorique de l'année 2023, qui intégrait les gains générés par les compteurs Gazpar mis en service à cette date : en effet, parmi les bénéfices attendus du déploiement des compteurs Gazpar figure la réduction des pertes non techniques liées notamment aux consommations clients sans contrat de fourniture.

La CRE estime que les écarts observés entre les taux de pertes de référence sur la période ATRD6 et les taux de pertes réalisés sur la période sont en partie liés à des erreurs et décalages d'estimation de consommation, et que l'année 2022 est particulièrement atypique. De plus, GRDF estime qu'il peut exister un effet de report de pertes sur les années consécutives à 2022. Par conséquent, la CRE a envisagé, lors de la consultation publique, de retenir comme base le taux de pertes de référence de 2023 en appliquant les gains Gazpar attendus sur la période ATRD7, avec le déploiement diffus de compteurs additionnels. Ces taux de pertes ont été accueillis favorablement par tous les répondants à la consultation publique.

La CRE retient donc pour la période ATRD7 les taux de pertes théoriques suivants :

(en % des quantités distribuées)	2024	2025	2026	2027
Taux de pertes théoriques	0,44 %	0,44 %	0,44 %	0,44 %

## 2.8 Régulation incitative des charges relatives au projet « Changement de gaz »

Une partie de la région des Hauts-de-France est actuellement alimentée par du gaz naturel à bas pouvoir calorifique (ci-après « gaz B »), issu principalement du gisement de Groningue aux Pays-Bas. La déplétion progressive du gisement (dont l'arrêt de la production a en outre été décidé par le gouvernement des Pays-Bas) ne permet pas d'envisager la prolongation du contrat d'approvisionnement entre les Pays-Bas et la France au-delà de son terme actuel en 2029. Afin d'assurer la continuité d'approvisionnement du 1,3 million de consommateurs de cette région, il est nécessaire de convertir le réseau de gaz naturel pour lui permettre d'accepter le gaz à haut pouvoir calorifique (ci-après « gaz H ») qui alimente le reste du territoire français. Ce projet implique notamment pour GRDF, outre des travaux d'adaptation de son réseau et la création d'un SI dédié à l'opération, de réaliser des interventions de contrôle, d'adaptation et de réglage des équipements des consommateurs raccordés à son réseau. Il représente environ 500 M€ de charges d'exploitation et 50 M€ d'investissements pour GRDF entre 2021 et 2029.

Par ailleurs, la loi de finances pour 2019<sup>22</sup> a introduit l'obligation pour GRDF de faciliter le remplacement des appareils ne pouvant être adaptés, dans le cadre du projet de conversion, notamment au moyen d'une prise en charge financière par le tarif ATRD des coûts de remplacement de ces appareils, dans la limite de montants plafonds définis par décret<sup>23</sup> et d'un périmètre des bénéficiaires précisé par arrêté<sup>24</sup>.

<sup>22</sup> Article 183 de la loi n°2018-1317 du 28 décembre 2018 de finances pour 2019

<sup>23</sup> Décret n°2019-114 du 20 février 2019 relatif aux aides financières mentionnées au II de l'article 183 de la loi n°2018-1317 du 28 décembre 2018 de finances pour 2019

<sup>24</sup> Arrêté du 25 février 2021 relatif aux modalités de déploiement de l'opération de conversion du réseau de gaz B

### 2.8.1 Cadre de la régulation incitative des charges relatives au projet « Changement de gaz » pour la période ATRD6

Sur la base du retour d'expérience de la phase pilote (2016-2020), la CRE a défini, dans sa délibération du 11 mars 2021<sup>25</sup>, les modalités de couverture des charges d'exploitation pour la phase de déploiement industriel pour la période ATRD6 (2021-2023).

Le cadre de régulation défini à cette occasion consiste à inciter GRDF à maîtriser l'ensemble des coûts d'exploitation, à savoir les coûts d'intervention chez le client, les coûts de remplacement des appareils et les coûts SI-communication-pilotage, à travers une couverture partielle des écarts entre la trajectoire réalisée et la trajectoire de référence avec une prise en compte de 80 % de cet écart via le CRCP.

En revanche, compte tenu des incertitudes sur certains modes opératoires et sur les volumes d'appareils à adapter chez les consommateurs, le cadre retenu prévoit une couverture totale des risques associés au nombre total de consommateurs à convertir et au volume d'appareils à remplacer, sur lesquels GRDF dispose d'une marge de manœuvre très limitée.

Le montant de référence de l'année N, dont l'écart avec la trajectoire réalisée est pris en compte à 80 % via le CRCP, correspond ainsi à la somme :

- des charges d'exploitation SI-communication-pilotage de référence de l'année N révisées de l'inflation réalisée ;
- du produit des coûts unitaires d'intervention et de remplacement des appareils incompatibles révisés de l'inflation réalisée et des volumes réalisés (en année N) d'interventions et de remplacement des appareils incompatibles.

La CRE considère que, durant la période ATRD6, l'opération de changement de gaz s'est bien déroulée. Depuis 2022, le projet monte en charge et GRDF a su maintenir le rythme de conversion. GRDF, qui intervient au-delà de son périmètre de responsabilité habituel, a été performant tant en termes de coûts qu'en termes de relation avec les clients. Les enquêtes de satisfaction montrent des taux de satisfaction supérieurs à 95 % pour les phases d'inventaire et de réglage sur les années 2021-2022. La CRE considère que GRDF respecte ses engagements et opère de façon satisfaisante pour l'ensemble des parties prenantes.

### 2.8.2 Adaptation du cadre pour la période ATRD7

Au vu des résultats satisfaisants de la période ATRD6, la CRE a proposé dans sa consultation publique de reconduire la régulation incitative du projet « Changement de gaz », tout en actualisant le niveau des coûts unitaires de référence sur la base de la trajectoire de charges d'exploitation retenue par la CRE pour ce projet pour la période ATRD7. La majorité des acteurs a émis un avis favorable à cette proposition. Néanmoins, certains acteurs y sont opposés, craignant un impact négatif pour les usagers du fait d'une limitation des dépenses.

La CRE considère que le cadre de régulation a été efficace sur la période ATRD6, dans la mesure où GRDF a été incité à maîtriser ses coûts tout en assurant la satisfaction des parties prenantes et décide donc sa reconduction sur la période ATRD7.

Dans sa demande initiale, GRDF estime les charges d'exploitation du projet de changement de gaz à 353 M€ sur la période ATRD7. Ces charges sont de 3 natures :

- des charges de « SI-communication-pilotage », dédiées, notamment, à la communication mise en place par GRDF, au développement du SI lié au projet de conversion et au pilotage du projet. La plupart de ces charges sont indépendantes du nombre de conversions réalisées ;
- des charges d'« intervention chez les consommateurs », hors charges de remplacement des appareils incompatibles, qui dépendent directement du nombre de consommateurs à convertir durant la période, en lien avec l'ensemble des prestations que GRDF doit réaliser sur les appareils des consommateurs ;
- des charges de « remplacement des appareils incompatibles », qui correspondent au coût associé au remplacement du matériel pour les appareils pour lesquels aucun réglage ni adaptation ne permet le fonctionnement au gaz H.

<sup>25</sup> Délibération n°2021-57 de la Commission de régulation de l'énergie du 11 mars 2021 portant décision sur le cadre de régulation applicable à la phase industrielle du projet de conversion du réseau de gaz B de GRDF

Au terme de ses analyses, et tenant compte du décret du 21 décembre 2023 relatif aux aides financières pour le remplacement des appareils incompatibles<sup>26</sup>, la CRE retient les coûts unitaires et trajectoires de référence suivants pour la couverture des différents coûts associés au projet de conversion de GRDF pour la période ATRD7 :

- le coût unitaire d'intervention chez le consommateur retenu est de 210,25 €2022/an/client ;
- le coût unitaire de remplacement des appareils incompatibles retenu est de 4 037,71 €2022 /appareil ;
- la trajectoire de coûts de SI et pilotage (correspondant à l'ensemble des charges hors intervention chez le client et remplacement des appareils dans le graphique plus bas) est présentée dans le tableau ci-dessous :

M€ <sub>2022</sub>	2024	2025	2026	2027
Charges d'exploitation SI-communication-pilotage – période ATRD7	22,6	25,0	20,0	13,3

Comme pour la période 2020-2022, et afin que les coûts associés soient couverts par le tarif ATRD, y compris éventuellement après 2029, la CRE retient une couverture complète via le CRCP des coûts associés à la conversion des clients inactifs.

<sup>26</sup> Décret n°2023-1237 du 21 décembre 2023 modifiant le décret n°2019-114 du 20 février 2019 relatif aux aides financières mentionnées au II de l'article 183 de la loi n°2018-1317 du 28 décembre 2018 de finances pour 2019

### 3 Niveau des charges à couvrir et trajectoire d'évolution du tarif d'utilisation du réseau de distribution de gaz naturel de GRDF

#### 3.1 Niveau des charges à couvrir

##### 3.1.1 Demande tarifaire de GRDF et principaux enjeux de l'opérateur

Dans sa demande tarifaire, GRDF anticipe que la période 2024-2027 sera à nouveau marquée par des niveaux élevés de prix de l'énergie et de l'inflation en raison du contexte géopolitique en Europe. GRDF considère également que le contexte réglementaire récent, défavorable au gaz naturel notamment dans le logement et le bâtiment tertiaire (RE2020, décret tertiaire, classement des réseaux de chaleur urbains) contribuera à accélérer la baisse de la consommation de gaz et du nombre de clients, déjà constatée dans le tarif ATRD6.

Par ailleurs, GRDF anticipe la poursuite du soutien public à la filière du biométhane et des gaz renouvelables et bas-carbone et à son essor en France, avec un objectif affiché dans sa demande tarifaire de 50 TWh de capacité d'injection de biométhane atteint à l'horizon 2030.

Dans ce contexte, GRDF indique que sa demande tarifaire vise à répondre aux enjeux suivants :

- le maintien d'un outil industriel performant et sûr, en respectant les nouvelles obligations réglementaires, et l'adaptation de ses systèmes d'information à de nouvelles exigences, notamment de cybersécurité ;
- la contribution aux objectifs européens de transition énergétique et l'accompagnement de plusieurs filières professionnelles (mobilité, bâtiment, production de gaz) et des collectivités locales (via le déploiement du nouveau modèle de contrat de concession) dans leur transition énergétique ;
- la poursuite d'un programme de R&D dans les domaines de la sécurité et de la performance opérationnelle, les gaz renouvelables, les « smart grids » et la sécurité aval ;
- le ralentissement de l'érosion du portefeuille de clients, et ce malgré la baisse tendancielle constatée de la consommation et du nombre de consommateurs ;
- la poursuite du projet « Changement de gaz » dans les Hauts-de-France, avec notamment la conversion de la métropole lilloise en 2025-2026 ;
- de manière générale, l'adaptation de GRDF à ces enjeux en matière de compétences techniques et managériales.

Depuis la consultation publique, GRDF a mis à jour sa trajectoire de charges nettes d'exploitation (voir partie 3.1.3).

Les charges nettes d'exploitation annuelles moyennes pendant la période ATRD7 hors énergie augmentent de 19 % par rapport au niveau atteint en 2022.

La prise en compte des enjeux identifiés par GRDF conduit l'opérateur à demander un total de charges nettes d'exploitation et de charges de capital d'environ 3 939 M€ par an, soit une hausse de 18 % par rapport au réalisé de 2022.

Le revenu autorisé<sup>27</sup> correspondant à la demande mise à jour de GRDF augmenterait de 21 % en 2024 par rapport au niveau du revenu autorisé 2023 mis à jour.

##### 3.1.2 Retour de la consultation publique

La majorité des fournisseurs et certains consommateurs font part de leur inquiétude concernant le niveau de charges à couvrir demandé par GRDF. Certains acteurs estiment que toute hausse de charges pérenne sur le long terme doit être justifiée. Ils s'interrogent également sur le décalage entre la diminution de la consommation de gaz et les demandes de dépenses en hausse de GRDF. D'autres appellent à limiter la hausse tarifaire pour le tarif ATRD7, notamment afin de limiter l'impact sur les consommateurs. Les gestionnaires de réseaux, leurs actionnaires et les organisations syndicales considèrent en revanche que la demande de GRDF est justifiée.

<sup>27</sup> Le revenu autorisé intègre les CCN, les CNE, l'apurement du CRCP et un terme de lissage.

S'agissant des charges de R&D, les fournisseurs qui se sont exprimés partagent la position de la CRE et considèrent ainsi que seules les dépenses liées aux activités régulées devraient être couvertes par le tarif. Les opérateurs, leurs actionnaires, ainsi que leurs partenaires partagent la demande de GRDF.

### 3.1.3 Charges nettes d'exploitation

Pour fixer les trajectoires de charges nettes d'exploitation de GRDF, la CRE retient les hypothèses d'inflation suivantes (mises à jour depuis la consultation publique) :

	2023	2024	2025	2026	2027
IPC hors tabac <sup>28</sup>	4,80 %	2,50 %	2,00 %	2,00 %	1,80 %

#### 3.1.3.1 Demande de GRDF

Les charges nettes d'exploitation prévisionnelles présentées par GRDF dans sa demande initiale, y compris les charges d'énergie, pour la période ATRD7 (2024-2027) sont les suivantes :

En M€ courants	2022 Réalisé	2024	2025	2026	2027
Charges nettes d'exploitation	1 573,7	1 894,8	1 898,6	1 880,3	1 875,6

Figure 2. Demande initiale de CNE de GRDF pour la période ATRD7 (en M€ courants)

La demande de GRDF marque une forte hausse des charges nettes d'exploitation (y compris les charges d'énergie) entre 2022 et 2024, de 321 M€ (soit + 20 %). Les charges nettes d'exploitation diminuent ensuite d'environ 0,3 % par an entre 2024 et 2027. Hors énergie, la hausse entre le réalisé 2022 et la demande pour 2024 est de 18 % et les charges nettes d'exploitation augmentent ensuite de 0,3 % en moyenne par an. Les principaux postes présentant une évolution entre 2022 et 2024 dans la demande de GRDF sont les suivants :

- les consommations externes (hausse de + 73 M€, soit + 10 %) : GRDF explique cette hausse principalement par les dépenses attendues sur les postes « Achats matières et fournitures » et « Travaux et entretien », en raison à la fois de l'impact des obligations réglementaires entrées en vigueur au cours de la période ATRD6, d'un programme de modernisation des ouvrages, et de nombreux chantiers sur le territoire de desserte de GRDF (grands programmes d'aménagement, déplacements d'ouvrages à la demande de tiers) ;
- les charges de statut et œuvres sociales (+ 66 M€, soit + 49 %), dont la hausse s'explique principalement par les effets de la hausse des prix de l'électricité en 2023 et d'une hypothèse de leur maintien à un haut niveau sur le début de la période ATRD7 sur les montants de l'Avantage en Nature Energie ;
- les charges d'énergie (hausse de + 48 M€, soit + 195 %) : cette hausse s'explique principalement par un niveau de référence 2022 exceptionnellement bas (le volume de pertes et différences diverses réalisé en 2022 a été inférieur de 77 % au volume prévisionnel), sous l'effet d'un volume du compte écart distribution négatif qui devrait être compensé en 2023, et par l'anticipation de prix de l'électricité élevés sur la prochaine période tarifaire ;
- les charges relatives au projet « Changement de gaz », dont les charges nettes d'exploitation prévisionnelles représentent 88,2 M€ en 2024, 106,4 M€ en 2025, 89,5 M€ en 2026 et 66,5 M€ en 2027 (soit 87,6 M€ par an en moyenne), en lien avec la montée en charge de la conversion du gaz B au gaz H dans le nord de la France. Le niveau réalisé en 2022 a été de 51,6 M€.

Depuis la consultation publique, GRDF a mis à jour sa demande de charges nettes d'exploitation en tenant compte des nouvelles hypothèses d'inflation, des évolutions des prix de l'énergie et des évolutions des règles de fiscalité prévues par le projet de loi de finances pour l'année 2024.

Les charges nettes d'exploitation prévisionnelles demandées par GRDF mises à jour de ces éléments sont les suivantes :

<sup>28</sup> L'inflation prévisionnelle pour 2024 correspond à l'hypothèse du PLF 2024. Les inflations prévisionnelles pour les années 2025 à 2027 correspondent aux hypothèses du FMI (octobre 2023).

	2022 Réalisé	2024	2025	2026	2027
Charges nettes d'exploitation mises à jour	1 573,7	1 906,7	1 910,2	1 891,8	1 887,8

### 3.1.3.2 Approche d'analyse retenue

La CRE a demandé aux opérateurs de présenter leur demande tarifaire au regard des derniers réalisés en justifiant tout écart significatif par rapport au réalisé 2022 inflaté et en décomposant chaque poste au premier euro, afin de s'assurer que les éventuels besoins additionnels ne peuvent être couverts par des ressources libérées sur des actions prenant fin.

La CRE a mandaté le cabinet H3P-ORCOM pour effectuer un audit des charges d'exploitation de GRDF. Les travaux se sont déroulés entre avril et juillet 2023. Le rapport de l'auditeur, fondé sur la demande mise à jour de GRDF, a été publié en même temps que le document de la consultation publique du 12 octobre 2023.

Cet audit a permis à la CRE de disposer d'une bonne compréhension des charges et produits d'exploitation de GRDF constatés lors de la période ATRD6 et des charges d'exploitation prévisionnelles présentées par GRDF pour la période tarifaire à venir (période 2024-2027). Les résultats de cet audit ont pour objectifs :

- d'apporter une expertise sur la pertinence et la justification de la trajectoire des charges d'exploitation des opérateurs pour la prochaine période tarifaire ;
- de porter une appréciation sur le niveau des charges réelles (2020-2022) et prévisionnelles (2024-2027) ;
- de formuler des recommandations sur le niveau efficient des charges d'exploitation à prendre en compte pour le tarif ATRD7.

La CRE a par ailleurs audité certains postes spécifiques, notamment les dépenses de R&D et les charges d'énergie.

Les conclusions des rapports d'audit ont donné lieu à un échange contradictoire avec GRDF dans le courant du mois de juillet 2023. GRDF a ainsi pu formuler ses observations sur les résultats des travaux de l'auditeur.

A la suite de la consultation publique, les échanges se sont poursuivis entre GRDF et la CRE sur un certain nombre de postes des charges nettes d'exploitation. Le niveau finalement retenu par la CRE est le résultat de ses échanges avec GRDF et de ses propres analyses sur les ajustements recommandés par l'auditeur.

### 3.1.3.3 Synthèse des résultats de l'audit et ajustements complémentaires de la CRE sur certains postes

Le périmètre des coûts audité par le consultant inclut les charges nettes d'exploitation hormis les postes « Achats d'énergie » et « R&D » audités par la CRE.

En M€ courants	2022 réalisé	2024	2025	2026	2027
Trajectoire demandée par GRDF	1 573,7	1 894,8	1 898,6	1 880,3	1 875,6
Réalisé 2022 inflaté		1 685,6	1 715,2	1 742,7	1 769,9
Trajectoire de l'auditeur*		1 756,7	1 734,5	1 678,0	1 653,7
Impact sur la demande de GRDF		-138,1	-164,1	-202,3	-221,9

\*Dans ce chiffre les postes « Achats d'énergie » et « R&D » sont pris au niveau de la demande de GRDF

Les principaux ajustements préconisés par l'auditeur portent sur les postes « Charges de personnel », « Charges de statut et œuvres sociales », et au sein des consommations externes, sur les postes « Achats matières et fournitures », « Travaux et entretien » et « Autres consommations externes ».

### **Charges de personnel**

Dans sa demande initiale, GRDF a présenté une trajectoire de charges de personnel en hausse de 14 % entre 2022 et 2024, sur la base d'une trajectoire d'effectifs en légère décroissance (- 0,1 %/an sur la période), d'évolutions actées au niveau de la branche pour 2023, et de plusieurs hypothèses de coûts du travail, notamment relatifs au salaire national de base (SNB) et au glissement vieillissement technicité (GVT), pour la période ATRD7.

L'auditeur a ajusté la trajectoire prévisionnelle de - 252 M€ en cumulé sur la période (63 M€ par an en moyenne, soit - 6 %). Cet ajustement résulte de l'application d'une trajectoire de productivité sur la trajectoire d'effectifs de GRDF par rapport au nombre d'effectifs constaté en 2022, supérieure à celle figurant dans la demande de GRDF. Cet ajustement, commun à tous les opérateurs d'infrastructure (ATRT8 et ATS3), est rendu possible notamment par de nombreux départs en retraite, et s'inscrit dans une trajectoire d'effectifs tendanciellement en baisse chez GRDF depuis 2008. L'auditeur retient également des hypothèses de SNB et de GVT harmonisées avec celles des autres opérateurs d'infrastructures (ATRT8 et ATS3) et inférieures à celles de GRDF. Enfin, pour le calcul des charges sociales, l'auditeur retient, le dernier taux connu, à savoir celui de 2022.

#### Analyse de la CRE

La CRE partage l'analyse générale de l'auditeur, mais a procédé à plusieurs adaptations à la hausse à la suite de ses échanges avec GRDF. La CRE retient en effet une trajectoire d'effectifs alternative à celle de l'auditeur, plus élevée, fondée sur une analyse poste à poste des besoins identifiés par GRDF sur la période tarifaire ATRD7. Elle fait également évoluer plusieurs hypothèses concernant les rémunérations principales, le GVT solde, le taux de rémunérations variables et certains taux de charges sociales afin de prendre en compte les accords internes définitifs sur les évolutions salariales du second semestre 2023.

### **Charges de statut et œuvres sociales**

Dans sa demande initiale, GRDF a présenté une trajectoire de charges de statut et œuvres sociales prévisionnelle en hausse de 66 M€ entre 2022 et 2024, soit + 49 %, fondée sur la hausse des prix de l'électricité en 2023 et d'une hypothèse de leur maintien à un haut niveau sur le début de la période ATRD7 sur les montants de l'avantage nature en énergie.

L'auditeur a proposé une correction de - 91,8 M€ sur la période (- 22,7 M€ par an en moyenne, soit - 15 %) par rapport à la demande de GRDF, qui provient principalement d'une estimation de l'avantage en nature énergie révisée, sur la base d'une baisse des prix de l'énergie sur la période ATRD7 et d'une hypothèse de sobriété en gaz et en électricité, se traduisant par une baisse du volume prévisionnel d'énergie consommée de 10,5 % en gaz et de 10 % en électricité sur la période par rapport à l'année 2022.

#### Analyse de la CRE

La CRE met à jour les hypothèses de prix de l'énergie et retient une consommation prévisionnelle d'électricité supérieure à celle de l'auditeur. Néanmoins, la trajectoire de consommation retenue intègre une mise en œuvre par les salariés d'efforts de sobriété, de la même manière que le reste des ménages français, ceci afin d'inciter les opérateurs régulés à promouvoir la sobriété au sein des IEG.

### **Consommations externes**

La demande de GRDF sur les consommations externes prévoit une hausse de 76 M€ entre 2022 et 2024, soit + 10 %. GRDF explique cette hausse principalement par les dépenses attendues sur les postes « Achats matières et fournitures » et « Travaux et entretien », en raison à la fois de l'impact des obligations réglementaires entrées en vigueur au cours de la période ATRD6, d'un programme de modernisation des ouvrages, et de nombreux chantiers sur le territoire de desserte de GRDF (grands programmes d'aménagement, déplacements d'ouvrages à la demande de tiers). D'autres sous-postes sont également en hausse, comme « Transports et frais de déplacement » et « Diagnostics gaz, contributions financières transition énergétique » (voir paragraphe dédié p. 61).

Sur les sous-postes « Achats matières et fournitures » et « Travaux et entretien », l'auditeur préconise un ajustement de respectivement 51 M€ (- 16 %) et 43 M€ (- 8 %). Les principaux ajustements de l'auditeur proviennent des coûts « Réseaux et intervention » (ci-après « R&I »), pour partie liés à la mise en œuvre des obligations réglementaires de GRDF. L'auditeur a pris en compte les prévisions de volumes d'opérations liées à des obligations réglementaires sur la période ATRD7, en retenant les coûts observés en 2022 pour certaines opérations dont les coûts unitaires futurs estimés n'étaient pas suffisamment justifiés par GRDF. Concernant les

opérations R&I non liées à des obligations réglementaires, l'auditeur a retenu la valeur 2022 inflatée sur la période ATRD7, considérant que les hausses demandées par GRDF n'étaient pas suffisamment justifiées.

Par ailleurs, l'auditeur a procédé à des ajustements sur les coûts liés aux projets « Gaz verts », pour lesquels il retient le niveau des charges observées en 2022 ou en moyenne 2020-2022 inflaté, la trajectoire prévisionnelle ATRD7 n'ayant pas été suffisamment justifiée par GRDF.

Au sein du sous-poste « Achats matières et fournitures », les coûts de carburants et de fluides immobiliers ont également été ajustés. L'auditeur a retenu des hypothèses de prix différentes pour l'établissement des trajectoires sur la période ATRD7. Pour les carburants, il a appliqué et inflaté le coût observé en 2022 sur le parc de véhicules thermiques de GRDF sur la période ATRD7 (hors location de longue durée). Pour les fluides immobiliers, l'auditeur a retenu la moyenne des coûts de fluides observée entre 2020 et 2022, considérant la hausse des coûts observée en 2022 comme exceptionnelle.

#### Analyse de la CRE

Concernant les sous-postes « Achats matières et fournitures » et « Travaux et entretien » et plus particulièrement les coûts R&I, la CRE réintègre la demande de GRDF, afin de lui permettre de garantir la sécurité industrielle de ses ouvrages, avec une augmentation significative des montants alloués à la maintenance du réseau de GRDF par rapport au niveau de dépenses réalisé dans la dernière période tarifaire et de tenir ses engagements réglementaires, notamment liés au rajeunissement des régulateurs et à la sécurisation des branchements improductifs.

Concernant les coûts associés aux gaz verts, la CRE retient une approche méthodologique cohérente entre les deux sous-postes pour l'estimation des coûts prévisionnels, en s'appuyant sur la méthode appliquée par l'auditeur sur le sous-poste « Travaux et entretien », à savoir un coût unitaire par site en exploitation observé en moyenne entre 2020 et 2022, appliqué au nombre de sites prévisionnels et indexé à l'inflation.

Concernant les coûts associés aux fluides immobiliers, la CRE retient l'ajustement de l'auditeur, considérant les justifications additionnelles apportées par GRDF comme insuffisantes. En revanche, concernant les coûts de carburant, GRDF a démontré que sa flotte de véhicules n'était pas électrifiée, et fait une contre-proposition fondée sur les coûts observés en 2022 et inflatés. La CRE retient cette contre-proposition.

Au sein des consommations externes, la CRE a également réintégré d'autres coûts suffisamment justifiés par GRDF postérieurement à la consultation publique, notamment sur les sous-postes « Informatique », « Immobilier » et « Transports et déplacements ».

#### « Diagnostics gaz, contributions financières transition énergétique »

Concernant le poste « Diagnostics gaz, contributions financières transition énergétique », au sein des consommations externes, la CRE a retenu un ajustement additionnel à celui de l'auditeur sur le sous-poste « Communication Transition énergétique, gaz vert et place du gaz ». En particulier, elle a ajusté les budgets relatifs à la communication de promotion du gaz.

La CRE a toutefois retenu les budgets d'animation de filière, destinés par exemple à la réalisation de webinaires techniques et réglementaires à destination des professionnels, à la sensibilisation et la formation des filières technique et agricole sur la sécurité et la qualité du gaz, ou encore à l'accompagnement de la gestion des saturations du réseau dans un contexte d'intégration des gaz verts dans les réseaux.

Cet ajustement additionnel permet à GRDF de communiquer sur ses activités de gestionnaire de réseau, et d'informer et de former les acteurs de la filière aux différents enjeux associés, comme en matière de sécurité, de qualité et de conformité réglementaire. Cet ajustement est conforté par le courrier d'orientations de la ministre chargée de l'énergie, par lequel elle considérait qu'il convient de « *proscrire des communications qui iraient à l'encontre de cette nécessaire réduction de la consommation de gaz méthane* » et demandait un encadrement plus strict des actions de communication des GRD.

## **R&D**

La demande de GRDF concernant le poste R&D est en hausse significative par rapport à la période ATRD6, avec un budget de 21 M€ par an en moyenne (soit 84 M€ sur la période), contre 15,7 M€ par an entre 2020 et 2022 (47 M€ au total, intégralement dépensés), soit une hausse des dépenses annuelles de 33 %.

GRDF répartit sa demande de R&D en quatre axes de recherche :

- sécurité et performance opérationnelle (4,9 M€ par an en moyenne, 19,7 M€ sur la période) ;
- « smart gas grids » (3,5 M€ par an en moyenne, 13,9 M€ sur la période) ;
- domaine aval, sécurité et flexibilité (4,7 M€ par an en moyenne, 18,7 M€ sur la période) ;
- gaz verts (7,9 M€ par an en moyenne, 31,7 M€ sur la période).

De manière générale, la demande de GRDF en matière de R&D met en évidence le recul des projets relatifs au périmètre historique, notamment liés à la sécurité et à la performance opérationnelle, au profit de projets dont certains paraissent à ce stade en dehors du domaine d'activité régulé de GRDF. En effet, la thématique « Domaine aval, sécurité et flexibilité » constitue une extension du périmètre d'activité de R&D de GRDF déjà identifiée sur la période ATRD6, et inclut des projets qui paraissent relever du domaine « aval compteur ». De même, l'axe « Gaz verts » comprend des budgets dédiés à la recherche sur la distribution d'hydrogène dans des réseaux dédiés et à l'optimisation des volumes de production de biométhane. Ces deux types de projets dépasseraient à ce titre le cadre actuel des activités régulées de GRDF.

Dans sa consultation publique, la CRE a proposé de retenir plusieurs ajustements pour définir la trajectoire de R&D de GRDF, notamment sur les projets qui dépasseraient le périmètre régulé de GRDF et relèveraient potentiellement d'activités concurrentielles. Ainsi, la CRE a proposé d'exclure les projets relatifs à l'optimisation de la production de biométhane, et à l'exploitation de réseaux de distribution 100 % hydrogène, et les projets paraissant avoir dépassé le stade de la R&D car présentant des niveaux de maturité technologique avancés, permettant leur développement opérationnel dans un environnement réel.

La majorité des répondants s'est exprimée en défaveur de la trajectoire proposée par la CRE dans sa consultation publique. Plusieurs acteurs ont souligné le rôle d'accompagnement et de soutien joué par GRDF au sein de la filière des gaz verts. Certains acteurs, parmi lesquels des associations professionnelles et des entreprises ayant bénéficié de financements de GRDF via le tarif ATRD, ont en particulier évoqué l'importance du soutien à des filières de production de gaz verts moins matures que la méthanisation, dans une perspective de décarbonation.

Toutefois, plusieurs acteurs sont favorables à la trajectoire proposée par la CRE, considérant que les dépenses de R&D devaient se limiter au domaine régulé et que d'autres acteurs de marché et sources de financement pouvaient supporter les coûts de tels projets.

### Analyse de la CRE

La CRE considère qu'il est important de retenir les projets contribuant à renforcer la sécurité, la durabilité et l'efficacité du réseau de distribution. Par conséquent, elle favorise la couverture des initiatives portant sur l'intégrité, la sécurité d'exploitation et de maintenance du réseau, ainsi que sur la prévention des accidents. La CRE considère également crucial que GRDF puisse assurer ses missions tout en optimisant les infrastructures afin de réduire les coûts d'injection des gaz renouvelables ou bas-carbone et en maîtrisant les impacts des gaz verts sur le réseau.

Par rapport à la consultation publique, la CRE réintègre donc intégralement le budget associé à l'optimisation de l'injection du biométhane conformément au registre de capacités<sup>29</sup>, ainsi que le budget associé au développement de solutions pour organiser la complémentarité des énergies, car ils s'apparentent directement à l'amélioration de l'injection de gaz bas-carbone et renouvelable dans les réseaux et au développement d'une exploitation dynamique des réseaux de distribution.

En revanche, la CRE ne retient pas les dépenses liées au soutien à la production de gaz verts et aux projets d'hydrogène pur, considérant que ces activités dépassent le périmètre d'activité régulée d'un gestionnaire de réseaux. Par ailleurs, certaines dépenses non justifiées ou dont l'avancement a dépassé le stade de la R&D ne sont pas incluses dans la trajectoire tarifaire.

---

<sup>29</sup> Le registre de capacités recense le nombre de sites et les capacités maximales des projets d'injection de biométhane, de gaz renouvelables et de gaz de récupération.

La CRE retient un budget de R&D de 52,1 millions d'euros pour la période ATRD7, avec une possibilité de révision à mi-période. Ce budget permettra notamment à GRDF de conduire des travaux de R&D visant à améliorer la sécurité, l'intégrité et la performance du réseau, d'améliorer l'injection des gaz verts sur le réseau et d'en maîtriser les impacts, et d'adapter plus généralement le réseau aux évolutions du système énergétique.

La trajectoire retenue par la CRE pour la période ATRD7 est la suivante :

En M€ courants	2022 réalisé	2024	2025	2026	2027	ATRD7
Trajectoire retenue par la CRE	17,1	12,7	12,9	13,2	13,4	52,1

Figure 3. Trajectoire de R&D retenue par la CRE pour la période ATRD7

Les charges de R&D font l'objet d'une incitation asymétrique décrite au 2.6 de la présente délibération.

Le cadre de régulation permet à GRDF de demander une révision de la trajectoire à mi-période s'il identifie des nouveaux besoins ou projets.

### **Charges d'énergie pour les achats de couverture des pertes**

La demande de GRDF pour la période ATRD7 s'appuie sur des hypothèses de prix du gaz communiquées par la CRE en début d'année 2023. Elle s'élève à 211,1 M€ sur la période, soit 52,8 M€ par an en moyenne, et présente une hausse de 12 % par rapport aux dépenses réalisées entre 2020 et 2022.

Demande de GRDF (M€ courants)	2020 réalisé	2021 réalisé	2022 réalisé	2024	2025	2026	2027	ATRD7
Charges d'énergie	20,7	96,6	24,5	72,2	58,5	42,8	37,6	211,1
Volume réalisé (GWh)	1 438	1 472	260					
Taux de pertes (%)	0,56 %	0,51 %	0,11 %	0,45 %	0,45 %	0,45 %	0,45 %	0,45 %

La CRE a mis à jour les prix du gaz en se fondant sur les niveaux observés sur le marché français au cours de la première quinzaine du mois de novembre. La CRE retient également un taux de pertes de 0,44 % (qui s'applique à la consommation totale pour déterminer les volumes d'énergie à acheter), afin de prendre en compte les gains permis par le déploiement des compteurs Gazpar (voir partie 3.1.3.3).

Ces ajustements conduisent à la trajectoire suivante :

Trajectoire de la CRE (M€ courants)	2022 réalisé	2024	2025	2026	2027	ATRD7
Charges d'énergie	24,5	42,2	41,9	36,8	31,0	151,8
Taux de pertes (%)	0,11 %	0,44 %	0,44 %	0,44 %	0,44 %	0,44 %
Impact sur la demande de GRDF		-30,0	-16,7	-6,0	-6,7	-59,3

Les charges d'énergie font l'objet d'une régulation incitative spécifique décrite au 2.7.

### Projet « Changement de gaz »

Concernant les coûts associés aux régulateurs, la CRE retient l'ajustement de l'auditeur, considérant les justifications additionnelles apportées par GRDF comme insuffisantes.

Par rapport à la consultation publique, la CRE a mis à jour la trajectoire de coûts des remplacements incompatibles en cohérence avec les nouveaux montants d'aides financières, figurant dans le décret relatif aux aides financières paru le 21 décembre 2023 susmentionné.

Concernant les autres postes des sous-postes « Travaux Préparatoires Réseau / Réglages / Sécurité » et « Adaptation des clients résidentiels et tertiaires sans process », la CRE réintègre la demande de GRDF sur les dépenses d'achats et des coûts d'accompagnement pour le remplacement des appareils incompatibles.

GRDF, En M€ courants – projet « Changement de gaz »	2022 réalisé	2024	2025	2026	2027
Demande de GRDF	51,6	88,4	106,9	90,2	67,2
Ajustement retenu par la CRE		-9,9	-13,6	-9,7	-6,1
<b>Trajectoire retenue par la CRE</b>		<b>78,5</b>	<b>93,3</b>	<b>80,4</b>	<b>61,0</b>

### **Synthèse de l'analyse de la CRE hors charges d'énergie et hors projet « Changement de gaz »**

A titre de synthèse, le tableau suivant présente la trajectoire des charges nettes d'exploitation, résultant des ajustements retenus par la CRE pour le tarif ATRD7 hors charges d'énergie et hors projet « Changement de gaz ».

GRDF, En M€ courants – hors charges d'énergie et hors projet « Changement de gaz »	2022 réalisé	2024	2025	2026	2027
Demande de GRDF	1 497,6	1 746,1	1 744,8	1 758,8	1 783,0
Ajustement retenu par la CRE		-143,6	-160,4	-162,0	-174,3
<i>Dont ajustement ANE*</i>		-54,1	-54,7	-45,0	-48,5
<b>Trajectoire retenue par la CRE</b>		<b>1 602,5</b>	<b>1 584,4</b>	<b>1 596,8</b>	<b>1 608,7</b>

\*Cet ajustement est majoritairement dû à la baisse des prix de marché depuis la demande tarifaire de GRDF (voir p. 60).

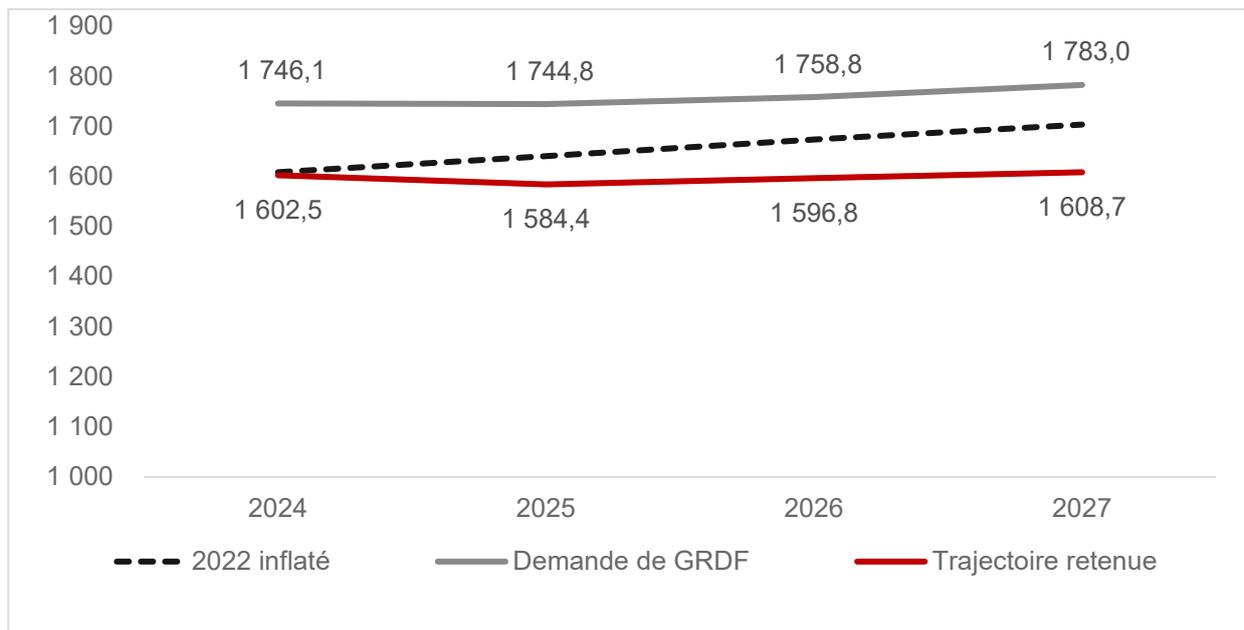


Figure 4. Charges nettes d'exploitation de GRDF, hors charges d'énergie et hors projet « Changement de gaz » (en M€ par an)

La trajectoire de CNE hors charges d'énergie et hors projet « Changement de gaz » pour la période ATRD7 s'établit à 6 392,3 M€, soit 1 598,1 M€ par an en moyenne. Cette trajectoire est ajustée de - 640,4 M€ par rapport à la demande de GRDF mise à jour (- 9 %). Elle est inférieure aux CNE réalisées en 2022 indexées à l'inflation, à hauteur de 3,7 % (soit 58,7 M€ par an en moyenne), pour plusieurs raisons :

- la demande de GRDF intégrait déjà plusieurs effets significativement inférieurs au réalisé en 2022 inflaté, plusieurs postes intégrant déjà une trajectoire en baisse par rapport au tarif ATRD6 (notamment les postes « Immobilier », « Informatique », « Transport et frais de déplacement » et « Honoraires ») ;
- le réalisé 2022 ne rend pas compte de certaines évolutions, comme la baisse de la fiscalité des entreprises à partir de 2023, et un niveau de coûts échoués élevé en 2022 ;
- à l'issue de l'audit, GRDF n'a pas contesté un certain nombre d'ajustements réalisés par l'auditeur (comme sur les produits d'exploitation et les autres consommations externes) ou par la CRE (comme sur la R&D), et a fait une contre-proposition à la baisse par rapport à sa demande initiale.

### Charges nettes d'exploitation

Les charges nettes d'exploitation de GRDF pour la période tarifaire ATRD7 s'élèvent au total à 6 857,5 M€, soit 1 714,4 M€ par an en moyenne.

GRDF, En M€ courants	2022 réalisé	2024	2025	2026	2027
Trajectoire retenue par la CRE	1 573,7	1 723,2	1 719,5	1 714,1	1 700,7

Ainsi, la trajectoire totale de charges nettes d'exploitation fixée par la CRE prévoit une hausse de 9,5 % des charges nettes d'exploitation de GRDF entre 2022 et 2024 (+ 8,5 % hors charges d'énergie). Les charges nettes d'exploitation évoluent ensuite de - 0,4 % par an en moyenne sur la période 2024-2027 (- 0,2 % par an hors énergie).

La trajectoire retenue par la CRE donne notamment les moyens à GRDF :

- de disposer des moyens nécessaires à la réalisation de l'ensemble de ses missions, et en particulier de garantir la sécurité industrielle de ses ouvrages, avec une augmentation significative des montants alloués

à la maintenance du réseau de GRDF par rapport au niveau de dépenses réalisé dans la dernière période tarifaire ;

- de disposer des ressources nécessaires pour poursuivre l'intégration du biométhane dans son réseau, en cohérence avec les orientations de politique énergétique ;
- de maintenir à niveau ses systèmes d'information, notamment en ce qui concerne la cybersécurité et la chaîne de communication du comptage évolué ;
- de mener des travaux de R&D portant sur la sécurité, l'intégrité et la performance du réseau, l'intégration des gaz renouvelables et la préparation du réseau aux évolutions structurelles liées à la transition énergétique ;
- de mener à bien la réalisation du projet « Changement de gaz »<sup>30</sup>, qui connaît une phase de croissance avec l'avancement du projet et la conversion de grandes villes, dont Lille, sur la période ATRD7.

Le tarif ATRD7 prévoit par ailleurs une clause de rendez-vous permettant d'intégrer les charges liées à la mise en œuvre du règlement européen visant à réduire les émissions de méthane (voir partie 2.3.2).

### 3.1.4 Calcul des charges de capital normatives

#### 3.1.4.1 Coût moyen pondéré du capital

##### 3.1.4.1.1 Demande de GRDF

La demande tarifaire de GRDF a été établie en utilisant un coût moyen pondéré du capital de 4,65 % (réel avant impôts) en hausse par rapport à celui du tarif ATRD6 (4,1 %). Cette demande s'appuie sur les conclusions d'une étude commanditée par les opérateurs d'infrastructures de gaz du groupe Engie auprès d'un consultant externe.

##### 3.1.4.1.2 Synthèse des résultats de l'audit externe de la CRE

Dans le cadre des travaux de préparation du tarif ATRD7, la CRE a réexaminé les hypothèses et les paramètres retenus pour le calcul du taux de rémunération des opérateurs. Dans cet objectif, elle a demandé à la société Compass Lexecon de réaliser un audit et une analyse des demandes de rémunération des deux GRT, des opérateurs de stockage et de GRDF sur la base des conclusions de leurs conseils. Le rapport du consultant a été publié sur le site de la CRE en même temps que la consultation publique du 12 octobre 2023 pour sa partie spécifique à GRDF.

A l'issue de son audit de la demande de GRDF, l'auditeur a recommandé plusieurs fourchettes de CMPC en fonction des actifs auxquelles elles s'appliquent. Pour les actifs historiques, l'auditeur a recommandé une fourchette de CMPC, nominal avant impôts, comprise entre 3,72 % et 4,14 % soit une fourchette de CMPC réel avant impôt comprise entre 2,51 % et 2,93 %. Pour les nouveaux actifs, l'auditeur a recommandé une fourchette de CMPC, nominal avant impôts, comprise entre 5,69 % et 6,21 % soit une fourchette de CMPC réel avant impôt comprise entre 2,74 % et 4,23 %.

##### 3.1.4.1.3 Analyse de la CRE

La méthode de détermination par la CRE du coût moyen pondéré du capital est fondée sur un CMPC à structure normative assurant une rémunération appropriée des capitaux investis. Jusqu'à présent, elle s'appuyait sur la moyenne des taux observée sur les dix dernières années, reflétant la durée de vie longue des infrastructures de réseau de gaz. Cette méthode, qui a très peu évolué depuis trois périodes tarifaires, a permis de maintenir l'attractivité des infrastructures d'énergie en France, tout en prenant en compte la tendance d'évolution des taux, observée à la baisse depuis dix ans.

Après cette longue période de baisse, les taux d'intérêt sont repartis rapidement à la hausse depuis environ un an. Face à cette situation nouvelle, la CRE fait évoluer la méthode de calcul du CMPC pour prendre mieux en compte la dynamique de court terme des taux d'intérêt.

Dans sa consultation publique, la CRE a indiqué qu'elle envisageait un CMPC dans une fourchette comprise entre 2,9 % et 4,0 % (réel avant impôts), sur la base d'une pondération d'un taux de long terme selon la méthode utilisée pour le tarif ATRD6, et d'un taux de court terme fondé sur l'analyse de paramètres de plus court terme et en

<sup>30</sup> Le projet « Changement de gaz » correspond à la conversion d'une partie de la région Hauts-de-France alimentée en gaz B (bas pouvoir calorifique) pour les alimenter en gaz H (haut pouvoir calorifique).

retenant une pondération de 80/20 respectivement entre les deux termes. Cette fourchette était en baisse par rapport au CMPC du tarif ATRD6 (4,1 %). En taux nominal avant impôts, la fourchette ressortait à 4,4 % - 5,4 %.

Dans ce cadre (voir partie 2.2.2.3), la CRE décide pour la période tarifaire ATRD7 de faire évoluer la méthode de calcul du coût moyen pondéré du capital en pondérant deux taux :

- un taux déterminé selon la méthode utilisée pour le tarif ATRD6 et les tarifs précédents, fondée sur l'analyse de paramètres de long terme, qui s'établit à 3,6 % réel avant impôts (soit 4,8 % nominal avant impôts, dont est retraitée l'inflation moyenne de 1,2 % constatée ces dernières années) ;
- un taux fondé sur la prise en compte de données économiques plus récentes qui s'établit à 5,4 % réel avant impôts (soit 7,5 % en nominal avant impôts, dont est retraitée l'inflation prévisionnelle moyenne de 2,0 % sur la période tarifaire ATRD7).

La pondération retenue par la CRE repose sur une répartition normative de la part respective des nouveaux actifs et des anciens actifs, évaluée au cours de la période tarifaire à venir pour un opérateur gazier, et s'établit pour la période tarifaire considérée à 80 % pour le taux basé sur des données de long terme, et 20 % pour le taux basé sur des données plus récentes.

Pour rappel, le CMPC est calculé par application des formules suivantes :

$$\text{CMPC nominal avant IS} = \left[ \frac{(\text{TSR} + \text{spread de dette}) \times (1 - \text{déductibilité des charges financières} \times \text{IS})}{(1 - \text{IS})} \times g + \frac{(\text{TSR} + \beta \times \text{PRM})}{(1 - \text{IS})} \times (1 - g) \right]$$

$$\text{CMPC réel avant IS} = (1 + \text{CMPC nominal avant IS}) / (1 + \text{inflation}) - 1$$

Pour le tarif ATRD7, la CRE retient la valeur de 4,0 % (réel avant impôts) comme CMPC pour rémunérer les actifs dits « historiques » de la BAR de GRDF. Pour les actifs dits « nouveaux actifs », la CRE retient un CMPC de 5,3 % (nominal avant impôts). Les valeurs arrondies retenues par la CRE pour chacun des paramètres figurent dans le tableau ci-dessous :

Paramètres du CMPC ATRD7 (valeurs arrondies)			
	Données de long terme	Données de court terme	Valeur pondérée (80 % - 20 %)
Taux sans risque nominal (TSR)	1,3 %	3,8 %	1,8 %
Spread de dette	1,1 %	0,5 %	1,0 %
Bêta de l'actif	0,45		
Bêta des fonds propres (β)	0,79		
Prime de risque de marché (PRM)	5,2 %		
Levier (dette/(dette+fonds propres)) (g)	50 %		
Taux d'impôts sur les sociétés (IS)	25,83 %		
Coût de la dette (nominal, avant IS)	2,4 %	4,3 %	2,8 %
Coût des fonds propres (nom., après IS)	5,4 %	7,9 %	5,9 %
<b>CMPC (nominal, avant IS)</b>	4,8 %	7,5 %	<b>5,3 %</b>
Inflation	1,2 %	2,0 %	1,3 %
<b>CMPC (réel, avant IS)</b>	3,6 %	5,4 %	<b>4,0 %</b>

Par rapport aux valeurs prises en compte pour définir le CMPC du tarif ATRD6, les principales modifications, en cohérence avec l'évolution des données macro-économiques et financières, portent notamment sur l'évolution du taux sans risque, du bêta des actifs et de la fiscalité.

Le taux sans risque s'établit à 1,8 % et est déterminé sur l'observation des rendements des obligations de l'Etat français (OAT), considérées comme les placements les moins risqués. Ce taux est déterminé comme la pondération entre la moyenne sur 10 ans de l'OAT de maturité 15 ans et la moyenne des quatre taux à terme implicites des années 2024 à 2027 d'une OAT de maturité 15 ans. La pondération retenue est de 80/20 pour la période tarifaire considérée comme exposé ci-dessus. Pour la détermination du taux sans risque, la CRE a retenu l'observation des rendements des OAT non plus d'une maturité de 10 ans comme cela était le cas jusqu'à présent, mais d'une maturité de 15 ans.

Le spread de dette s'établit à 1,0 % et est déterminé sur l'observation des rendements obligataires moyens iBoxx EUR NF 10+ BBB' ; pour les données de long terme sur une moyenne sur 10 ans et pour les données de court terme sur une moyenne de 1 an. La pondération retenue entre ces deux valeurs est également de 80/20 pour la période tarifaire considérée comme exposé ci-dessus.

Par rapport à la période tarifaire précédente, le bêta de l'actif est abaissé de 0,48 à 0,45. La CRE appuie sa décision sur les observations de marché et les bêtas de l'activité des opérateurs gaziers en Europe. Cette baisse est également justifiée par le niveau de protection apporté par le cadre de régulation du tarif ATRD7, qui protège davantage les opérateurs notamment contre les variations des prix de l'énergie. Par ailleurs, le cadre de régulation a montré sa forte résilience pendant les crises successives du Covid et de l'énergie. Dans l'ensemble, la CRE considère que le cadre de régulation est cohérent avec une baisse mesurée du bêta de l'actif à 0,45. En effet, les risques sur l'avenir des infrastructures gazières persistent, ce qui justifie de retenir un bêta plus élevé que celui des réseaux d'électricité.

La CRE prend également en compte la baisse de taux normal d'imposition sur les sociétés à 25,0 %, combinée à la contribution sociale correspondant à 3,3 % du montant de l'IS, soit un taux d'imposition de 25,83 %.

### 3.1.4.2 Investissements

La trajectoire de dépenses d'investissements prévue par GRDF sur la période ATRD7 est stable par rapport à la période ATRD6. Hors projet Gazpar<sup>31</sup>, dont la phase de déploiement massif s'est achevée en 2023, les investissements de GRDF augmentent de 20 % en moyenne entre la trajectoire réalisée entre 2020 et 2022 et la période ATRD7, passant de 880 M€ par an en moyenne à 1 091,8 M€ par an en moyenne. Cette hausse est notamment due à la hausse prévisionnelle des investissements liés au développement des gaz verts et aux investissements de modification et modernisation des ouvrages.

En particulier, GRDF prévoit :

- la hausse des investissements liés à l'insertion de la production de biométhane dans les réseaux (+ 210 M€ sur la période, soit + 50 %), du fait du développement de la filière des gaz verts et de l'accroissement du nombre de sites en exploitation ;
- la hausse des dépenses liées à la modification et modernisation des ouvrages (+ 595 M€ sur la période, soit + 38 %) en raison :
  - o de la mise en œuvre d'obligations réglementaires (rajeunissement des régulateurs<sup>32</sup>, résorption des conduites en tôle bitumée, en fonte ductile et cuivre<sup>33</sup>...) introduites pendant la période ATRD6 ;
  - o d'investissements liés au passage vers une exploitation dynamique du réseau, via le déploiement de dispositifs de téléconduite par exemple ;
  - o des travaux de modernisation, via des renouvellements préventifs ou correctifs, dans une perspective de supervision globale des ouvrages et de gestion des risques sur le réseau de distribution ;

<sup>31</sup> Les investissements spécifiques au programme Gazpar, ainsi que les investissements liés au déploiement des compteurs communicants post-déploiement massif référencés par GRDF dans la catégorie « Compteurs et postes livraison clients », sont retraités.

<sup>32</sup> Arrêté du 4 mars 2021 portant modification de l'arrêté du 23 février 2018 relatif aux règles techniques et de sécurité applicables aux installations de gaz combustible des bâtiments d'habitation individuelle ou collective, y compris les parties communes

<sup>33</sup> Arrêté du 6 décembre 2021 portant modification de l'arrêté du 13 juillet 2000 portant règlement de sécurité de la distribution de gaz combustible par canalisations

- de grands programmes requérant des déplacements d'ouvrages à la demande de tiers, notamment en Île-de-France, avec les travaux en amont des Jeux olympiques et les chantiers associés au Grand Paris Express ;
- la poursuite des investissements sur le projet « Changement de gaz » (26,9 M€ sur la période), conformément à la planification du projet.

Ces hausses sont compensées par une baisse des dépenses prévisionnelles sur :

- le ralentissement des investissements liés au programme Gazpar : le déploiement massif s'est achevé en 2023 (688 M€ sur l'ensemble de la période ATRD6), et entre dans sa phase de déploiement diffus, avec des investissements de 112,9 M€ sur la période, soit 28,2 M€ par an en moyenne (inclus dans la catégorie « Compteurs et postes livraison clients ») ;
- les raccordements de consommateurs (- 273 M€ sur la période, soit - 30 %), du fait d'une baisse constante du nombre de nouveaux clients tous secteurs confondus, à l'exception des stations GNV/bioGNV.

#### Analyse de la CRE

La perspective de baisse de la consommation de gaz renforce l'importance de la sélectivité et de la priorisation des investissements autour d'objectifs précis, comme la sécurité du réseau et l'intégration des gaz verts.

La CRE observe que la trajectoire demandée par GRDF (hors Gazpar) est en hausse par rapport à la période ATRD6. La hausse est supérieure à l'inflation entre les deux périodes tarifaires, principalement en raison de l'augmentation prévisionnelle des dépenses liées au biométhane, en hausse de 50 %, et des dépenses de modifications et modernisations des ouvrages, en hausse de 38 %. Les dépenses hors réseaux sont stables par rapport à la période précédente, et représentent 165,7 M€ par an en moyenne, soit 15 % des dépenses sur la période. Elles sont éligibles à la régulation incitative des investissements hors réseaux (voir paragraphe 2.4.3.2).

La CRE considère que la trajectoire demandée par GRDF est cohérente avec les perspectives de développement des gaz verts et avec les exigences réglementaires connues pour la prochaine période, comme le rajeunissement des régulateurs et le remplacement des conduites en tôle bitumée, en fonte ductile et en cuivre. La CRE n'apporte donc pas de modification à la trajectoire d'investissements prévue par GRDF. Elle considère cependant que dans le contexte de la baisse structurelle de la consommation de gaz et du risque de hausse du coût unitaire d'acheminement associé, les dépenses d'investissement des opérateurs doivent être maîtrisées au mieux. Les investissements de GRDF devront donc être compatibles avec les perspectives de baisse de la consommation de gaz.

En conséquence, la CRE retient la trajectoire de dépenses d'investissements suivante pour GRDF pour la période ATRD7 :

En M€ courants	2024	2025	2026	2027	Moyenne annuelle ATRD7	Moyenne annuelle ATRD6*
Raccordements	173,7	157,8	154,7	139,6	156,4	224,6
Biométhane	153,1	120,5	133,8	222,1	157,4	104,9
Modernisation et modification des ouvrages (MMO)	512,8	525,5	543,3	578,3	540,0	391,2
Projet « Changement de gaz »	17,3	7,3	1,5	0,8	6,7	16,0
Gazpar	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	172,0
Compteurs et postes livraison clients	71,1	55,3	44,4	46,9	54,4	29,0
Logistique (Immobilier, SI Télécom, Autres)	71,9	54,7	47,8	53,0	56,9	50,8
Immobilisation incorporelles	132,5	128,9	116,2	102,5	120,0	115,9
<b>Total</b>	<b>1 132,3</b>	<b>1 050,0</b>	<b>1 041,6</b>	<b>1 143,1</b>	<b>1 091,8</b>	<b>1 104,7</b>

\*Moyenne des programmes d'investissements réalisés 2020, 2021, 2022 et estimé 2023

### 3.1.4.3 Charges de capital normatives

Le tableau ci-dessous présente la trajectoire prévisionnelle de la BAR de GRDF de 2024 à 2027 :

GRDF, en M€ courants	2024	2025	2026	2027	Moyenne annuelle ATRD7
BAR au 01/01/N	17 479,1	17 820,3	18 025,1	18 155,0	17 869,9
Mises en service*	1 132,4	1 049,9	1 041,6	1 143,1	1 091,8
Amortissement	1 118,9	1 158,0	1 180,0	1 195,2	1 163,0
Réévaluation	327,8	312,8	268,3	254,9 <sup>34</sup>	290,9
BAR au 31/12/N+1	17 820,3	18 025,1	18 155,0	18 357,8	18 089,5

\*Investissements entrant dans la BAR moins les sorties d'actifs prévisionnelles

<sup>34</sup> Avec une hypothèse d'inflation en 2028 de 1,8 %, issue des prévisions du FMI.

Le tableau ci-dessous détaille la trajectoire prévisionnelle des charges de capital normatives de GRDF de 2024 à 2027 :

GRDF, en M€ courants	Moyenne 20-22	2024	2025	2026	2027	Moyenne annuelle ATRD7
Amortissement des actifs en service	961,2	1 118,9	1 158,0	1 180,0	1 195,2	1 163,0
Rémunération des actifs en service	668,8	746,2	771,2	790,7	809,6	779,4
Correction de dépenses incitées décalées <sup>35</sup>		-3,9				
<b>Total des charges de capital normatives</b>	<b>1 630,1</b>	<b>1 861,2</b>	<b>1 929,2</b>	<b>1 970,8</b>	<b>2 004,8</b>	<b>1 941,5</b>
Dont CCN « hors réseaux »	122,7	169,3	180,0	180,8	176,0	176,5

Le tableau ci-dessous détaille la trajectoire spécifique de BAR et de CCN au titre des actifs « hors réseaux » de GRDF de 2024 à 2027 :

GRDF, en M€ courants	2020-22	2024	2025	2026	2027	Moyenne annuelle ATRD7
<i>BAR au 01/01/N</i>	488,4	602,6	658,2	688,5	703,9	663,3
Amortissement des actifs en service	100,8	140,4	147,1	145,3	138,6	142,8
Rémunération des actifs en service	21,9	28,9	32,9	35,5	37,4	33,7
<b>Total des CCN « hors réseaux »</b>	<b>122,7</b>	<b>169,3</b>	<b>180,0</b>	<b>180,8</b>	<b>176,0</b>	<b>176,5</b>

Les actifs « hors réseaux » font l'objet d'une régulation spécifique définie au 2.4.3.2 de la délibération.

### 3.1.5 CRCP au 31 décembre 2023

Le solde global du CRCP en fin de période ATRD6 est calculé avant la clôture définitive des comptes annuels 2023. Il est égal au montant du CRCP au titre de l'année écoulée, sur la base de la meilleure estimation des charges et recettes annuelles (dit CRCP estimé), auquel s'ajoute, le cas échéant, le solde du CRCP non apuré au titre des années 2020 à 2022.

Dans son dossier tarifaire, GRDF a estimé le solde du CRCP au 31 décembre 2023 à + 739,7 M€ à restituer à l'opérateur<sup>36</sup>, correspondant à la somme :

- du reliquat de CRCP antérieur actualisé, soit + 395,7 M€<sup>37</sup>, essentiellement dû à l'année 2022 ;
- du CRCP estimé pour 2023, soit + 344,0 M€.

<sup>35</sup> Ce retraitement correspond aux charges de capital déjà allouées pour la période ATRD6 dans le cadre du mécanisme de régulation incitative des investissements « hors réseaux » et reportées sur la période ATRD7 : ce retraitement permet d'éviter une double comptabilisation.

<sup>36</sup> Par convention, en ce qui concerne le CRCP, un signe « - » correspond à un montant à restituer aux utilisateurs, et un signe « + » à un montant à restituer à l'opérateur.

<sup>37</sup> Ce solde de CRCP est dû notamment au plafonnement de l'évolution tarifaire. Le solde définitif du CRCP au 31 décembre 2022 n'avait pas été fixé par la CRE au moment de l'établissement du dossier tarifaire de GRDF ce qui explique qu'il puisse exister une différence avec le solde de 393,6 M€ pris par la CRE.

Le CRCP estimé pour 2023 de GRDF se compose principalement :

- de recettes au titre des termes tarifaires inférieures aux recettes prévisionnelles (+ 54,0 M€), en particulier les recettes proportionnelles aux volumes acheminés, du fait des efforts de sobriété constatés depuis la crise de l'énergie ;
- de coûts associés aux pertes et différences diverses plus élevés que les coûts prévisionnels (+ 106,9 M€), les prix d'achat du gaz sur les premiers mois de 2023 ayant été très élevés ;
- de charges de capital (+ 99,3 M€) et des charges nettes d'exploitation (+ 83,8 M€) plus élevées, du fait d'un taux d'inflation attendu (+ 12,1 % en cumul depuis 2019) plus élevé que la prévision tarifaire (+ 6,8 % en cumul depuis 2019).

Dans sa consultation publique, la CRE avait estimé un CRCP au 31 décembre 2023 s'élevant à + 699,4 M€, en corrigeant le reliquat de CRCP et certains postes du revenu autorisé, et indiqué qu'elle retiendrait pour le CRCP de fin du tarif ATRD6 la vision la plus actualisée des différentes charges et recettes. Les contributeurs à la consultation publique sont favorables à la proposition de la CRE. Certains acteurs du marché ont demandé que les recettes prévisionnelles de 2023 soient révisées avec la meilleure vision à date.

En tenant compte des données de facturation actualisées pour 2023, la CRE retient un solde de CRCP estimé au 31 décembre 2023 de + 904,5 M€, à restituer à GRDF. Ce solde est la somme des éléments suivants :

- le reliquat de CRCP antérieur actualisé (soit + 393,6 M€, conformément à la délibération de la CRE du 10 mai 2023<sup>38</sup>) ;
- le CRCP estimé par la CRE pour 2023 (soit + 510,9 M€). L'écart entre la demande de GRDF et le niveau retenu à ce stade par la CRE (+ 164,8 M€) s'explique principalement par :
  - o la révision des recettes au titre des termes tarifaires inférieures aux recettes prévisionnelles (+ 205,5 M€) due à une année plus chaude (+ 83,0 M€) et à une sobriété et une perte de clients plus importantes que prévues initialement (+ 122,5 M€) ;
  - o la non prise en compte, pour le calcul des charges de PDD, de la revente à moindre coût du surplus d'achat de gaz acheté les premiers mois de 2023. La CRE considère qu'il n'est pas certain que le surplus de gaz que GRDF estime avoir acheté sur les premiers mois de l'année 2023 soit revendu moins cher via les CED (- 17,7 M€) ;
  - o la correction des estimations de GRDF pour les charges du projet changement de gaz pour l'année 2023. La CRE fixe la trajectoire des charges relatives au changement de gaz au niveau du montant de référence pour l'année 2023 (- 12,1 M€, voir le cadre du projet « Changement de gaz » en partie 3.8.2) ;
  - o la prise en compte pour les charges de capital de l'inflation du 1<sup>er</sup> juillet 2022 au 1<sup>er</sup> juillet 2023<sup>39</sup>, soit 4,2 % au lieu de la valeur prévisionnelle 2023 transmise par la CRE à GRDF, soit 4,6 % (- 6,7 M€) ;
  - o la prise en compte de la mise à jour des impayés demandée par GRDF (+ 8,0 M€) ;
  - o une différence sur les recettes hors abonnement (- 4,2 M€) ;
  - o la prise en compte de recettes au titre des pénalités perçues pour dépassement de capacités souscrites par les consommateurs T4 et TP au niveau de la moyenne 2020-2022 (- 1,7M€).

Le solde de CRCP au 1<sup>er</sup> janvier 2024 à prendre en compte dans le calcul du revenu autorisé s'élève à + 919,8 M€ et correspond au solde du 31 décembre 2023 (+ 904,5 M€) et son actualisation au taux sans risque ATRD6 (+ 15,4 M€). En application des règles du tarif ATRD6, cette somme sera restituée à l'opérateur pendant le tarif ATRD7, sous forme d'une annuité constante étalée sur les 4 ans de la période tarifaire, avec une actualisation au taux sans risque de court terme. Cette annuité s'élève à 243,0 M€ sur la période ATRD7.

<sup>38</sup> Délibération n°2023-123 de la Commission de régulation de l'énergie du 10 mai 2023 portant décision sur l'évolution de la grille tarifaire du tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF au 1<sup>er</sup> juillet 2023

<sup>39</sup> Indice des prix à la consommation hors tabac, tel que calculé par l'INSEE pour l'ensemble des ménages France entière (référéncé INSEE 1763852).

## 3.2 Hypothèses de quantités de gaz distribuées et du nombre de consommateurs desservis

### 3.2.1 Evolutions observées sur la période couverte par le tarif ATRD6

Le tarif ATRD6 prévoyait, sur la période 2020-2023, une baisse de la consommation de gaz moyenne de - 0,40 % par an<sup>40</sup> et un nombre de consommateurs stable, avec une évolution moyenne de - 0,01 % par an.

Sur la période 2020-2023, le nombre de consommateurs réellement raccordés a évolué en moyenne de - 0,44 % par an. Les quantités de gaz naturel effectivement acheminées, à climat moyen, ont évolué en moyenne de - 4,40 % par an.

		2020		2021		2022		2023	
		Prév. ATRD6	Réalisé	Prév. ATRD6	Réalisé	Prév. ATRD6	Réalisé	Prév. ATRD6	Estimé
Nombre de consommateurs		11 168 861	11 159 403	11 181 048	11 165 557	11 178 841	11 109 251	11 164 042	11 011 276
Conso. (GWh)	à climat moyen	281 801	276 248	279 780	276 753	279 172	258 201	278 401	241 380
	à climat réel		256 915		287 490		240 833		

La période ATRD6 a été marquée par plusieurs événements ayant eu un effet sur les trajectoires de consommation et de consommateurs :

- la crise sanitaire de 2020, qui s'est principalement traduite par une baisse ponctuelle des consommations de gaz au cours du premier semestre de 2020 (environ - 6 TWh sur les consommations corrigées du climat) ;
- l'entrée en vigueur de la réglementation environnementale 2020 (« RE 2020 ») au 1<sup>er</sup> janvier 2022, avec des seuils maximums d'émissions des installations défavorables au raccordement de nouveaux clients au gaz naturel. Elle concerne dans un premier temps les maisons individuelles, pour tous les nouveaux permis de construire à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2022, avant de s'étendre aux chaufferies collectives sur la période ATRD7. Bien que le secteur de la construction neuve présente un effet d'inertie important, les effets de cette nouvelle réglementation deviennent perceptibles à la fin de la période ATRD6 ;
- concernant les professionnels, la mise en œuvre du décret tertiaire<sup>41</sup> exige des efforts d'efficacité énergétique importants pour les clients raccordés au gaz, les incitant dans certains cas à l'électrification des usages lorsque c'est possible. Des mécanismes incitatifs d'aides à la conversion concernent également les clients industriels. Ces dispositifs réglementaires et financiers commencent à se traduire sur le solde de clients professionnels depuis l'année 2022 ;
- depuis début 2022, la crise gazière a un impact majeur sur les consommations de gaz. D'une part, les professionnels et les industriels sont directement touchés par la hausse des prix du gaz, les conduisant à réduire autant que possible leurs consommations, voire dans certains cas à suspendre leurs process industriels. A cela s'ajoutent de plus en plus de cas de bascules d'industriels raccordés au réseau de gaz vers une autre énergie, dans une logique d'arbitrage économique, lorsque leur process est compatible. D'autre part, bien que protégés par le bouclier tarifaire, les clients résidentiels ont été largement incités par les pouvoirs publics à engager des efforts de sobriété afin de réduire leurs consommations d'énergie.

GRDF a constaté une poursuite de ces effets en 2023.

### 3.2.2 Demande de GRDF

GRDF estime, sur la période 2024-2027, que la baisse de la consommation va se poursuivre à un rythme de de - 2,38 % par an en moyenne<sup>42</sup> et que le nombre de consommateurs baissera également de - 1,80 % par an en moyenne.

<sup>40</sup> Le calcul des évolutions par rapport à l'année 2020 ne tient pas compte du retraitement de l'année 2020 qui est bissextile.

<sup>41</sup> Décret n°2019-771 du 23 juillet 2019 relatif aux obligations d'actions de réduction de la consommation d'énergie finale dans des bâtiments à usage tertiaire

<sup>42</sup> Le calcul des évolutions par rapport à l'année 2024 ne tient pas compte du retraitement de l'année 2024 qui est bissextile.

Les perspectives d'évolution que GRDF a proposé de retenir comme référence pour la période ATRD7 sont les suivantes :

	2024	2025	2026	2027
Nombre de consommateurs	10 830 218	10 657 322	10 465 862	10 254 863
Évolution N/N-1		-1,60 %	-1,80 %	-2,02 %
Consommation (GWh)	247 168	241 044	236 032	229 925
Évolution N/N-1		-2,48 %	-2,08 %	-2,59 %

Ces prévisions de consommation tiennent compte du changement du modèle de correction climatique, lié à la mise à jour de la référence climatique réalisée par Météo France en 2021, qui a un impact de - 6 TWh/an sur la consommation prévisionnelle pendant le tarif ATRD7.

GRDF décompose les principaux effets de variation du nombre de consommateurs par secteurs (résidentiel, tertiaire, industries, GNV) sur la base d'hypothèses concernant les nouveaux raccordements, l'abandon du gaz, les gains d'efficacité énergétique et l'effet du prix de l'énergie.

GRDF prévoit une baisse très forte entre 2022 et 2027 du nombre de nouveaux raccordements dans le résidentiel (- 65 %) et dans le tertiaire (- 48 %) en conséquence de l'application de la RE 2020 et du décret tertiaire. GRDF prévoit également un prolongement de la tendance du nombre d'abandons du gaz dans le résidentiel, qui s'est accélérée ces dernières années (113 000 clients en 2020, 212 000 clients en 2022, 241 000 clients estimés en 2027). GRDF considère que l'abandon du gaz dans le secteur tertiaire va également s'accélérer dans les locaux qui ne pourront pas respecter le critère de réduction des consommations d'énergie finale en 2030 prévu par le décret sans investissement important.

GRDF a également estimé des gains d'efficacité énergétique et l'effet des prix de l'énergie pour les secteurs résidentiel, tertiaire et industriel :

- sur les hypothèses de consommation unitaire par secteur, GRDF procède à l'estimation de différents effets :
  - o différents degrés de rénovation énergétique du bâti et croissance du nombre d'opérations annuelles de rénovation énergétique dans le secteur résidentiel (dont l'effet cumulé s'élève entre - 0,3 TWh/an à - 0,5 TWh/an au cours de la période ATRD7) ;
  - o rénovation énergétique et pénétration croissante de la PAC hybride dans le secteur tertiaire (dont l'effet total est estimé à - 0,7 TWh/an sur la période ATRD7) ;
  - o électrification du secteur industriel : dans ce secteur, selon GRDF, la consommation annuelle pourrait baisser de 1,5 TWh/an du fait des efforts d'efficacité énergétique et de l'évolution de la production industrielle en France à l'horizon 2027 ;
- sur les hypothèses de prix de l'énergie, GRDF estime que dans l'hypothèse d'un retour à un prix du gaz autour de 20 €/MWh, c'est-à-dire le retour à un marché fluide pré-crise de l'énergie, la consommation résidentielle pourrait rebondir de 3 %, dans le tertiaire, cet effet rebond atteindrait 4 %, et 6 % dans le secteur industriel.

### 3.2.3 Analyse de la CRE

La CRE considère que les hypothèses tendanciennes retenues par GRDF dans le cadre de sa demande sont cohérentes avec le contexte et les évolutions de la réglementation, notamment en ce qui concerne les prévisions de baisse de la consommation et de réduction du nombre de nouveaux raccordements. En revanche, la CRE considère que les volumes d'abandon du gaz anticipés par GRDF sont élevés par rapport aux dernières données réalisées. En effet, les perspectives d'abandon du gaz de GRDF pour la période ATRD7 sont supérieures à celles constatées en 2022, dont le contexte économique et géopolitique a été particulièrement averse à la consommation de gaz, et estimées en 2023. Lors de la consultation publique, la CRE a envisagé en conséquence de limiter les abandons au niveau estimé de 2023.

Certains acteurs considèrent que cette trajectoire est trop conservatrice dans le contexte de baisse des consommations de gaz à venir. D'autres acteurs partagent la proposition de la CRE quant à une appréciation plus prudente que GRDF sur la baisse des consommations.

La CRE considère que le niveau d'abandon du gaz observé en 2023 est élevé et correspond à une trajectoire volontariste de baisse des consommations du gaz, dans un contexte de baisse des prix du gaz sur le marché de gros pour les années de la période ATRD7 par rapport à l'année 2023.

La CRE retient en conséquence pour le tarif ATRD les trajectoires suivantes :

	2024	2025	2026	2027
Nombre de consommateurs	10 839 147	10 683 303	10 519 324	10 344 768
Évolution N/N-1		-1,44 %	-1,53 %	-1,66 %
Consommation (GWh)	247 511	242 041	237 944	232 831
Évolution N/N-1		-2,21 %	-1,69 %	-2,15 %

Sur la période 2024-2027, cette trajectoire correspond à une évolution moyenne de la consommation de - 2,02 % par an et à une évolution moyenne du nombre de consommateurs de - 1,54 % par an. Ce scénario se situe entre le scénario S3 de l'ADEME (baisse de consommation de - 2,69 % par an) et le scénario des gestionnaires de réseaux (baisse de consommation de - 1,67 % par an) utilisés dans l'étude sur l'avenir des infrastructures gazières de la CRE.

Par rapport à la trajectoire proposée par GRDF, l'écart est en moyenne de 1 % sur les recettes tarifaires sur l'ensemble de la période tarifaire.

### 3.3 Trajectoire d'évolution du revenu autorisé de GRDF

#### 3.3.1 Revenu autorisé non lissé sur la période tarifaire ATRD7

Le revenu autorisé non lissé de GRDF pour la période 2024-2027 est défini comme la somme des éléments suivants :

- les charges nettes d'exploitation (voir partie 3.1.3) ;
- les charges de capital (voir partie 3.1.4) ;
- l'apurement du solde du CRCP calculé au 31 décembre 2023 (voir partie 3.1.5).

Le revenu autorisé non lissé de GRDF pour la période ATRD7 se décompose de la façon suivante :

en M€ <sub>courants</sub>	2023 Revenu autorisé lissé	2024	2025	2026	2027
Charges nettes d'exploitation		1 723,2	1 719,5	1 714,1	1 700,5
Charges de capital normatives		1 861,2	1 929,2	1 970,8	2 004,8
Apurement du solde du CRCP ATRD7		243,0	243,0	243,0	243,0
<b>Revenu autorisé non lissé</b>	<b>3 429,0</b>	<b>3 827,4</b>	<b>3 891,7</b>	<b>3 927,8</b>	<b>3 948,4</b>
<i>Evolution annuelle</i>		11,6 %	1,7 %	0,9 %	0,5 %

Hors effets de lissage, les charges à couvrir retenues par la CRE pour GRDF entraînent une hausse de + 11,6 % du revenu autorisé entre 2023 et 2024, puis une hausse de + 1,0 % en moyenne par an sur la période ATRD7.

### 3.3.2 Revenu autorisé lissé sur la période tarifaire 2024-2027

Comme précisé dans la partie 2.3.4, pour calculer l'évolution tarifaire au 1<sup>er</sup> juillet 2024 et à chaque évolution annuelle, la CRE décide de lisser l'évolution du revenu autorisé prévisionnel. Ce lissage n'a pas d'impact sur les charges recouvrées par GRDF au global sur la durée du tarif, mais évite les évolutions importantes dans des sens opposés d'une année sur l'autre.

La CRE a présenté deux options possibles de hausse initiale et d'évolutions annuelles ultérieures dans sa consultation publique :

- 1<sup>ère</sup> option : un lissage simple de forme «  $Z = IPC + k$  », c'est-à-dire d'une évolution de type « marche initiale » suivie d'une évolution annuelle à l'inflation. Il s'agit de la méthode proposée par GRDF ;
- 2<sup>ème</sup> option : un lissage de forme «  $Z = IPC + X + k$  » avec un coefficient X qui correspondrait à l'effet de la baisse annuelle moyenne de la consommation et du nombre de consommateurs pendant le tarif ATRD7. La marche initiale, dans ce cas, serait suivie d'une évolution annuelle égale à la somme de l'inflation et du coefficient X.

La majorité des acteurs s'est montrée favorable à la 2<sup>e</sup> option. Néanmoins, certains acteurs ont exprimé une réticence à la seconde option car un étalement trop important de la hausse pourrait entraîner un écart entre les recettes et les charges à couvrir en fin de tarif. La CRE considère que le choix d'un coefficient qui compenserait l'effet de la baisse annuelle moyenne de la consommation et du nombre de consommateurs pendant le tarif ATRD7 permet de limiter ce risque.

La CRE considère que la décroissance progressive de la consommation de gaz va conduire à une hausse de tarif, et qu'il est cohérent de retenir une prise en compte progressive de cet impact. La CRE retient ainsi l'option reposant sur une marche initiale égale à 27,52 % et des évolutions annuelles ultérieures selon l'inflation et un coefficient X égal à + 1,91 %.

A titre indicatif, les évolutions prévisionnelles (hors apurement du CRCP) se décomposeraient de la manière suivante :

	2024	2025	2026	2027
Inflation prévisionnelle entre l'année N-1 et l'année N	2,5 %	2,0 %	2,0 %	1,8 %
Marche initiale	27,52 %			
Facteur d'évolution X		+ 1,91 %	+ 1,91 %	+ 1,91 %
Evolution prévisionnelle au 1 <sup>er</sup> juillet de l'année N (hors apurement du solde du CRCP)	27,52 %	3,91 %	3,91 %	3,71 %

Le revenu autorisé de GRDF pour la période 2024-2027 est défini comme la somme des éléments suivants :

- le revenu autorisé non lissé (voir partie 3.3.1) ;
- le terme de lissage permettant une évolution tarifaire correspondant aux modalités définies ci-dessus.

Ainsi, pour la période du tarif ATRD7, le revenu autorisé prévisionnel lissé se décompose de la manière suivante :

en M€ courants	2023	2024	2025	2026	2027	VAN <sup>43</sup>
Revenu autorisé non lissé		3 827,4	3 891,7	3 927,8	3 948,4	14 752,6
Terme de lissage ATRD7		- 324,8	+ 67,7	+ 117,7	+ 168,1	0
Revenu autorisé lissé / Recettes prévisionnelles	3 429,0	3 502,7	3 959,4	4 045,5	4 116,5	14 752,6
<i>Evolution annuelle</i>		+ 2,1 %	+ 13,0 %	+ 2,2 %	+ 1,8 %	

<sup>43</sup> Le revenu autorisé non lissé et les recettes prévisionnelles sont égales en valeur nette actualisée avec le taux d'actualisation du CRCP (3,80 %).

## 4 Structure tarifaire

### 4.1 Fonctionnement de la structure tarifaire du réseau de distribution

Environ 11,6 millions de consommateurs sont raccordés aux réseaux de distribution de gaz naturel. Ils sont alimentés par 24 gestionnaires de réseaux de distribution de gaz naturel, de tailles très inégales. Avec 200 000 kilomètres de réseaux, GRDF distribue 96 % des quantités de gaz naturel distribuées et achemine le gaz naturel sur la majorité du territoire français.

Ce réseau est majoritairement alimenté en moyenne pression, allant jusqu'à 4 bar de pression.

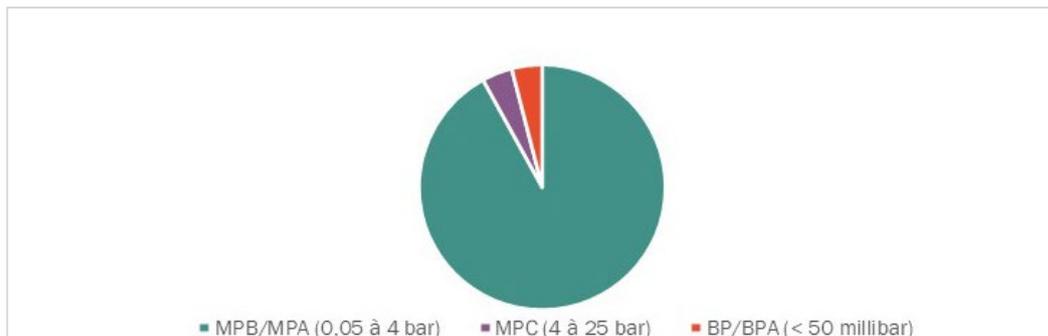


Figure 5. Répartition du réseau de GRDF par niveau de pression

La structure des tarifs de distribution de gaz est commune à tous les GRD. Ainsi, l'ensemble des tarifs péréqués des ELD et des tarifs non péréqués est exprimé sous la forme de la grille ATRD de GRDF à laquelle est appliqué un coefficient de niveau multiplicatif. Ces modalités permettent simplicité et comparabilité.

Le portefeuille clients est segmenté en 4 options tarifaires principales :

- trois options T1, T2, T3, de type binôme, comprenant chacune un abonnement et un terme proportionnel aux quantités livrées :
  - o T1 : consommation annuelle de 0 à 4 000 kWh (environ 3,2 millions de consommateurs pour 11,8 % du revenu autorisé de GRDF). Elle correspond en théorie à un usage eau chaude sanitaire - cuisson ;
  - o T2 : consommation annuelle de 4 000 à 300 000 kWh (environ 7,8 millions de consommateurs pour 65,6 % du revenu autorisé de GRDF). Elle correspond en théorie à un usage chauffage ;
  - o T3 : consommation annuelle de 300 000 à 5 000 000 kWh (environ 98 000 consommateurs pour 17,6 % du revenu autorisé de GRDF) Elle correspond en théorie à un usage de chauffage collectif, ou à des consommations du secteur tertiaire ou petite industrie ;
- une option T4 de type trinôme, comprenant un abonnement, un terme proportionnel à la capacité journalière souscrite et un terme proportionnel aux quantités livrées, dimensionnée pour les consommateurs ayant une consommation annuelle supérieure à 5 000 000 kWh (environ 2 700 consommateurs pour 5 % du revenu autorisé de GRDF). Cette option correspond à des gros consommateurs, des secteurs tertiaire ou industriel.

Une option tarifaire spéciale dite « tarif de proximité » (TP), de type trinôme (distance au réseau de transport, capacité et abonnement annuel), a été prévue pour les grands consommateurs installés à proximité du réseau de transport de gaz et déjà alimentés par les réseaux de distribution. Le terme proportionnel à la distance est affecté d'un coefficient multiplicateur dépendant de la densité de population de la commune d'implantation du point de livraison concerné. Une cinquantaine de consommateurs bénéficient aujourd'hui de cette option.

Pour un point de livraison donné, le choix de l'option tarifaire est laissé au fournisseur pour le compte du consommateur concerné. Le tarif s'applique par point de livraison.

Enfin, un mécanisme de pénalisation des dépassements de capacité souscrite existe pour les options tarifaires T4 et TP.

Pour les consommateurs ne disposant pas de compteur individuel (soit environ 150 000 consommateurs), les modalités de facturation sont les suivantes :

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

Option tarifaire	T1	T2	T3	T4	TP
Nombre de consommateurs à fin 2022	3,2 millions	7,8 millions	99 000	2 600	47
Type d'usage « théorique »	Cuisson et/ou ECS	Chauffage individuel	Chauffage collectif + petit tertiaire	Gros tertiaire ou industriel	
Seuil de consommation annuelle théorique	< 4 MWh	Entre 4 et 300 MWh	Entre 300 et 5 000 MWh	Supérieure à 5 000 MWh	sans objet
% des quantités acheminées	Environ 2 %	Environ 48 %	Environ 30 %	Environ 20 %	
Profil de consommation théorique	P011	P012	P013 à P019		
% du revenu autorisé	11,8 %	65,6 %	17,6 %	5,0 %	

Figure 6. Synthèse du parc de consommateurs de GRDF

Le système de profilage des consommations, défini dans le cadre du groupe de travail gaz, est composé de neuf profils adaptés aux différentes typologies de consommation des utilisateurs. Deux profils de consommation sont associés spécifiquement aux consommateurs à relevé semestriel ou équipés d'un compteur communicant, et dont le relevé était initialement semestriel, et sont attribués automatiquement en fonction de la consommation annuelle de référence (CAR) du PCE<sup>44</sup> :

- le profil dit « P011 » pour les consommateurs à relevé semestriel ou avec compteur communicant dont la CAR est inférieure à 4 MWh par an ;
- le profil dit « P012 » pour les consommateurs à relevé semestriel ou avec compteur communicant dont la CAR est comprise entre 4 et 300 MWh par an.

Pour les PCE des options T3 et T4, qui sont relevés mensuellement ou quotidiennement, un profil de consommation est attribué sur la base de la part de la consommation en hiver (PH), de novembre à mars<sup>45</sup> par rapport à la consommation annuelle totale.

Enfin, depuis l'entrée en vigueur du premier tarif ATRD, les termes des options tarifaires sont définis pour assurer une continuité aux seuils de consommation séparant chacune des options tarifaires. Ce principe de continuité aux seuils a pour but d'éviter les décrochages de niveau entre options tarifaires et d'inciter les fournisseurs à choisir l'option tarifaire la mieux adaptée au niveau de consommation de l'utilisateur. Depuis le tarif ATRD6, la continuité au seuil est calculée sans prise en compte de la contribution tarifaire d'acheminement (CTA).

<sup>44</sup> PCE : point de comptage et d'estimation.

<sup>45</sup> P013 si PH ≤ 39 % ; P014 si 39 % < PH ≤ 50 % ; P015 si 50 % < PH ≤ 58 % ; P016 si 58 % < PH ≤ 69 % ; P017 si 69 % < PH ≤ 75 % ; P018 si 75 % < PH ≤ 81 % ; P019 si PH > 81 %.

Pour rappel, la grille tarifaire de GRDF en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2023, hors terme R<sub>f</sub>, est la suivante :

- Options tarifaires principales :

Option tarifaire	Abonnement annuel hors R <sub>f</sub> (en €/an)	Prix proportionnel (en €/MWh)	Terme de souscription annuelle de capacité journalière (en €/MWh/j)	
			Part de la souscription de capacité inférieure à 500 MWh/j	Part de la souscription de capacité supérieure à 500 MWh/j
T1	33,48	33,23	N.A	N.A
T2	130,68	8,93	N.A	N.A
T3	884,52	6,42	N.A	N.A
T4	15 971,16	0,87	213,00	106,44

- Option « tarif de proximité » (TP) :

Option tarifaire	Abonnement hors R <sub>f</sub> (en €/an)	Terme de souscription capa. J (€/MWh/j)	Terme annuel à la distance (en €/mètre/an)
TP	38 164,56	106,20	69,72

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

- 1, si la densité de population de la commune est inférieure à 400 habitants par km<sup>2</sup> ;
- 1,75, si la densité de population de la commune est comprise entre 400 habitants par km<sup>2</sup> et 4 000 habitants par km<sup>2</sup> ;
- 3, si la densité de population de la commune est supérieure à 4 000 habitants par km<sup>2</sup>.

### Producteurs de biométhane :

Le terme tarifaire d'injection de biométhane introduit dans le tarif ATRD6 est fondé sur la définition de trois niveaux de terme d'injection applicable chacun à une zone du territoire, afin de différencier le montant payé par les producteurs en fonction des coûts engendrés par leur choix de localisation, dont les niveaux sont les suivants :

Niveau	Terme tarifaire d'injection (€/MWh)
Niveau 3	0,7
Niveau 2	0,4
Niveau 1	0

## 4.2 Evolution de la structure pour le tarif ATRD7

### 4.2.1 Enjeux

La CRE a identifié plusieurs enjeux de structure pour la période ATRD7, sur lesquels elle a dans un premier temps et préalablement à la consultation publique, organisé des ateliers publics. Ces ateliers, organisés le 23 février 2023 et le 10 mai 2023, ont respectivement permis d'interroger les acteurs sur :

- l'adaptation de la structure tarifaire des tarifs de distribution de gaz naturel ;
- la prise en compte tarifaire de la montée en puissance des gaz renouvelables et bas-carbone.

Les retours des participants à l'atelier, ainsi que les échanges qui ont suivi, sont venus alimenter la réflexion de la CRE sur les évolutions envisagées au stade de la consultation publique.

Le premier enjeu identifié concernait l'adaptation de la structure tarifaire à l'évolution du rôle du réseau de distribution, dans un contexte de transition énergétique. Les réseaux de distribution de gaz connaissent des évolutions importantes, qui vont s'accroître tant du point de vue de leur usage par les consommateurs que par la multiplication de nouveaux utilisateurs, parmi lesquels les producteurs de biométhane. Le réseau de distribution de gaz évolue ainsi d'un modèle historique de desserte unidirectionnelle du gaz depuis le réseau de transport vers les consommateurs finals vers un nouveau schéma de décentralisation de la production, du fait du développement de la filière des gaz verts.

Par ailleurs, pour certains consommateurs, le gaz n'est plus l'énergie principale, mais une énergie d'appoint ou de secours d'une autre énergie. Ces consommateurs, généralement industriels, peuvent ainsi alterner entre la consommation de gaz ou d'une autre énergie en fonction d'arbitrages économiques de court ou moyen terme. Ces consommateurs peuvent également être des réseaux de chaleurs urbains (RCU), qui gardent le gaz en énergie d'appoint, afin de desservir des clients finals ayant bien quitté le gaz.

Ces consommateurs engendrent des coûts élevés de dimensionnement et de maintenance, alors qu'ils n'utilisent que ponctuellement le réseau. La tarification, jusqu'alors largement fondée sur le volume de consommation, ne permet pas de couvrir les coûts qu'ils génèrent. Dans la mesure où ce type d'usage du réseau est appelé à devenir plus fréquent, GRDF a proposé à la CRE l'introduction d'un terme de débit normalisé.

Dans ce contexte, la CRE a présenté les trois évolutions suivantes :

- l'introduction d'un terme de débit normalisé, fonction du débit du compteur et de la pression de livraison ;
- l'abaissement du seuil entre les options tarifaires T2 et T3 de 300 MWh/an à 100 MWh/an ;
- l'évolution de la tarification applicable aux producteurs de gaz renouvelables et bas-carbone.

Dans la présente délibération, la CRE décide de mettre en œuvre l'évolution du terme de débit (voir partie 4.2.2) et certaines évolutions de la tarification de la production de gaz renouvelables et bas-carbone (voir partie 4.2.3).

En revanche, elle ne retient pas l'abaissement du seuil T2/T3. GRDF avait proposé cette évolution pour traiter la question de l'hétérogénéité au sein de l'option tarifaire T2, qui couvre des consommateurs ayant des niveaux de consommation et des utilisations du réseau de distribution diverses.

Dans sa consultation publique, la CRE a exprimé une position réservée sur ce changement de seuil entre options tarifaires T2 et T3, au vu de ses implications redistributives importantes (baisse de la facture ATRD des petits clients T3 et hausse des factures ATRD des clients T2 et gros clients T3).

Le retour des acteurs sur cette question est partagé. Certains acteurs ont partagé l'analyse de GRDF, considérant que l'abaissement du seuil permettrait une meilleure correspondance de la nature des clients avec leur option ainsi qu'avec les coûts pour le réseau. D'autres en revanche, ont mis en avant la nécessité de conduire une analyse plus fine des comportements avant de mener cette évolution. Certains acteurs constatent que l'évolution du seuil entre les options T1 et T2 décidée dans le tarif ATRD6 n'a, dans les faits, pas conduit aux bascules attendues de la part des fournisseurs.

La CRE partage certaines réserves soulevées par les acteurs : en effet, bien que l'on observe une proportion plus importante de professionnels et de chaufferies collectives par rapport aux résidentiels individuels dans les tranches de consommation annuelle de référence allant de 50 MWh à 100 MWh puis de 100 à 300 MWh, des analyses plus précises doivent encore confirmer que leur comportement est différent. Il est par ailleurs possible de travailler en groupe de travail sur des évolutions du profilage. En outre, comme indiqué dans la consultation publique, cette évolution conduirait à des effets redistributifs entre les factures des petits consommateurs T3 (baisse de facture) et des consommateurs T2 et plus gros consommateurs T3 (hausse).

Pour ces raisons, la CRE ne retient pas l'évolution du seuil T2/T3.

## 4.2.2 Introduction d'un terme de débit normalisé

### 4.2.2.1 Développement des usages du gaz en appoint-secours

Le rôle du réseau devient plus assurantiel qu'auparavant, notamment avec le développement d'usages « d'appoint » ou de « secours » pour certains consommateurs. Ces utilisateurs sont raccordés au réseau de gaz, mais n'utilisent le gaz que quelques jours par an, soit pour des raisons assurantielles en cas de défaillance ou d'insuffisance d'une autre énergie principale, soit pour des raisons d'arbitrage entre le gaz et d'autres énergies en

fonction des conditions économiques (comme cela a été le cas pendant la crise gazière, par exemple, pour des industriels équipés de brûleurs mixtes gaz/fioul). Pour autant, le réseau doit rester dimensionné pour leur délivrer un besoin de pointe, et faire l'objet de maintenances régulières.

A ce jour, GRDF a recensé dans son parc environ 3 200 clients de type appoint-secours, selon un critère de débit de compteur supérieur à 160 Nm<sup>3</sup>/h et d'une consommation annuelle concentrée sur moins de 10 jours. La notion d'appoint-secours n'étant pas strictement définie, d'autres consommateurs avec des débits plus faibles ou une concentration de la consommation légèrement inférieure peuvent également s'apparenter à cet usage.

Dans la structure du tarif ATRD6, ces utilisateurs paient un terme d'abonnement par site, et une part variable : cette structure est adaptée pour des consommateurs dont la consommation est régulière. En revanche, dans le cas d'une consommation ponctuelle, le consommateur acquittera une part abonnement et une part variable sur des volumes faibles. Cette structure ne permet pas de refléter les coûts de dimensionnement et de maintenance du réseau de clients appoint-secours, qui subsistent indépendamment de l'usage.

La croissance attendue du nombre de ces utilisateurs pose donc deux questions, énoncées par la CRE lors de sa consultation publique, qui sont le reflet des coûts de réseau par l'utilisateur qui les génère et l'incitation à dimensionner le réseau au plus proche de son besoin.

La majorité des acteurs s'est exprimée sur ces enjeux lors de la réponse à la consultation publique et partage ces enjeux. En particulier, les gestionnaires de réseaux et les Autorités Organisatrices de la Distribution d'Énergie (AODE) et leurs représentants sont favorables au fait de faire supporter aux utilisateurs les coûts qu'ils génèrent.

Néanmoins, certains acteurs, en majorité des fournisseurs, s'interrogent sur la pertinence économique de mener une évolution pour traiter un nombre de cas limité. La CRE rappelle, d'une part, que la catégorisation stricte d'un usage appoint secours n'est pas strictement définie et que les critères définis par GRDF pour illustrer cet usage ne sont pas limitatifs, et d'autre part, que cette catégorie d'utilisateurs va potentiellement augmenter au vu du contexte de réduction de la consommation de gaz, et engendrer ainsi des coûts croissants de maintenance du réseau.

La CRE considère qu'il est nécessaire et pertinent de répondre à cette problématique.

#### 4.2.2.2 Principe du terme de débit normalisé

A l'occasion de l'atelier relatif à la structure du tarif de distribution, puis lors de la consultation publique, la CRE a présenté la proposition de GRDF d'introduire un nouveau terme tarifaire, permettant de mieux refléter les coûts associés au dimensionnement du réseau : le terme de débit normalisé.

Le débit normalisé correspond au débit du compteur pondéré par la pression de livraison d'un consommateur.

Afin de facturer ce débit normalisé, la CRE a proposé la formule suivante :

$$\text{Facturation du débit normalisé} = \text{terme de débit} \times [(\text{débit du compteur} * (1 + \text{pression de livraison})) - \text{seuil}]$$

Avec :

- *Terme de débit* : terme tarifaire servant à la facturation et exprimé en €/an/Nm<sup>3</sup>/h ;
- *Débit du compteur* : volume de gaz pouvant être délivré par heure par le compteur, en m<sup>3</sup>/h ;
- *Pression de livraison* : paramètre essentiellement concentré sur les domaines de pression 21 mbar et 300 mbar (jusqu'à 6 bar) ;
- *Seuil* : niveau de débit normalisé à partir duquel on souhaite facturer le terme de débit (proposé à 40 Nm<sup>3</sup>/h par GRDF).

La CRE a proposé une application de ces termes aux options T1, T2 et T3, l'option T4 comportant déjà un terme capacitaire. Elle a par ailleurs proposé un seuil d'application à partir d'un débit normalisé de 40 Nm<sup>3</sup>/h afin que ce terme tarifaire ne s'applique pas aux consommateurs particuliers, qui ont à plus de 99 % des débits normalisés de 6 ou 10 Nm<sup>3</sup>/h.

La CRE a proposé un niveau du terme de débit à 4€/an/Nm<sup>3</sup>/h, inférieur à la proposition de GRDF d'un niveau à 12 €/an/Nm<sup>3</sup>/h, afin d'éviter les effets de bords sur d'autres consommateurs.

Les acteurs qui se sont exprimés sur ce terme de débit à l'occasion de la consultation publique sont majoritairement favorables à son principe. Plusieurs acteurs considèrent que c'est une solution adaptée, malgré des inconvénients présentés, tels que des difficultés opérationnelles de mise en œuvre du terme. D'autres acteurs considèrent *a contrario* que les caractéristiques du compteur ne sont pas une référence adaptée ou sont des paramètres trop complexes à utiliser pour la facturation de l'usage appoints-secours. Ils recommandent plutôt de baser cette facturation sur une souscription de capacité, comme pour l'option tarifaire T4, ou de basculer automatiquement les consommateurs dit « appoint-secours » vers une option tarifaire T4.

Certains acteurs se sont interrogés sur une solution qui constituerait à appliquer un terme spécifique à travers la facturation d'une « prestation catalogue », afin de cibler uniquement les consommateurs concernés, sans impliquer de développements SI.

S'agissant du périmètre d'application du terme, les acteurs se sont exprimés en faveur du seuil de 40 Nm<sup>3</sup>/h considérant que ce seuil correspond effectivement aux compteurs dits industriels et qu'il exclura de fait les particuliers de l'assiette de ce terme. Plusieurs acteurs soulignent néanmoins que l'existence possible d'un terme de débit sur les options tarifaires T1 et T2 contraindra tout de même les fournisseurs à des développements SI importants. Un acteur a ainsi proposé une solution alternative, qui consisterait à exclure des tarifs T1 et T2 les consommateurs disposant de compteurs ayant un débit égal ou supérieur à 40 Nm<sup>3</sup>/h.

Enfin, concernant le niveau du terme, certains acteurs qui se sont exprimés sur ce niveau ont considéré que celui-ci était trop faible et que le niveau devait être suffisamment significatif pour que le signal prix de bon dimensionnement soit perçu par les clients. *A contrario*, d'autres acteurs ont indiqué que le niveau envisagé par la CRE induirait des hausses très élevées pour certains consommateurs, notamment agro-alimentaires et ont demandé la mise en place d'un terme de débit différencié pour ces usages.

### Analyse de la CRE

La CRE considère que le dimensionnement du réseau relève des missions de GRDF, et qu'à ce titre la tarification de cette activité doit être prévue dans le tarif ATRD, et non dans le catalogue des prestations de l'opérateur.

La CRE rappelle, comme indiqué dans sa consultation publique, que l'introduction d'un terme capacitaire basé sur la Consommation Journalière Normalisée (CJN) ou la bascule des clients appoint-secours vers l'option tarifaire T4 ne permettraient de traiter que partiellement la problématique car cet usage n'est pas forcément corrélé à la consommation hivernale d'un consommateur, contrairement à la CJN et la souscription de capacité.

De plus, elle considère que la bascule obligatoire en T4 de clients identifiés a posteriori comme « appoints secours » aurait des implications lourdes pour les consommateurs concernés, qui devaient prévoir des souscriptions de capacités, et pour leurs fournisseurs qui devraient accompagner ces bascules.

La CRE a examiné la possibilité d'exclure des options tarifaires T1 et T2 les consommateurs disposant de compteurs ayant un débit égal ou supérieur à 40 Nm<sup>3</sup>/h. Il en ressort que cette solution n'apporterait pas la simplification recherchée car elle impliquerait une phase d'identification des clients, dont le nombre est évalué à environ 20 000, puis une éventuelle régularisation des compteurs de certains clients, avant que les fournisseurs ne placent les clients restants en option T3. De ce fait, la CRE considère qu'il est préférable de maintenir une application de ce terme de débit normalisé pour les 3 options T1, T2 et T3.

S'agissant du niveau, la CRE considère que le niveau de 4 €/2023/an/Nm<sup>3</sup>/h est adapté, et qu'un niveau plus élevé pourrait entraîner de très fortes hausses de factures pour certains consommateurs. Ce niveau semble pertinent au regard d'une analyse coût / bénéfices, en ce qu'il permettra de collecter environ 50 M€/an de recettes, sur un revenu autorisé total d'environ 3,4 Mds en 2023.

La CRE décide donc d'introduire dans le tarif ATRD7 un terme de débit, d'un niveau de 4 €/2023/an/ Nm<sup>3</sup>/h, applicable aux consommateurs en option T1, T2 et T3 ayant un débit normalisé égal ou supérieur à 40 Nm<sup>3</sup>/h.

Au regard des adaptations SI et de l'exercice de sensibilisation à mener autour de l'introduction de ce nouveau terme, la CRE retient une entrée en vigueur au 1<sup>er</sup> juillet 2026, et demande à GRDF de mener une phase de sensibilisation et d'accompagnement des utilisateurs concernés (voir partie 4.2.4).

Compte tenu de l'évolution de + 27,52 % des termes de la grille tarifaire au 1<sup>er</sup> juillet 2024, à laquelle s'ajouteront les évolutions au 1<sup>er</sup> juillet 2025 et au 1<sup>er</sup> juillet 2026, estimées à date à + 3,9 % au 1<sup>er</sup> juillet 2025 et + 3,9 % au 1<sup>er</sup> juillet 2026 (ces évolutions tiendront compte de l'apurement effectif du CRCP et de l'inflation), le niveau estimé de ce terme est de 5,52 €/an/ Nm<sup>3</sup>/h au 1<sup>er</sup> juillet 2026.

## 4.2.3 Evolution de la tarification applicable aux producteurs de gaz renouvelables et bas-carbone

### 4.2.3.1 Prévoir une tarification adaptée pour une catégorie d'utilisateurs du réseau en forte croissance

L'article 94 de la loi du 30 octobre 2018<sup>46</sup>, dite « loi EGalim », a instauré dans le code de l'énergie le principe du droit à l'injection pour les producteurs de biogaz. Ce principe a été étendu à l'ensemble des gaz renouvelables ou bas-carbone par la loi du 10 mars 2023<sup>47</sup>, dite « loi APER ». Ainsi, l'article L. 453-9 du code de l'énergie dispose, notamment, que « *[l]orsqu'une installation de production de gaz renouvelable, dont le biogaz, ou de gaz bas-carbone est située à proximité d'un réseau de gaz naturel, les gestionnaires des réseaux de gaz naturel effectuent les renforcements nécessaires pour permettre l'injection dans le réseau du gaz renouvelable, dont le biogaz, ou du gaz bas-carbone produits, dans les conditions et limites permettant de s'assurer de la pertinence technico-économique des investissements [...] ».*

Les modalités de mise en œuvre de cet article ont été précisées par le décret du 28 juin 2019<sup>48</sup> et par l'arrêté du 28 juin 2019<sup>49</sup> pris en application de ce décret.

Le décret du 28 juin 2019 susvisé, dont les dispositions sont aujourd'hui codifiées aux articles D. 453-20 à D. 453-25 du code de l'énergie, a introduit trois dispositifs dont l'objectif est notamment le développement efficace de l'injection de biométhane dans les réseaux de gaz naturel : un dispositif de zonages validés par la CRE, un dispositif d'évaluation et de financement par les gestionnaires de réseau des coûts associés, dans la limite d'un ratio technico-économique Investissements / Volumes (« I/V ») et un dispositif de partage des coûts des ouvrages mutualisés entre les producteurs d'une même zone.

Par ailleurs, les dispositions des articles L. 452-1 et L. 452-1-1 du code de l'énergie précisent que les coûts supportés par les GRT et les GRD<sup>50</sup> comprennent une partie des coûts de raccordement à ces réseaux des installations de production de gaz renouvelable, dont le biogaz, ou de gaz bas-carbone et que le niveau de prise en charge ne peut excéder 60 % du coût du raccordement.

L'ensemble des dispositions susmentionnées induit ainsi la mutualisation dans les tarifs ATRD et ATRT des coûts de renforcement dans les zones pertinentes sur le plan technico-économique, ainsi que de la majorité des coûts de raccordement : cette mutualisation n'incite pas forcément les producteurs à faire des choix de localisation optimaux pour la collectivité.

Dans l'objectif de préserver un signal à la localisation optimale et de couvrir les coûts de fonctionnement des ouvrages de renforcement, la CRE a introduit dans le tarif ATRD6 un timbre d'injection, différencié en fonction des investissements de renforcement du réseau prévus dans la zone. Le niveau de ce timbre a été fixé pour prendre en compte les charges directes liées à l'injection, en l'occurrence les coûts de maintenance et d'énergie de compression.

### 4.2.3.2 Evolutions du timbre d'injection pour la période ATRD7

A l'occasion des consultations publiques du 26 juillet 2023 et du 12 octobre 2023, et après avoir recueilli l'avis des acteurs via un atelier en mai 2023, la CRE envisageait plusieurs évolutions concernant le timbre d'injection.

#### Maintien du terme d'injection et extension aux gaz renouvelables et bas-carbone

La CRE a tout d'abord consulté les acteurs sur le principe de reconduction du timbre d'injection et sur son extension aux gaz renouvelables et bas-carbone, considérant que depuis 2023, l'article L. 453-9 du code de l'énergie a été modifié et prévoit désormais que les gestionnaires des réseaux de gaz naturel effectuent les renforcements nécessaires pour permettre l'injection dans le réseau du gaz renouvelable, dont le biogaz, ou du gaz bas-carbone produits et qu'ainsi, le droit à l'injection a été étendu à l'ensemble des gaz renouvelables et bas-carbone.

<sup>46</sup> Loi n°2018-938 du 30 octobre 2018 pour l'équilibre des relations commerciales dans le secteur agricole et alimentaire et une alimentation saine, durable et accessible à tous

<sup>47</sup> Loi n°2023-175 du 10 mars 2023 relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables

<sup>48</sup> Décret n°2019-665 du 28 juin 2019 relatif aux renforcements des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel nécessaires pour permettre l'injection du biogaz produit

<sup>49</sup> Arrêté du 28 juin 2019 définissant les modalités d'application de la section 6 du chapitre III du titre V du livre IV du code de l'énergie

<sup>50</sup> Pour les réseaux qui ne sont pas concédés en application de l'article L. 432-6 du code de l'énergie.

Concernant le maintien du timbre d'injection, la majorité des acteurs y est favorable, bien qu'un certain nombre d'acteurs soient plutôt en faveur d'une simplification de ce timbre, via un terme unique. Par ailleurs, plusieurs acteurs considèrent que le signal à la localisation existe déjà via le raccordement et que le timbre n'a pas d'effet opérationnel sur la localisation des projets. En outre, aucun acteur ne s'est opposé à l'extension du timbre d'injection aux gaz renouvelables et bas-carbone.

La CRE considère que la complexité du timbre d'injection est relativement limitée avec un mécanisme de collecte et de refacturation désormais opérationnel. En outre, la CRE considère que le signal à la localisation est très fortement atténué par les dispositifs en vigueur, ce qui justifie le maintien d'une différenciation entre zones. Par ailleurs, les producteurs ont la possibilité de réagir à ce signal prix, quand ils ont par exemple plusieurs exploitations et doivent choisir où installer leur production de biométhane.

### Evolution de la forme du timbre d'injection

Dans sa consultation publique, la CRE a proposé deux options :

- 1) la reconduction des principes appliqués au cours de la période ATRT7/ATRD6, en mettant à jour les paramètres de coûts pour tenir compte des tendances observées durant la période ATRT7/ATRD6.

Compte tenu de ces hypothèses, les niveaux des termes tarifaires de timbre d'injection permettant de recouvrer les charges directes et présentés en consultation publique étaient les suivants :

Timbre	Grille actuelle (€/MWh injecté)	Grille envisagée au stade de la consultation publique pour la période ATRT8/ATRD7 (€/MWh injecté)	Dont OPEX rebours (€/MWh injecté)	Dont OPEX maillages et raccordements (€/MWh injecté)
3	0,7	1,8	1,4	0,4
2	0,4	0,4	0,00	0,4
1	0	0	0,00	0,1 <sup>51</sup>

- 2) l'élargissement du périmètre des coûts couverts par le timbre d'injection en intégrant des charges d'exploitation indirectes associées à la production de gaz renouvelables et bas-carbone dans l'assiette de coûts à couvrir par les producteurs desdits gaz.

En cas d'extension du périmètre de charges à couvrir par le timbre d'injection aux charges indirectes, la CRE envisageait de retenir un niveau cohérent avec celui d'un terme d'entrée sur le réseau de GRTgaz ou de Teréga, estimé à 130 €/MWh/j/an en moyenne sur la période dans la mesure où l'injection dans les réseaux s'apparente à un point d'entrée sur la place de marché unique, sur laquelle le gaz est acheminé et peut être échangé, et représente donc le même service pour son utilisateur.

Une large majorité d'acteurs estime que les niveaux proposés par la CRE sont trop élevés. En particulier, un certain nombre d'acteurs de la filière biométhane considèrent qu'une augmentation trop importante du niveau de timbre d'injection irait à l'encontre des orientations de politique énergétique.

De nombreux producteurs de gaz renouvelables et bas-carbone ont également indiqué à la CRE que l'ajout de charges supplémentaires aurait un impact significatif sur leur rentabilité.

La hausse du niveau de timbre est cependant soutenue par certains acteurs qui considèrent que la filière biométhane doit supporter les coûts de structuration et d'exploitation opérationnelle qu'elle génère pour les gestionnaires de réseaux.

Enfin, un certain nombre d'acteurs qui se sont opposés à la hausse proposée par la CRE se sont tout de même exprimés en faveur d'un terme unique pour tarifier l'injection de gaz renouvelable et bas-carbone, considérant qu'à

<sup>51</sup> Compte tenu du faible montant associé au niveau 1, la CRE fixe ce dernier à 0 €/MWh/injecté.

terme, plus de 80 % des zones nécessiteront la présence d'un rebours, ce qui justifierait la fin de la différenciation du niveau de timbre par zone.

Au vu de l'ensemble de ces éléments, et pour ne pas introduire de rupture significative dans l'économie de la filière des gaz renouvelables et bas-carbone, et considérant qu'un terme capacitaire permet d'envoyer une incitation au bon dimensionnement des installations, la CRE décide d'adapter le timbre d'injection de la manière suivante :

- elle conserve le terme « volume » (lié aux volumes injectés de gaz renouvelables et bas-carbone) différencié en fonction des zones, mais sans évolution de son montant par rapport à la grille en vigueur pour maintenir un signal tarifaire à l'optimisation des capacités installées et à leur localisation. En effet, bien qu'une majorité des zonages du territoire seront équipés d'un rebours à terme, cela est encore loin d'être le cas, avec à date, 14 rebours en service et 20 en cours de réalisation ;
- elle introduit un terme additionnel « capacitaire » (lié à la capacité maximale de production de gaz renouvelable et bas-carbone de chaque site) associé aux charges indirectes des opérateurs, qui sera applicable à l'ensemble des phases des sites (voir définition en partie 5.1.1), en service et futures, dont le niveau est fixé à 50 €/MWh/j/an.

La grille en résultant, ainsi que sa décomposition, est la suivante :

Terme d'injection	Grille retenue (€/MWh injectés)	dont OPEX rebours (€/MWh)	dont OPEX raccords transport (€/MWh)	dont OPEX maillages et raccords distribution (€/MWh)	Grille retenue (€/MWh/j/an)	dont OPEX distribution (€/MWh/j/an)	dont OPEX transport (€/MWh/j/an)
Niveau 3	0,7	0,55	0,03	0,12	50	38	12
Niveau 2	0,4	0,00	0,05	0,35			
Niveau 1	0	0,00	0,00	0,00			

Par ailleurs, ces termes évolueront en fonction des modalités d'évolutions annuelles définies au 2.3.3 de la présente délibération.

#### 4.2.3.3 Modalités opérationnelles de facturation et de reversement du timbre d'injection

Enfin, la CRE a souhaité préciser dans sa consultation publique que, pour la période tarifaire ATRD7, la facturation du terme « volume » du timbre d'injection s'appliquerait de manière différenciée en fonction des phases d'un site, dans la mesure où lorsqu'un producteur souhaite réaliser une augmentation de sa Capacité Maximale d'Injection (Cmax), une nouvelle phase doit être ajoutée dans le registre des capacités. Or, entre la phase initiale d'un site et ses augmentations de capacités, la situation sur un zonage peut avoir évolué.

Cette proposition d'évolution n'a pas fait l'objet de remarques spécifiques de la part des acteurs.

Pour le tarif ATRD7 de GRDF, la CRE adapte la facturation du terme « volume » du timbre d'injection en retenant le principe d'une facturation par phase d'un même site et non plus d'un terme unique par site.

Par ailleurs, la CRE précise que la facturation entre les différentes phases d'un site sera effectuée au prorata des volumes injectés.

Ainsi, un producteur avec une capacité maximale d'injection totale de 300 Nm<sup>3</sup>/h, dont :

- 100 Nm<sup>3</sup>/h soumis au niveau 3 du terme « volume » du timbre d'injection, car mis en service sur un zonage avec un rebours ; et
- 200 Nm<sup>3</sup>/h soumis au niveau 1 du terme « volume » du timbre d'injection, car mis en service au moment où le zonage n'avait pas encore de rebours ;

qui injecterait dans l'année 150 Nm<sup>3</sup>/h et non 300 Nm<sup>3</sup>/h (Capacité Maximale d'Injection) se verrait facturer :

- 50 Nm<sup>3</sup>/h (100 Nm<sup>3</sup>/h de capacité au niveau 3 du terme « volume » du timbre d'injection \* 150 Nm<sup>3</sup>/h injectés réellement / 300 Nm<sup>3</sup>/h de capacité maximale d'injection) avec un terme « volume » du timbre d'injection de niveau 3 ;
- 100 Nm<sup>3</sup>/h (200 Nm<sup>3</sup>/h de capacité au niveau 1 du terme « volume » du timbre d'injection \* 150 Nm<sup>3</sup>/h injectés réellement / 300 Nm<sup>3</sup>/h de capacité maximale d'injection) avec un terme « volume » du timbre d'injection de niveau 1 ;
- 300 Nm<sup>3</sup>/h avec un terme « capacitaire » du timbre d'injection de 50 €/MWh/j/an.

Pour éviter de multiplier le nombre d'interlocuteurs pour les producteurs, la CRE avait retenu pour la période ATRT7/ATRD6 le principe d'une facturation du timbre d'injection par le gestionnaire du réseau sur lequel chaque producteur est raccordé. En conséquence, la CRE a introduit un reversement aux GRT des recettes perçues par les GRD au titre des OPEX rebours. Le reversement est réalisé annuellement. Les volumes associés à ces transferts entre opérateurs sont pris en compte au CRCP à 100 %.

La CRE, dans sa consultation publique, a proposé de reconduire ces modalités de facturation et de reversement, et de les appliquer aux recettes issues du terme capacitaire si celui-ci était introduit, avec une prise en compte au CRCP de l'ensemble des volumes.

La majorité des acteurs s'est exprimée en faveur de ces principes. En conséquence, la CRE reconduit le principe de reversement du timbre et fixe la part des recettes perçues au titre du terme « volume » du timbre d'injection de niveau 3, reversée par les GRD aux GRT concernés, à 0,58 €/MWh, correspondant à la part des OPEX rebours et canalisations transport.

Elle fixe par ailleurs la part des recettes perçues au titre du terme « volume » du timbre d'injection de niveau 2, reversée par les GRD aux GRT concernés, à 0,05 €/MWh correspondant à la part des canalisations transport.

Le reversement se fera de manière annuelle, en fonction du volume de recettes d'injection effectivement perçu au cours de l'année, pour les producteurs raccordés en distribution se voyant affecter le terme « volume » du timbre d'injection de niveau 3 ou 2. Les volumes associés à ces transferts entre opérateurs seront pris en compte au CRCP à 100 %.

Concernant le terme « capacitaire » du timbre d'injection, la CRE retient également un principe de reversement annuel entre les GRT et GRDF au titre des recettes perçues pour le compte d'un autre opérateur. Le reversement se fait de manière annuelle, en fonction du volume de recettes effectivement perçu au cours de l'année, pour l'ensemble des producteurs raccordés en distribution.

La CRE fixe la part des recettes perçues au titre du terme « capacitaire » du timbre d'injection par GRDF au titre des charges indirectes des GRT à 12 €/MWh/j/an. Elle fixe la part des recettes perçues au titre du terme « capacitaire » du timbre d'injection par les GRT, au titre des charges indirectes de GRDF, à 38 €/MWh/j/an.

Terme d'injection	Grille retenue (€/MWh injectés)	Montants reversés par GRDF aux GRT	Montants reversés par les GRT à GRDF	Grille retenue (€/MWh/j/an)	Montants reversés par GRDF aux GRT	Montants reversés par les GRT à GRDF
Niveau 3	0,7	0,58	0,00 <sup>52</sup>	50	12	38
Niveau 2	0,4	0,05	0,00 <sup>53</sup>			
Niveau 1	0	0,00	0,00			

Les volumes associés à ces transferts entre opérateurs sont pris en compte au CRCP à 100 %.

<sup>52</sup> Les producteurs raccordés aux réseaux de transport se voyant affecter un terme « volume » de niveau 3 du timbre d'injection sont ceux bénéficiant d'un rebours « Transport/Transport », aussi la CRE n'introduit pas de montant à reverser par les GRT à GRDF au titre de ce terme.

<sup>53</sup> Par défaut, les producteurs raccordés aux réseaux de transport ne peuvent se voir affecter de terme « volume » de niveau 2 du timbre d'injection, aussi la CRE n'introduit pas de montant à reverser par les GRT à GRDF au titre de ce terme.

Les évolutions relatives aux termes « volume » et « capacitaire » d'injection décidées dans la présente délibération s'appliquent également aux GRT pour la période ATRT8<sup>54</sup>.

#### 4.2.4 Calendrier et feuille de route

Concernant le calendrier de mise en œuvre des évolutions de structure tarifaire relatives à l'introduction d'un terme de débit la CRE a proposé de retenir la date du 1<sup>er</sup> juillet 2026, afin de laisser le temps aux différents acteurs de mettre en œuvre les évolutions associées, notamment des systèmes d'information et de permettre la réalisation des évolutions de structure de manière concomitante à l'entrée en vigueur des tarifs ATRD7 des ELD.

En revanche, la CRE a proposé de mettre en œuvre les modifications relatives au timbre d'injection dès le 1<sup>er</sup> juillet 2024, considérant que cette évolution concerne un faible nombre d'utilisateurs, et pouvait être mise en œuvre sans nécessiter d'importantes évolutions des systèmes d'information.

La majorité des acteurs est favorable à ce calendrier. En conséquence, la CRE retient une mise en œuvre au 1<sup>er</sup> juillet 2024 de l'évolution concernant le timbre d'injection et au 1<sup>er</sup> juillet 2026 pour les évolutions concernant le terme de débit.

Concernant le terme de débit, la CRE demande par ailleurs à GRDF la mise en place d'un plan d'action afin de mettre à profit le délai de deux ans de mise en œuvre du terme de débit pour identifier et accompagner les situations où le compteur semble clairement inadapté à la consommation ou à l'usage du client. Ce plan d'action se traduira notamment par :

- le lancement d'un GT d'accompagnement sur le sujet ;
- l'identification par GRDF de tous les compteurs inadaptés et la prise de contact avec les consommateurs concernés pour les informer ;
- la sensibilisation de l'ensemble des consommateurs concernés par l'application du terme de débit ;
- la planification du changement des compteurs inadaptés.

#### 4.2.5 Traitement de la relève résiduelle

##### 4.2.5.1 Contexte et rappel du dispositif envisagé dans la consultation publique

Dans sa consultation publique, la CRE a indiqué qu'une partie importante des gains du projet Gazpar à l'échelle du GRD était liée à la baisse des coûts de relève permise par la fin de la relève à pied et sa substitution par la relève à distance (télérelève). Ce gain se reflète directement dans la trajectoire prévisionnelle des charges d'exploitation de GRDF (voir partie 3.1.3). En pratique, cela se traduit par l'arrêt des marchés de prestation de relève à pied à partir de 2024. Ainsi, sur la période ATRD7, GRDF ne sera plus en mesure de réaliser, sans une augmentation sensible de ses coûts, une relève systématique chez l'ensemble des utilisateurs non équipés de compteurs Gazpar.

Au terme de la phase de déploiement massif, qui a permis d'atteindre plus de 95 % de compteurs posés sur l'ensemble du parc de GRDF, une population résiduelle correspondant à près de 550 000 utilisateurs reste à équiper (dont près de 282 300 points de connexion actifs<sup>55</sup>).

Dans ce cadre, pour les utilisateurs non équipés d'un Gazpar, GRDF devra :

- d'une part, maintenir une activité de relève résiduelle ;
- d'autre part, mettre en œuvre des moyens pour proposer de la manière la plus souple et la plus efficace possible l'installation d'un compteur Gazpar.

Sur le second point, les raisons du non-équipement des utilisateurs en compteurs Gazpar sont diverses (difficultés de contact, problèmes techniques, refus explicite, etc.). La période de déploiement diffus qui s'étalera sur la période ATRD7 a vocation à permettre de régulariser la majorité de ces situations.

<sup>54</sup> Délibération n°2024-22 de la Commission de régulation de l'énergie du 30 janvier 2024 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga

<sup>55</sup> Point de connexion équipé d'un compteur pour lequel un contrat de fourniture de gaz est rattaché.

La CRE estime qu'à ce stade du déploiement du compteur Gazpar, seuls les clients non équipés d'un compteur évolué et ne permettant pas l'accès à leur compteur doivent supporter le coût de la relève résiduelle qu'ils engendrent. Dans sa consultation publique du 29 avril 2021<sup>56</sup> puis dans sa délibération du 28 juillet 2021 relative au tarif ATRD6, la CRE a indiqué avoir engagé des réflexions avec GRDF sur l'organisation de la relève résiduelle en fin de déploiement, ainsi que sur les modalités de facturation de cette dernière aux consommateurs qui ne seraient pas équipés de Gazpar à la fin du déploiement lorsque cette situation résulte d'une volonté manifeste du consommateur de ne pas être équipé du compteur Gazpar.

Ces principes ont notamment été retenus par la CRE dans le cas de la relève résiduelle pour les consommateurs d'électricité non équipés de compteurs Linky sur le territoire de desserte d'Enedis<sup>57</sup>. Une phase transitoire a été définie, reposant sur le principe d'autorelevés pour les utilisateurs non équipés de compteurs Linky communicants ainsi que sur une politique d'interactions ciblées de la part du GRD afin de faciliter et encourager la pose d'un compteur évolué.

A cet effet, considérant que la situation de GRDF est similaire à celle observée sur le territoire de desserte d'Enedis à la fin du déploiement massif de ses compteurs évolués, la CRE a proposé, dans sa consultation publique de répliquer le dispositif appliqué à Enedis pour GRDF sur la période ATRD7. Ainsi, la CRE a proposé d'introduire une composante spécifique au traitement de la relève résiduelle qui serait facturée aux consommateurs respectant les deux conditions cumulatives suivantes :

- le consommateur n'est pas équipé d'un compteur évolué Gazpar ;
- le consommateur n'a pas mis à disposition de GRDF, à partir du 1er janvier 2024, son index de consommation durant plus de 12 mois (utilisateur « muet » - caractérisé par l'envoi d'un courrier « Loi de Transition Energétique » dit « LTE »<sup>58</sup>).

En pratique, la facturation d'un utilisateur « muet » ne pourra donc avoir lieu qu'à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2025.

Sur la base des estimations de coûts de GRDF, la CRE a proposé dans sa consultation publique un montant de cette composante de 44 € HT/an. Ce coût s'explique par :

- les coûts relatifs au parcours utilisateur :
  - o multiples contacts (mail, SMS, courriers, appels entrants et sortants) afin d'inviter le client à mettre à disposition un index autorelevé et/ou à programmer un rendez-vous pour la pose d'un compteur évolué ou l'envoi du courrier LTE avec accusé de réception ;
  - o les surcoûts liés au traitement des réclamations ;
  - o les déplacements sur le terrain ;
- les coûts relatifs aux systèmes d'information.

Enfin, la CRE a indiqué dans sa consultation publique que ce dispositif cohabiterait avec la procédure existante issue de la concertation dans le cadre du groupe de travail gaz<sup>59</sup>, qui permet aux GRD de gaz de contacter le client qui n'a pas mis à disposition son index de consommation (lors des relevés cycliques ou index autorelevés), de le mettre en demeure d'accéder au compteur et d'interrompre sa livraison de gaz sans action de sa part.

Dans ce cadre, en cas d'activation de la procédure par GRDF, la CRE a indiqué qu'elle s'assure de la bonne cohabitation de ces deux dispositifs en veillant à la bonne allocation des coûts à travers les deux dispositifs ainsi qu'à l'arrêt de la facturation en cas d'interruption de livraison de gaz réalisée dans le cadre de la procédure.

<sup>56</sup> Consultation publique n°2021-05 de la Commission de régulation de l'énergie du 29 avril 2021 relative à l'actualisation de la régulation incitative de la qualité de service du projet Gazpar de GRDF

<sup>57</sup> Délibération n°2022-82 de la Commission de régulation de l'énergie du 17 mars 2022 portant décision sur le cadre de régulation incitative du système de comptage évolué d'Enedis dans le domaine de tension BT ≤ 36 kVA (Linky) pour la période 2022-2024 et modifiant la délibération n°2021-13 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE 6 HTA-BT)

<sup>58</sup> Courrier faisant suite à l'article L. 224-11 du code de la consommation qui dispose que « *Le fournisseur d'électricité ou de gaz naturel facture, au moins une fois par an, en fonction de l'énergie consommée. Aucune consommation d'électricité ou de gaz naturel antérieure de plus de quatorze mois au dernier relevé ou autorelevé ne peut être facturée, sauf en cas de défaut d'accès au compteur, d'absence de transmission par le consommateur d'un index relatif à sa consommation réelle, après un courrier adressé au client par le gestionnaire de réseau par lettre recommandée avec demande d'avis de réception, ou de fraude* »

<sup>59</sup> Procédure en cas d'absences successives multiples du client 6M aux relevés et d'absence d'autorelevé consécutif aux relevés (Document public sur le site [www.consultation.cre.fr](http://www.consultation.cre.fr) – Consultable directement [ici](#)).

#### 4.2.5.2 Retour des acteurs et analyse de la CRE

La majorité des acteurs ayant contribué à cette thématique est favorable au principe de faire porter les coûts de la relève résiduelle aux seuls consommateurs qui les génèrent. Certains acteurs ont toutefois exprimé des réserves. En particulier, sans proposer de modification du dispositif présenté, certains acteurs attirent l'attention de la CRE pour que le niveau de cette composante tienne compte de la précarité des consommateurs.

Par ailleurs, bien qu'ils souscrivent à l'approche proposée par la CRE, certains acteurs estiment que le périmètre de facturation pourrait être adapté afin de ne facturer qu'une partie des consommateurs concernés, en ne visant que les consommateurs ayant refusé explicitement la pose du compteur Gazpar, ou bien en excluant les cas d'impossibilités techniques dont la responsabilité est imputable à GRDF.

Concernant les modalités de facturation, certains fournisseurs alertent la CRE sur les coûts sur les systèmes d'information qu'engendrerait la mise en œuvre de cette composante à travers le tarif ATRD. A cet égard, certains d'entre eux s'interrogent sur les raisons pour lesquelles la CRE ne propose pas d'inscrire cette composante dans les prestations annexes réalisées à titre exclusif par GRDF.

Par ailleurs, concernant la fréquence de facturation, GRDF indique qu'une réplique du dispositif déjà décidé pour le territoire de desserte d'Enedis (facturation tous les deux mois) impliquerait des coûts SI significatifs dans la mesure où ce rythme de facturation n'existe pas chez GRDF.

##### Périmètre de facturation

S'agissant de la prise en compte des consommateurs précaires dans le dispositif, la CRE rappelle qu'il ne lui appartient pas de décider d'une différenciation tarifaire sur la base de critères socio-économiques.

Concernant le périmètre de facturation, la CRE indique que l'ensemble des consommateurs non équipés d'un compteur évolué et ne transmettant pas leur index de consommation engendrent un surcoût de relève résiduelle pour GRDF. A ce titre, la CRE estime pertinent, dans un premier temps, de retenir un périmètre de facturation correspondant aux deux conditions cumulées envisagées dans la consultation publique. Néanmoins, il existe certaines situations dans lesquelles un consommateur souhaiterait être équipé d'un compteur Gazpar dont la pose n'est toutefois pas réalisable pour des raisons techniques. La CRE considère que ces situations ne doivent pas conduire à une facturation du terme de relève résiduelle. À ce titre, la facturation de ce terme doit être suspendue dès lors que le consommateur fait une demande de pose d'un compteur Gazpar puis qu'il donne accès à son installation pour la pose de ce compteur (qu'il soit ou non confronté à une problématique technique du fait de GRDF). La facturation doit également être suspendue dans le cas où la problématique technique du fait de GRDF a été constatée lors d'un rendez-vous à l'initiative de GRDF (lors d'une intervention contractuelle ou d'une pose de compteur à l'initiative du GRD) et tant que le client permet l'accès à l'installation.

A cet égard, la CRE demande à GRDF de mettre à disposition des outils permettant un accès facilité à la demande de pose d'un compteur évolué ou à la transmission d'un index de facturation.

##### Modalités de facturation

L'activité de relève faisant partie des missions de service public de GRDF au titre de l'article L. 432-8 7° du code de l'énergie, la CRE estime que l'introduction de cette composante additionnelle dans le catalogue de prestations annexes de GRDF n'est pas adaptée.

Néanmoins, afin que cette composante puisse être lisible pour le consommateur final et dans une approche d'économie des coûts relatifs aux SI, la CRE est favorable à ce que cette composante puisse être facturée sous la forme d'un frais (i.e. selon les mêmes modalités que la facturation d'une prestation annexe), comme c'est le cas pour la facturation de la relève résiduelle en électricité sur le territoire de desserte d'Enedis.

Concernant la fréquence de facturation, la CRE considère qu'une facturation annuelle n'envoie pas un bon signal au consommateur afin de l'encourager à demander la pose d'un compteur évolué. Toutefois, la CRE estime que le volume résiduel de PCE non équipé de Gazpar ne justifie pas la mise en œuvre d'adaptations coûteuses pour la collectivité des systèmes d'information. Par conséquent, une facturation mensuelle, plus adaptée aux opérations de GRDF, est pertinente.

### 4.2.5.3 Dispositif retenu

Au regard des éléments qui précèdent, la CRE introduit pour la période tarifaire ATRD7 une composante tarifaire spécifique au traitement de la relève résiduelle.

Cette composante est transmise à l'utilisateur, le cas échéant via son fournisseur, qui réunit les conditions cumulatives suivantes :

- le point de livraison est éligible à la pose d'un compteur Gazpar, mais n'en est pas équipé ;
- le consommateur n'a pas mis à disposition de GRDF, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2024, son index de consommation durant plus de 12 mois.

Cette composante est facturée tous les mois jusqu'à :

- la demande d'installation via le fournisseur ou directement auprès de GRDF, d'un compteur évolué Gazpar ;
  - o En cas d'impossibilité de pose du fait de GRDF (impossibilité technique, ...) : la facturation reste suspendue ;
  - o En cas d'impossibilité de pose du fait de l'utilisateur (refus, absence, ...), la suspension de la facturation est annulée. Dans ce cas, l'utilisateur est redevable de l'ensemble de la composante due à GRDF, y compris pour les mois pour lesquels le GRD avait suspendu sa facturation ;
- l'installation d'un compteur évolué Gazpar ;
- l'interruption de la livraison de gaz du point de comptage en application de la procédure en cas d'absences successives multiples du client 6M aux relevés et d'absence d'autorelevé consécutifs aux relevés.

Le montant de la composante au titre du traitement tarifaire de la relève résiduelle applicable au 1<sup>er</sup> janvier 2025 est de 43,80 € HT/an, soit 3,65 € HT tous les mois<sup>60</sup>. Cette composante s'ajoute aux montants présentés dans le tableau présenté dans la partie 5.2.1. A partir du 1<sup>er</sup> juillet 2025, cette composante évoluera selon les modalités décrites dans la partie 5.2.2.

---

<sup>60</sup> Soit, après application d'un taux de TVA réduite à 5,5 %, 46,21 €/an (3,85 €/mois).

## 5 Tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF, applicable au 1<sup>er</sup> juillet 2024

### 5.1 Règles tarifaires

#### 5.1.1 Définitions

**Point de livraison :**

Point de sortie d'un réseau de distribution où un GRD livre du gaz à un consommateur final, en exécution d'un contrat d'acheminement sur le réseau de distribution.

**Poste d'injection :**

Point d'entrée d'un réseau de distribution où le gaz est injecté, en application d'un contrat d'injection entre le producteur de gaz et le GRD.

**Point d'interface transport distribution (PITD) :**

Point physique ou notionnel d'interface entre un réseau de transport et un réseau de distribution de gaz naturel.

**Point de comptage et d'estimation (PCE) :**

Point du réseau de distribution où une quantité d'énergie est calculée à partir de compteurs ou d'estimations.

**Consommation annuelle de référence (CAR) :**

La CAR correspond à l'estimation de la consommation annuelle d'un PCE en année climatiquement moyenne.

**Terme « volume » du timbre d'injection :**

Terme applicable aux quantités de gaz renouvelables et bas-carbone (principalement le biométhane) injectées dans le réseau de distribution de gaz.

**Terme « capacitaire » du timbre d'injection :**

Terme applicable à la Capacité Maximale d'injection de gaz renouvelables et bas-carbone (principalement le biométhane) des sites de production de gaz renouvelables et bas-carbone.

**Phase de site de production de gaz renouvelable ou bas-carbone :**

Tranche de capacité maximale d'injection demandée par le site de production. L'augmentation de capacité par un producteur donne lieu à la création d'une nouvelle phase dans le registre des capacités. Ces augmentations de capacités sont suivies dans le registre des capacités avec des jalons spécifiques et simplifiés. Les différentes phases de site de production de gaz renouvelable ou bas-carbone peuvent se voir attribuer des niveaux de terme variable (proportionnel aux quantités injectées) différents.

**Terme R<sub>f</sub> :**

Montant moyen pris en compte au titre des contreparties financières versées aux fournisseurs pour la gestion de clientèle effectuée par ces derniers pour le compte des GRD.

**Options T1, T2, T3 et T4 :**

Options tarifaires principales du tarif, applicables aux différents consommateurs raccordés au réseau de distribution en fonction de leur niveau de consommation de gaz naturel. Elles comprennent un abonnement et un terme proportionnel aux quantités de gaz consommées.

Pour les consommateurs en options T1, T2 et T3, un terme proportionnel au débit normalisé s'applique en complément à partir d'un seuil de 40 Nm<sup>3</sup>/h.

Pour les consommateurs en option T4, deux termes proportionnels à la capacité journalière souscrite s'appliquent en complément.

**Tarif de proximité (TP) :**

Option tarifaire créée pour les gros consommateurs installés à proximité du réseau de transport de gaz et déjà alimentés par les réseaux de distribution. Elle comprend un abonnement, un terme proportionnel à la capacité

journalière souscrite et un terme proportionnel à la distance à vol d'oiseau entre le point de livraison et le réseau de transport le plus proche, auquel est affecté un coefficient multiplicateur dépendant de la densité de population de la commune d'implantation du consommateur.

### **5.1.2 Prestations couvertes par le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF**

L'utilisation des réseaux de distribution de GRDF ne peut donner lieu à aucune facturation autre que celle résultant de l'application du présent tarif, à l'exception de la facturation des prestations annexes réalisées à titre exclusif par les gestionnaires de réseaux de distribution de gaz naturel dont les tarifs sont fixés par délibération de la CRE.

Les prestations dont le coût est couvert par le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution de GRDF sont notamment les suivantes :

- prestations liées à la qualité et à la sécurité :
  - continuité de l'acheminement dans les conditions définies par l'article R. 121-11 du code de l'énergie ;
  - information d'une interruption de service pour travaux, conformément à l'article R. 121-12 du code de l'énergie ;
  - mise à disposition d'un numéro d'urgence et de dépannage accessible 24 heures sur 24 ;
  - intervention en urgence 24 heures sur 24 en cas de problème lié à la sécurité, conformément à l'arrêté du 13 juillet 2000 portant règlement de sécurité de la distribution de gaz combustible par canalisations ;
  - garantie de la valeur du pouvoir calorifique telle que définie par les arrêtés du 16 septembre 1977 et du 28 mars 1980 ;
  - pression disponible à l'amont du poste de livraison, conforme aux conditions standards de livraison publiées par le GRD ;
  - première intervention chez le consommateur pour assurer un dépannage ou une réparation en cas de manque de gaz ;
  - diagnostic des installations intérieures chômées depuis plus de six mois et actions de sensibilisation des consommateurs et des acteurs de la filière gazière à la problématique de la sécurité des installations intérieures ;
  - accompagnement du consommateur en situation de danger grave immédiat ;
- prestations liées à la mesure de la consommation :
  - mise à disposition d'un compteur lorsque le débit est inférieur à 16 m<sup>3</sup>/h ;
  - vérification périodique du contrôle métrologique des compteurs et des convertisseurs ;
  - continuité de comptage et de détente ;
  - relève périodique des compteurs, dans les conditions définies au paragraphe 5.1.4. ci-après ;
  - communication de la date et du créneau horaire de passage du releveur pour les consommateurs à relevé semestriel ;
  - possibilité de réaliser un auto-relevé et de communiquer son index, pour les consommateurs à relevé semestriel ;
- prestations liées à la gestion contractuelle :
  - les changements de fournisseur ;
  - les interruptions de la livraison de gaz (ou mises hors service, résiliation) ;
  - modification en masse des tarifs d'utilisation des réseaux à la demande des fournisseurs ;
- prestations de transmission de données :
  - transmission de données de consommation agrégées aux propriétaires ou gestionnaires d'immeubles ;

- transmission de données de consommation agrégées aux personnes publiques ;
- communication de données de consommation gaz au point de livraison d'un consommateur à un fournisseur ou à un tiers ;
- prestations relatives au déploiement des compteurs évolués Gazpar :
  - communication à un consommateur de données de consommation gaz au point de livraison, de données techniques du PCE et de données contractuelles ;
  - accès à la sortie locale des compteurs Gazpar ;
  - transmission journalière des données de consommation ;
  - choix de la date de publication des index mensuels ;
  - relevé à date choisie ;
- autres :
  - prise de rendez-vous téléphonique pour toutes les opérations techniques nécessitant une étude ;
  - recours à l'instrumentation du réseau pour réaliser une étude détaillée à destination des producteurs de gaz renouvelables et bas-carbone.

### 5.1.3 Structure et choix des options tarifaires

Le tarif comprend quatre options principales :

- trois options T1, T2, T3, de type binôme, comprenant chacune un abonnement, un terme proportionnel aux quantités livrées.  
  
Un terme proportionnel au débit normalisé du compteur s'applique aussi aux consommateurs, à partir d'un seuil de 40 Nm<sup>3</sup>/h ;
- une option T4 de type quadrinôme, comprenant un abonnement, deux termes proportionnels à la capacité journalière souscrite et un terme proportionnel aux quantités livrées.

Le choix de l'option tarifaire à appliquer revient au fournisseur pour le client concerné et pour chaque point de livraison (PDL).

Pour l'ensemble des consommateurs finals d'un immeuble ou d'un groupement de logements ne disposant pas de compteur individuel, mais disposant d'un compteur collectif et ayant souscrit collectivement un contrat de fourniture, le tarif applicable est un binôme comprenant :

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

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

Le tarif comprend également une option tarifaire dite « tarif de proximité », pour les gros consommateurs installés à proximité du réseau de transport de gaz et déjà alimentés par les réseaux de distribution. Cette option tarifaire comprend un abonnement, un terme proportionnel à la capacité journalière souscrite et un terme proportionnel à la distance à vol d'oiseau entre le point de livraison concerné et le réseau de transport le plus proche. Le terme proportionnel à la distance est affecté d'un coefficient multiplicateur dépendant de la densité de population de la commune d'implantation du point de livraison concerné, égal à :

- 1 si la densité de population de la commune est inférieure à 400 habitants par km<sup>2</sup> ;
- 1,75 si la densité de population de la commune est comprise entre 400 habitants par km<sup>2</sup> et 4 000 habitants par km<sup>2</sup> ;
- 3 si la densité de population de la commune est supérieure à 4 000 habitants par km<sup>2</sup>.

Pour chacune des options tarifaires, l'abonnement comprend :

- un terme « R<sub>f</sub> » correspondant au montant moyen de la contrepartie financière versée aux fournisseurs par le GRD pris en compte au titre de la gestion des clients en contrat unique ;
- une part abonnement hors « R<sub>f</sub> ».

Pour l'ensemble des sites de production de gaz renouvelable et bas-carbone, un terme « capacitaire » du timbre d'injection proportionnel à la capacité maximale de production est attribué. Ce terme est de 50 €/MWh/j/an au 1<sup>er</sup> juillet 2024.

Pour les différentes phases des sites de production de gaz renouvelable et bas-carbone, un classement par type de niveau est réalisé en fonction du zonage de raccordement en vigueur sur la zone et est actualisé concomitamment à l'actualisation du zonage :

- si le zonage prévoit un rebours<sup>61</sup> ou une compression mutualisée, les phases des sites de production de la zone se voient affecter le niveau 3 ;
- si le zonage ne prévoit ni rebours ni compression mutualisée :
  - o si le zonage comprend un maillage<sup>62</sup> et/ou une extension mutualisée<sup>63</sup>, les phases des sites de production de la zone se voient affecter le niveau 2 ;
  - o pour les autres zones, les sites de production de la zone se voient affecter le niveau 1.

Le niveau du terme « volume » du timbre d'injection est attribué à chaque phase d'un site de production de gaz renouvelable et bas-carbone lors de l'étude de raccordement du jalon D2, en fonction du zonage de raccordement<sup>64</sup> en vigueur sur la zone. Le niveau du terme « volume » associé à une phase d'un site de production reste constant ; il ne préjuge en revanche pas du niveau du terme « volume » qui pourra être affecté à des phases ultérieures de ce même site (par exemple en cas d'augmentation de capacité), et qui sera affecté à ces dernières lors de la conclusion d'un avenant au contrat d'injection en fonction du niveau du terme « volume » en vigueur pour la zone d'injection. Le montant du terme facturé en fonction de chaque niveau de terme évolue selon les modalités prévues au 4.2.3.2 de la présente délibération.

#### 5.1.4 Mode de relève d'un point de livraison

Le relevé cyclique de compteur est effectué avec la fréquence suivante :

- 1) Pour un point de comptage et d'estimation nouvellement mis en service, les fréquences standard de relevé d'un point de livraison des réseaux publics de gaz naturel sont les suivantes :
  - si la CAR déclarée est inférieure à 300 MWh, la fréquence standard de relevé est semestrielle, à l'exception des consommateurs équipés d'un compteur évolué qui ont une fréquence standard de relevé mensuelle ;
  - si la CAR déclarée est comprise entre 300 MWh et 5 GWh, la fréquence standard de relevé est mensuelle ;
  - si la CAR déclarée est supérieure à 5 GWh, la fréquence standard de relevé est quotidienne.
- 2) Pour un PCE déjà raccordé à un réseau de distribution de gaz, la fréquence standard de relevé d'un point de livraison des réseaux publics de gaz naturel est la suivante :
  - si la CAR est inférieure à 500 MWh, la fréquence standard de relevé qui était appliquée l'année précédente est conservée, à l'exception des PCE équipés d'un compteur évolué qui ont une fréquence standard de relevé mensuelle ;
  - si la CAR est comprise entre 500 MWh et 10 GWh, la fréquence standard de relevé est mensuelle ;
  - si la CAR est supérieure à 10 GWh, la fréquence standard de relevé est quotidienne.

<sup>61</sup> Installation de compression permettant un flux de gaz naturel d'une section préexistante d'un réseau de transport ou de distribution de gaz naturel vers une section préexistante d'un réseau de transport ou de distribution de gaz naturel de pression supérieure

<sup>62</sup> Deux mailles de distribution de pression équivalente sont raccordées physiquement.

<sup>63</sup> Prolongement d'un réseau de gaz permettant de raccorder de nouveaux sites, mutualisée entre plusieurs sites.

<sup>64</sup> Résultat de l'étude, faite en concertation par les gestionnaires de réseaux, déterminant la configuration de réseau optimale sur la base du critère technico-économique de zonage.

Par exception à ces règles :

- dès lors que le PCE présente pour la troisième année consécutive une CAR comprise entre 300 MWh et 500 MWh, la fréquence standard de relevé est mensuelle ;
- si la CAR est comprise entre 1 et 10 GWh, la fréquence standard de relevé qui était appliquée l'année précédente est conservée, dès lors que celle-ci était mensuelle ou quotidienne ;
- dès lors que le PCE, dont la fréquence standard de relevé était quotidienne l'année précédente, présente pour la quatrième année consécutive une CAR inférieure ou égale à 5 GWh, la fréquence standard de relevé du point de livraison est mensuelle ;
- dès lors que le PCE présente pour la troisième année consécutive une CAR supérieure à 5 GWh, la fréquence standard de relevé du point de livraison est quotidienne.

Pour l'application des règles précédentes, seules les CAR utilisées à partir du 1<sup>er</sup> avril 2016 sont prises en compte.

- 3) Dans tous les cas, les compteurs des consommateurs à forte modulation intra-mensuelle sont relevés à une fréquence quotidienne. Sont considérés comme ayant une forte modulation intra-mensuelle, les consommateurs qui remplissent pour la deuxième année consécutive les conditions suivantes :
- la CAR est supérieure à 2 GWh ;
  - les quantités acheminées sur les 2 mois de plus forte consommation de l'année sont supérieures à 50 % de la consommation annuelle constatée. Ce ratio est calculé sur la période annuelle comprise entre le 1<sup>er</sup> avril et 31 mars.

Un consommateur ne pourra voir sa fréquence standard de relevé repasser à une fréquence mensuelle s'il a été considéré comme ayant une forte modulation intra-mensuelle au cours de l'une des 3 dernières années.

- 4) Les consommateurs ayant souscrit aux options tarifaires T4 et TP ont une fréquence de relevé quotidienne, indépendamment de leur CAR.

Une fréquence de relevé plus élevée que la fréquence standard de relevé définie par les règles ci-dessus peut être choisie par le fournisseur, pour le client concerné et pour chaque point de livraison. Le tarif appliqué figure dans le catalogue de prestation du GRD.

### 5.1.5 Souscriptions mensuelles ou quotidiennes de capacité journalière

L'option tarifaire T4 comprend deux termes de souscription annuelle de capacité journalière et l'option tarifaire TP comprend un terme de souscription annuelle de capacité journalière. Il est également possible de souscrire mensuellement ou quotidiennement des capacités journalières.

Le terme de souscription mensuelle de capacité journalière est égal au terme de souscription annuelle de capacité journalière correspondant au niveau de capacité annuelle souscrit, multiplié par les coefficients suivants :

Mois considéré	Terme mensuel en proportion du terme annuel
Janvier - Février - Décembre	4/12 du terme annuel
Mars - Novembre	2/12 du terme annuel
Avril - Mai - Juin - Septembre - Octobre	1/12 du terme annuel
Juillet - Août	0,5/12 du terme annuel

Lorsque le bon fonctionnement du réseau le permet, des souscriptions quotidiennes de capacité journalière sont commercialisées par GRDF, pour satisfaire un besoin ponctuel et exceptionnel d'un consommateur final.

Le terme applicable à la souscription quotidienne de capacité journalière est égal à 1/20<sup>e</sup> du terme applicable à la souscription mensuelle correspondante.

### 5.1.6 Modification du niveau de souscription annuelle pour un point de livraison

Pour un point de livraison raccordé à un réseau de distribution et relevant d'une option tarifaire à souscription :

- une modification, à la hausse ou à la baisse, du niveau de souscription annuelle d'un point de livraison est autorisée si aucune modification de sens contraire n'est intervenue dans les 12 mois précédant la date d'effet demandée ;
- dans le cas d'une modification à la hausse du niveau de souscription annuelle d'un point de livraison intervenant moins de 12 mois après une baisse, la capacité journalière égale au minimum entre le niveau de souscription avant la baisse et celui résultant de la hausse est réputée souscrite à compter de la date de la baisse et pour la période concernée ;
- une modification à la baisse du niveau de souscription annuelle d'un point de livraison, dont la date d'effet demandée intervient moins de 12 mois après une hausse du niveau de souscription annuelle, n'est pas autorisée ;
- les dispositions précédentes s'appliquent y compris en cas de changement de fournisseur pour le point de livraison considéré ou de mise hors service suivie d'une remise en service si l'utilisateur final ne change pas.

### 5.1.7 Pénalités pour dépassement de capacité journalière souscrite

Chaque mois, pour les options tarifaires T4 et TP, les dépassements de capacité journalière constatés font l'objet de pénalités.

Le dépassement de capacité journalière pris en compte pour un mois donné est égal à la somme du dépassement maximal de capacité journalière du mois considéré et de 10 % des autres dépassements de capacité journalière du mois supérieurs à 5 % de la capacité journalière souscrite.

La pénalité est exigible lorsque le dépassement ainsi calculé est supérieur à 5 % de la capacité journalière souscrite. Pour la partie du dépassement comprise entre 5 % et 15 % de la capacité journalière souscrite, la pénalité est égale au produit de cette partie du dépassement par 2 fois le terme mensuel de capacité journalière tel que défini au paragraphe 5.1.5.

Pour la partie du dépassement supérieure à 15 % de la capacité journalière souscrite, la pénalité est égale au produit de cette partie du dépassement par 4 fois le terme mensuel de capacité journalière tel que défini au paragraphe 5.1.5.

### 5.1.8 Regroupement de points de livraison

Dans le cadre de l'option T4, le regroupement des souscriptions de capacité journalière de plusieurs points de livraison est autorisé lorsque les conditions suivantes sont simultanément vérifiées :

- les points de livraison concernés sont sur le réseau de distribution d'un même GRD et sont alimentés par un même PILD ;
- le gaz livré à chacun des points de livraison concernés est destiné à servir, après transformation, à la satisfaction des besoins du même utilisateur final sur un même site. Cet usage induit des consommations alternées en tout ou partie du gaz naturel livré.

Les termes de souscription annuelle de capacité journalière de l'option T4 sont majorés de 20 % dans le cas de regroupement des souscriptions de plusieurs points de livraison. L'abonnement annuel reste dû pour chaque point de livraison.

### 5.1.9 Alimentation d'un point de livraison par plusieurs fournisseurs

Lorsque plusieurs fournisseurs alimentent simultanément un même point de livraison, ils doivent choisir la même option tarifaire T4.

Les dispositions liées à cette option tarifaire T4 s'appliquent intégralement à chaque fournisseur comme s'il s'agissait de deux points physiques indépendants, à l'exception de la somme due mensuellement au titre de

l'abonnement qui est répartie entre les deux fournisseurs au prorata des capacités souscrites du mois considéré. Lorsque, pour un mois donné, la capacité totale souscrite est nulle, la répartition se fait sur la base de celle du mois précédent.

## 5.2 Grille tarifaire d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

Le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF est péréqué à l'intérieur de la zone de desserte de GRDF, à l'exception des nouveaux réseaux publics de distribution mentionnés à l'article L. 432-6 du code de l'énergie.

Le tarif défini ci-dessous est conçu pour s'appliquer pour une durée d'environ quatre ans à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2024, avec un ajustement mécanique au 1<sup>er</sup> juillet de chaque année.

Pour les consommateurs, le tarif s'applique par point de livraison. Les montants dus pour chaque point de livraison, pour les clients d'un fournisseur, s'additionnent dans la facture mensuelle transmise à ce fournisseur. Pour les producteurs, le terme tarifaire d'injection s'applique par poste d'injection.

### 5.2.1 Grille au 1<sup>er</sup> juillet 2024

La grille applicable du 1<sup>er</sup> juillet 2024 au 30 juin 2025 est la suivante :

- Options tarifaires principales :

Option tarifaire	Abonnement annuel hors $R_f$ (en €)	Abonnement annuel (en €)	Prix proportionnel (en €/MWh)	Terme de souscription annuelle de capacité journalière (en €/MWh/j)	
				Part de la souscription de capacité inférieure à 500 MWh/j	Part de la souscription de capacité supérieure à 500 MWh/j
T1	42,72	51,96	42,37		
T2	166,68	175,92	11,39		
T3	1 127,88	1 231,08	8,19		
T4	20 366,40	20 469,60	1,11	271,56	135,72

- Option « tarif de proximité » (TP) :

Option tarifaire	Abonnement annuel hors $R_f$ (en €)	Abonnement annuel (en €)	Terme de souscription annuelle de capacité journalière (en €/MWh/j)	Terme annuel à la distance (en €/mètre)
TP	48 667,44	48 770,64	135,48	88,92

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

- 1 si la densité de population de la commune est inférieure à 400 habitants par km<sup>2</sup> ;
- 1,75 si la densité de population de la commune est comprise entre 400 habitants par km<sup>2</sup> et 4 000 habitants par km<sup>2</sup> ;
- 3 si la densité de population de la commune est supérieure à 4 000 habitants par km<sup>2</sup>.

- Consommateurs sans compteur individuel, mais disposant d'un compteur collectif :

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

- Consommateurs sans compteur individuel ou compteur collectif :

Pour les consommateurs finals ne disposant pas de compteur individuel ou collectif associé à un contrat de fourniture collectif, le tarif applicable est un forfait annuel de 70,68 € hors terme R<sub>f</sub>.

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

- Producteurs de gaz renouvelables et bas-carbone :

Les termes tarifaires d'injection de gaz renouvelable et bas-carbone sont fondés sur :

- un terme unique, proportionnel à la capacité maximale d'injection du projet ;
- la définition de trois niveaux du terme « volume » du timbre d'injection, afin de différencier le montant payé par les producteurs en fonction des coûts engendrés par leur choix de localisation.

Niveau	Terme « volume » du timbre d'injection (€/MWh injecté)	Terme « capacitaire » du timbre d'injection (€/MWh/j/an installé)
Niveau 3	0,7	50
Niveau 2	0,4	
Niveau 1	0	

## 5.2.2 Grilles tarifaires applicables à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2025

### 5.2.2.1 Évolution de la grille applicable aux consommateurs hors terme R<sub>f</sub>

#### 5.2.2.1.1 Évolution des termes tarifaires

Chaque année N à partir de 2025, les termes tarifaires (dont les termes tarifaires d'injection de gaz renouvelable et bas-carbone et la composante tarifaire de relève résiduelle) applicables du 1<sup>er</sup> juillet N au 30 juin N+1, à l'exception du terme R<sub>f</sub>, sont égaux aux termes tarifaires d'une grille de référence à laquelle s'applique un coefficient Y proportionnel à l'évolution tarifaire au 1<sup>er</sup> juillet N. Le coefficient Y est défini de la manière suivante, arrondi à 4 décimales (0,0001) près :

$$Y_N = Y_{N-1} \times (1 + Z_N)$$

Avec :

- $Y_N$  est le coefficient d'évolution en vigueur du 1<sup>er</sup> juillet de l'année N au 30 juin de l'année N+1, arrondi à 0,0001 près, avec  $Y_{2024} = 1$  ;
- $Z_N$  est la variation du coefficient de niveau du tarif au 1<sup>er</sup> juillet de l'année N, exprimée en pourcentage et arrondi à 0,01 % près, calculé de la manière suivante :

$$Z_N = IPC_N + X + k_N$$

Avec :

- o  $IPC_N$  : le taux d'inflation hors tabac prévisionnel pour l'année N pris en compte dans le projet de loi de finances de l'année N auquel est ajouté l'écart entre l'inflation réalisée de l'année N-1 telle

que calculée par l'INSEE<sup>65</sup> et le taux d'inflation hors tabac prévisionnel pour l'année N-1 pris en compte dans le projet de loi de finances pour l'année N-1 ;

- $X$  est le facteur d'évolution annuel sur la grille tarifaire fixée par la CRE dans la présente délibération tarifaire, égal à + 1,91 %. Il correspond à l'attrition prévisionnelle de la base de consommation de gaz pendant le tarif ATRD7 ;
- $k_N$  est l'évolution de la grille tarifaire, en pourcentage, plafonnée à +/- 3 %, correspondant à l'apurement du solde du compte de régularisation des charges et des produits à la date du 1<sup>er</sup> janvier de l'année N (calculé selon les modalités décrites au paragraphe 2.2.4).

Parmi les termes tarifaires ainsi obtenus, les termes annuels d'abonnements hors  $R_f$ , les termes proportionnels à la capacité journalière souscrite et les termes proportionnels à la distance sont arrondis afin d'être divisibles par 12 au centime près. Ces termes annuels peuvent ainsi être fractionnés mensuellement au centime près.

### 5.2.2.1.2 Grille de référence au 1<sup>er</sup> juillet 2025

La grille de référence du 1<sup>er</sup> juillet 2025 au 30 juin 2026 est la même que celle du 1<sup>er</sup> juillet 2024 au 30 juin 2025 présentée au paragraphe 5.2.1.

### 5.2.2.1.3 Grille de référence au 1<sup>er</sup> juillet 2026 et au 1<sup>er</sup> juillet 2027

La grille de référence du 1<sup>er</sup> juillet 2026 au 30 juin 2028 est la suivante<sup>66</sup> :

– Options tarifaires principales :

Option tarifaire	Abonnement annuel hors $R_f$ (en €)	Prix proportionnel (en €/MWh)	Terme de souscription annuelle de capacité journalière (en €/MWh/j)	
			Part de la souscription de capacité inférieure à 500 MWh/j	Part de la souscription de capacité supérieure à 500 MWh/j
T1	42,72	42,37		
T2	166,68	11,39		
T3	1 560,96	6,74		
T4	20 366,40	1,11	271,56	135,72

– Option « tarif de proximité » (TP) :

Option tarifaire	Abonnement annuel hors $R_f$ (en €)	Terme de souscription annuelle de capacité journalière (en €/MWh/j)	Terme annuel à la distance (en €/mètre)
TP	48 667,44	135,48	88,92

<sup>65</sup> L'inflation réalisée de l'année N-1 est définie comme l'évolution de la valeur moyenne de l'Indice des prix à la consommation hors tabac pour l'ensemble des ménages France entière (référence INSEE 1763852) constatée sur l'année civile N-1, par rapport à la valeur moyenne du même indice constatée sur l'année civile N-2.

<sup>66</sup> Cette grille, qui intègre un nouveau terme proportionnel au débit normalisé, est égale en niveau à la grille de référence au 1<sup>er</sup> juillet 2025. Le terme de débit normalisé est ainsi égal à 4 €/Nm<sup>3</sup>/h, auquel est venu s'ajouter l'évolution de 27,5 % au 1<sup>er</sup> juillet 2024, soit 5,10 €/Nm<sup>3</sup>/h. Ce terme de débit normalisé évoluera ensuite en fonction des modalités décrites au 5.2.2.1.1 de la présente délibération.

- Terme de débit normalisé :

Terme de débit normalisé (en €/an/Nm <sup>3</sup> /h) – applicable aux consommateurs des options tarifaires T1, T2 et T3 avec un débit normalisé supérieur à 40 Nm <sup>3</sup> /h
5,10

- Composante de traitement de la relève résiduelle :

Composante de traitement de la relève résiduelle (en € HT/mois)
3,65

- Consommateurs sans compteur individuel, mais disposant d'un compteur collectif :

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

- Consommateurs sans compteur individuel ou compteur collectif :

Pour les consommateurs finals ne disposant pas de compteur individuel ou collectif associé à un contrat de fourniture collectif, le tarif applicable est un forfait annuel de 70,68 € hors terme R<sub>f</sub>.

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

- **Producteurs de gaz renouvelables et bas-carbone**

Niveau	Terme « volume » du timbre d'injection (€/MWh injecté)	Terme « capacitaire » du timbre d'injection (€/MWh/j/an installé)
Niveau 3	0,7	50
Niveau 2	0,4	
Niveau 1	0	

### 5.2.2.2 Evolution du terme R<sub>f</sub>

La délibération de la CRE n°2017-238 du 26 octobre 2017 a augmenté la part fixe (abonnement) à hauteur d'un montant moyen R<sub>f</sub> pris en compte au titre des contreparties financières versées aux fournisseurs pour rémunérer la gestion de clientèle effectuée par ces derniers pour le compte des GRD à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2018.

La délibération susmentionnée prévoit une révision du terme R<sub>f</sub> le 1<sup>er</sup> juillet de chaque année, à l'occasion de l'évolution annuelle des tarifs ATRD. La CRE a considéré qu'il était pertinent, à titre transitoire et jusqu'au 30 juin 2022, de différencier la contrepartie financière prise en compte, selon qu'elle est versée au titre de la gestion des clients au TRV ou des clients en offre de marché. Les coûts de gestion des clients au TRV et des clients en offre de marché se sont donc égalisés depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2022 pour une valeur de 8,10 €<sub>2022</sub>. Par la suite, les TRV ont pris fin au 30 juin 2023 rendant inutile cette différenciation.

De plus, la délibération ATRD6 du 23 janvier 2020 a introduit une indexation sur l'inflation effectivement constatée et cumulée entre 2018 et l'année précédant la mise à jour tarifaire des montants définis par la délibération n°2017-238.

Dans sa consultation publique, la CRE a envisagé pour la période ATRD7, de reconduire une indexation effectivement constatée et cumulée entre 2018 et l'année précédant la mise à jour tarifaire des montants définis par la délibération n°2017-238. La majorité des acteurs du marché a accueilli favorablement cette proposition de la CRE.

La CRE décide d'introduire cette indexation selon les modalités présentées en consultation publique.

A cet égard, le montant du terme  $R_f$  sera :

- pour les options tarifaires T3, T4 et TP, de 103,20 € par an du 1<sup>er</sup> juillet 2024 au 30 juin 2025 ;
- pour les options tarifaires T1 et T2 et pour les points de livraison sans compteurs individuels de 9,24 € par an pour la période du 1<sup>er</sup> juillet 2024 au 30 juin 2025.

## Projet de décision de la CRE

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) fixe le tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2024, selon la méthodologie et les paramètres exposés dans la présente délibération.

La CRE fixe notamment :

- le cadre de régulation tarifaire et les paramètres de la régulation incitative applicables à GRDF pour une durée d'environ 4 ans (partie 2) ;
- la trajectoire de charges d'exploitation, le coût moyen pondéré du capital et l'évolution prévisionnelle du tarif (partie 3) ;
- la structure du tarif (partie 4) ;
- les termes tarifaires applicables à partir du 1<sup>er</sup> juillet 2024 (partie 5).

La présente délibération sera transmise pour avis au Conseil supérieur de l'énergie.

La délibération sera publiée sur le site internet de la CRE et transmise au ministre chargé de l'énergie ainsi qu'au ministre de l'économie, des finances et de la souveraineté industrielle et numérique.

*Délibéré à Paris, le 25 janvier 2024.*

Pour la Commission de régulation de  
l'énergie,

La Présidente,

Emmanuelle WARGON

## Annexe 1 : Références pour la mise à jour annuelle du tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2025

### 1. Valeurs de référence pour le calcul du revenu autorisé définitif

Pour chaque année *N* à compter de l'année 2024, le revenu autorisé définitif est égal :

- à la somme des montants retenus pour les postes de charges suivants :
  - les charges nettes d'exploitation incitées prévisionnelles ;
  - les charges de capital normatives incitées « hors réseaux » prévisionnelles ;
  - les charges de capital normatives non incitées ;
  - les charges relatives aux pertes et différences diverses ;
  - les charges relatives aux impayés ;
  - les charges nettes relatives à la contrepartie versée aux fournisseurs pour la gestion des clients en contrat unique ;
  - les charges relatives au projet « Changement de gaz » ;
  - les charges d'Avantage en Nature Energie ;
  - les charges relatives aux termes tarifaires d'injection de gaz renouvelable et bas-carbone ;
  - les charges relatives aux coûts échoués et aux moins-values de cession traités au cas par cas dont la CRE approuverait la couverture ;
  - l'écart annuel entre recettes prévisionnelles et revenu autorisé prévisionnel ;
  - l'apurement du solde du CRCP provisoire du tarif ATRD6 ;
- de laquelle est retranchée la somme des montants retenus pour les postes de recettes suivants :
  - les recettes extratarifaires non incitées ;
  - les écarts de recettes liés à des évolutions non prévues de tarifs des prestations annexes ;
  - les recettes au titre des plus-values réalisées dans le cadre de la cession d'actifs immobiliers ou de terrains ;
  - les recettes du terme « capacitaire » du timbre d'injection de gaz renouvelable et bas-carbone collectées par les GRT au titre des charges indirectes de GRDF ;
  - les recettes au titre des pénalités perçues pour les dépassements de capacité souscrites par les consommateurs bénéficiant des options tarifaire T4 et TP ;
- et à laquelle est ajoutée la somme des montants retenus pour les incitations financières au titre de :
  - la régulation incitative des coûts unitaires des investissements dans les réseaux ;
  - la régulation incitative relative à la priorisation des investissements ;
  - la régulation incitative spécifique au projet de comptage évolué Gazpar ;
  - la régulation incitative des dépenses de recherche et développement ;
  - la régulation incitative de la qualité de service.

Pour chaque poste, la méthode de calcul du montant retenu est exposée ci-après en détail.

## 1.1 Postes de charges pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif

### a) Charges nettes d'exploitation incitées prévisionnelles

Les charges nettes d'exploitation incitées prévisionnelles correspondent aux charges nettes d'exploitation prises en compte pour le tarif ATRD7, à l'exception des charges relatives aux impayés, des charges relatives au projet changement de gaz, et des charges relatives aux pertes et différences diverses, qui font l'objet d'une régulation incitative spécifique, et des recettes extratarifaires non incitées.

Les valeurs de référence des charges nettes d'exploitation incitées prévisionnelles sont les suivantes :

M€ courants	2024	2025	2026	2027
Valeur de référence pour les charges nettes d'exploitation incitées prévisionnelles	1 737,1	1 730,2	1 752,7	1 775,6

Le montant pris en compte dans le calcul du revenu autorisé définitif prend en compte la différence entre l'inflation prévisionnelle et l'inflation réalisée.

Ce montant est égal à la valeur de référence pour l'année *N* :

- divisée par l'inflation prévisionnelle entre l'année 2022 et l'année *N* ;

	2023	2024	2025	2026	2027
Inflation prévisionnelle entre l'année 2022 et l'année <i>N</i>	4,80 %	7,42 %	9,57 %	11,76 %	13,77 %

- multipliée par l'inflation réalisée entre l'année 2022 et l'année *N*. L'inflation réalisée est définie comme l'évolution de la valeur moyenne 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 1763852), constaté sur l'année civile *N*, par rapport à la valeur moyenne du même indice constatée sur l'année civile 2022.

### b) Charges de capital normatives incitées « hors réseaux » prévisionnelles

Le montant de référence pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal aux charges de capital normatives relatives aux groupes d'actifs « G4B », « G7 » et « G8 ». Ces groupes d'actifs comprennent des actifs « Immobilier », « Mobilier », « Matériel », « Véhicules », « Informatique » et « Micro-informatique ». Ces charges de capital normatives sont calculées en se fondant sur la base comptable prévisionnelle prise en compte dans l'élaboration du tarif ATRD7 et sur l'inflation réalisée<sup>67</sup>.

Les valeurs prévisionnelles pour les charges de capital normatives incitées « hors réseaux » sont les suivantes :

M€ courants	2024	2025	2026	2027
Valeur de référence pour les charges de capital normatives incitées « hors réseaux » pour la période ATRD7	169,3	180,0	180,8	176,0
Correction de dépenses incitées décalées <sup>68</sup>	-3,9			
<b>Total</b>	<b>165,4</b>	<b>180,0</b>	<b>180,8</b>	<b>176,0</b>

### c) Charges de capital normatives non incitées

Le montant de référence pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal aux charges de capital normatives réalisées, à l'exception de celles prises en compte dans les charges de capital normatives incitées « hors réseaux », à savoir les groupes d'actifs G4B, G7 et G8.

Les valeurs prévisionnelles pour ces charges de capital sont les suivantes :

M€ courants	2024	2025	2026	2027
Valeur de référence pour les charges de capital normatives non incitées	1 695,9	1 749,2	1 790,0	1 828,8

<sup>67</sup> Pour le calcul des charges de capital normatives, l'inflation réalisée est calculée sur la période de juillet *N-1* à juillet *N*. L'indice utilisé est l'indice INSEE 001763852 des prix à la consommation hors tabac pour la France entière.

<sup>68</sup> Ce retraitement correspond aux charges de capital déjà allouées pour la période ATRD6 dans le cadre du mécanisme de régulation incitative des investissements « hors réseaux » et reportées sur la période ATRD7 : ce retraitement permet d'éviter une double comptabilisation.

d) Charges relatives aux pertes et différences diverses

Un montant annuel de référence pour les pertes et différences diverses est déterminé pour l'année  $N$  selon la formule suivante :

$$PDD_N = V_N \times P_N + CT_N$$

Où :

- $V_N$  est le volume annuel de référence ;
- $P_N$  est le prix annuel de référence ;
- $CT_N$  est le coût de transport annuel de référence.

Pour le calcul du revenu autorisé définitif, le montant pris en compte pour les pertes et différences diverses est égal à la somme :

- du montant annuel de référence  $PDD_N$  ;
- de 80 % de l'écart entre les charges réelles relatives aux pertes et différences diverses supportées par GRDF pour l'année  $N$  et ce montant annuel de référence  $PDD_N$ .

Les paramètres utilisés pour le calcul du montant annuel de référence  $PDD_N$  sont définis comme suit.

- Volume annuel de référence

Le volume annuel de référence des pertes et différences diverses est obtenu en appliquant le taux de pertes théorique aux quantités annuelles réellement distribuées, soit :

$$V_N = \text{taux de pertes théorique}_N \times \text{quantités réellement distribuées}_N$$

Le taux de pertes théorique retenu pour la période 2024-2027 est le suivant :

% des quantités distribuées	2024	2025	2026	2027
Taux de pertes théorique	0,44 %	0,44 %	0,44 %	0,44 %

- Prix annuel de référence

Le prix annuel de référence  $P_N$  est égal au prix moyen d'un panier de produits représentatifs, commercialisés au point d'échange de gaz unique (PEG) TRF (*Trading Region France*). Ce panier de produits et le détail des prix de référence utilisés sont précisés dans une annexe confidentielle à cette délibération.

- Coût de transport annuel de référence

Le coût de transport annuel de référence est calculé notamment à partir des termes du tarif d'Accès des Tiers au Réseau de Transport (ATRT), appliqués aux volumes de référence  $V_N$ . Le détail de ce coût de transport annuel de référence est précisé dans une annexe confidentielle à cette délibération.

e) Charges relatives aux impayés

Le montant annuel de référence pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif correspond à la charge réellement supportée par GRDF.

Les valeurs prévisionnelles pour les charges relatives aux impayés sont les suivantes :

M€ courants	2024	2025	2026	2027
Valeur de référence pour les charges relatives aux impayés	46,8	47,4	49,4	53,6

f) Charges nettes relatives à la contrepartie versée aux fournisseurs pour la gestion des clients en contrat unique

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal à la différence entre la somme des contreparties versées aux fournisseurs par GRDF au titre de la gestion des clients en contrat unique et la somme des recettes perçues par GRDF au titre du terme  $R_f$ .

Pour la contrepartie versée aux fournisseurs par GRDF au titre d'une année  $N$ , le montant pris en compte correspond aux contreparties versées l'année  $N$  dans la limite des montants maximaux pour chaque point de

livraison prévues dans la délibération n° 2018-12 du 18 janvier 2018 en vigueur<sup>69</sup>, auxquels s'ajoutent, le cas échéant, les charges d'intérêts.

g) Charges relatives au projet « Changement de gaz »

Le montant de référence pour les charges relatives au projet « Changement de gaz » de l'année N correspond à la somme :

- des charges d'exploitation SI-communication-pilotage de référence de l'année N révisées de l'inflation réalisée ;
- du produit des coûts unitaires d'intervention et de remplacement des appareils incompatibles révisés de l'inflation réalisée et des volumes réalisés (en année N) d'interventions et de remplacement des appareils incompatibles.

Pour le calcul du revenu autorisé définitif, le montant pris en compte pour les charges relatives au projet « Changement de gaz » est égal à la somme :

- du montant annuel de référence ;
- de 80 % de l'écart entre les charges réelles relatives aux charges relatives au projet « Changement de gaz » supportées par GRDF pour l'année N et ce montant annuel de référence.
- des coûts associés à la conversion des clients inactifs, couverts à 100 % au CRCP.

Les paramètres utilisés pour le calcul du montant annuel de référence sont définis comme suit.

- la trajectoire de coûts de SI et pilotage

M€ <sub>2022</sub>	2024	2025	2026	2027
Charges d'exploitation SI-communication-pilotage – période ATRD7	22,6	25,0	20,0	13,3

- le coût unitaire d'intervention chez le consommateur retenu est de 210,25 €<sub>2022</sub>/an/client ;
- le coût unitaire de remplacement des appareils incompatibles retenu est de 4 037,71 €<sub>2022</sub> /appareil.

h) Charges relatives aux termes tarifaires d'injection de gaz renouvelable et bas-carbone

Le montant de référence pris en compte au titre des recettes tarifaires associées à l'injection de gaz renouvelable et bas-carbone, collectées par GRDF et reversées aux GRT correspond à la partie du niveau 2 et 3 du terme « volume » du timbre d'injection de gaz renouvelable et bas-carbone correspondant aux charges d'exploitation des canalisations de transport et des rebours et à la partie du terme « capacitaire » du timbre d'injection de gaz renouvelable et bas-carbone correspondant aux charges indirectes des GRT. Le montant unitaire pris en compte du 1<sup>er</sup> juillet 2024 au 30 juin 2025 est de :

- 12 €/MWh/j/an pour le terme « capacitaire » du timbre d'injection ;
- 0,05 €/MWh ou 0,58 €/MWh injectés par les producteurs s'étant vu attribuer respectivement le niveau 2 ou le niveau 3 pour le terme « volume » du timbre d'injection.

Ces montants unitaires évoluent selon les modalités présentées au paragraphe 5.2.2.1.1 à partir du 1<sup>er</sup> juillet 2025.

i) Charges relatives aux coûts échoués et aux moins-values de cession

La couverture via le CRCP des coûts échoués, autres que ceux qui seraient jugés récurrents ou prévisibles, qui seraient retirés de l'inventaire avant la fin de leur durée de vie comptable, et des moins-values de cession fait l'objet d'un examen de la CRE, sur la base de dossiers argumentés présentés par GRDF.

Le montant annuel de référence pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif correspond aux charges qui seront effectivement retenues à l'issue de cet examen.

<sup>69</sup> Délibération n°2018-012 de la Commission de régulation de l'énergie du 18 janvier 2018 portant décision sur la composante d'accès aux réseaux publics de distribution de gaz naturel pour la gestion de clients en contrat unique, modifiée par la délibération n° 2020-139 de la Commission de régulation de l'énergie du 18 janvier 2018

Les valeurs prévisionnelles pour les charges relatives aux coûts échoués et aux moins-values de cession sont les suivantes :

M€ courants	2024	2025	2026	2027
Montant prévisionnel pour les charges relatives aux coûts échoués et aux moins-values de cession	14,5	14,5	14,5	14,5

- j) Ecart de charges d'avantage en nature énergie liés exclusivement aux écarts de prix par rapport à la référence de prix de l'électricité et du gaz retenue par la CRE

Comme indiqué dans la partie 2.4.2 de la délibération ATRD7, les charges d'avantages en nature énergie (ANE) sont incitées à 100 % sur les volumes et couvertes à 100 % pour les « effets prix » dans les conditions fixées dans l'annexe confidentielle 1. La référence de prix de l'électricité et du gaz est fondée sur des publications récurrentes et objectives :

- pour l'électricité, les tarifs règlementés de vente de l'électricité (hors effets de bouclier tarifaire<sup>70</sup>) ;
- pour le gaz, le prix repère de vente du gaz, adapté à la consommation moyenne des bénéficiaires du tarif agent (hors effets de bouclier tarifaire).

L'écart de prix entre la trajectoire prévisionnelle et cette référence, constatée chaque année ex post, sera couvert au CRCP à 100 %. Les modalités de calcul sont décrites dans l'annexe confidentielle n°5 de la présente délibération.

- k) Écarts annuels entre recettes prévisionnelles et revenu autorisé prévisionnel

Les écarts annuels entre recettes prévisionnelles et revenu autorisé prévisionnel sont ceux résultant de l'équilibre sur la période 2024-2027 entre les recettes prévisionnelles et le revenu autorisé prévisionnel pris en compte pour l'élaboration du tarif ATRD7.

L'année *N*, l'écart annuel pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif est le suivant :

M€ courants	2024	2025	2026	2027
Écarts annuels entre recettes prévisionnelles et revenu autorisé	- 324,8	+ 67,7	+ 117,7	+ 168,1

- l) Apurement du solde du CRCP provisoire du tarif ATRD6

Le montant de référence pris en compte au titre de l'apurement du solde du CRCP du tarif ATRD6 est le suivant :

M€ courants	2024	2025	2026	2027
Apurement du solde du CRCP provisoire ATRD6	+ 243,0	+ 243,0	+ 243,0	+ 243,0

## 1.2 Postes de recettes pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif

- a) Recettes extratarifaires non incitées

Le montant de référence pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal aux recettes extratarifaires effectivement perçues par GRDF pour l'année *N* au titre des participations de tiers et des recettes générées par les prestations annexes récurrentes facturées aux fournisseurs (par exemple, les locations de compteur) et les prestations annexes relatives à l'injection de gaz renouvelable et bas-carbone<sup>71</sup>.

<sup>70</sup> Tant que le périmètre du bouclier tarifaire ne comprend pas le tarif agent.

<sup>71</sup> Les prestations annexes couvertes au CRCP correspondent aux codes frais suivants : 400, 401, 402, 403, 404, 405, 406, 407, 408, 409, 410, 411, 412, 413, 414, 415, 416, 417, 420, 421, 422, 423, 431, 436, 437, 438, 439, 440, 441, 442, 443, 444, 445, 446, 447, 448, 449, 450, 451, 452, 453, 454, 455, 456, 457, 458, 459, 460, 461, 462, 463, 464, 465, 466, 467, 468, 469, 470, 471, 472, 473, 474, 475, 476, 477, 478, 479, 480, 481, 482, 483, 484, 485, 486, 487, 488, 489, 490, 492, 493, 494, 495, 496, 497, 498, 499, 500, 501, 502, 503, 504, 505, 506, 507, 508, 509, 510, 511, 512, 513, 514, 515, 516, 517, 519, 520, 521, 522, 523, 524, 525, 526, 527, 528, 701, 702, 703, 704, 705, 706, 707, 740, 741, 742, 743, 744, 761, 762, 763, 764, 765, 766, 767, 781, 782, 783, 784, 785, 786, 787, F01.

Les montants prévisionnels pris en compte dans le tarif ATRD7 sont les suivants :

M€ courants	2024	2025	2026	2027
Montant prévisionnel des recettes extratarifaires non incitées	181,4	193,2	205,3	220,6

b) Écarts de recettes liés à des évolutions non prévues de tarifs des prestations annexes

Le montant de référence pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal à la différence entre :

- les recettes effectivement perçues par GRDF pour l'année *N* pour des prestations annexes dont l'évolution du tarif est différente de celle résultant de l'application des formules d'indexation annuelle aux tarifs en vigueur au 1<sup>er</sup> janvier 2024<sup>72</sup>, à l'exception des prestations annexes récurrentes facturées aux fournisseurs ;
- les recettes qu'aurait perçues GRDF pour l'année *N* pour ces mêmes prestations si le tarif appliqué avait été celui résultant de l'application des formules d'indexation annuelle aux tarifs en vigueur au 1<sup>er</sup> janvier 2024.

c) Recettes au titre des plus-values réalisées dans le cadre de cession d'actifs immobiliers ou de terrains

Le montant de référence pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif correspond à 80 % du produit de cession net de la valeur nette comptable de l'actif cédé.

d) Recettes du terme capacitaire du timbre d'injection collectées par les GRT au titre des charges indirectes de GRDF

Le montant de référence pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal aux recettes du terme capacitaire du timbre d'injection effectivement collectées par les GRT et reversées à GRDF au titre des charges indirectes de GRDF. Le montant unitaire du 1<sup>er</sup> juillet 2024 au 30 juin 2025 pris en compte est de 38 €/MWh/j/an puis évolue selon les modalités présentées au paragraphe 5.2.2.1.1 à partir du 1<sup>er</sup> juillet 2025.

e) Recettes au titre des pénalités perçues pour les dépassements de capacité souscrite par les consommateurs bénéficiant des options tarifaires T4 et TP

Le montant de référence pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal au montant des pénalités effectivement perçues par GRDF pour les dépassements de capacités souscrites pour les consommateurs bénéficiant des options T4 et TP.

### 1.3 Incitations financières au titre de la régulation incitative

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

Les investissements concernés correspondent aux treize catégories suivantes définies par la nature des ouvrages concernés :

Segments	Catégories d'ouvrages	Inducteur 1	Inducteur 2
Segment 1	Branchement (sans extension) - 6 et 10 m <sup>3</sup> /h (C0)	Pièce	N/A
Segment 2	Raccordement - 6 et 10 m <sup>3</sup> /h - avec extension < 35 m (A0)	Mètre	N/A
Segment 3	Raccordement - 6 et 10 m <sup>3</sup> /h - avec extension > 35 m (B0, G0, I0)	Mètre	N/A
Segment 4	Raccordement des lotissements (E0, E1)	Mètre	N/A
Segment 5	Branchement (sans extension) - 16 m <sup>3</sup> /h et plus (D0, H1)	Pièce	N/A

<sup>72</sup> Les formules d'indexation annuelle sont définies par la délibération de la CRE n°2023-144 du 7 juin 2023 portant décision sur les prestations réalisées à titre exclusif par les gestionnaires de réseaux de distribution de gaz naturel.

Segment 6	Raccordement - 16 m <sup>3</sup> /h et plus - avec extension (H0)	Mètre	N/A
Segment 7	Zone industrielle (ZI) - Zone d'aménagement concerté (ZAC) - Zone d'activité (ZA) - (F0)	Mètre	N/A
Segment 8	Déplacement d'ouvrage à la demande de tiers (T0, U0)	Mètre	Branchement
Segment 9	Travaux de structure hors remplacement de robinets secs (M0, J0, K0, L0)	Mètre	Branchement
Segment 10	Pose de robinets secs (Y3)	Mètre <sup>73</sup>	N/A
Segment 11	Renouvellement de réseaux et branchements (P1 à P4, Y0, Y4, Y6, Y2, S4, S6, S7, P6, S8, Y8))	Mètre	Branchement
Segment 12	Renouvellements d'ouvrages en immeubles (S0, S2, S3, S5, Q0, Q1, P5, Y7)	Pièce (CI/CM)	N/A

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

- une ou deux parts variables en fonction (i) de la longueur de la canalisation concernée ou du nombre de pièces (Ai), et éventuellement (ii) du nombre de branchements réalisés (Bi) ; ces parts variables ne dépendent pas de l'année de mise en service ;
- une part fixe, qui ne dépend pas de l'année de mise en service (Ci) ;
- un coefficient annuel d'évolution moyenne des coûts unitaires, identique pour toutes les catégories d'ouvrages (CUN).

Les valeurs de ces paramètres sont déterminées, notamment, à partir des coûts des investissements mis en service entre 2020 et 2022. Ces valeurs ainsi que les coefficients annuels cibles d'évolution moyenne des coûts unitaires sur la période 2024-2027 sont définis dans une annexe confidentielle à ce document.

Pour une année *N* donnée, le coût total modélisé des investissements est calculé à partir du volume d'investissements effectivement réalisé, et l'incitation annuelle correspond à 20 % de la différence entre le coût total effectif des ouvrages mis en service et le coût total modélisé de ces mêmes ouvrages. Cette incitation est plafonnée à +/- 9 M€ par an.

Le montant de référence pris en compte au titre du calcul du revenu autorisé définitif pour l'année *N* est égal au montant de l'incitation annuelle au titre de l'année *N-2*, calculée sur la base des données définitives.

Compte tenu du mode de calcul de l'incitation sur les coûts unitaires des investissements dans les réseaux (basé sur les investissements des années *N-2*), le calcul de l'incitation au titre des exercices 2024 et 2025 sera basé, en partie, sur les investissements réalisés en 2022 et 2023. Pour ces deux années, les calculs des incitations sur les coûts unitaires des investissements qui leur sont attachés seront effectués sur la base des paramètres décrits dans la délibération ATRD6.

Comme indiqué dans la partie 2.3.X, la CRE introduit la possibilité d'actualiser, à son initiative, le niveau de référence à mi-période ATRD7, en fonction de l'évolution constatée de l'environnement des coûts dans la régulation incitative sur 2023 et 2024.

#### b) Régulation incitative spécifique au projet de comptage évolué Gazpar

Le montant de référence pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal à la somme, pour l'année considérée, des incitations financières relatives au projet de comptage évolué « Gazpar », telles que définies par la délibération de la CRE n°2017-286 du 21 décembre 2017 portant décision sur la mise en œuvre du cadre de régulation incitative du système de comptage évolué de GRDF ainsi que dans la présente délibération (annexe 3).

<sup>73</sup> Les ouvrages relatifs à la catégorie « Pose de robinets secs » comprennent la pose de canalisations (en mètres) et la pose de robinets (en pièces). Par convention, afin de calculer les quantités annuelles d'ouvrages réalisés pour la catégorie « Pose de robinets secs », la pose d'une pièce de robinet sera prise en compte à hauteur d'un mètre.

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

Les montants de référence pour les dépenses de R&D (y compris dépenses relatives aux projets *smart grids*) pris en compte pour l'élaboration du tarif ATRD7 sont les suivants :

M€ courants	2024	2025	2026	2027
Montant prévisionnel pour les dépenses de R&D soumises à la régulation incitative	12,7	12,9	13,2	13,4

Cette trajectoire de référence pourra éventuellement être révisée à mi-période.

Si le montant total des dépenses de R&D (y compris dépenses relatives aux projets *smart grids*) réalisées sur la période 2024-2027 est inférieur aux montants de référence cumulés pris en compte pour l'élaboration du tarif ATRD7, la différence sera prise en compte dans le solde du CRCP de fin de période tarifaire.

La transparence et le contrôle de l'efficacité des dépenses associées à la R&D&I sont assurés, entre autres, par la transmission annuelle à la CRE d'informations techniques et financières pour l'ensemble des projets en cours et terminés.

Ce suivi pourra être soumis à tout audit que la CRE jugera utile.

d) Régulation incitative de la qualité de service

Un suivi de la qualité de service est mis en place pour GRDF sur les domaines clés de l'activité de l'opérateur. Ce suivi est constitué d'indicateurs transmis régulièrement par GRDF à la CRE et rendus publics sur ses sites internet Fournisseurs et Grand Public.

Certains indicateurs, concernant les domaines les plus importants pour le bon fonctionnement du marché, sont soumis à un système d'incitation financière.

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

La liste des indicateurs de qualité de service de GRDF définis pour le tarif ATRD7 figure en annexe du présent document. Les valeurs des indicateurs sont calculées et remontées à la CRE avec deux décimales.

Le montant de référence pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif, au titre de la régulation incitative de la qualité de service, est égal à la somme des incitations financières définies en annexe.

e) Régulation incitative relative à la priorisation des investissements

Une enveloppe d'investissements est introduite pour la période ATRD7 déterminée au niveau de la demande de GRDF, soit 4 376,1 M€ courants pour la période. Le niveau total de l'enveloppe sera corrigé annuellement en fonction du volume de gaz bas-carbone et renouvelable effectivement installé.

M€ courants	2024	2025	2026	2027
Plafond d'investissement	979,3	929,5	907,8	921,0
Gaz renouvelable ou bas-carbone - exclus du plafond	153,1	120,5	133,8	222,1
Investissements prévisionnels totaux	1 132,3	1 050,0	1 041,6	1 143,1

Les investissements réalisés par GRDF au-delà de cette enveloppe feront l'objet d'un partage à la fin de la période ATRD7, GRDF supportera alors un malus égal à 20 % de l'écart entre la trajectoire corrigée de l'inflation réalisée<sup>74</sup> et les dépenses réalisées.

Le montant de référence de la régulation incitative relative à la priorisation des investissements est calculé en fin de période tarifaire.

<sup>74</sup> L'inflation réalisée est définie comme l'évolution de la valeur moyenne 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 1763852).

## 2. Calcul et apurement du CRCP

Le solde du CRCP du tarif ATRD7 de GRDF, au 1<sup>er</sup> janvier 2024, correspond à la différence entre le montant définitif du solde du CRCP du tarif ATRD6 et le montant provisoire, égal à 919,8 M€ qui correspond au solde du 31 décembre 2023 (+ 904,5 M€) et son actualisation au taux sans risque ATRD6 (+ 15,4 M€), pris en compte pour l'élaboration du tarif ATRD7.

Pour chaque année *N*, à compter de l'année 2024, le solde définitif du CRCP au 31 décembre de l'année *N* est calculé comme la somme :

- du solde prévisionnel du CRCP au 31 décembre de l'année *N* ;
- et de la différence, au titre de l'année *N*, entre :
  - la différence entre le revenu autorisé définitif, tel que défini au paragraphe 1 de la présente annexe, et le revenu autorisé prévisionnel révisé de l'inflation (revenu autorisé prévisionnel dont les CNE incitées sont revues de l'inflation comme défini au paragraphe 1 de cette annexe) ;
  - la différence entre les recettes perçues par GRDF et les recettes prévisionnelles réévaluées sur la base des évolutions réelles déjà appliquées à la grille tarifaire.

Le solde prévisionnel du CRCP au 31 décembre de l'année *N* est défini comme la somme du solde du CRCP au 1<sup>er</sup> janvier de l'année *N* et la différence au titre de l'année *N* entre le revenu autorisé prévisionnel révisé de l'inflation et les recettes prévisionnelles calculées à partir des hypothèses de quantités distribuées et injectées et de nombre de consommateurs desservis et de producteurs raccordés retenues dans la présente délibération, réévaluées sur la base des évolutions réelles déjà appliquées à la grille tarifaire.

Les recettes prévisionnelles et les évolutions tarifaires prévues dans la présente délibération sont présentées dans le tableau suivant :

	2024	2025	2026	2027
Recettes prévisionnelles (M€ courant)	3 502,7	3 959,4	4 045,5	4 116,5
Evolution prévisionnelle au 1 <sup>er</sup> juillet de l'année <i>N</i>	27,52 %	3,91 %	3,91 %	3,71 %

Les recettes perçues par GRDF sont définies comme la somme des recettes effectivement perçues par GRDF sur la part proportionnelle aux quantités acheminées, les souscriptions de capacité, le terme proportionnel à la distance, les abonnements hors terme  $R_f$ . Les recettes liées à la relève résiduelle ne sont pas couvertes au CRCP.

Le solde du CRCP au 1<sup>er</sup> janvier de l'année *N*+1 est obtenu en actualisant le solde définitif du CRCP au 31 décembre de l'année *N* au taux sans risque de court terme en vigueur, soit 3,8 %.

Le solde du CRCP de fin de période tarifaire prend également en compte des montants au titre de la régulation incitative des dépenses de recherche et développement (R&D).

L'évolution de la grille tarifaire au 1<sup>er</sup> juillet de l'année *N* prend en compte un coefficient  $k_N$ , qui vise à apurer, d'ici le 30 juin de l'année *N*+1, le solde du CRCP au 1<sup>er</sup> janvier de l'année *N*.

Le coefficient  $k_N$  est plafonné à +/- 3 %.

## 3. Valeurs de référence pour les prévisions de recettes tarifaires

Les valeurs de référence sont les suivantes :

- Prévisions de quantités de gaz acheminées (en MWh) :

Option tarifaire	2024	2025	2026	2027	2028
T1	7 923 433	7 729 273	7 585 385	7 429 457	7 306 546
T2	115 971 581	112 582 860	109 621 880	106 116 409	102 848 289
T3	71 766 749	70 716 018	70 080 690	69 106 505	68 346 683

T4	47 239 179	46 386 245	45 987 661	45 499 665	45 346 492
----	------------	------------	------------	------------	------------

- Prévisions de nombre moyen annuel de consommateurs raccordés :

Option tarifaire	2024	2025	2026	2027	2028
Forfait	3 583	3 083	2 583	2 083	1 583
T1	3 062 862	2 989 235	2 920 615	2 856 560	2 796 873
T2	7 671 280	7 589 652	7 494 825	7 384 939	7 264 444
T3	98 758	98 673	98 638	98 512	98 390
T4	2 617	2 612	2 615	2 627	2 649
TP	Ces valeurs sont précisées dans une annexe confidentielle				

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

Option tarifaire	2024	2025	2026	2027	2028
T4	321 000	313 000	307 000	303 000	300 000
part ≤ 500 MWh/j	296 000	289 000	284 000	279 000	277 000
part > 500 MWh/j	25 000	24 000	24 000	23 000	23 000
TP	Ces valeurs sont précisées dans une annexe confidentielle				

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

Option tarifaire	2024	2025	2026	2027	2028
TP	Ces valeurs sont précisées dans une annexe confidentielle				

- Prévisions de distance pondérées par les coefficients de densité des communes pour le tarif de proximité (en m) :

Option tarifaire	2024	2025	2026	2027	2028
TP	Ces valeurs sont précisées dans une annexe confidentielle				

Pour le passage de prévisions annuelles à des prévisions semestrielles, la ventilation semestrielle pour une année *N* des quantités de gaz acheminées par option tarifaire est la suivante :

Option tarifaire	1 <sup>er</sup> semestre	2 <sup>nd</sup> semestre
T1	53 %	47 %
T2	57 %	43 %
T3	58 %	42 %
T4	59 %	41 %

De même, pour la ventilation semestrielle pour une année *N* du nombre de consommateurs raccordés par option tarifaire :

- le nombre de consommateurs moyen raccordés du 1<sup>er</sup> semestre est calculé comme suit :  

$$25 \% \times nb \text{ de consommateurs moyen annuel}_{N-1} + 75 \% \times nb \text{ de consommateurs moyen annuel}_N$$
- le nombre de consommateurs moyen raccordés du 2<sup>nd</sup> semestre est calculé comme suit :  

$$75 \% \times nb \text{ de consommateurs moyen annuel}_N + 25 \% \times nb \text{ de consommateurs moyen annuel}_{N+1}$$

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

Les recettes semestrielles pour les abonnements, les termes proportionnels à la capacité souscrite et le terme proportionnel à la distance sont obtenues en multipliant les prévisions semestrielles par 50 %.

- Prévisions de volumes de gaz renouvelables et bas-carbone injectés et installés :

Montants couverts	2024	2025	2026	2027
Volumes installés tous opérateurs (TWh/an)	15,44	18,26	21,92	28,28
Volumes injectés tous opérateurs (TWh/an)	11,41	13,63	16,38	20,95

- Montants de référence des termes « volume » et « capacitaire » du timbre d'injection

Terme d'injection	Grille retenue (€/MWh injectés)	Montants reversés par GRDF aux GRT (€/MWh injectés)	Montants reversés par les GRT à GRDF (€/MWh injectés)	Grille retenue (€/MWh/j/an)	Montants reversés par GRDF aux GRT (€/MWh/j/an)	Montants reversés par les GRT à GRDF (€/MWh/j/an)
Niveau 3	0,7	0,58	0,12	50	12	38
Niveau 2	0,4	0,05	0,00 <sup>75</sup>			
Niveau 1	0	0,00	0,00			

Les recettes annuelles des termes « volume » et « capacitaire » du timbre d'injection sont calculées à partir des trajectoires prévisionnelles de volumes de gaz renouvelables et bas-carbone injectés et installés, auxquelles sont appliquées les montants de référence des termes « volume » et « capacitaire » du timbre d'injection.

<sup>75</sup> Par défaut, les producteurs raccordés aux réseaux de transport ne peuvent se voir affecter de terme « volume » de niveau 2 du timbre d'injection, aussi la CRE n'introduit pas de montant à reverser par les GRT à GRDF au titre de ce terme.

Montants couverts	2024	2025	2026	2027
Terme « volume » du timbre d'injection (k€)	2 167	2 970	4 401	6 476
Dont montants reversés aux GRT (k€)	1 087	1 447	2 291	3 365
Terme « capacitaire » du timbre d'injection (k€) <sup>76</sup>	1 613	1 945	2 427	3 251
<b>Recettes prévisionnelles des termes du timbre d'injection pour GRDF</b>	<b>2 694</b>	<b>3 468</b>	<b>4 537</b>	<b>6 361</b>

<sup>76</sup> Ce montant correspond au produit de la part distribution du terme « capacitaire » du timbre d'injection par la capacité totale installée prévisionnelle sur les réseaux de GRDF et des GRT

## Annexe 2 : Régulation incitative de la qualité de service pour la période 2024-2027

Les dispositions de la présente annexe ne s'opposent pas à la transmission par GRDF à la CRE d'autres indicateurs qui ne seraient pas explicitement indiqués ci-après.

Pour les indicateurs correspondants à des taux (faisant ou non l'objet d'une incitation financière), la CRE demande à GRDF de lui transmettre dans ses envois le détail du calcul (numérateur et dénominateur).

### 1. Indicateurs donnant lieu à une incitation financière

#### 1.1 Nombre de rendez-vous planifiés non respectés par GRDF

Calcul	Remontée le 1 <sup>er</sup> du mois M+2 de la valeur : <u>Nombre de rendez-vous planifiés non respectés par le GRD et indemnisés durant le mois M</u> (soit deux valeurs suivies : - pour les consommateurs 6M <sup>77</sup> /1M <sup>78</sup> - pour les consommateurs JJ <sup>79</sup> /JM <sup>80</sup> /MM <sup>81</sup> )
Périmètre	- tous rendez-vous programmés, donc validés par le GRD - tous rendez-vous pour intervention avec déplacement d'un agent du GRD et présence du consommateur, non tenus du fait du GRD et systématiquement identifiés par l'opérateur - consommateurs 6M et consommateurs JJ/JM/MM suivis distinctement
Suivi	- fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle - fréquence de calcul des incitations : mensuelle
Objectif	100 % des rendez-vous non tenus automatiquement détectés par l'opérateur sont indemnisés
Incitations	- versement : directement aux fournisseurs - pénalités : montants identiques à ceux facturés par GRDF en cas de non-exécution d'une intervention programmée du fait du consommateur ou du fournisseur (absence au rendez-vous, etc.), en fonction de la fréquence de relève du consommateur, pour chaque rendez-vous non tenu
Date de mise en œuvre	Déjà mis en œuvre depuis le 1 <sup>er</sup> juillet 2008

<sup>77</sup> La mesure d'énergie livrée est semestrielle et l'index contenant cette mesure est relevé semestriellement par le GRD.

<sup>78</sup> L'index contenant la mesure d'énergie livrée est relevé mensuellement par le GRD pour les consommateurs équipés d'un compteur Gazpar.

<sup>79</sup> La mesure d'énergie livrée est quotidienne et l'index contenant cette mesure est relevé par le GRD tous les jours.

<sup>80</sup> La mesure d'énergie livrée est quotidienne et l'index contenant ces mesures est relevé mensuellement par le GRD en fin de mois pour tous les jours du mois.

<sup>81</sup> La mesure d'énergie livrée est mensuelle et l'index contenant cette mesure est relevé mensuellement par le GRD.

## 1.2 Taux de mises en service (MES) réalisées dans les délais demandés

Calcul	<p>Remontée le 1<sup>er</sup> du mois M+2 de la valeur :</p> <p><u>(Nombre de MES clôturées durant le mois M dans le délai demandé (si ce délai est supérieur au délai catalogue) ou dans un délai ≤ au délai catalogue (si le délai demandé est inférieur au délai catalogue)) / (Nombre total de MES clôturées durant le mois M)</u></p> <p>(soit cinq valeurs suivies :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- tous consommateurs confondus</li> <li>- consommateurs 1M</li> <li>- consommateurs 6M</li> <li>- consommateurs MM</li> <li>- consommateurs JJ/JM)</li> </ul>
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> <li>- toutes MES avec déplacement (avec/sans pose compteur), hors MES express</li> <li>- tous fournisseurs confondus</li> <li>- consommateurs 1M, consommateurs 6M, consommateurs MM et consommateurs JJ/JM suivis distinctement</li> </ul>
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> <li>- fréquence de calcul : mensuelle</li> <li>- fréquence de remontée à la CRE : mensuelle</li> <li>- fréquence de publication : mensuelle</li> <li>- fréquence de calcul des incitations : annuelle</li> </ul>
Objectif	<ul style="list-style-type: none"> <li>- l'incitation financière porte sur la valeur globale du taux (tous consommateurs confondus) calculé sur une base annuelle</li> <li>- objectif de référence : 93 % par année calendaire</li> </ul>
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> <li>- calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales</li> <li>- pénalités : 40 000 € par dixième de point si le taux annuel est strictement inférieur à l'objectif de référence</li> <li>- bonus : 40 000 € par dixième de point si le taux annuel est supérieur ou égal à l'objectif de référence</li> <li>- valeur plancher des incitations : - 2 600 000 €</li> <li>- versement : à travers le CRCP</li> </ul>
Date de mise en œuvre	<ul style="list-style-type: none"> <li>- suivi depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2011</li> <li>- mise en œuvre des incitations : 1<sup>er</sup> juillet 2012</li> </ul>

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

Calcul	<p>Remontée le 1<sup>er</sup> du mois M+2 de la valeur :</p> <p><u>(Nombre de MHS clôturées durant le mois M dans le délai demandé (si ce délai est supérieur au délai catalogue) ou dans un délai ≤ au délai catalogue (si le délai demandé est inférieur au délai catalogue)) / (Nombre total de MHS clôturées durant le mois M)</u></p> <p>(soit cinq valeurs suivies :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- tous consommateurs confondus</li> <li>- consommateurs 1M</li> <li>- consommateurs 6M</li> <li>- consommateurs MM</li> <li>- consommateurs JJ/JM)</li> </ul>
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> <li>- MHS à la suite d'une résiliation du contrat (exceptées les MHS pour impayé), à l'initiative du consommateur</li> <li>- tous fournisseurs confondus</li> <li>- consommateurs 1M, consommateurs 6M, consommateurs MM et consommateurs JJ/JM suivis distinctement</li> </ul>
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> <li>- fréquence de calcul : mensuelle</li> <li>- fréquence de remontée à la CRE : mensuelle</li> <li>- fréquence de publication : mensuelle</li> <li>- fréquence de calcul des incitations : annuelle</li> </ul>
Objectif	<ul style="list-style-type: none"> <li>- l'incitation financière porte sur la valeur globale du taux (tous consommateurs confondus) calculé sur une base annuelle</li> <li>- objectif de référence : 96,5 % par année calendaire</li> </ul>
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> <li>- calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales</li> <li>- pénalités : 40 000 € par dixième de point si le taux annuel est strictement inférieur à l'objectif de référence</li> <li>- bonus : 40 000 € par dixième de point si le taux annuel est supérieur ou égal à l'objectif de référence</li> <li>- valeur plancher des incitations : - 2 100 000 €</li> <li>- versement : à travers le CRCP</li> </ul>
Date de mise en œuvre	<ul style="list-style-type: none"> <li>- suivi depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2011</li> <li>- mise en œuvre des incitations : 1<sup>er</sup> juillet 2012</li> </ul>

### 1.4 Taux de raccordements réalisés dans les délais convenus

Calcul	<p>Remontée le 1<sup>er</sup> du mois M+2 du ratio :</p> <p><u><i>(Nombre de raccordements mis en gaz durant le mois M dans le délai convenu) / (Nombre de raccordements mis en gaz durant le mois M)</i></u></p> <p>(soit deux valeurs suivies :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- raccordement du marché grand public</li> <li>- raccordement du marché d'affaires)</li> </ul>
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> <li>- tous raccordements</li> <li>- raccordements du marché grand public d'une part et raccordements du marché d'affaires d'autre part suivis distinctement</li> </ul>
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> <li>- fréquence de calcul : mensuelle</li> <li>- fréquence de remontée à la CRE : mensuelle</li> <li>- fréquence de publication : mensuelle</li> <li>- fréquence de calcul des incitations : annuelle</li> </ul>
Objectif	<ul style="list-style-type: none"> <li>- l'incitation financière porte sur la valeur globale du taux (tous consommateurs confondus) calculé sur une base annuelle</li> <li>- objectif de référence : 89 % par année calendaire</li> </ul>
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> <li>- calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales</li> <li>- pénalités : 25 000 € par point si le taux annuel est strictement inférieur à l'objectif de référence</li> <li>- valeur plancher des incitations par type de raccordements : - 725 000 €</li> <li>- versement : à travers le CRCP</li> </ul>
Date de mise en œuvre	<ul style="list-style-type: none"> <li>- suivi depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2010</li> <li>- mise en œuvre des incitations : 1<sup>er</sup> juillet 2012</li> </ul>

### 1.5 Taux de disponibilité du portail Fournisseur

Calcul	<p>Remontée le 1<sup>er</sup> du mois M+2 du ratio :</p> <p><u><i>(Nombre d'heures de disponibilité du portail durant la semaine) / (Nombre total d'heures d'ouverture prévues du portail durant la semaine)</i></u></p> <p>(soit une valeur suivie)</p>
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> <li>- portail OMEGA uniquement, toutes fonctionnalités accessibles des fournisseurs, hors Webservices</li> <li>- causes d'indisponibilités : tout fait empêchant, gênant ou ralentissant de façon importante l'utilisation du portail par les fournisseurs, programmé ou non</li> </ul>
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> <li>- fréquence de calcul : hebdomadaire</li> <li>- fréquence de remontée à la CRE : mensuelle</li> <li>- fréquence de publication : mensuelle</li> <li>- fréquence de calcul des incitations : annuelle</li> </ul>
Objectif	<ul style="list-style-type: none"> <li>- l'incitation financière porte sur la valeur du taux calculé sur une base annuelle</li> </ul>

	- objectif de référence : 99,5 % par année calendaire
Incitations	- calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales - pénalités : 50 000 € par dixième de point si le taux annuel est strictement inférieur à l'objectif de référence - valeur plancher des incitations : - 1 750 000 € - versement : à travers le CRCP
Date de mise en œuvre	- suivi depuis le 1 <sup>er</sup> juillet 2008 - mise en œuvre des incitations : 1 <sup>er</sup> juillet 2008

### 1.6 Taux de réponses aux réclamations dans les 15 jours calendaires

Calcul	Remontée le 1 <sup>er</sup> du mois M+2 du ratio : <u><math display="block">\frac{\text{(Nombre de réclamations clôturées dans les 15 jours calendaires durant le mois M)}}{\text{(Nombre total de réclamations clôturées durant le mois M)}}</math></u> (soit une valeur suivie)
Périmètre	- toutes réclamations dont la réponse doit être faite par le GRD au fournisseur ou au consommateur - tous canaux de transmission de la réclamation - tous fournisseurs, tous types de consommateurs (T1/T2/T3/T4/TP) confondus - réclamation clôturée : réclamation pour laquelle une réponse « consistante » (pas d'accusé de réception) a été envoyée par le GRD au fournisseur ou au consommateur
Suivi	- fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle - fréquence de calcul des incitations : mensuelle
Objectif	- objectif de référence : <ul style="list-style-type: none"> <li>○ du 1<sup>er</sup> janvier 2024 au 31 décembre 2024 : 93 %</li> <li>○ du 1<sup>er</sup> janvier 2025 au 31 décembre 2025 : 94 %</li> <li>○ du 1<sup>er</sup> janvier 2026 au 31 décembre 2026 : 95 %</li> <li>○ du 1<sup>er</sup> janvier 2027 au 31 décembre 2027 : 96 %</li> </ul>
Incitations	- calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales - pénalités : 8000 € par point si le taux mensuel est strictement inférieur à l'objectif de référence - bonus : 8 000 € par point si le taux mensuel est supérieur ou égal à l'objectif de référence - valeur plancher des incitations : - 1 300 000 € - versement : à travers le CRCP
Date de mise en œuvre	- suivi depuis le 1 <sup>er</sup> juillet 2008 - mise en œuvre des incitations : 1 <sup>er</sup> juillet 2010

## 1.7 Taux de réclamations multiples

Calcul	<p>Remontée le 1<sup>er</sup> du mois M+2, du ratio :</p> <p><u>(Nombre de réclamations multiples pour un même PCE et un même type de réclamation) / (Nombre total de réclamations)</u></p> <p>(soit une valeur suivie)</p>
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> <li>- toutes les réclamations reçues par le GRD (dont la réponse doit être faite par le GRD au fournisseur ou au consommateur)</li> <li>- tous canaux de transmission de la réclamation</li> <li>- tous fournisseurs, tous types de consommateurs (T1/T2/T3/T4/TP) confondus</li> </ul>
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> <li>- fréquence de calcul : mensuelle</li> <li>- fréquence de remontée à la CRE : mensuelle</li> <li>- fréquence de publication : mensuelle</li> <li>- fréquence de calcul des incitations : annuelle</li> </ul>
Objectif	<ul style="list-style-type: none"> <li>- l'incitation financière porte sur la valeur du taux calculé sur une base annuelle</li> <li>- objectif de référence : <ul style="list-style-type: none"> <li>o du 1<sup>er</sup> janvier 2024 au 31 décembre 2024 : 12,00 %</li> <li>o du 1<sup>er</sup> janvier 2025 au 31 décembre 2025 : 12,00 %</li> <li>o du 1<sup>er</sup> janvier 2026 au 31 décembre 2026 : 10,00 %</li> <li>o du 1<sup>er</sup> janvier 2027 au 31 décembre 2027 : 10,00 %</li> </ul> </li> </ul>
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> <li>- calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales</li> <li>- pénalités : 5 000 € par dixième de point si le taux annuel est strictement inférieur à l'objectif de référence</li> <li>- bonus : 5 000 € par dixième de point si le taux annuel est supérieur ou égal à l'objectif de référence</li> <li>- valeur plancher des incitations : - 1 000 000 €</li> <li>- versement : à travers le CRCP</li> </ul>
Date de mise en œuvre	<ul style="list-style-type: none"> <li>- mise en œuvre des incitations : 1<sup>er</sup> juillet 2024</li> </ul>

### 1.8 Taux de publication par OMEGA pour les relèves JJ/JM

Calcul	<p>Remontée le 1<sup>er</sup> du mois M+2 du ratio :</p> <p><u>(Somme entre le 8<sup>ème</sup> jour ouvré du mois M et le 7<sup>ème</sup> jour ouvré du mois M+1 du nombre de PCE JJ/JM télérelevés dont la relève a été reçue et publiée par OMEGA sur cette période) / (Somme du nombre de PCE JJ/JM télérelevés dont la relève a été reçue par OMEGA sur cette période)</u></p> <p>(soit une valeur suivie)</p>
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> <li>- tous PCE JJ/JM existants</li> <li>- tous relevés cycliques et de MHS (relèves de souscriptions non prises en compte)</li> <li>- tous fournisseurs confondus</li> <li>- calcul en J+7</li> </ul>
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> <li>- fréquence de calcul : mensuelle</li> <li>- fréquence de remontée à la CRE : mensuelle</li> <li>- fréquence de publication : mensuelle</li> <li>- fréquence de calcul des incitations : annuelle</li> </ul>
Objectif	<ul style="list-style-type: none"> <li>- l'incitation financière porte sur la valeur du taux calculé sur une base annuelle</li> <li>- objectif de référence : 99,94 % par année calendaire</li> </ul>
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> <li>- calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales</li> <li>- pénalités : 25 000 € par dixième de point si le taux annuel est strictement inférieur à l'objectif de référence</li> <li>- bonus : 25 000 € par dixième de point si le taux annuel est supérieur ou égal à l'objectif de référence</li> <li>- valeur plancher des incitations : - 985 000 €</li> <li>- versement : à travers le CRCP</li> </ul>
Date de mise en œuvre	<ul style="list-style-type: none"> <li>- suivi depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2008</li> <li>- mise en œuvre des incitations : 1<sup>er</sup> juillet 2009</li> </ul>

### 1.9 Taux de publication par OMEGA pour les relèves MM

Calcul	<p>Remontée le 1<sup>er</sup> du mois M+2 du ratio :</p> <p><u>(Somme entre le 8<sup>ème</sup> jour ouvré du mois M et le 7<sup>ème</sup> jour ouvré du mois M+1 du nombre de PCE MM relevés dont la relève a été reçue et publiée par OMEGA sur cette période) / (Somme du nombre de PCE MM relevés dont la relève a été reçue par OMEGA sur cette période)</u></p> <p>(soit une valeur suivie)</p>
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> <li>- tous PCE MM existants (non uniquement les télérelevés)</li> <li>- tous relevés cycliques et de MHS (relèves de souscriptions non prises en compte)</li> <li>- tous fournisseurs confondus</li> <li>- calcul en J+7</li> </ul>
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> <li>- fréquence de calcul : mensuelle</li> <li>- fréquence de remontée à la CRE : mensuelle</li> </ul>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>- fréquence de publication : mensuelle</li> <li>- fréquence de calcul des incitations : annuelle</li> </ul>
Objectif	<ul style="list-style-type: none"> <li>- l'incitation financière porte sur la valeur du taux calculé sur une base annuelle</li> <li>- objectif de référence : 99,93 % par année calendaire</li> </ul>
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> <li>- calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales</li> <li>- pénalités : 25 000 € par dixième de point si le taux annuel est strictement inférieur à l'objectif de référence</li> <li>- bonus : 25 000 € par dixième de point si le taux annuel est supérieur ou égal à l'objectif de référence</li> <li>- valeur plancher des incitations : - 982 500 €</li> <li>- versement : à travers le CRCP</li> </ul>
Date de mise en œuvre	<ul style="list-style-type: none"> <li>- suivi depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2008</li> <li>- mise en œuvre des incitations : 1<sup>er</sup> juillet 2009</li> </ul>

### 1.10 Taux de publication par OMEGA pour les relèves 6M

Calcul	<p>Remontée le 1<sup>er</sup> du mois M+2 du ratio :</p> <p><u><i>(Somme sur le mois M du nombre de PCE 6M relevés dont la relève a été reçue et publiée par OMEGA sur cette période) / (Somme du nombre de PCE 6M relevés dont la relève a été reçue par OMEGA)</i></u></p> <p>(soit une valeur suivie)</p>
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> <li>- tous PCE 6M existants (non uniquement les télérelevés)</li> <li>- tous relevés cycliques et de MHS (relèves de souscriptions non prises en compte)</li> <li>- tous fournisseurs confondus</li> <li>- calcul en J+2</li> </ul>
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> <li>- fréquence de calcul : mensuelle</li> <li>- fréquence de remontée à la CRE : mensuelle</li> <li>- fréquence de publication : mensuelle</li> <li>- fréquence de calcul des incitations : annuelle</li> </ul>
Objectif	<ul style="list-style-type: none"> <li>- l'incitation financière porte sur la valeur du taux calculé sur une base annuelle</li> <li>- objectif de référence : <ul style="list-style-type: none"> <li>o du 1<sup>er</sup> janvier 2024 au 31 décembre 2024 : 99,70 %</li> <li>o du 1<sup>er</sup> janvier 2025 au 31 décembre 2025 : 99,70 %</li> <li>o du 1<sup>er</sup> janvier 2026 au 31 décembre 2026 : 99,50 %</li> <li>o du 1<sup>er</sup> janvier 2027 au 31 décembre 2027 : 99,50 %</li> </ul> </li> </ul>
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> <li>- calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales</li> <li>- pénalités : 25 000 € par dixième de point si le taux annuel est strictement inférieur à l'objectif de référence</li> <li>- bonus : 25 000 € par dixième de point si le taux annuel est supérieur ou égal à l'objectif de référence</li> </ul>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>- valeur plancher des incitations : - 995 000 €</li> <li>- versement : à travers le CRCP</li> </ul>
Date de mise en œuvre	<ul style="list-style-type: none"> <li>- suivi depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2008</li> <li>- mise en œuvre des incitations : 1<sup>er</sup> juillet 2009</li> </ul>

### 1.11 Taux d'écart de périmètre contractuel des fournisseurs alternatifs

Calcul	<p>Remontée le 1<sup>er</sup> du mois M+2 du ratio :</p> $\frac{\text{(Somme des PCE en écart des fournisseurs alternatifs le dernier jour ouvré du mois M)}}{\text{(Somme des PCE effectivement rattachés aux portefeuilles des fournisseurs alternatifs dans OMEGA le dernier jour ouvré du mois M)}}$ <p>(soit une valeur suivie)</p>
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> <li>- tous PCE existants de fournisseurs alternatifs</li> <li>- fournisseurs alternatifs uniquement</li> </ul>
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> <li>- fréquence de calcul : mensuelle</li> <li>- fréquence de remontée à la CRE : mensuelle</li> <li>- fréquence de publication : mensuelle</li> <li>- fréquence de calcul des incitations : annuelle</li> </ul>
Objectif	<ul style="list-style-type: none"> <li>- l'incitation financière porte sur la valeur du taux calculé sur une base annuelle</li> <li>- objectif de référence : 0,04 % par année calendaire</li> </ul>
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> <li>- calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales</li> <li>- pénalités : 25 000 € par dixième de point si le taux annuel est strictement inférieur à l'objectif de référence</li> <li>- bonus : 25 000 € par dixième de point si le taux annuel est supérieur ou égal à l'objectif de référence</li> <li>- valeur plancher des incitations : - 265 000 €</li> <li>- versement : à travers le CRCP</li> </ul>
Date de mise en œuvre	<ul style="list-style-type: none"> <li>- suivi depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2009</li> <li>- mise en œuvre des incitations : 1<sup>er</sup> juillet 2009</li> </ul>

### 1.12 Taux de traitement des rejets du mois M en M+1

Calcul	<p>Remontée le 1<sup>er</sup> du mois M+2 du ratio :</p> $\frac{\text{(Nombre de rejets corrigés durant le mois M)}}{\text{(Nombre de rejets générés durant le mois M-1)}}$ <p>(soit une valeur suivie)</p>
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> <li>- tous PCE existants</li> <li>- tous fournisseurs confondus</li> </ul>
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> <li>- fréquence de calcul : mensuelle</li> <li>- fréquence de remontée à la CRE : mensuelle</li> <li>- fréquence de publication : mensuelle</li> </ul>

	- fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	- l'incitation financière porte sur la valeur du taux calculé sur une base annuelle - objectif de référence : 99,8 % par année calendaire
Incitations	- calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales - pénalités : 50 000 € par dixième de point si le taux annuel est strictement inférieur à l'objectif de référence - bonus : 50 000 € par dixième de point si le taux annuel est supérieur ou égal à l'objectif de référence - valeur plancher des incitations : - 1 900 000 € - versement : à travers le CRCP
Date de mise en œuvre	- suivi depuis le 1 <sup>er</sup> janvier 2010 - mise en œuvre des incitations : 1 <sup>er</sup> juillet 2010

### 1.13 Volume annuel des comptes d'écart distribution (CED)

Calcul	Remontée le 1 <sup>er</sup> du mois M+2 du ratio :  <u>Valeur absolue de la somme annuelle des CED en énergie</u> $=  \sum_{m=1}^{12} CED_m(JJ) + CED_m(MM) + CED_m(1M) + CED_m(6M) $ (soit une valeur suivie)
Périmètre	- tous PCE existants - tous fournisseurs confondus
Suivi	- fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle - fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	- objectif de référence : <ul style="list-style-type: none"> <li>o du 1<sup>er</sup> janvier 2024 au 31 décembre 2024 : 400 GWh</li> <li>o du 1<sup>er</sup> janvier 2025 au 31 décembre 2025 : 370 GWh</li> <li>o du 1<sup>er</sup> janvier 2026 au 31 décembre 2026 : 350 GWh</li> <li>o du 1<sup>er</sup> janvier 2027 au 31 décembre 2027 : 300 GWh</li> </ul>
Incitations	- pénalités : 5 € par MWh au-dessus de l'objectif de référence - bonus : 2,5 € par MWh en dessous de l'objectif de référence - valeur plancher des incitations : - 2 250 000 € - versement : à travers le CRCP
Date de mise en œuvre	- suivi depuis le 1 <sup>er</sup> janvier 2024 - mise en œuvre des incitations : 1 <sup>er</sup> janvier 2024

### 1.14 Amplitude des comptes d'écart distribution (CED) par fréquence de relève et par fournisseurs

Calcul	<p>Remontée le 1<sup>er</sup> du mois M+2 du ratio :</p> <p><u>Somme des CED en énergie et en valeur absolue pour chaque fréquence de relève (JJ, JM/MM, 6M, 1M<sup>82</sup>) et pour chaque fournisseur du mois M</u></p> <p>Soit, par fournisseur :</p> $= \sum_{m=1}^{12}  CED_m(JJ)  +  CED_m(MM)  +  CED_m(1M)  +  CED_m(6M) $ <p>(soit une valeur suivie)</p>
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> <li>- tous PCE existants</li> <li>- tous fournisseurs dont le portefeuille clients est composé, pour au moins une fréquence de relève, d'au minimum 1 % de la somme des PCE disposant de cette fréquence de relève</li> </ul>
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> <li>- fréquence de calcul : mensuelle</li> <li>- fréquence de remontée à la CRE : mensuelle</li> <li>- fréquence de publication : mensuelle</li> <li>- fréquence de calcul des incitations : annuelle</li> </ul>
Objectif	4,85 TWh cumulés sur l'année calendaire
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> <li>- pénalités : 0,5 € par MWh au-dessus de l'objectif de référence</li> <li>- bonus : 0,25 € par MWh en dessous de l'objectif de référence</li> <li>- valeur plancher des incitations : - 2 250 000 €</li> <li>- versement : à travers le CRCP</li> </ul>
Date de mise en œuvre	<ul style="list-style-type: none"> <li>- suivi depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2024</li> <li>- mise en œuvre des incitations : 1<sup>er</sup> janvier 2024</li> </ul>

### 1.15 Délai de réponse aux études détaillées pour les porteurs de projet gaz renouvelables et bas-carbone

Calcul	<p>Remontée le 1<sup>er</sup> du mois M+2 de la valeur :</p> <p><u>Délai moyen entre la date de réception de la demande et la date de remise au demandeur d'études détaillées adressées à GRDF dans le cadre du raccordement d'une installation d'injection de gaz renouvelables et bas-carbone, retraité du délai moyen de validation des zonages de raccordement par la Commission de Régulation de l'Énergie observé en année N-1</u></p> <p>(soit 1 valeur suivie)</p>
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> <li>- demandes adressées par un porteur de projet gaz renouvelables et bas-carbone à GRDF selon les modalités définies dans la procédure de gestion du registre de capacité (jalon D1)</li> <li>- demandes initialement adressées à un GRT et transférées à GRDF</li> </ul>
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> <li>- fréquence de calcul : mensuelle</li> <li>- fréquence de remontée à la CRE : mensuelle</li> </ul>

<sup>82</sup> La mesure d'énergie livrée est mensuelle et l'index contenant cette mesure est relevé mensuellement par le GRD. Cette désignation est utilisée pour les PCE équipés d'un compteur Gazpar.

	<ul style="list-style-type: none"> <li>- fréquence de publication : mensuelle</li> <li>- fréquence de calcul des incitations : annuelle</li> </ul>
Objectif	<ul style="list-style-type: none"> <li>- l'incitation financière porte sur la valeur du délai calculé sur une base annuelle</li> <li>- objectif de référence : 120 jours</li> </ul>
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> <li>- calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales</li> <li>- pénalités : (12,5 € x V) par jour calendaire au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des études détaillées réalisées au cours de l'année</li> <li>- bonus : (6,25 € x V) par jour calendaire en dessous de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des études détaillées réalisées au cours de l'année</li> <li>- valeur plancher des incitations : - 450 000 €</li> <li>- versement : à travers le CRCP</li> </ul>

### 1.16 Nombre de réclamations consécutives au raccordement d'une installation de gaz renouvelable et bas-carbone

Calcul	<p>Remontée le 1<sup>er</sup> du mois M+2, de la valeur :</p> <p><u>Nombre total de réclamations de producteurs consécutives au raccordement d'une installation de gaz renouvelables et bas-carbone clôturées durant le mois M</u></p> <p>(soit 1 valeur suivie)</p>
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> <li>- toutes réclamations dont la réponse doit être faite par GRDF à un producteur de gaz renouvelables et bas-carbone</li> <li>- tous médias de transmission de la réclamation, écrit ou oral</li> <li>- réclamation clôturée : réclamation pour laquelle une réponse « consistante » (pas d'accusé de réception) a été envoyée par GRDF au producteur</li> </ul>
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> <li>- fréquence de calcul : mensuelle</li> <li>- fréquence de remontée à la CRE : mensuelle</li> <li>- fréquence de publication : mensuelle</li> <li>- fréquence de calcul des incitations : annuelle</li> </ul>
Objectif	Aucune réclamation consécutive au raccordement d'une installation de gaz renouvelables et bas-carbone dans le mois
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> <li>- pénalités : 100 € par réclamation</li> </ul>

## 2. Autres indicateurs de suivi de la qualité de service de GRDF

### 2.1 Indicateurs relatifs à l'environnement

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Périmètre de l'indicateur	Fréquence de remontée à la CRE et de publication	Date de mise en œuvre
Emission de gaz à effet de serre dans l'atmosphère rapportée à l'énergie acheminée	Remontée le 1 <sup>er</sup> du mois de mars de l'année A+1 du ratio : $\frac{\text{Tonnes de gaz à effet de serre (équivalent CO}_2\text{) émis dans l'atmosphère sur l'année A}}{\text{Quantités de gaz acheminées sur le réseau du GRD sur l'année calendaire A}}$ (soit une valeur suivie)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- fuites linéiques de méthane</li> <li>- émissions de méthane lors de travaux ou d'actes de maintenance d'incidents, émissions dues à l'exploitation des installations</li> <li>- émissions des véhicules de la flotte du GRD et de ses bâtiments</li> <li>- le résultat de l'indicateur est affiché avec l'indication des quantités de gaz acheminées pendant l'année calendaire</li> </ul>	Année	Déjà mis en œuvre
Fuites de méthane émises dans l'atmosphère	Remontée le 1 <sup>er</sup> du mois de mars de l'année A+1 du ratio : $\frac{\text{Quantités de méthane émises dans l'atmosphère sur l'année A}}{\text{Quantités de gaz acheminées sur le réseau du GRD sur l'année calendaire A}}$ (soit une valeur suivie)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- fuites linéiques de méthane</li> <li>- émissions de méthane lors de travaux ou d'actes de maintenance d'incidents, émissions dues à l'exploitation des installations</li> </ul>	Année	Déjà mis en œuvre

## 2.2 Indicateurs relatifs aux devis et interventions

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Périmètre de l'indicateur	Fréquence de remontée à la CRE et de publication	Date de mise en œuvre
<p>Taux de changements de fournisseur réalisés dans les délais demandés</p>	<p>Remontée le 1<sup>er</sup> du mois M+2, par type de consommateurs et par type d'interventions, du ratio :</p> <p><u>(Nombre de changements de fournisseurs clôturés durant le mois M dans le délai demandé) / (Nombre total de changements de fournisseurs clôturés durant le mois M)</u></p> <p>(soit six valeurs suivies :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- changements de fournisseur nécessitant un déplacement : <ul style="list-style-type: none"> <li>○ consommateurs 6M</li> <li>○ consommateurs MM</li> <li>○ consommateurs JJ/JM</li> </ul> </li> <li>- changements de fournisseur ne nécessitant pas de déplacement : <ul style="list-style-type: none"> <li>○ consommateurs 6M</li> <li>○ consommateurs MM</li> <li>○ consommateurs JJ/JM)</li> </ul> </li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- tous changements de fournisseurs</li> <li>- tous fournisseurs confondus</li> <li>- consommateurs 6M, consommateurs MM et consommateurs JJ/JM suivis distinctement</li> </ul>	<p>Mois</p>	<p>Déjà mis en œuvre</p>

### 2.3 Indicateurs relatifs à la relation avec les consommateurs

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Périmètre de l'indicateur	Fréquence de remontée à la CRE et de publication	Date de mise en œuvre
<p>Taux d'accessibilité du centre d'appel pour les consommateurs</p>	<p>Remontée le 1<sup>er</sup> du mois M+2, par numéro de centre d'appel, du ratio :</p> <p><u>(Nombre d'appels pris sur le mois M) / (Nombre d'appels reçus sur le mois M)</u></p> <p>(soit deux valeurs suivies : - n° Accueil Accès au Gaz (n°AGNRC) - n° Urgence sécurité gaz)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- tous types d'appels pris/reçus dans les plages horaires d'ouverture du centre d'appel.</li> <li>- tous types d'interlocuteurs</li> <li>- tous types de consommateurs (T1/T2/T3/T4/TP) confondus</li> </ul>	<p>Mois</p>	<p>Déjà mis en œuvre</p>
<p>Nombre de réclamations de consommateurs par nature</p>	<p>Remontée le 1<sup>er</sup> du mois M+2, par nature de réclamation, de la valeur :</p> <p><u>Nombre total de réclamations de consommateurs clôturées durant le mois M</u></p> <p>(soit dix valeurs suivies : - Total - Livraison - Production des services liés à la livraison - Raccordement individuel Gaz - Raccordement du marché d'affaires Gaz - Réseau - Déploiement Gazpar - Développement autres - Acheminement - Autres)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- toutes réclamations dont la réponse doit être faite par le GRD au consommateur (les réclamations dont la réponse doit être faite par le fournisseur au consommateur ne sont pas concernées)</li> <li>- tous médias de transmission de la réclamation, écrit ou oral</li> <li>- tous types de consommateurs (T1/T2/T3/T4/TP) confondus</li> <li>- réclamation clôturée : réclamation pour laquelle une réponse « consistante » (pas d'accusé de réception) a été envoyée par le GRD au consommateur</li> </ul>	<p>Trimestre</p>	<p>Déjà mis en œuvre</p>
<p>Taux de réclamations de consommateurs traitées en plus de 2 mois</p>	<p>Remontée le 1<sup>er</sup> du mois M+2, du ratio :</p> <p><u>(Nombre de réclamations de consommateurs clôturées en plus de 2 mois durant le mois M) / (Nombre total de réclamations de consommateurs clôturées durant le mois M)</u></p> <p>(soit une valeur suivie)</p>		<p>Mois</p>	<p>Déjà mis en œuvre</p>

**2.4 Indicateurs relatifs à la relation avec les fournisseurs**

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Périmètre de l'indicateur	Fréquence de remontée à la CRE et de publication	Date de mise en œuvre
Taux de réponses aux réclamations des fournisseurs dans les 5 jours calendaires	Remontée le 1 <sup>er</sup> du mois M+2 du ratio :  <u>(Nombre de réclamations de fournisseurs clôturées dans les 5 jours calendaires durant le mois M) / (Nombre total de réclamations de fournisseurs clôturées durant le mois M)</u>  (soit une valeur suivie)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- toutes réclamations dont la réponse doit être faite par le GRD au fournisseur (les réclamations dont la réponse doit être faite par le GRD au consommateur ne sont pas concernées)</li> </ul>	Mois	Déjà mis en œuvre
Nombre de réclamations de fournisseurs par nature	Remontée le 1 <sup>er</sup> du mois M+2, par nature de réclamation, de la valeur :  <u>Nombre total de réclamations de fournisseurs clôturées durant le mois M</u>  (soit huit valeurs suivies : - Total - Accueil - Données de comptage - Gestion et réalisation des prestations - Qualité de fourniture et réseau - Relance - Autres - Déploiement Gazpar)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- toutes réclamations déposées sur le portail fournisseurs uniquement, y compris les réclamations pour rendez-vous non tenus</li> <li>- tous fournisseurs, tous types de consommateurs (T1/T2/T3/T4/TP) confondus</li> <li>- réclamation clôturée : réclamation pour laquelle une réponse « consistante » (pas d'accusé de réception) a été envoyée par le GRD au fournisseur</li> </ul>	Mois	Déjà mis en œuvre
Taux de réclamations de fournisseurs traitées en plus de 2 mois	Remontée le 1 <sup>er</sup> du mois M+2, du ratio :  <u>(Nombre de réclamations de fournisseurs clôturées en plus de 2 mois durant le mois M) / (Nombre total de réclamations de fournisseurs clôturées durant le mois M)</u>  (soit une valeur suivie)		Mois	Déjà mis en œuvre

## 2.5 Indicateurs relatifs aux données échangées avec les gestionnaires de réseaux de transport (GRT)

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Périmètre de l'indicateur	Fréquence de remontée à la CRE et de publication	Date de mise en œuvre
Transmission aux GRT des estimations journalières de quantités enlevées par les fournisseurs aux PITD dans le délai convenu	Remontée le 1 <sup>er</sup> du mois M+2 du ratio : <u>Nombre de jours du mois M pour lesquels le GRD n'a pas transmis des allocations provisoires calculées à J+1 dans le délai convenu</u> (soit une valeur suivie)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- tous GRT confondus</li> <li>- tous jours avec un délai non respecté pour l'un ou les deux GRT</li> <li>- hors jours avec délai non respecté à la demande d'un ou des deux GRT (ce jour est comptabilisé comme un jour où le délai est respecté par le GRD)</li> </ul>	Mois	Déjà mis en œuvre
Transmission aux GRT des relevés JJ en intra-journalier dans le délai convenu	Remontée le 1 <sup>er</sup> du mois M+2 du ratio : <u>Nombre d'envoi des relèves intra-journalières du mois M que GRDF a effectué dans le délai convenu entre les GRT et les GRD) / (Nombre maximal théorique d'envoi des relèves intra-journalières du mois M</u> (soit une valeur suivie)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- tous GRT confondus</li> <li>- tout envoi avec un délai respecté pour les deux GRT</li> <li>- tous jours avec un délai non respecté à la demande d'un ou des deux GRT (ce jour est comptabilisé comme un jour où le délai est respecté par le GRD)</li> </ul>	Mois	Déjà mis en œuvre
Qualité des relevés JJ transmis aux GRT pour les allocations journalières aux PITD	Remontée le 1 <sup>er</sup> du mois M+2 du ratio : <u>(Somme pour chaque jour J du mois M du nombre de valeurs de consommations de consommateurs télérelevés JJ intégrés dans les calculs d'allocations à J+1) / (Somme pour chaque jour J du mois M du nombre de consommateurs télérelevés JJ enregistrés dans le SI OMEGA pour le jour J)</u> (soit une valeur suivie)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- toutes valeurs effectivement relevées</li> <li>- aucune valeur de repli / remplacement prise en compte</li> </ul>	Mois	Déjà mis en œuvre

		- tous fournisseurs, toutes ZET <sup>83</sup> , tous GRT <sup>84</sup> confondus		
Transmission aux GRT des estimations journalières de quantités enlevées par les fournisseurs aux PITD dans un délai permettant leur prise en compte par les GRT	Remontée le 1 <sup>er</sup> du mois M+2 de la valeur : <u>Nombre de jours du mois M pour lesquels le GRD<sup>85</sup> n'a pas transmis des allocations provisoires calculées à J+1 dans un délai permettant leur prise en compte par les GRT</u> (soit une valeur suivie)	- tous GRT confondus  - tous jours avec un délai non respecté pour l'un ou les deux GRT (la pénalité est due si au moins un GRT est impacté par un retard)  - hors jours avec délai non respecté à la demande d'un ou des deux GRT (ce jour est comptabilisé comme un jour où le délai est respecté par le GRD)	Mois	Déjà mis en œuvre

<sup>83</sup> ZET : zone d'équilibrage transport.

<sup>84</sup> GRT : gestionnaire de réseau de transport de gaz naturel.

<sup>85</sup> GRD : gestionnaire de réseau de distribution de gaz naturel.

## 2.6 Indicateurs relatifs aux rectifications d'index

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Périmètre de l'indicateur	Fréquence de remontée à la CRE et de publication	Date de mise en œuvre
Taux d'index rectifiés	<p>Remontée le 1<sup>er</sup> du mois M+2 du ratio :</p> <p>- pour les consommateurs 6M :</p> $\frac{\text{(Nombre de relèves transmises au statut rectifié sur le mois M - Nombre de rectifications suite à MES sur le mois M)}}{\text{(Nombre de relèves totales transmises sur le mois M)}}$ <p>- pour les autres consommateurs :</p> $\frac{\text{(Nombre de PCE actifs dont l'index a été rectifié sur le mois M)}}{\text{(Nombre total de PCE actifs sur le mois M)}}$ <p>(soit 2 valeurs suivies)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- toutes modifications d'index, quel que soit le fait générateur, à l'exception des rectifications suites à MES pour les consommateurs 6M</li> <li>- tous index réels, et également tous les index calculés pour les consommateurs autres que 6M</li> <li>- tous fournisseurs confondus</li> </ul>	Mois	Déjà mis en œuvre

## 2.7 Indicateurs relatifs à l'injection de gaz renouvelables et bas-carbone

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Périmètre de l'indicateur	Fréquence de remontée à la CRE et de publication	Date de mise en œuvre
Taux de gaz renouvelables et bas-carbone écrêtés	Remontée le 1 <sup>er</sup> du mois M+2, de la valeur, pour chaque zonage validé par la CRE :  <u><i>Volumes écrêtés de gaz renouvelables et bas-carbone sur le zonage / Capacité maximale d'injection du zonage</i></u>  (soit 1 valeur suivie) <sup>86</sup>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Sommes des volumes non injectés correspondant à la différence entre la capacité maximale d'injection et le débit injecté.</li> <li>- Tous les volumes écrêtés même si le producteur a pu se rattraper dans les heures ou jours qui suivent la période de saturation, à l'exception des volumes non injectés en raison d'un choix du producteur.</li> </ul>	Mois	1 <sup>er</sup> juillet 2025
Délais moyens de mise en exploitation des renforcements associés au développement des gaz renouvelables et bas-carbone	Remontée le 1 <sup>er</sup> du mois M+2 de la valeur :  <u><i>Délai moyen entre la date de validation par la CRE du renforcement associé au développement des gaz renouvelables et bas-carbone et la date de mise en exploitation du renforcement</i></u>  (soit 1 valeur suivie)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Demandes adressées par GRDF à la CRE dans le cadre de la validation des investissements associés au développement des gaz renouvelables et bas-carbone</li> </ul>	Mois	1 <sup>er</sup> juillet 2024

<sup>86</sup>

$$\frac{\sum_{\text{sur tous les producteurs du zonage } i} (\sum_{\text{durée de saturation } [h]} \text{MAX}(0; C_{\text{max}_{\text{prod. } i}} - \text{Débit}_{\text{prod. } i} \text{ pendant la saturation})) [N m^3/h]}{\text{durée du mois } [h]} \times \sum_{\text{sur tous les producteurs du zonage } i} C_{\text{max}_{\text{prod. } i}} [N m^3/h]$$

<p>Délais moyens de raccordement des sites de production de gaz renouvelables et bas-carbone</p>	<p>Remontée le 1<sup>er</sup> du mois M+2 de la valeur :</p> <p><u>Délai moyen entre la date de réception de la demande (jalón D1) et la date de mise en service de l'unité de production (jalón D8). La date faisant foi pour le jalón D8 est la date de signature du procès-verbal (PV) de mise en service par l'opérateur</u></p> <p>(soit 1 valeur suivie)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- demandes adressées par un porteur de projet à GRDF selon les modalités définies dans la procédure de gestion du registre de capacité (jalón D1)</li> <li>- demandes initialement adressées à un GRT et transférées à GRDF</li> </ul>	<p>Mois</p>	<p>1<sup>er</sup> juillet 2024</p>
--	--	---	-------------	------------------------------------

**2.8 Indicateur relatif au projet « Changement de gaz »**

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Périmètre de l'indicateur	Fréquence de remontée à la CRE et de publication	Date de mise en œuvre
<p>Nombre de réclamations associées au projet « Changement de gaz »</p>	<p>Remontée le 1<sup>er</sup> du mois M+2, de la valeur :</p> <p><u>Nombre total de réclamations associées au projet « Changement de gaz » clôturées durant le mois M</u></p> <p>(soit 1 valeur suivie)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- toutes réclamations dont la réponse doit être faite par GRDF à un consommateur</li> <li>- tous médias de transmission de la réclamation, écrit ou oral</li> <li>- réclamation clôturée : réclamation pour laquelle une réponse « consistante » (pas d'accusé de réception) a été envoyée par GRDF au consommateur</li> </ul>	<p>Mois</p>	<p>Déjà mis en œuvre</p>

## Annexe 3 : Régulation incitative du projet de comptage évolué Gazpar pour la période 2024-2027

Les dispositions de la présente annexe ne s'opposent pas à la transmission par GRDF à la CRE d'autres indicateurs qui ne seraient pas explicitement indiqués ci-après.

Pour les indicateurs correspondants à des taux (faisant ou non l'objet d'une incitation financière), la CRE demande à GRDF de lui transmettre dans ses envois le détail du calcul (numérateur et dénominateur).

S'agissant des indicateurs faisant l'objet d'une incitation financière, ceux-ci sont plafonnés conformément au mécanisme de plafonnement global des incitations associés au cadre de régulation incitative du système de comptage évolué de GRDF prévu dans la partie 4 de la délibération du 17 juillet 2014<sup>87</sup>.

### 1. Indicateurs donnant lieu à une incitation financière

#### 1.1 Taux de publication des index aux fournisseurs sur le périmètre des compteurs communicants

Calcul	Remontée le 1 <sup>er</sup> du mois M+2 du ratio : <i>(Nombre de PCE T1/T2 au statut télérelevé<sup>88</sup> dont la relève a été reçue et publiée par OMEGA durant le mois M) / (Nombre de PCE T1/T2 au statut télérelevé dont la relève a été reçue par OMEGA durant le mois M)</i> (soit une valeur suivie)
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> <li>- tous PCE T1 /T2 au statut télérelevé existants</li> <li>- tous relevés cycliques et de mise hors service (MHS) (relevés de souscription non prises en compte)</li> <li>- tous index mesurés (y compris auto-relevés) et calculés</li> <li>- tous fournisseurs confondus</li> <li>- calcul en J + 2</li> </ul>
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> <li>- fréquence de calcul : mensuelle</li> <li>- fréquence de remontée à la CRE : mensuelle</li> <li>- fréquence de publication : mensuelle</li> <li>- fréquence de calcul des incitations : mensuelle</li> </ul>
Date de mise en œuvre	<ul style="list-style-type: none"> <li>- suivi à compter du lancement du pilote fournisseurs</li> <li>- mise en œuvre des incitations au début du déploiement industriel (1<sup>er</sup> mai 2017)</li> </ul>
Objectifs et incitations du 1 <sup>er</sup> janvier 2024 au 31 décembre 2027	
Objectif	- objectif de référence : 99,5 %
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> <li>- calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales</li> <li>- pénalités : 20 000 €, par mois et par point strictement en dessous de l'objectif de référence</li> <li>- bonus : 20 000 €, par mois si le taux est supérieur ou égal à l'objectif de référence</li> <li>- versement : au CRCP</li> </ul>

<sup>87</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 juillet 2014 portant décision sur le cadre de régulation incitative du système de comptage évolué de GRDF.

<sup>88</sup> Les compteurs au « statut télérelevé » sont des compteurs équipés (compteurs intégrés ou compteurs classiques équipés d'un module) et déclarés communicants dans OMEGA/TICC.

## 1.2 Taux d'index cycliques mesurés sur le périmètre des compteurs communicants

Calcul	<p>Remontée le 1<sup>er</sup> du mois M+2 du ratio :</p> <p><u><i>(Nombre d'index cycliques mesurés sur les PCE T1/T2 au statut télérelevé reçus<sup>89</sup> par OMEGA durant le mois M) / (Nombre d'index cycliques de PCE T1/T2 au statut télérelevé et rattachés à un Contrat d'Acheminement Distribution (CAD), durant le mois M)</i></u></p> <p>(soit une valeur suivie)</p>
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> <li>- tous PCE T1 /T2 au statut télérelevé existants</li> <li>- tous relevés cycliques</li> <li>- tous fournisseurs confondus</li> </ul>
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> <li>- fréquence de calcul : mensuelle</li> <li>- fréquence de remontée à la CRE : mensuelle</li> <li>- fréquence de publication : mensuelle</li> <li>- fréquence de calcul des incitations : mensuelle</li> </ul>
Date de mise en œuvre	<ul style="list-style-type: none"> <li>- suivi à compter du lancement du pilote fournisseurs</li> <li>- mise en œuvre des incitations depuis le début déploiement industriel (1<sup>er</sup> mai 2017)</li> </ul>
Objectifs et incitations du 1 <sup>er</sup> janvier 2024 au 31 décembre 2027	
Objectif	<ul style="list-style-type: none"> <li>- objectif de référence : 99 %</li> </ul>
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> <li>- calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales</li> <li>- pénalités : 20 000 €, par mois et par point strictement en dessous de l'objectif de référence</li> <li>- bonus : 20 000 €, par mois si le taux est supérieur ou égal à l'objectif de référence</li> <li>- versement : au CRCP</li> </ul>

<sup>89</sup> Reçus depuis l'application TICC (traitement des index et calcul des consommations), qui reçoit les données du SI d'acquisition et les transmet à OMEGA.

### 1.3 Taux d'index mesurés sur demandes contractuelles sur le périmètre des compteurs communicants

Calcul	<p>Remontée le 1<sup>er</sup> du mois M+2 du ratio :</p> <p><u>(Nombre d'index contractuels mesurés sur les PCE T1/T2 au statut télérelevé reçus par OMEGA durant le mois M) / (Nombre d'index contractuels de PCE T1/T2 au statut télérelevé et rattachés à un CAD, durant le mois M)</u></p> <p>(soit une valeur suivie)</p>
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> <li>- tous PCE T1 /T2 au statut télérelevé existants</li> <li>- tous index requis à la suite d'une demande contractuelle : <ul style="list-style-type: none"> <li>o demande de mise en service</li> <li>o demande de mise hors service</li> <li>o demande de changement de fournisseur</li> <li>o demande de changement de tarif</li> </ul> </li> <li>- tous index mesurés, y compris auto-relevés</li> <li>- tous fournisseurs confondus</li> </ul>
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> <li>- fréquence de calcul : mensuelle</li> <li>- fréquence de remontée à la CRE : mensuelle</li> <li>- fréquence de publication : mensuelle</li> <li>- fréquence de calcul des incitations : mensuelle</li> </ul>
Date de mise en œuvre	<ul style="list-style-type: none"> <li>- suivi à compter du lancement du pilote fournisseurs</li> <li>- mise en œuvre des incitations depuis le début déploiement industriel (1<sup>er</sup> mai 2017)</li> </ul>
Objectifs et incitations du 1 <sup>er</sup> janvier 2024 au 31 décembre 2027	
Objectif	<ul style="list-style-type: none"> <li>- objectif de référence : 98,8 %</li> </ul>
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> <li>- calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales</li> <li>- pénalités : 20 000 €, par mois et par point strictement en dessous de l'objectif de référence</li> <li>- bonus : 20 000 €, par mois si le taux est supérieur ou égal à l'objectif de référence</li> <li>- versement : au CRCP</li> </ul>

### 1.4 Taux d'index cycliques calculés 3 fois et plus sur le périmètre des compteurs communicants

Calcul	Remontée le 1 <sup>er</sup> du mois M+2 du ratio :  <u><i>(Nombre de PCE T1/T2 au statut télérelevé dont un index cyclique calculé pour la 3<sup>ème</sup> fois consécutive ou plus a été reçu par OMEGA durant le mois M) / (Nombre d'index cycliques de PCE T1/T2 au statut télérelevé et rattachés à un CAD, durant le mois M)</i></u>  (soit une valeur suivie)
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> <li>- tous PCE T1 /T2 au statut télérelevé existants</li> <li>- tous relevés cycliques</li> <li>- tous fournisseurs confondus</li> </ul>
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> <li>- fréquence de calcul : mensuelle</li> <li>- fréquence de remontée à la CRE : mensuelle</li> <li>- fréquence de publication : mensuelle</li> <li>- fréquence de calcul des incitations : mensuelle</li> </ul>
Date de mise en œuvre	<ul style="list-style-type: none"> <li>- suivi à compter du début du déploiement industriel (1<sup>er</sup> mai 2017)</li> <li>- mise en œuvre des incitations 6 mois après le début du déploiement industriel (1<sup>er</sup> novembre 2017)</li> </ul>
Objectifs et incitations du 1 <sup>er</sup> janvier 2024 au 31 décembre 2027	
Objectif	<ul style="list-style-type: none"> <li>- objectif de référence : 0,5 %</li> </ul>
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> <li>- calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales</li> <li>- pénalités : 40 000 €, par mois et par point au-dessus de l'objectif de référence</li> <li>- bonus : 80 000 €, par mois si le taux est inférieur ou égal à l'objectif de référence</li> <li>- versement : au CRCP</li> </ul>

### 1.5 Taux de disponibilité du portail consommateur

Calcul	Remontée le 1 <sup>er</sup> du mois M+2 des ratios hebdomadaires de disponibilité jusqu'à la fin du mois M, sur des semaines complètes :  <u><i>(Nombre d'heures de disponibilité du portail consommateur durant la semaine) / (Nombre total d'heures prévues d'accessibilité du portail durant la semaine)</i></u>  (soit une valeur suivie)
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> <li>- l'ensemble des fonctionnalités accessibles depuis le portail consommateur</li> <li>- l'ensemble des fonctionnalités en accès « libre »</li> <li>- causes d'indisponibilité du site : tout fait empêchant, gênant ou ralentissant de façon importante l'utilisation du site, programmé ou non</li> </ul>
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> <li>- fréquence de calcul : hebdomadaire</li> <li>- fréquence de remontée à la CRE : mensuelle</li> <li>- fréquence de publication : mensuelle</li> <li>- fréquence de calcul des indemnités : hebdomadaire et mensuelle</li> </ul>
Date de mise en œuvre	<ul style="list-style-type: none"> <li>- suivi à compter du lancement du pilote fournisseurs</li> </ul>

	- mise en œuvre des incitations depuis le début déploiement industriel (1 <sup>er</sup> mai 2017)
Objectifs et incitations du 1 <sup>er</sup> janvier 2024 au 31 décembre 2027	
Objectif	- objectif de référence : 99 %
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> <li>- calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales</li> <li>- pénalités : 20 000 €, par semaine si le taux est strictement inférieur à l'objectif de référence</li> <li>- bonus : 40 000 €, par mois si le taux est supérieur ou égal à l'objectif de référence</li> <li>- versement : au CRCP</li> </ul>

### 1.6 Taux de publication des données journalières de consommation

Calcul	<p>Remontée le 1<sup>er</sup> du mois M+2, du ratio :</p> $\frac{\text{(Nombre de données de consommation TJDC publiées chaque jour de la semaine S)}}{\text{(Nombre de PCE abonnés à la transmission journalière des données de consommation pour chaque jour de la semaine S)}}$ <p>(soit une valeur suivie)</p>
Périmètre	- Tout utilisateur ayant souscrit à la prestation de transmission journalière des données de consommation (TJDC)
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> <li>- fréquence de calcul : hebdomadaire</li> <li>- fréquence de remontée à la CRE : mensuelle</li> <li>- fréquence de publication : mensuelle</li> <li>- fréquence de calcul des indemnités : hebdomadaire et mensuelle</li> </ul>
Date de mise en œuvre	<ul style="list-style-type: none"> <li>- suivi à compter du 1<sup>er</sup> mai 2021</li> <li>- mise en œuvre des incitations au 1<sup>er</sup> janvier 2024</li> </ul>
Objectifs et incitations du 1 <sup>er</sup> janvier 2024 au 31 décembre 2027	
Objectif	<ul style="list-style-type: none"> <li>- objectif de référence : <ul style="list-style-type: none"> <li>o du 1<sup>er</sup> janvier 2024 au 31 décembre 2024 : 98,8 %</li> <li>o du 1<sup>er</sup> janvier 2025 au 31 décembre 2025 : 98,9 %</li> <li>o du 1<sup>er</sup> janvier 2026 au 31 décembre 2026 : 99,0 %</li> <li>o du 1<sup>er</sup> janvier 2027 au 31 décembre 2027 : 99,0 %</li> </ul> </li> </ul>
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> <li>- calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales</li> <li>- pénalités : 40 000 €, par semaine si le taux est strictement inférieur à l'objectif de référence</li> <li>- bonus : 40 000 €, par mois si le taux est supérieur ou égal à l'objectif de référence</li> <li>- versement : au CRCP</li> </ul>

## 2. Autres indicateurs de suivi de la performance du système de comptage évolué de GRDF

### 2.1 Indicateurs relatifs à la relation avec les utilisateurs

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Périmètre de l'indicateur	Fréquence de remontée à la CRE et de publication	Date de mise en œuvre
<p>Nombre de réclamations de clients finals ou de fournisseurs liées aux données de consommation, par nature</p>	<p>Remontée le 1<sup>er</sup> du mois M+2 de la valeur :</p> <p><u>Nombre total de réclamations relatives aux données de consommation émises par des clients finals ou des fournisseurs clôturées dans le mois M</u></p> <p>(soit 5 valeurs suivies :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Total</li> <li>- Qualité des données affichées</li> <li>- Accès au portail</li> <li>- Accès aux données</li> <li>- Autres motifs)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- toutes réclamations liées aux données de consommation provenant des compteurs communicants</li> <li>- toutes réclamations dont la réponse doit être faite par le GRD au client final ou au fournisseur</li> <li>- tous médias de transmission de la réclamation : écrit, oral ou internet</li> <li>- réclamation clôturée : réclamation pour laquelle une réponse « consistante » (pas d'accusé de réception) a été envoyée par le GRD au client final ou au fournisseur</li> <li>- tous fournisseurs confondus</li> </ul>	<p>Mois</p>	<p>Déjà mis en œuvre</p>
<p>Taux de réclamations de clients finals ou de fournisseurs liées aux données de consommation</p>	<p>Remontée le 1<sup>er</sup> du mois M+2 de la valeur :</p> <p><u>(Nombre total de réclamations relatives aux données de consommation émises par des clients finals ou des fournisseurs clôturées dans le mois M) / (Nombre total de PCE T1/T2 au statut télélevé et rattachés à un CAD)</u></p> <p>(soit une valeur suivie)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- toutes réclamations liées aux données de consommation provenant des compteurs communicants</li> <li>- toutes réclamations dont la réponse doit être faite par le GRD au client final ou au fournisseur</li> <li>- tous médias de transmission de la réclamation : écrit, oral ou internet</li> <li>- réclamation clôturée :</li> </ul>	<p>Mois</p>	<p>Déjà mis en œuvre</p>

		<p>réclamation pour laquelle une réponse « consistante » (pas d'accusé de réception) a été envoyée par le GRD au client final ou au fournisseur</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- tous fournisseurs confondus</li> </ul>		
<p>Nombre de demandes de changement de date de publication mensuelle</p>	<p>Remontée le 1<sup>er</sup> du mois M+2 du ratio :</p> <p><u>(Nombre de PCE T1/T2 au statut télérelevé concernés par une demande de changement de date de publication mensuelle recevable reçue par GRDF entre le 1<sup>er</sup> du mois M-1 et 5 jours ouvrés avant la fin du mois M-1)</u></p> <p>(soit une valeur suivie)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- tous PCE T1 /T2 au statut télérelevé existants</li> <li>- toute demande jugée recevable par GRDF, au sens de la « Procédure de modification de la date de publication mensuelle » définie dans le cadre du GTG</li> <li>- tous fournisseurs confondus</li> </ul>	Mois	Déjà mis en œuvre
<p>Taux de changements de date de publication mensuelle réalisés dans les délais</p>	<p>Remontée le 1<sup>er</sup> du mois M+2 du ratio :</p> <p><u>(Nombre de changements de date de publication mensuelle prenant effet durant le mois M à la suite d'une demande effectuée entre le 1<sup>er</sup> du mois M-1 et 5 jours ouvrés avant la fin du mois M-1) / (Nombre de PCE T1/T2 au statut télérelevé concernés par une demande de changement de date de publication mensuelle recevable reçue par GRDF entre le 1<sup>er</sup> du mois M-1 et 5 jours ouvrés avant la fin du mois M-1)</u></p> <p>(soit une valeur suivie)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- tous PCE T1 /T2 au statut télérelevé existants</li> <li>- toute demande jugée recevable par GRDF, au sens de la « Procédure de modification de la date de publication mensuelle » définie dans le cadre du GTG</li> <li>- tous fournisseurs confondus</li> </ul>	Mois	Déjà mis en œuvre

## 2.2 Indicateurs relatifs à la mise à disposition des données

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Périmètre de l'indicateur	Fréquence de remontée à la CRE et de publication	Date de mise en œuvre
Taux de mise à disposition des données aux consommateurs finals	<p>Remontée le 1<sup>er</sup> du mois M+2 des ratios hebdomadaires de disponibilité jusqu'à la fin du mois M, sur des semaines complètes :</p> <p><u>(Nombre de demandes fructueuses</u>  <u>(=consommateurs ayant accédé à l'ensemble de leurs données de consommation) de visualisation de données de consommation durant la semaine) / (Nombre de demandes de visualisation de données de consommation faites durant la semaine)</u></p> <p>(soit une valeur suivie)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- consommateurs ayant créé un compte sur le site de mise à disposition des données de consommation (GRDF.fr)</li> <li>- tous PCE T1 /T2 au statut télérelevé rattachés à un compte consommateur</li> <li>- TICC pour les données journalières et horaires</li> <li>- OMEGA pour le service d'authentification et les données cycliques et événementielles</li> <li>- GRDF.fr pour la gestion du compte consommateur</li> </ul>	Mois	Déjà mis en œuvre
Nombre de demandes de passage au pas horaire	<p>Remontée le 1<sup>er</sup> du mois M+2 des valeurs :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- pour le passage au pas horaire :</li> </ul> <p><u>(Nombre de passages au pas horaire clôturés durant le mois M)</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- pour le retour au pas journalier :</li> </ul> <p><u>(Nombre de retours au pas journalier clôturés durant le mois M)</u></p> <p>(soit deux valeurs suivies)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- tous PCE T1 /T2 au statut télérelevé existants</li> <li>- toute demande jugée recevable par GRDF, au sens de la « Procédure de passage au pas horaire » définie dans le cadre du GTG</li> <li>- tous fournisseurs confondus</li> </ul>	Mois	Déjà mis en œuvre
Taux de passages au pas horaire réalisés dans les délais demandés	<p>Remontée le 1<sup>er</sup> du mois M+2 des ratios :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- pour le passage au pas horaire :</li> </ul> <p><u>(Nombre de passages au pas horaire réalisés durant</u></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- tous PCE T1 /T2 au statut télérelevé existants</li> <li>- toute demande jugée recevable par GRDF, au sens de la « Procédure de passage au pas</li> </ul>	Mois	Déjà mis en œuvre

	<p><u>le mois M dans le délai demandé (si ce délai est supérieur au délai catalogue) ou dans un délai ≤ au délai catalogue (si le délai demandé est inférieur au délai catalogue) / (Nombre de passages au pas horaire clôturés durant le mois M)</u></p> <p>- pour le retour au pas journalier :</p> <p><u>(Nombre de passages au pas journalier durant le mois M pour les PCE T1/T2 au statut télérelevé dont la prestation « passage au pas horaire » est arrivée à échéance durant le mois M) / (Nombre de retours au pas journalier clôturés durant le mois M)</u></p> <p>(soit deux valeurs suivies)</p>	<p>horaire » définie dans le cadre du GTG</p> <p>- tous fournisseurs confondus</p>		
--	--	--	--	--

## Annexe 4 : Bilan de la phase de déploiement massif des compteurs Gazpar

Le projet de comptage évolué de GRDF, dit « projet Gazpar » a été initié dès 2007. Ces compteurs évolués permettent 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. Après plusieurs expérimentations, la phase de déploiement massif a débuté le 1<sup>er</sup> mai 2017 pour une durée de 6 ans, et a pris fin à l'été 2023. Elle visait à équiper 95 % du parc total de compteurs (les 5 % restants étant déployés lors de la phase de déploiement diffus). GRDF estime qu'à cette date, près de 11,1 millions de compteurs Gazpar sont posés sur un parc total de 11,6 millions.

Le projet de déploiement des compteurs Gazpar revêt un caractère exceptionnel pour GRDF, à la fois en termes financiers et en termes d'enjeux techniques et organisationnels. Compte tenu de l'ampleur du projet et de la nécessité de se prémunir contre toute dérive des coûts et des délais prévisionnels, la délibération de la CRE du 17 juillet 2014 a fixé le cadre de régulation incitative du projet Gazpar pour la période de déploiement massif<sup>90</sup>. Ce cadre est organisé autour de trois enjeux majeurs du projet :

- le respect du calendrier de déploiement,
- la maîtrise des coûts
- la performance de la chaîne communicante.

La CRE considère que la phase de déploiement massif s'est bien déroulée et que les objectifs fixés à GRDF ont été atteints. Les délais de déploiement ont été respectés, malgré la crise sanitaire et les tensions sur l'approvisionnement de certains matériels. Les coûts d'investissement sont inférieurs d'environ 6 % par rapport au plan d'affaire initial. Enfin, les résultats de performance de la chaîne communicante sont à la hauteur des attentes.

Le tarif ATRD7 s'inscrit donc dans un contexte de taux d'équipement du parc élevé et d'un ralentissement du rythme des poses.

Dans le cadre de l'élaboration du tarif ATRD7 de GRDF, la CRE s'est assurée que les gains attendus en exploitation se sont effectivement matérialisés dans la trajectoire de charges d'exploitation de GRDF. Elle définit par ailleurs une nouvelle régulation incitative pour la phase d'exploitation du projet Gazpar, afin de répondre à deux enjeux principaux : assurer un haut niveau de performance de la chaîne communicante et faciliter les gains à l'échelle de la collectivité (cf. présente Annexe 4, paragraphe 2.2).

Enfin, la fin de la phase de déploiement massif ne signifie pas la fin du déploiement de Gazpar. Un déploiement diffus va se poursuivre pendant plusieurs années, pour les 5 % environ de clients encore non équipés d'un compteur Gazpar. La présente délibération introduit également une nouvelle composante tarifaire portant sur la relève résiduelle, pour les consommateurs qui ne sont pas encore équipés d'un compteur évolué Gazpar.

### 1. Un projet qui a atteint ses objectifs de coûts et de déploiement

#### 1.1 Un calendrier respecté

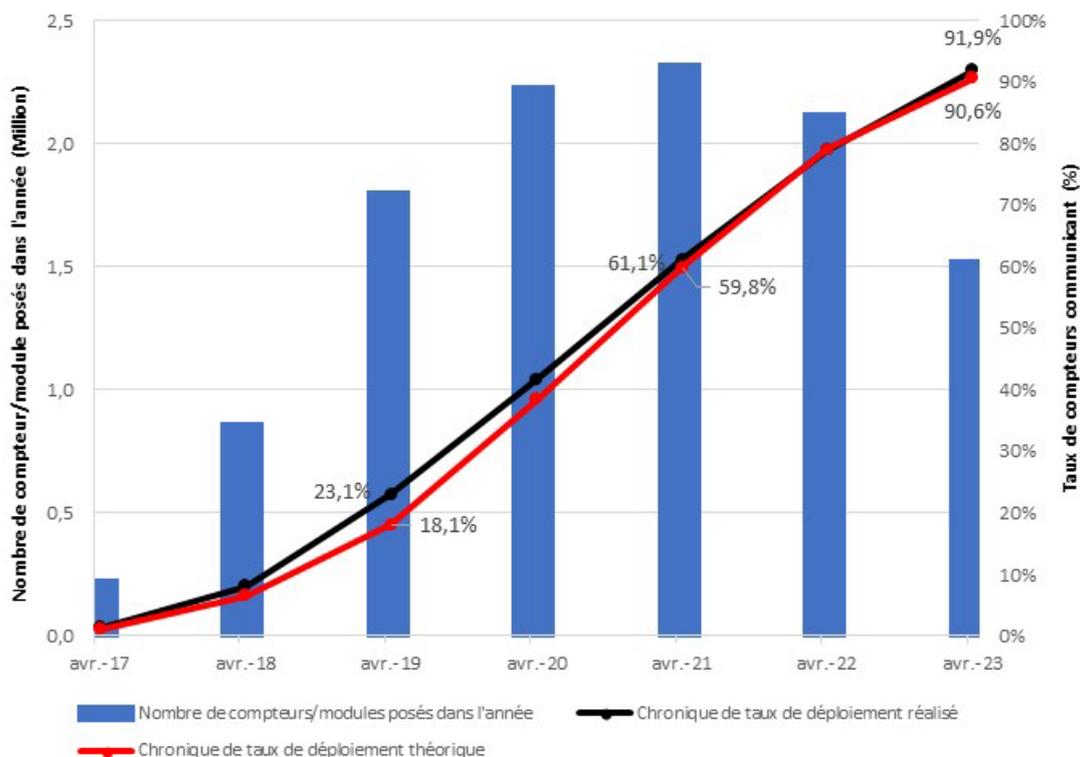
Le taux cible de déploiement a été initialement fixé à 90,6 % de compteurs Gazpar déclarés communicants<sup>91</sup> en 2023. Le modèle d'affaires initial prévoyait une phase de montée en charge sur la période de 2017 à 2018 puis une phase de déploiement soutenu sur la période de 2019 à 2021 avec une accélération de la pose jusqu'à 2,6 millions de compteurs par an.

Comme défini dans la délibération du 21 décembre 2017<sup>92</sup>, la phase de déploiement massif de Gazpar, qui était initialement prévue le 1<sup>er</sup> janvier 2017, a été décalée au 1<sup>er</sup> mai 2017. Un premier décalage entre la trajectoire de référence et la trajectoire réalisée s'explique en conséquence.

<sup>90</sup> Délibération de la CRE du 17 juillet 2014 portant décision sur le cadre de régulation incitative du système de comptage évolué de GRDF

<sup>91</sup> Les compteurs posés sont déclarés communicants s'ils sont capables de communiquer les index de consommations via télé-relève

<sup>92</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 21 décembre 2017 portant décision sur la mise en œuvre du cadre de régulation incitative du système de comptage évolué de GRDF



Trajectoire de déploiement Gazpar

De 2017 à 2019, la phase de montée en charge a permis d'atteindre un taux de déploiement de 23,1 % en 2019, supérieur au taux cible de 18,1 %. En 2020, le confinement lié au Covid-19 a ralenti le programme Gazpar et a conduit à un arrêt complet du déploiement de mars à juin. L'année suivante, en 2021, le déploiement a de nouveau été contraint à cause de difficultés d'approvisionnement dues à la pénurie de matériels. Malgré ces événements imprévus, GRDF a dépassé le taux cible de déploiement de 90,6 % du parc total en atteignant en avril 2023, 91,9 % de compteurs déclarés communicants.

Taux de déploiement - été 2023	Objectif RI	Réalisé
Assiette « actifs + inactifs* déclarés communicants »	90,60 %	92,9 % <sup>93</sup>
Assiette « actifs déclarés communicants »	95 %	94,8 %

Le déploiement massif des compteurs évolués est suivi d'une phase de déploiement diffus, caractérisée par un volume de pose réduit (environ 100 000 poses par an) et la réinternalisation de la pose par GRDF. Cette phase doit permettre le déploiement de compteurs Gazpar sur le reste du parc de consommateurs d'ici la fin de la période ATRD7.

Tous les deux ans, la CRE a constaté le respect du calendrier de déploiement prévu et GRDF n'a donc pas supporté de malus au titre de la régulation incitative sur les délais.

GRDF aura en revanche posé 100 000 compteurs de moins qu'initialement prévu dans son modèle d'affaires, en raison d'une surestimation du nombre de compteurs lors de la prévision initiale, et de la non-prise en compte de la baisse tendancielle du parc de clients (10,8 millions de compteurs Gazpar en juin 2023 sur un parc total de 11 millions de compteurs, contre 10,9 millions prévus initialement sur un parc total prévu à 12 millions). Le cadre de

<sup>93</sup> En ajoutant les compteurs non encore déclarés communicants, le taux de déploiement atteint environ 95%.

régulation incitative tenant compte du taux de compteurs Gazpar communicants par rapport au parc réel de compteurs, cet écart n'a pas d'incidence sur le respect du taux de déploiement.

## 1.2 Des coûts maîtrisés

Pour évaluer la performance financière lors de la phase de déploiement massif, la trajectoire réalisée a été comparée avec le plan d'affaires de 2014, corrigée du nombre effectif de compteurs posés durant la phase de déploiement massif<sup>94</sup>.

### Les coûts d'investissement sont inférieurs aux prévisions

Le coût de la phase de déploiement massif était initialement évalué à 1,326 Md€ jusqu'en 2022 (pour la pose de 10,9 millions de compteurs et 15 200 concentrateurs), répartis comme suit :

- achat et pose des compteurs (71 %) ;
- achat et pose des modules (5 %) ;
- achat et pose des concentrateurs (9 %) ;
- chaîne communicante hors SI et mobilité (5 %) ;
- coûts liés au système d'information (10 %).

Au global sur la phase de déploiement massif, GRDF aura moins dépensé qu'estimé dans le plan d'affaires initial. Compte tenu du nombre plus faible que prévu de compteurs à poser, le montant d'investissement de référence (rapporté à un même nombre de compteurs posés) pour le projet Gazpar est de 1,320 Md€, à comparer à des coûts réalisés de 1,217 Md€ soit une économie de 8 %.

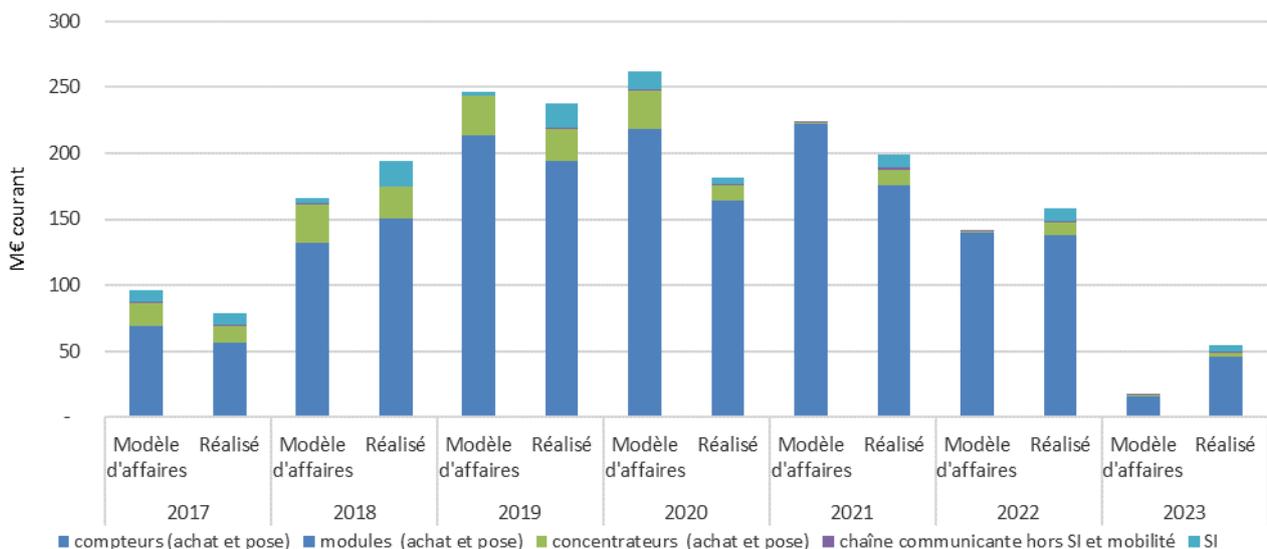


Figure 46. Trajectoire des investissements de Gazpar pour la phase de déploiement massif

Ce résultat est le fruit :

- d'économies sur le coût unitaire de matériel et de pose (86 M€, soit -9 %) ;
- d'une optimisation du nombre de concentrateurs à poser : GRDF n'a posé que 9 900 concentrateurs au lieu des 15 200 prévus, ce qui conduit, malgré une hausse des coûts unitaires des concentrateurs, à une économie de 13 M€.

<sup>94</sup> De plus, du fait du décalage du début de la période de déploiement massif, le projet s'étend du 1er mai 2017 au 31 avril 2023, et le modèle d'affaire a donc été recalé sur cette période. Depuis la consultation publique, les coûts attribuables à la phase de déploiement massif de l'année 2023 ont été précisés

Ces gains sont en partie compensés par des coûts d'investissements liés au système d'information (SI) plus élevés que prévu (250 M€ au lieu de 199 M€).

Ces gains sur les coûts d'investissement bénéficient directement aux consommateurs, puisque les montants non dépensés n'entreront pas dans la base d'actifs régulés de GRDF.

Des charges nettes d'exploitation maîtrisées

Le coût de fonctionnement sur la phase de déploiement massif était initialement évalué à 316 M€ jusqu'en 2023, réparti comme suit :

- coûts de supervision des systèmes d'informations (49 %) ;
- pilotage du projet et pilotage déploiement (35 %) ;
- loyer des concentrateurs (7 %) ;
- maintenance des concentrateurs, compteurs et supervision (5 %) ;
- coûts télécoms (2 %) ;
- coûts des chantiers préparatoires au déploiement (2 %).

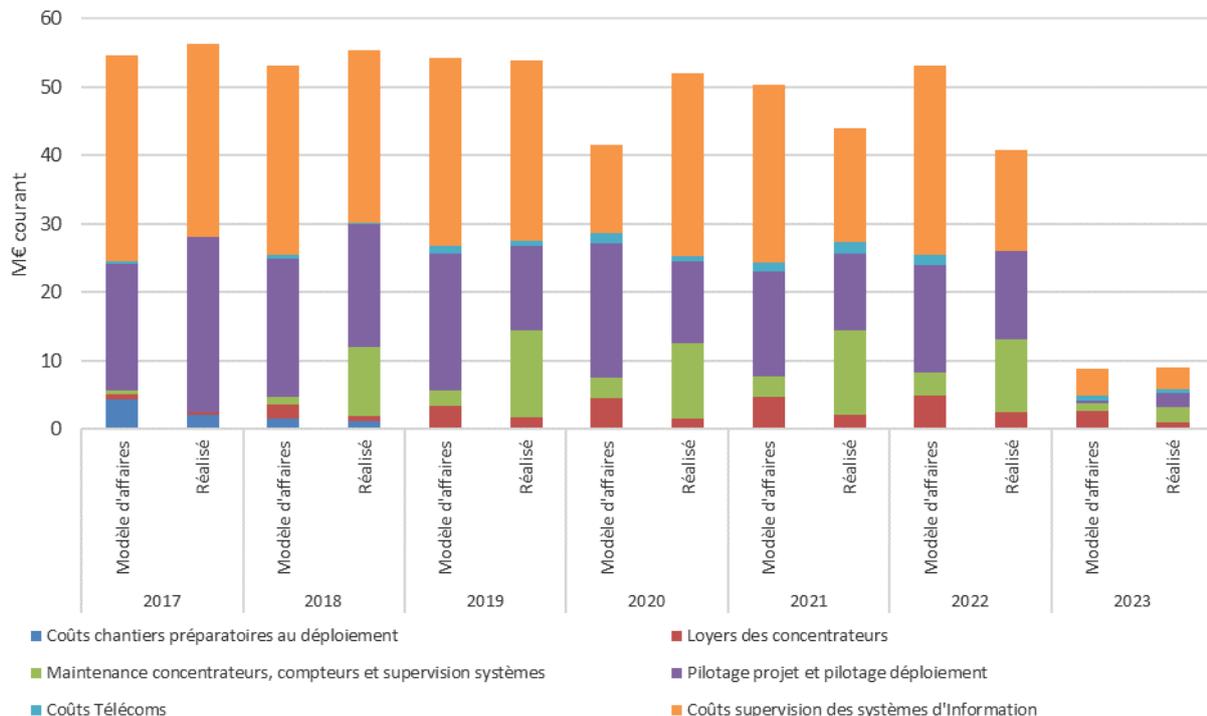


Figure 47. Trajectoire des coûts de fonctionnement de Gazpar pour la phase de déploiement massif

Sur la période 2017-2023, les charges d'exploitation ont été globalement maîtrisées avec une économie de 4,3 M€ (-1%) sur les 312 M€ dépensés. GRDF a réalisé des économies sur l'ensemble des postes, à l'exception des coûts de maintenance de concentrateurs et de supervision système, qui sont en surcoût de 44,6 M€ sur cette période. Ces surcoûts sont liés à un taux de défaillance plus élevé qu'attendu des concentrateurs et à la mise en place d'équipes de supervision non prévues initialement, dédiées à l'amélioration de la publication des données.

GRDF a communiqué son estimation des coûts pour la prochaine période tarifaire : pour la période ATRD7, les charges d'exploitation prévisionnelles s'établissent à environ 10,4 M€/an (inférieures de 4,5 M€ par rapport au modèle d'affaires), réparties comme suit.

- 4,7 M€/an pour la maintenance des équipements et la supervision des systèmes techniques. L'écart de + 2,7 M€/an par rapport au modèle d'affaires provient de la mise en place d'équipes de supervision non prévues initialement, de ressources dédiées à l'amélioration de la publication des données ou encore de coûts de maintenance corrective des concentrateurs plus importants ;

- 3,3 M€/an pour les coûts d'hébergement des concentrateurs et les coûts télécoms, soit une économie de 3,5 M€/an liée à la baisse des loyers et à l'optimisation du nombre de concentrateurs ;
- 2,3 M€ /an pour la supervision des SI et le pilotage du déploiement, soit une économie de 3,8M€/an due à un changement de SI.

#### GRDF a mutualisé la phase de déploiement avec d'autres interventions, pour optimiser les coûts

En plus des gains prévus initialement dans le modèle d'affaires, GRDF a identifié de nouveaux gains en cours de déploiement liés à une mutualisation des coûts :

- Projet SAT3LLITE : ce projet vise à moderniser le système de télérelève et de calcul de l'énergie de clients du haut de portefeuille GRDF. La solution Gazpar a été retenue pour équiper la majorité des PCE en fréquence MM/JJ (respectivement relevés une fois par mois et 3 fois par jour) précédemment équipés de dispositif TECHNOLOG. Cette optimisation a concerné 92 000 PCE pour une économie totale de 32 M€ (courant) sur la période de déploiement massif.
- Intervention clientèle couplée à la pose : lorsque cela a été possible, GRDF a profité des interventions clientèles pour poser des compteurs Gazpar de manière conjointe. Environ 710 000 PCE sont concernés, pour une économie d'environ 10,5 M€.
- Projet « Traçabilité des régulateurs » (TDR) : depuis 2021, GRDF contrôle les 7,5 millions de régulateurs ou détenteurs sur le réseau MPB. GRDF a optimisé ces opérations en couplant le remplacement de détenteurs avec la pose du compteur Gazpar. 682 000 compteurs ont été concernés pour une économie estimée à 8,6 M€.

Ces mutualisations des coûts ont permis d'éviter des dépenses à GRDF s'élevant à 51 M€ sur la période de déploiement massif.

## **2. Les gains liés aux fonctionnalités de Gazpar**

Le modèle d'affaires du projet Gazpar prend en compte des gains directs pour le gestionnaire de réseau mais aussi d'autres bénéfices en dehors du périmètre de GRDF. L'utilisation du système Gazpar pour améliorer l'exploitation du réseau permet, en effet, de générer d'autres gains importants à l'échelle de la société.

### **5.3 Des gains pour GRDF qui se répercutent dans les tarifs de réseaux**

Si les investissements évités constituent des gains certains, GRDF ne devant pas engager de coûts supplémentaires pour équiper les logements neufs ou remplacer les compteurs en fin de vie, la CRE doit s'assurer que les gains d'exploitation sont bien au rendez-vous et qu'ils sont répercutés aux utilisateurs des réseaux.

Les gains d'exploitation prévus au périmètre de l'activité de distribution de GRDF sont liés à :

- la diminution des coûts de relève, liée à la substitution de la relève à pied par la télérelève ;
- la réduction des pertes et différences diverses (PDD) en lien avec une réduction des pertes non-techniques, portées par les clients n'ayant pas souscrit de contrat de fourniture (PCE inactifs) ;
- la diminution du coût des relèves spéciales, liée à la fiabilisation du comptage et au coût évité du déplacement ;
- la diminution des coûts de gestion des redressements, liée à la diminution du nombre de redressements manuels de facturation ;
- enfin, une diminution des coûts du repérage des organes de coupure individuels (dit « robinets 13.2 »), qui ont été mutualisés avec le déploiement des compteurs communicants.

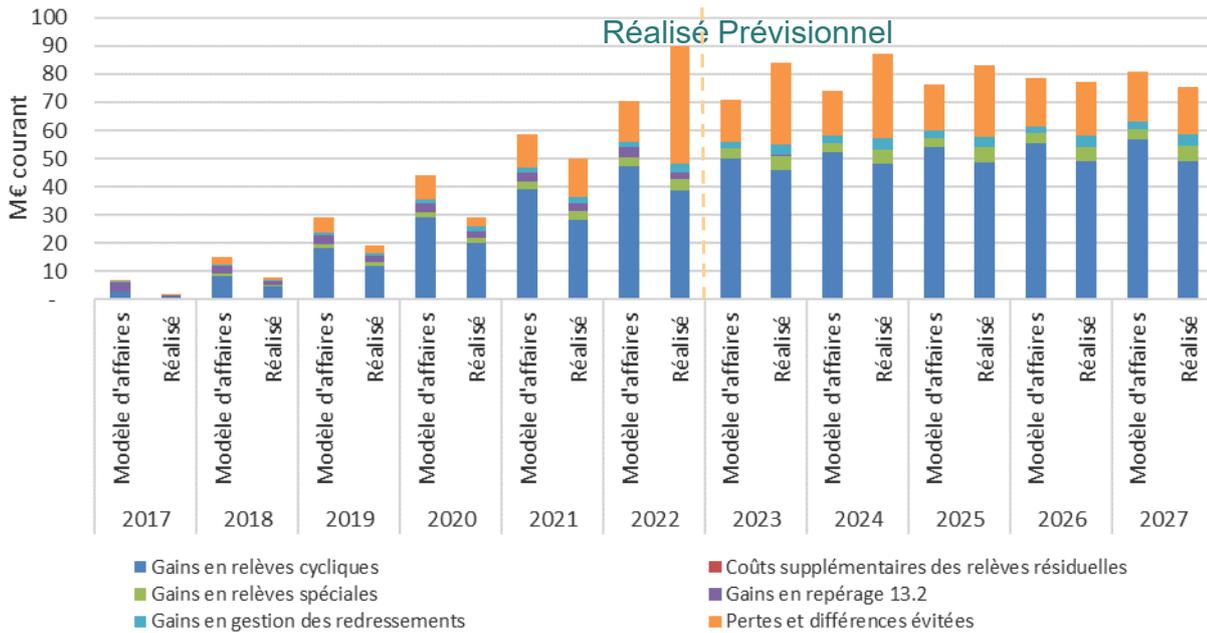


Figure 48. Evolution des gains OPEX Gazpar

En moyenne sur la période de l'ARTD7, le projet permettra de réaliser des gains sur les dépenses opérationnelles de GRDF d'environ **80,7 M€/an**, proche du niveau prévu par le modèle d'affaires initial du projet, dont :

- les gains hors pertes, à hauteur de 58 M€/an (contre 60,6 M€/an prévu dans le modèle d'affaires) : les gains en termes de relève évitée (télérelève, baisse des relèves spéciales, moindres redressements) sont inférieurs au modèle d'affaires initial, principalement du fait de la baisse prévisionnelle du nombre de consommateurs. En revanche, le coût de la relève estimé dans le modèle d'affaires initial comprenait l'effet anticipé du démixtage avec Enedis, finalement moins élevé que prévu, et qui a été atténué par des optimisations dans les procédures de GRDF.
- les gains relatifs aux pertes et différences (PDD), à hauteur de 22,7 M€/an contre 16,9 M€/an dans le modèle d'affaires : ces gains reposent sur une hypothèse de baisse des pertes non techniques, portées par les clients n'ayant pas souscrit de contrat de fourniture. L'écart par rapport au modèle initial est principalement lié au prix du gaz, qui a été jusqu'à 3,5 fois supérieur au prix du modèle d'affaires pour l'année 2022.

De 2024 à 2027, les gains diminuent progressivement en lien avec la baisse tendancielle du nombre de consommateurs.

#### 5.4 Des gains supplémentaires pour la collectivité

Au-delà des gains générés à l'échelle du GRD, l'utilisation du système Gazpar permet de générer d'autres gains à l'échelle de la collectivité. La phase de déploiement venant de s'achever, il est trop tôt pour confirmer les montants prévus dans le modèle d'affaires. Néanmoins, ils représentent un potentiel non négligeable et la CRE considère que ces gains nécessitent d'être suivis.

Pour les fournisseurs :

- des gains sur les coûts liés au service client, grâce à la diminution des réclamations relatives à la facturation ;
- des gains liés aux coûts d'équilibrage et de couverture du CED grâce à l'augmentation de la précision du comptage.

Pour les clients :

- des gains liés à une meilleure maîtrise de la demande d'énergie (MDE), grâce à une connaissance plus fine de la consommation notamment ;

- des gains générés par la capacité de Gazpar à réaliser des télérelèves, impliquant la fin de la présence obligatoire au domicile lors des interventions ;
- des gains en lien avec la suppression de la facturation de certains clients (G10+ fréquence MM) n'ayant plus à payer un abonnement puisque le service sera présent pour tous les compteurs.

Pour la collectivité : des gains faisant suite au prix de l'hébergement des concentrateurs.

Si des gains sont d'ores et déjà matérialisables, comme la présence non-requise du client lors des opérations de relève, en revanche, concernant les gains relatifs à la maîtrise de la consommation (MDE), la CRE constate qu'il est difficile de quantifier la baisse de consommation induite. En effet, l'ordre de grandeur de la baisse recherchée (environ 1,5 %) est par exemple du même ordre de grandeur que l'incertitude sur la méthode de correction climatique pour comparer les volumes consommés à température normale. GRDF a cependant remarqué en 2022 une forte croissance du nombre d'espaces personnels créés sur leur site permettant la consultation des données de consommations (+ 30%). Par ailleurs, cette même année a été marquée par une baisse de la consommation de gaz du fait d'efforts d'efficacité énergétique majeurs chez les consommateurs (en moyenne -7% par rapport à 2021). Il est toutefois difficile de déterminer la part de cette réduction attribuable aux compteurs communicants.

## **Annexe 5 : Régulation incitative des charges relatives aux pertes et différences diverses (annexe confidentielle)**

Cette annexe est confidentielle.

## **Annexe 6 : Régulation incitative des charges relatives à l'Avantage en nature énergie (annexe confidentielle)**

Cette annexe est confidentielle.

## **Annexe 7 : Régulation incitative des coûts unitaires des investissements dans les réseaux (annexe confidentielle)**

Cette annexe est confidentielle.

## **Annexe 8 : Valeurs de référence pour le tarif de proximité (annexe confidentielle)**

Cette annexe est confidentielle.