



@photo : NaTran / agence Virtuo2

RAPPORT

Juillet 2026

Avenir des infrastructures gazières à 2050 - Rapport 2026

Partie 1 - Trajectoires de coûts à l'horizon 2050 et impacts tarifaires **page 5**

Partie 2 - Adaptations du cadre de régulation et mesures d'accompagnement identifiées par la CRE **page 23**

Partie 3 - Organiser et accompagner le repli du gaz au niveau local, dans une approche multi-énergies **page 33**

Avenir des infrastructures gazières à 2050 – Rapport 2026

Le projet de troisième stratégie nationale bas-carbone (SNBC3¹), dont les orientations ont été présentées en décembre 2025 et actualisées en juin 2026, fixe l'objectif d'une baisse de 50 % des émissions de CO₂ d'ici 2030 pour atteindre la neutralité carbone en 2050. Pour y parvenir, elle prévoit une sortie progressive des énergies fossiles sur la même période. S'agissant du gaz, cette sortie du gaz fossile devra s'appuyer sur trois piliers : la sobriété, le développement des gaz renouvelables et bas-carbone, et notamment le biométhane, et l'électrification.

Plus précisément, la mise en œuvre des objectifs de la SNBC3 implique pour le gaz :

- le développement rapide des gaz renouvelables et bas carbone (dont le biométhane) en mobilisant au maximum le potentiel, ce qui impliquera concrètement le développement de nombreuses installations de production réparties sur une grande partie du territoire. Ce développement doit être encouragé pour que la France ait la capacité d'avoir une production locale suffisante pour répondre aux besoins de consommation nationaux mais devra également être optimisé du point de vue du réseau et des dynamiques territoriales observées ;
- la persistance d'une part du gaz fossile pendant plusieurs années tant que le développement des gaz renouvelables et bas carbone n'aura pas atteint ses objectifs. Durant cette période, toute réduction des consommations de gaz (sous l'effet de changements vers une énergie décarbonée ou d'efforts de sobriété) permet de participer à la décarbonation de la période 2026-2050 et doit être encouragée également ;
- l'existence, à long terme, au-delà de 2050, de consommateurs qui auront toujours besoin de gaz verts dans leurs usages que ce soit pour l'industrie, la chaleur ou encore la production d'électricité. Les réseaux de gaz resteront donc utiles au-delà de 2050.

Il ne s'agit donc pas dans les travaux suivants d'envisager une sortie du gaz mais bien de planifier les actions à mener en fonction de sa décroissance vers un niveau de consommation qui se stabilisera à un niveau inférieur à celui d'aujourd'hui. Cette décroissance, en fonction de son rythme, mettra le système gazier et les tarifs de réseaux sous plus ou moins de tensions. L'objectif de ce rapport est de donner un certain nombre de clés de réussite permettant d'accompagner cette décroissance pour l'ensemble des acteurs (consommateurs, opérateurs, salariés...) et de stabiliser le financement des infrastructures gazières à la cible.

La PPE3², publiée en février 2026, a permis de fixer les orientations permettant d'atteindre ces objectifs nationaux. Dans le cadre de la préparation de cette PPE, la CRE a publié en avril 2023 une première étude sur l'avenir des infrastructures gazières³. Cette étude avait permis d'apporter un éclairage quant aux effets sur les infrastructures gazières de différents scénarios de production et de consommation de gaz aux horizons 2030 et 2050. Les trois scénarios considérés dans cette étude (GR développé par les gestionnaires de réseaux de gaz, S3 « technologies vertes » de l'ADEME et S1 « génération frugale » de l'ADEME) datent de 2022 et prévoient tous une baisse ambitieuse des consommations. Ces scénarios sont présentés en début de partie 1.

La CRE concluait notamment dans cette étude que, dans tous les scénarios à 2050, la majorité des infrastructures gazières restait nécessaire au fonctionnement du système, notamment s'agissant des réseaux de transport.

¹ [SNBC](#), juin 2026

² [PPE3](#), 13 février 2026

³ [Avenir des infrastructures gazières aux horizons 2030 et 2050, dans un contexte d'atteinte de la neutralité carbone](#), 4 avril 2023

Depuis, la CRE a établi les nouveaux tarifs d'utilisation des infrastructures gazières, pour la période 2025-2028. A cette occasion, la CRE a été confrontée, pour la première fois, aux effets d'une baisse significative de la consommation accompagnée d'une baisse du nombre d'utilisateurs néanmoins moins forte. Elle a pris en compte cette nouvelle donnée en proposant des premières adaptations du cadre tarifaire pour limiter le phénomène de ciseau tarifaire à long terme. Depuis la publication de ces nouveaux tarifs en 2024, la CRE constate que les volumes consommés ont décliné plus rapidement qu'anticipé par les hypothèses tarifaires.

Dans le prolongement de l'ensemble de ces travaux, la CRE publie aujourd'hui un nouveau rapport sur l'avenir des infrastructures gazières, proposant cette fois-ci une analyse économique. Cette analyse vise à éclairer, d'une part, le coût des infrastructures nécessaires en 2050 en fonction des scénarios, tels qu'étudiés dans la première étude et, d'autre part, l'évolution des tarifs d'utilisation des infrastructures résultant de ces coûts.

Elle identifie ensuite plusieurs orientations et pistes de solutions qui tiennent compte de ces constats afin d'accompagner cette transition vers un système gaz décarboné avec des consommations moindres. Les enjeux sont donc :

- la soutenabilité des tarifs d'infrastructures pour les consommateurs, en particulier pour ceux qui continueront à utiliser du gaz à long terme, faute d'alternative techniquement ou économiquement adaptée ;
- le maintien d'un niveau suffisant d'attractivité économique pour les gestionnaires d'infrastructure afin de réaliser les nécessaires investissements à venir, tout en préparant la décroissance des volumes de gaz consommés ;
- le maintien de l'attractivité des entreprises pour leurs salariés à long terme.

Elle apporte, enfin, en dernière partie d'étude, des pistes pour engager de manière efficace une approche locale et coordonnée, indispensable pour traiter les sujets des réseaux de gaz de manière optimisée pour la collectivité nationale.

Rappel des grandes conclusions de la première étude « Avenir des infrastructures gazières » publiée par la CRE en avril 2023

Les analyses menées dans la première étude montrent que les scénarios étudiés induisent deux effets contraires sur les infrastructures gazières : d'une part, l'adaptation des réseaux pour accueillir une production locale de gaz vert répartie sur l'ensemble du territoire génère davantage d'investissements et, d'autre part, la baisse des besoins d'acheminement de ce gaz auprès des consommateurs tend à les réduire.

S'agissant de la modification des besoins d'acheminement du gaz, l'étude montre que :

- **le réseau de transport de gaz actuel reste en très grande partie nécessaire**, même en cas de baisse prononcée de la consommation, pour compenser les écarts géographiques et temporels entre consommation et production. Les actifs « libérables » se concentrent sur le réseau de transport principal. Il s'agit de canalisations doublées qui représentent à horizon 2050 entre 3 et 5 % des kilomètres de canalisations de transport ainsi qu'au moins 7 stations de compression. L'importance de la France dans le système gazier européen, en tant que pays de transit, participe au besoin de conserver une grande partie du réseau actuel ;
- **le parc de stockage** de méthane devra être dimensionné pour répondre au besoin à la pointe et à la modulation saisonnière. Ces deux éléments dépendent aujourd'hui principalement de l'usage chauffage et du fonctionnement des centrales à cycle combiné gaz (CCG) pour la production électrique. Dans tous les scénarios, la part cumulée de ces deux usages est amenée à reculer ce qui fera diminuer le besoin de stockage en méthane. L'intégralité du parc actuel de stockage de méthane ne devrait donc pas rester nécessaire pour les besoins méthane en 2050 ;
- **le réseau de distribution de gaz** a été largement renouvelé ces dernières années. Dans l'ensemble des scénarios, il restera nécessaire et orienté principalement vers l'intégration de

la production de gaz vert. Localement néanmoins, en fonction des configurations, certains actifs pourraient être abandonnés, dans une proportion qui devrait rester limitée ;

- **les grands terminaux méthaniers** devraient rester nécessaires pour la sécurité d’approvisionnement et pour la solidarité européenne à moyen voire long terme.

Partie 1 - Trajectoires de coûts à l'horizon 2050 et impacts tarifaires

Eléments de méthodologie

L'étude publiée en 2023 était basée sur trois scénarios existants développés par l'ADEME en 2022, d'une part (ci-après S1⁴ et S3⁵), et par les gestionnaires de réseaux de gaz en 2022, d'autre part (ci-après GR, scénario construit à partir des documents de planification régionaux). Ces trois scénarios représentent chacun des évolutions différenciées mais s'inscrivent tous les trois dans l'objectif de neutralité carbone. Les quantités de biométhane produites dans ces scénarios avaient été ajustées à la hausse dans la première étude de la CRE, en augmentant les volumes de gaz renouvelables et bas-carbone produits, afin de répondre à l'objectif de la SNBC de disposer d'un bilan équilibré à la maille France (autant de consommation que de production décarbonée locale). Ces scénarios projettent un volume de consommation de gaz en 2050 compris entre 165 et 320 TWh.

La CRE a conservé les scénarios initialement étudiés pour la présente étude, en les mettant à jour pour tenir compte de la baisse observée de consommation entre 2020 et 2025.

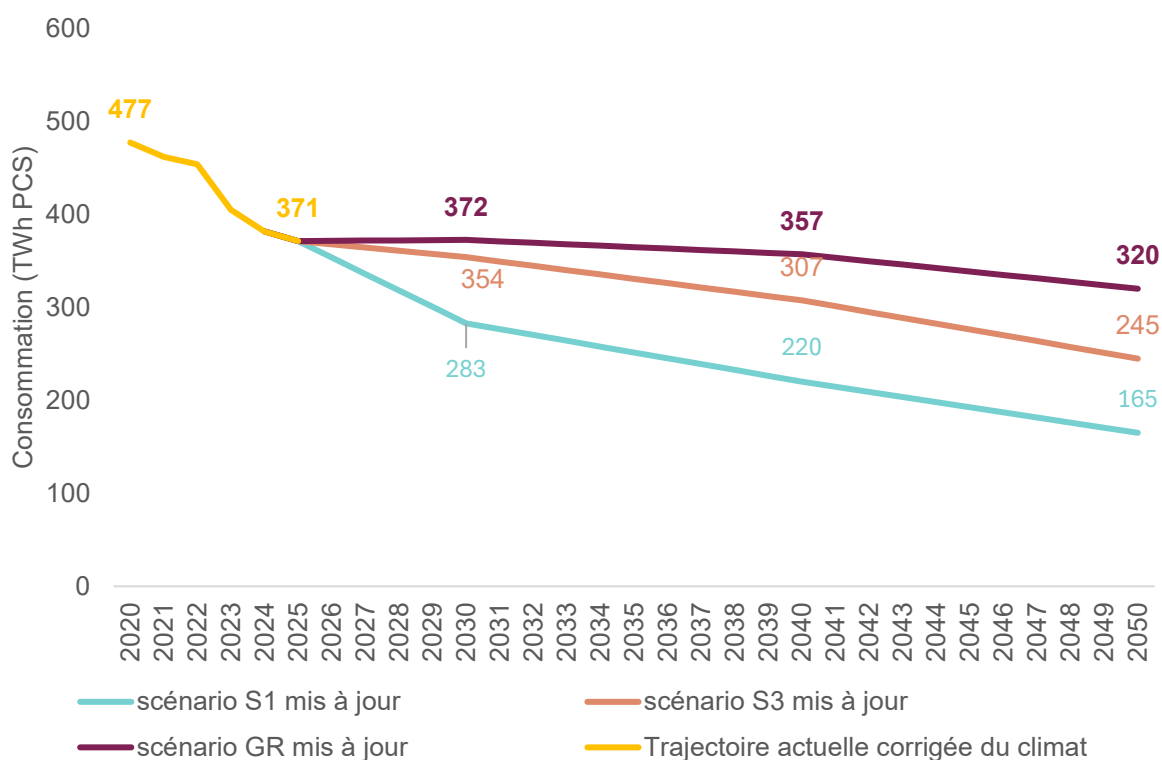


Figure 1 : Evolution de la consommation de gaz en France par scénario, en TWh PCS

Pour les besoins de l'étude, ces scénarios ont été complétés d'une estimation de baisse du nombre de clients. En effet, certains éléments d'infrastructures et de coûts sont plus sensibles à cette métrique qu'au seul volume de consommation. Les hypothèses de pertes de clients sont variables dans leur forme et leur amplitude en fonction des scénarios. Elles sont illustrées dans la figure ci-dessous.

⁴ Scénario « Génération frugale », 2022

⁵ Scénario « Technologies vertes », 2022

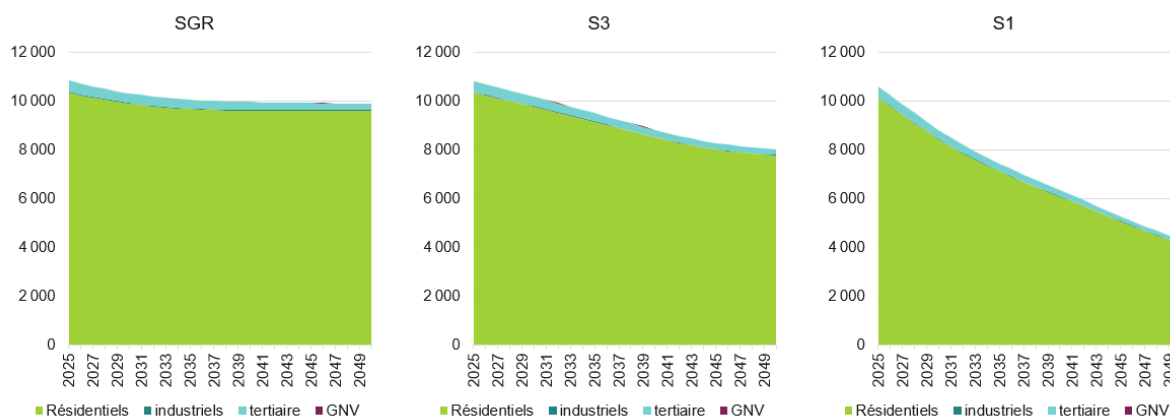


Figure 2 : Evolution du nombre de clients de GRDF par scénario, en milliers

Depuis 2021, la consommation de gaz en France a structurellement diminué pour s'établir à 371 TWh (corrigés du climat) en 2025, soit une baisse de -20 % par rapport au niveau de 2021. Cette baisse est globalement en ligne avec le scénario S1 en termes de consommation. Néanmoins, le nombre de clients a décliné sur la même période d'environ -35 000 clients par an (-1,6 % depuis 2021). Entre 2024 et 2025, la décroissance s'est accélérée, s'élevant à -107 000 clients, un rythme proche du scénario S3 (-1,0 %). En effet, le scénario S1 implique selon GRDF une perte plus marquée et rapide de clients (-340 000 clients par an, soit -4 %). La consommation unitaire par client a suivi une décroissance plus marquée entre 2020 et 2025 que dans tous les scénarios. A ce stade, il est donc complexe de réaliser une projection fine des différents paramètres pour les prochaines années et la CRE retient un large panel de scénarios.

La CRE rappelle qu'elle ne se prononce pas sur les probabilités de réalisation des différents scénarios. Ils ne doivent pas être interprétés comme des prévisions, mais comme un champ des possibles auquel le cadre de régulation doit être capable de s'adapter.

La SNBC prévoit un bilan équilibré à la maille France en 2050, c'est-à-dire que la production de gaz renouvelables et bas-carbone permet dans chaque scénario de satisfaire à cette date le besoin de consommation au niveau national. Dans l'étude de 2023, les scénarios ont été amendés pour répondre à cet objectif. Cette approche est conservée ici. Les trajectoires de développement du gaz renouvelable sous-jacentes à chaque scénario sont donc les suivantes :

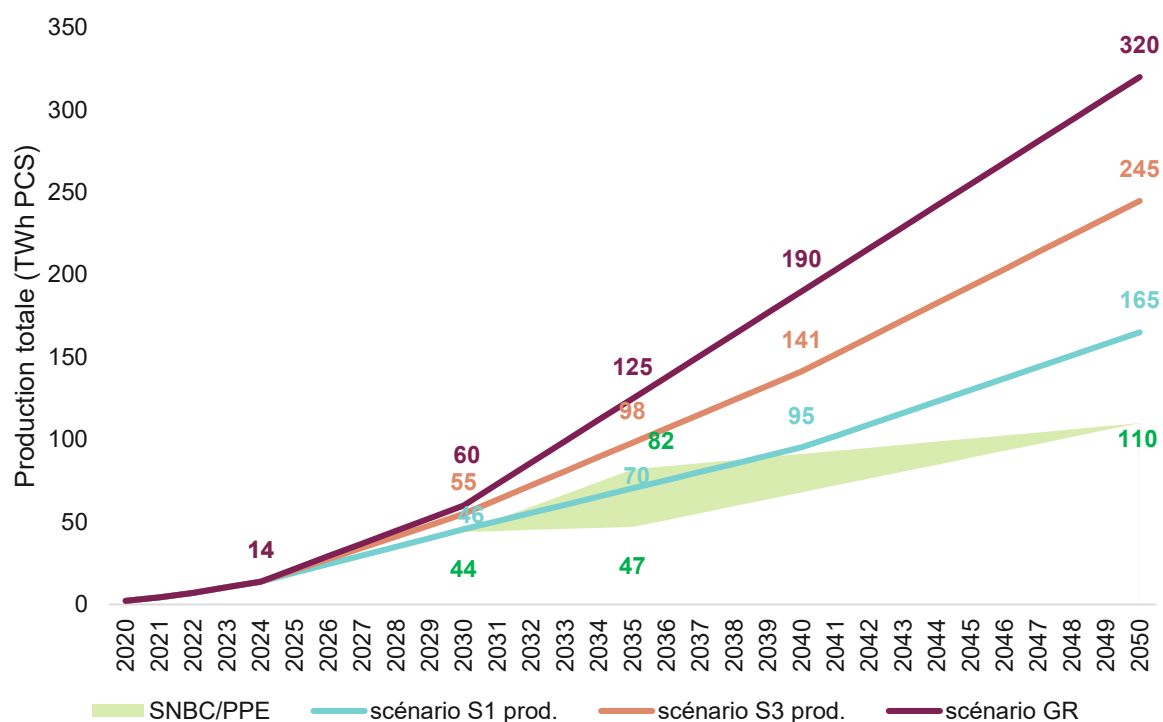


Figure 3 : Evolution de la production de gaz renouvelables et bas-carbone en France par scénario, en TWh PCS⁶

Pour réaliser la présente étude, la CRE a travaillé conjointement avec les principaux opérateurs gaziers pour élaborer des prévisions de coûts des infrastructures à horizon 2050 (NaTran, Teréga, Storengy, Elengy, GRDF). Les prévisions transmises par les opérateurs ont fait l'objet d'adaptations à la marge par la CRE et d'analyses de sensibilité supplémentaires. Les entreprises locales de distribution (ELD), qui représentent environ 5 % de la distribution, ne sont pas comprises dans cette étude. S'agissant des terminaux méthaniers, leurs charges ne sont pas directement répercutées aux consommateurs français et ne sont donc pas incluses dans les calculs. Les terminaux méthaniers resteront toutefois nécessaires à long-terme, y compris dans des scénarios où la production de biométhane française est proche de la consommation et dans lesquels ils permettent d'assurer les flux de transits européens, et de garantir la sécurité d'approvisionnement française.

Les charges présentées par les opérateurs se fondent sur les infrastructures nécessaires à 2050 que la première étude sur l'avenir des infrastructures gazières avait identifiées. GRDF a néanmoins affiné statistiquement ses prévisions au niveau national d'abandon de linéaire de réseaux en fonction des scénarios. La CRE a également effectué des hypothèses de fermetures éventuelles ou de conversion à l'hydrogène de sites de stockage de gaz salins ou aquifères selon les scénarios. La CRE rappelle néanmoins que la PPE en vigueur ne prévoit aucune fermeture de site de stockage.

Dans cette analyse, les coûts présentés **prennent en compte tous les coûts relatifs aux infrastructures gazières**. Cette approche normative permet d'apprécier l'ensemble des charges de réseau à anticiper à cet horizon. Par ailleurs, les charges exposées ont été calculées sans fermeture « forcée » des réseaux, elles sont donc uniquement déterminées par les baisses de volumes et de nombre de clients dans les différents scénarios quelles qu'en soient leurs raisons.

⁶ Dans le présent graphique, pour le chiffre de production SNBC, la CRE a retenu 100 TWh PCI de biométhane dans la consultation SNBC publiée en juin 2026.

Les grands postes de charges présentés par les opérateurs sont les suivants :

Charges nettes d'exploitation (CNE) Charges de personnel, frais de maintenance, frais de structure, immobilier, télécom, impôts et taxes ...	Investissements (CAPEX) Renouvellement/modernisation Développement biométhane Compteurs ...
Coûts de démantèlement éventuels Mise en sécurité ou dépose des infrastructures libérées : stations de compression, installations des sites de stockage, branchements et canalisations.	Coûts échoués potentiels Valeur nette résiduelle dans la BAR des actifs dont la sortie est planifiée avant leur fin de vie économique.

Ces postes de charges sont présentés par la suite en euros constants (en €₂₀₂₅), c'est-à-dire ramenés au pouvoir d'achat de 2025.

Compte tenu des horizons considérés et des nombreuses incertitudes associées, les chiffres présentés reposent sur des approches simplifiées et des hypothèses normatives aux différents horizons temporels. Cette étude ne prétend donc pas apporter une vision fine de ces coûts avec un niveau de fiabilité élevé. Elle vise à donner un ordre de grandeur plutôt qu'une estimation exacte.

Charges nettes d'exploitation à 2050 : une baisse limitée dans tous les scénarios, portée notamment par une baisse des charges d'exploitation en distribution

Les charges d'exploitation s'élèvent, toutes infrastructures confondues (hors terminaux méthaniers), à 3,1 Mds€ en 2025 et représentent 46 % des charges de réseau. Dans tous les scénarios, les charges nettes d'exploitation totales diminuent légèrement à horizon 2050, sous l'effet conjugué d'efforts des opérateurs, de la baisse des volumes transportés et de certaines libérations d'actifs en fonction des scénarios.

Cette baisse reste cependant modérée (entre -7 et -17 %) en raison de l'importance des charges insensibles aux scénarios (≈ 40 % du total des charges brutes). Par ailleurs, cette baisse est également atténuée du fait du développement des actifs nécessaires à l'intégration des gaz renouvelables et bas-carbone sur le réseau. Ce développement contribue à l'augmentation des frais d'exploitation, notamment dans les scénarios les plus ambitieux sur le développement du biométhane.

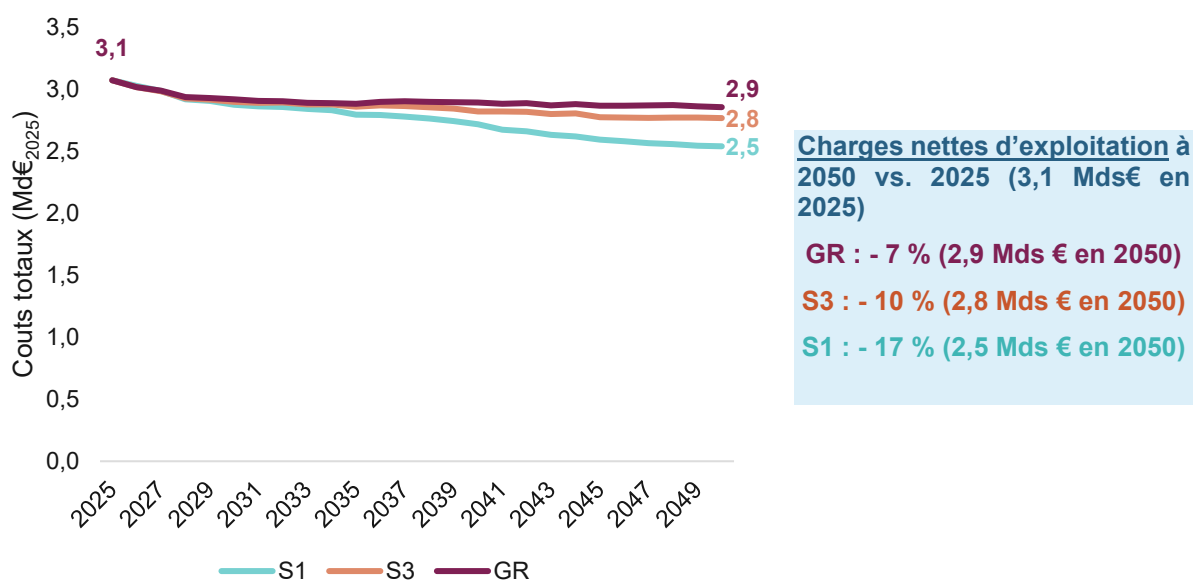


Figure 4 : Charges nettes d'exploitation par scénario (Mds€₂₀₂₅), hors coûts de démantèlement

Par ailleurs, cette vision, qui agrège l'ensemble des infrastructures, emporte des réalités différentes en fonction des types d'infrastructures :

- **En transport** (1,0 Md€ en 2025) :

D'ici 2050, les charges nettes d'exploitation sont estimées en légère baisse dans le scénario S1 (-1 %) et augmentent dans les scénarios S3 (+7 %) et GR (+13 %).

Cela s'explique par le fait qu'environ 30 % des charges brutes sont jugées fixes, hors inflation. Les 70 % de charges restantes comprennent notamment les charges d'exploitation et de maintenance qui dépendent de l'étendue du réseau, et les besoins de compression du gaz, qui dépendent fortement du volume transporté et consommé.

Ces charges sont soumises à deux effets inverses, d'une part une tendance à la baisse des consommations et d'autre part au développement du biométhane qui nécessite de faire fonctionner des rebours.

- **En distribution** (1,7 Md€ en 2025) :

Les charges nettes d'exploitation diminuent dans tous les scénarios : S1 (-25 %), S3 (-17 %), GR (-17 %).

Environ 43 % des charges sont réputées stables en volume et évoluent principalement à l'inflation.

Les autres charges (57 %, par exemple les redevances de concession, le recours aux personnels extérieurs...) évoluent davantage en fonction de divers inducteurs opérationnels, comme le linéaire de réseau en exploitation ou les investissements prévisionnels.

Ces baisses sont rendues possibles par des efforts d'efficacité faits par GRDF, par une baisse des achats d'énergie et une augmentation des recettes provenant du biométhane.

- **S'agissant des sites de stockage** (0,3 Md€ en 2025) :

Les charges nettes d'exploitation décroissent globalement selon les hypothèses de fermeture éventuelle ou de conversion à l'hydrogène de sites : S1 (-28 %), S3 (-24 %), GR (-16 %).

D'éventuelles fermetures d'actifs ou conversions, si elles advenaient, induiraient une baisse des charges associées (efforts de maintenance et d'intégrité, charges de personnel...). Dans une moindre mesure cette baisse est également liée à la baisse des charges de consommables et d'énergies qui dépendent de l'amplitude du cyclage des stockages.

A titre d'information, les charges d'exploitation des terminaux méthaniers, non intégrées dans le total des charges d'exploitation à supporter par les tarifs, sont estimées légèrement décroissantes en lien avec la baisse des capacités de gazéification ainsi que des quantités gazéifiées.



A retenir

Constat 1 : Les charges brutes d'exploitation, toutes infrastructures confondues, sont peu sensibles à l'ampleur du réseau pour environ 40 % de celles-ci en moyenne; le reste dépend plus directement du dimensionnement du réseau et donc de la consommation, notamment à la pointe, et du nombre d'utilisateurs.

Constat 2 : Les charges nettes d'exploitation décroissent selon les scénarios en 2050 : S1(- 17 %), S3 (-10 %), GR (-7 %). Cette diminution découle d'économies rendues possibles par la décroissance des consommations et du nombre d'utilisateurs, permettant de dégager des marges de manœuvre pour la nécessaire intégration des gaz renouvelables et bas-carbone sur le réseau.

Des investissements orientés à la baisse, qui restent nécessaires et qui représenteront la majorité de la valeur de la base d'actifs régulée en 2050.

Les investissements futurs sont dominés par le renouvellement au service de la sécurité du réseau

Les investissements annuels s'élèvent, toutes infrastructures confondues (hors terminaux méthaniers), à 1,7 Md€ en 2025. Le besoin annuel d'investissements entre 2025 et 2050 est en baisse dans tous les scénarios (-38 % dans le S1, -25 % dans le S3 et -7 % dans le scénario GR) :

- ces investissements sont majoritairement portés par le renouvellement et la modernisation des ouvrages existants (obligations réglementaires de substitution de matériaux, maintien en conditions opérationnelles), dont la sensibilité aux scénarios de consommation est faible ;
- les investissements liés au développement du biométhane représentent environ 15 % des investissements totaux et restent donc minoritaires.

Au global, ce sont donc entre 35 et 45 Mds€ qui devront être investis dans les infrastructures gazières entre 2025 et 2050, dont entre 4 et 8 Mds€ pour le biométhane.

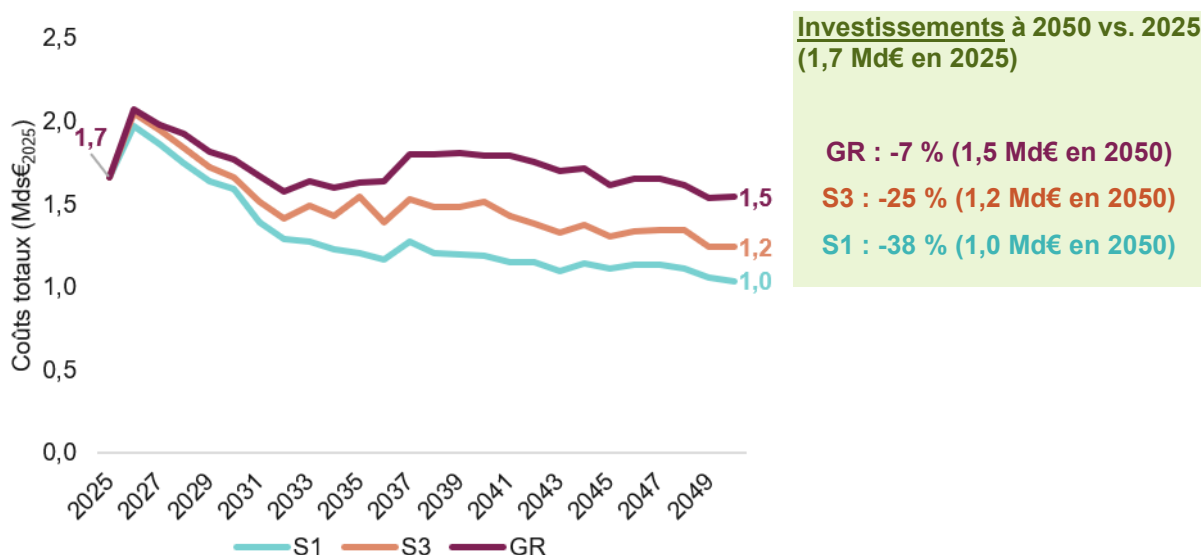


Figure 5 : Investissements annuels par scénario (Mds€₂₀₂₅)

Cette évolution du besoin global d'investissement est variable selon les infrastructures :

- **En transport**, le besoin annuel d'investissement (0,5 Md€ en 2025) est globalement stable ou en légère hausse dans le temps et cela quel que soit le scénario : GR (+13 %), S3 (+3 %) et S1 (+0 %). Après un pic d'investissement en 2026 justifié par la nécessaire réparation de l'artère du Rhône, le niveau d'investissement autour de 2030 retrouve un niveau similaire à celui de 2025 dans tous les scénarios. A horizon 2050, les investissements annuels sont soit stables soit en légère hausse selon les scénarios.

Environ la moitié des investissements portent sur la maintenance des équipements, puis sur le renouvellement des canalisations (environ 15 % des investissements) qui sont concentrés en

début de période (canalisations en acier d'après-guerre de Teréga, réhabilitation de l'artère du Rhône⁷) et en fin de période (NaTran).

Le raccordement des unités de biométhane et l'adaptation des réseaux aux gaz verts représentent entre 15 % et 22 % selon les scénarios et expliquent la majeure partie de la différence de volume d'investissements entre les différents scénarios.

- **S'agissant du stockage**, les besoins annuels d'investissement (0,3 Md€ en 2025) varient dans le temps mais sont globalement en décroissance dans tous les scénarios, selon les hypothèses de fermeture éventuelle ou de conversion à l'hydrogène de sites. Les trajectoires d'investissements des opérateurs de stockages sont plus cycliques que celles des opérateurs de réseau. Il n'est donc pas pertinent de comparer les années 2025 et 2050. En comparant les décennies 2025-2034 et 2041-2050, les investissements des opérateurs de stockages décroissent : GR (-19 %), S3 (-29 %) et S1 (-33 %). Environ 30 % des investissements concernent les puits de stockages. Suivent ensuite les investissements dans la compression et dans le gaz coussin.
- **En distribution**, le besoin annuel d'investissements (0,8 Md€ en 2025) évolue à la baisse dans tous les scénarios, voire de manière prononcée dans le scénario bas : GR (-8 %), S3 (-33 %) et S1 (-55 %).

Les investissements de modernisation et de renouvellement du réseau restent prévalents (35 à 40 % des investissements totaux). L'écart entre les différents scénarios s'explique principalement par les investissements de raccordement (producteurs comme consommateurs) et de comptage. Par ailleurs, le renouvellement du comptage évolué, qui intervient entre 2038 et 2043, créera dans tous les scénarios un pic d'investissement, dont l'ampleur dépendra du nombre de clients raccordés aux réseaux de distribution à cette date. Ces investissements dans le comptage n'intègrent pas d'hypothèse d'optimisation. Le moment venu, il conviendra dans une perspective de sortie planifiée du gaz dans les territoires concernés, de ne renouveler que les seuls compteurs nécessaires.

A titre d'information, les dépenses d'investissement des terminaux méthaniers, non intégrées dans les charges d'investissement à couvrir par les tarifs, présentent une élasticité limitée par rapport à leur capacité de regazéification et au volume de gaz regazéifié, en raison de la présence de coûts structurellement incompressibles. Sur l'ensemble de la période, les principaux investissements correspondent aux investissements de rénovation sur le site de Montoir, jusqu'en 2035. Les investissements ultérieurs correspondent aux investissements de fonctionnement et de maintenance et sont d'un niveau moindre.

- **Les investissements dédiés au biométhane** s'établissent au total à 4,6 Mds€ dans le scénario S1, 5,8 Mds€ dans le S3 et à 7,4 Mds€ dans le GR.

La majeure partie des investissements porte sur le raccordement des unités de biométhane ainsi que sur les postes d'injection, dans tous les scénarios. Ces investissements représentent jusqu'à 73 % des investissements biométhane totaux dans le scénario GR.

Les gestionnaires de réseaux ont mis à jour certaines hypothèses par rapport à la première étude, afin de prendre en compte les données des projets recensés au registre, et les tendances observées et attendues dans la filière. En particulier, concernant la méthanisation, les opérateurs considèrent que le développement des certificats de production de biogaz (CPB) va encourager le développement de sites avec des capacités de production supérieures. La taille moyenne d'un projet de méthanisation passe donc de 20 GWh/an à 40 GWh/an. Ainsi, en distribution, à production équivalente, les coûts prévisionnels liés aux postes d'injection et de raccordements diminuent.

⁷ Le 26 septembre 2025, une fuite a eu lieu sur l'artère du Rhône, une canalisation du réseau de grand transport de NaTran, au niveau de Saint-Rémy-de-Provence. Elle a entraîné l'interruption du transit de gaz sur cette artère qui relie la région de Fos-sur-Mer à la région lyonnaise. La remise en état de cette canalisation est prévue en septembre 2026 ([Délibération de la CRE du 5 mars 2026 portant approbation du programme d'investissements pour l'année 2026 de NaTran](#)).



Éléments de sensibilité

La CRE a réalisé un certain nombre d'analyses de sensibilité sur des éléments structurants des charges futures.

Suite des défauts sur l'artère du Rhône

NaTran avait élaboré ses trajectoires d'investissements avant les incidents de juin et septembre 2025 ayant interrompu le fonctionnement de l'artère du Rhône. À la suite de ces incidents, NaTran a déclenché une inspection de l'artère du Rhône pour procéder à toute réparation nécessaire. Ce travail d'inspection se poursuivra ensuite sur toutes les canalisations susceptibles de présenter des points de sensibilité.

Les conséquences sur les trajectoires d'investissements de NaTran de ce programme d'inspection/réhabilitation renforcé et des travaux de réhabilitation de l'artère du Rhône en 2026 ont été pris en compte par la CRE.

D'ici à 2050, au-delà des hypothèses déjà prises dans le modèle, s'il s'avérait nécessaire de remplacer des tronçons de canalisations du réseau de transport, le coût serait d'environ 3 M€/km (soit à titre indicatif 300 M€ pour une hypothèse de 100 km de canalisation à remplacer).

Désoxygénation du biométhane

Les opérateurs de transport ont évalué des coûts prospectifs supplémentaires pour les infrastructures gazières induits par l'augmentation progressive du taux d'oxygène dans les réseaux.

En effet, le gaz injecté sur le réseau de transport français doit respecter certaines spécifications, dont un taux d'oxygène plafond. Le biométhane contenant davantage d'oxygène, les opérateurs de réseaux ont accordé un régime dérogatoire à ces producteurs. La montée en puissance de la production de biométhane dans le mix d'approvisionnement français pourrait entraîner une augmentation du taux d'oxygène dans le gaz circulant dans le réseau de transport, avec des variations significatives localement et au cours de l'année selon les configurations de flux. Or, un taux d'oxygène élevé peut être problématique chez un nombre réduit de consommateurs industriels utilisant le méthane comme matière première, à l'interface avec les installations de stockage souterrain ou encore aux interconnexions avec les pays voisins.

Différentes solutions sont envisagées par les opérateurs et pourraient coûter, de 3 à 4 Mds€ d'ici 2050, dont la moitié en charge d'exploitation. Les dispositifs de désoxygénation pourraient être installés au niveau des rebours entre les réseaux de distribution et le réseau de transport ou au niveau des points de livraison sensibles. La troisième solution, qui consisterait à équiper directement les producteurs, serait nettement plus coûteuse.

Niveau de production nationale de biométhane limité au niveau prévu dans la SNBC

Les hypothèses de production de biométhane pour atteindre les niveaux de consommation de gaz de 2050 des différents scénarios nécessitent un déploiement ambitieux de la filière en France.

La CRE a donc mené une analyse de sensibilité dans laquelle les niveaux de production du biométhane atteignent autour de 110 TWh de production nationale en 2050 comme prévu par la SNBC.

La CRE a ainsi extrapolé les trajectoires d'investissements et arrive à une trajectoire de 3,3 Mds€ d'investissements totaux sur la période, soit une réduction de 1,3 Md€, 2,4 Mds€ et 4,1 Mds€, respectivement, par rapport au scénario S1 (165 TWh en 2050), S3 (245 TWh en 2050) et GR (320 TWh en 2050).

Ce montant permet de donner un ordre de grandeur des investissements nécessaires si le biométhane ne représentait qu'une partie de l'approvisionnement et que des importations de gaz verts ou fossiles perduraient en 2050. Il faut toutefois noter que la prolongation des importations de gaz fossile nécessiterait alors des investissements supplémentaires pour capter et séquestrer les émissions de CO₂ correspondantes.



A retenir

Constat 3 : Les investissements annuels globaux dans les infrastructures gazières s'établissent, en 2050, à 1 Md€/an dans le scénario S1, à 1,2 Md€/an dans le scénario S3 et 1,5 Md€/an dans le scénario GR, en baisse par rapport à aujourd'hui (-38 % dans le S1, -25 % dans le S3, et -7 % dans le GR). Ils sont majoritairement portés par la maintenance et le renouvellement des ouvrages. Ils sont par ailleurs sensibles au nombre de clients et à la production de biométhane.

Constat 4 : Entre 2038 et 2043, le renouvellement des compteurs communicants exigera des investissements supplémentaires ; leur déploiement devra prendre en compte la probabilité de départ des clients.

Constat 5 : Les investissements réseaux futurs pour le biométhane (4,6 Mds€ dans le S1, 5,7 Mds€ dans le S3, et 7,4 Mds€ dans le GR, sur la période) représenteront une part raisonnable des investissements totaux ($\approx 15\%$) et la désoxygénation pourrait coûter environ 1 à 2 Mds€ d'investissements supplémentaires sur la période (et environ 1 à 2 Md€ de charges d'exploitation également).

En conséquence, la base d'actifs régulés (BAR) des opérateurs se stabilise ou diminue de façon plus ou moins marquée et est fortement renouvelée

Note pour le lecteur

La base d'actifs régulés (BAR) constitue l'ensemble des actifs du périmètre régulé et permet de déterminer le niveau des charges de capital incluses dans les tarifs d'utilisation des réseaux.

Par exemple, lorsqu'un opérateur investit dans un actif d'une valeur de 100, cet actif est intégré dans la BAR et la somme de sa charge d'amortissement sur sa durée de vie et de la rémunération du capital immobilisé correspond aux **charges de capital**.

La BAR actuelle (34 Mds€⁸) continuera de s'amortir sur les 25 prochaines années tandis que les nouveaux investissements viendront s'y ajouter.

Compte tenu de la dynamique d'investissements présentée ci-dessus, la BAR des infrastructures gazières (hors ELD et terminaux méthaniers) en 2050 se stabilise **en euros courants**⁹ dans le scénario GR (37 Mds€, +7 % par rapport à 2025), et baisserait dans les scénarios S3 (31 Mds€, -8 % par rapport à 2025) et S1 (27 Mds€, -20 % par rapport à 2025).

Il est à noter que les actifs actuels ne représenteront plus qu'environ 25 à 35 % de la BAR totale à horizon 2050 - ce sont donc largement les investissements futurs, et non les actifs actuels, qui détermineront le niveau tarifaire en 2050.

⁸ Hors ELD et terminaux méthaniers

⁹ la base d'actifs régulés (BAR) est exprimée en euros courants, en prenant une hypothèse d'inflation de 1,8 % chaque année. Pour les besoins de l'analyse, les charges de capital qui en résultent (rémunération + amortissements) sont ensuite déflatées pour être exprimées en euros constants

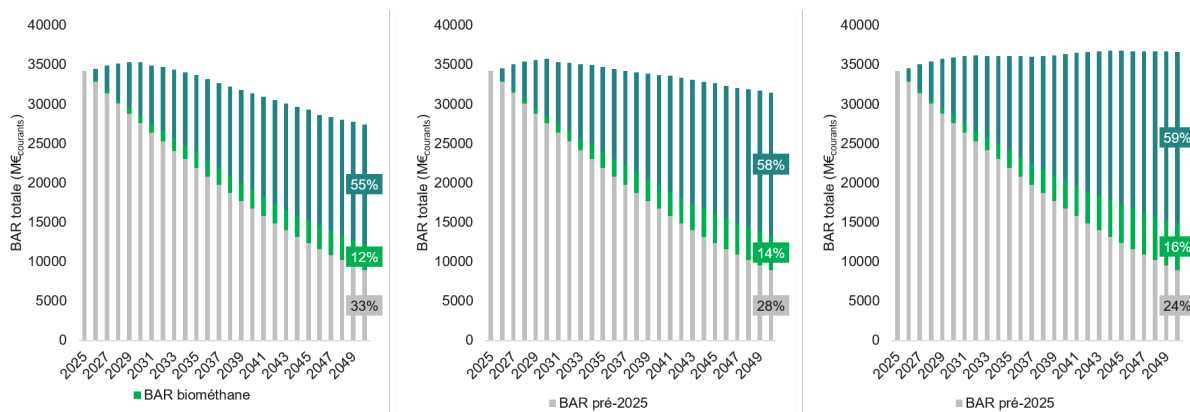


Figure 6 : Evolution de la base d'actifs régulés des infrastructures de transport, stockage et distribution par scénario (de gauche à droite : S1, S3 et GR), hors sortie anticipée d'actifs, en euros courants



A retenir

Constat 6 : La BAR actuelle ne représentera plus qu'environ 25 % à 35 % de la BAR totale à l'horizon 2050 ; ce sont les investissements futurs qui auront l'impact majoritaire sur le tarif.

Les charges de capital sont donc en baisse dans tous les scénarios

La résultante est une baisse des charges de capital dans la durée pour les infrastructures gazières. La CRE a réalisé ce calcul avec une rémunération du capital constante et hors coûts échoués potentiels traités par ailleurs.

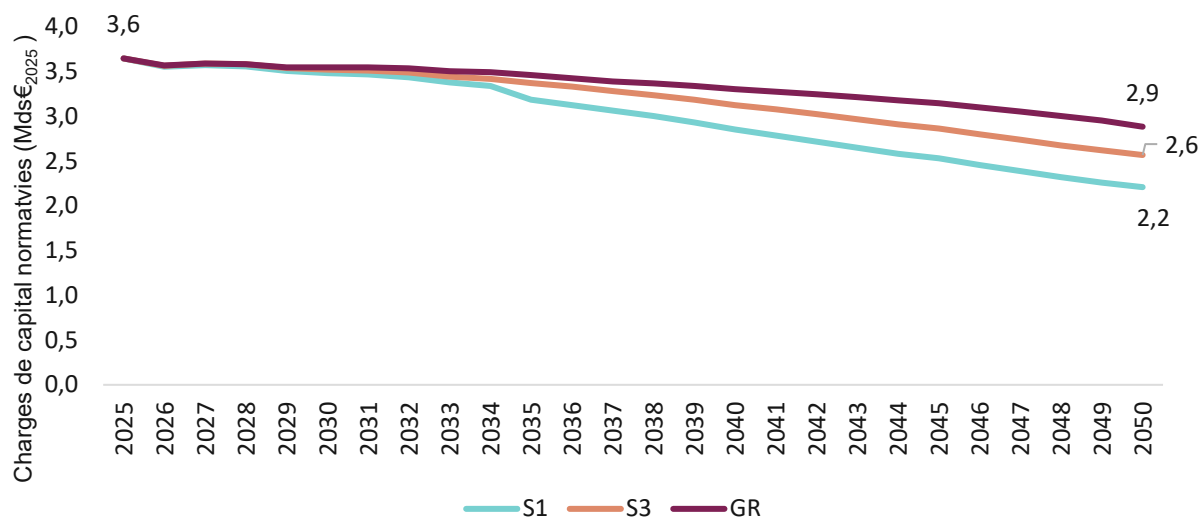


Figure 7 : Evolution des charges de capital normatives, Mds€₂₀₂₅, hors démantèlement, hors sortie anticipée d'actifs

Les coûts de démantèlement et coûts échoués peuvent devenir significatifs mais uniquement dans le scénario de décroissance rapide (S1)

Coûts de démantèlement simulés

Les coûts de démantèlement sont les coûts consécutifs à la mise hors service d'une infrastructure. Ainsi, ils n'adviennent que lors de la fermeture d'actifs, il est donc naturel que leur volume dépende du rythme de la décroissance du gaz et de la réalité de l'abandon de certaines infrastructures.

Aujourd'hui, les démantèlements sont rares, généralement au fil de l'eau, et sont concentrés lorsque les installations deviennent obsolètes. Ainsi, seul le tarif d'utilisation des terminaux méthaniers contient aujourd'hui des provisions pour démantèlement effectivement constituées. Dans le scénario de décroissance rapide du gaz (S1), davantage de coûts de démantèlement seraient à prévoir.

En tout état de cause, faire supporter ces charges aux opérateurs d'infrastructures régulées et à leurs actionnaires serait économiquement injustifié : ces coûts, par nature non maîtrisables, excèdent ce qu'une rémunération régulée normale du capital peut raisonnablement absorber.

La CRE et les gestionnaires de réseaux ont simulé des coûts de démantèlement selon les scénarios, ils évoluent entre 2025 et 2050 entre 0,6 Md€ dans le scénario GR, 2,2 Mds€ dans le scénario S3 et 13 Mds€ dans le scénario S1.

A ce stade, la CRE souligne qu'aucun de ces chiffrages de coûts de démantèlement ne se fonde sur une programmation réelle d'abandon d'ouvrages que ce soit en distribution, stockage ou transport. Dans l'état actuel du système gazier aucun abandon n'est prévu d'autant que les obligations de desserte pour GRDF existent, que la PPE ne prévoit aucune fermeture de site de stockage et que la décroissance des consommations de gaz constatée ces dernières années n'a pas impliqué une décroissance de même ampleur des points de livraison. A ce titre, les chiffrages ne sont qu'une indication des coûts possibles. Ces chiffres sont donc indicatifs, conditionnels et ne sauraient être une référence. Ils ne sont présentés par la CRE qu'aux fins d'éclairage de certains enjeux économiques dans les choix de modalités de décarbonation des usages gaziers.

- **En transport et stockage :**

Les actifs identifiés pourraient être des stations de compression, des installations de sites de stockage. Les grandes canalisations sont exclues à ce stade car elles ne semblent pas concernées à moyen terme du fait de leur possible réutilisation pour d'autres gaz (CO₂, H₂, ...) ou des services qu'elles pourraient rendre en termes de fonctionnement optimisé du système gazier. Les coûts de démantèlement sont ainsi estimés à 0,4 Md€ (GR), 0,6 Md€ (S3) et 0,6 Md€ (S1).

- **En distribution :**

GRDF a quantifié ces coûts de démantèlement tout en rappelant qu'ils ne correspondent à aucun droit actuel de réduction de desserte pour le gestionnaire de réseau. La quantification a dès lors reposé sur une approche théorique des coûts à réglementation actuelle constante, conforme au coût des abandons d'ouvrages ponctuels qui peuvent être faits aujourd'hui à la faveur de renouvellement d'ouvrages. Elle repose globalement sur la seule mise en sécurité des installations non utilisées. Les canalisations sont inertées dans le sol et les branchements sont conservés jusqu'à l'organe de coupure et sécurisés.

La CRE a retenu des abandons d'ouvrages théoriques compatibles avec la décroissance prévue dans les scénarios. Pour autant, ils sont particulièrement complexes à estimer en distribution car ils dépendront de la réglementation, de la quantité de linéaire de réseau qui sera rendue inutile et du nombre de clients qui se déraccorderont de manière définitive. Tous ces éléments sont donc particulièrement difficiles à projeter à 2050. Ils sont jugés quasi nuls dans le scénario GR (0,3 Md€), très modérés dans le scénario S3 (1,6 Md€), qui est le scénario tendanciel en termes de décroissance du nombre de clients, et potentiellement plus importants dans le scénario S1 (12,3 Mds€).

Réduire les coûts de chaque opération de démantèlement en distribution est un enjeu fort

La CRE a pu échanger avec les acteurs de la filière et la direction générale de la prévention des risques (DGPR) au sujet de la réglementation relative au démantèlement. Il ressort de ces discussions que les coûts de démantèlement en distribution pourraient être réduits (réaliser moins de tronçonnage par km de canalisation par exemple) dans certaines configurations comme l'abandon de grandes zones.

En effet, les obligations actuelles telles que le tronçonnage des canalisations et le sectionnement physique de chaque branchement génèrent des coûts d'abandon estimés à 200 € par mètre linéaire de canalisation et de l'ordre de 100 € par branchement. Dans l'hypothèse d'une suppression systématique des branchements et d'une dépose plus fréquente des canalisations abandonnées, le coût s'élèverait entre 1 000 et 3 000€/branchement. Le coût de la dépose des canalisations n'a pas été chiffré par GRDF. A ce niveau, l'abandon d'un ouvrage sera rarement économiquement rationnel.

Une révision des obligations réglementaires relatives au démantèlement pourrait avantageusement être engagée, dans le but de réduire la quantité de travaux induits sans compromettre les exigences de sécurité avec un objectif de réduction du coût pour le système gazier de l'ordre de 30 %. Les obligations pesant sur l'opérateur en termes de cartographie, de dépose complète à la demande, devraient également être reconsidérées pour ne pas compromettre le bénéfice économique de la réduction du réseau de gaz.



A retenir

Constat 7a : Les coûts de démantèlement sont à considérer particulièrement dans le scénario de décroissance rapide (S1), mais ils seront très variables en fonction de la réglementation et de la réalité, encore inconnue, de la sortie des actifs. Ils sont particulièrement difficiles à estimer en distribution. Si le scénario de fermeture de réseau le plus ambitieux se réalisait, ces coûts s'établiraient autour de 10 Mds€ d'ici 2050 (à réglementation constante avant optimisation), mais *a contrario* aujourd'hui, aucune fermeture d'actif n'est décidée.

Constat 7b : Les coûts de démantèlement en distribution peuvent rendre les stratégies futures de déracordement très coûteuses, une révision ciblée des obligations réglementaires sera nécessaire pour rendre toute stratégie de déracordement efficace.

Coûts échoués potentiels

Les coûts échoués potentiels des infrastructures libérables représentent 1,1 Md€ dans le scénario GR, 1,7 Md€ dans le S3, et 2,7 Mds€ dans le S1 sur la période.

Les coûts échoués sont des coûts engagés par l'opérateur régulé qui ne peuvent plus être récupérés par l'exploitation future de l'actif. Dans le cas présent, ils se présentent principalement lorsqu'un actif est retiré du service de manière anticipée par rapport à sa durée de vie comptable ou réglementaire et qu'il n'a pas été complètement amorti.

Hors mesures spécifiques qui consisteraient, par exemple, à adapter les durées d'amortissement d'actifs identifiés à l'avance, ces coûts échoués sont susceptibles d'apparaître de façon plus importante dans le scénario de décroissance rapide du gaz (S1) et donc de réduction plus rapide des besoins en infrastructures.

L'opérateur étant rémunéré en fonction de la valeur de sa BAR, la valeur nette réévaluée de l'inflation (VNR) est un indicateur plus représentatif de la valeur économique de l'actif que la valeur nette comptable (VNC) utilisée dans les tarifs de réseaux. Ainsi, la CRE prend pour hypothèse d'intégrer les coûts échoués en VNR dans les trajectoires de charges des infrastructures gazières à l'horizon 2050. L'objectif reste en effet de refléter, dans la mesure du possible, les coûts prévisibles complets de ces infrastructures, afin d'éclairer au mieux les modalités de répartition des charges entre les parties prenantes. Le traitement tarifaire de ces coûts échoués est évoqué en partie 2.

Globalement, les coûts échoués se répartissent entre les stations de compression libérables (transport), les installations en fermeture éventuelle ou en conversion à l'hydrogène (stockage) et les kilomètres de réseau/branchements à abandonner (distribution).



A retenir

Constat 8 : Les coûts échoués potentiels des infrastructures libérables représentent entre 1,1 et 2,7 Mds€ sur la période selon les scénarios. Le cadre de régulation peut les limiter (voir partie 2).

Impact tarifaire à l'horizon 2050 : la baisse des charges ne compense pas la baisse de consommation induisant un « ciseau » tarifaire

Evolution 2025-2050	Coût total des infrastructures gazières	Consommation de gaz totale	Nombre d'utilisateurs raccordés en distribution
GR	-11 %	-14 %	-9 %
S3	-16 %	-34 %	-26 %
S1	-17 %	-56 %	-60 %

L'effet de ciseau tarifaire résulte du décalage entre ces deux dynamiques. Le coût unitaire d'acheminement, en €/MWh ou en €/point de livraison, augmente donc inévitablement, à des rythmes différents selon les scénarios.

L'impact tarifaire de cette évolution peut être analysé de plusieurs manières :

- 1) En €/MWh consommé en France : cette approche, plus simple pour appréhender le ciseau tarifaire, masque la structure des coûts des infrastructures qui pèse plus fortement sur les plus petits clients en distribution. Le taux d'évolution présenté correspond au taux moyen par an sur 25 ans.

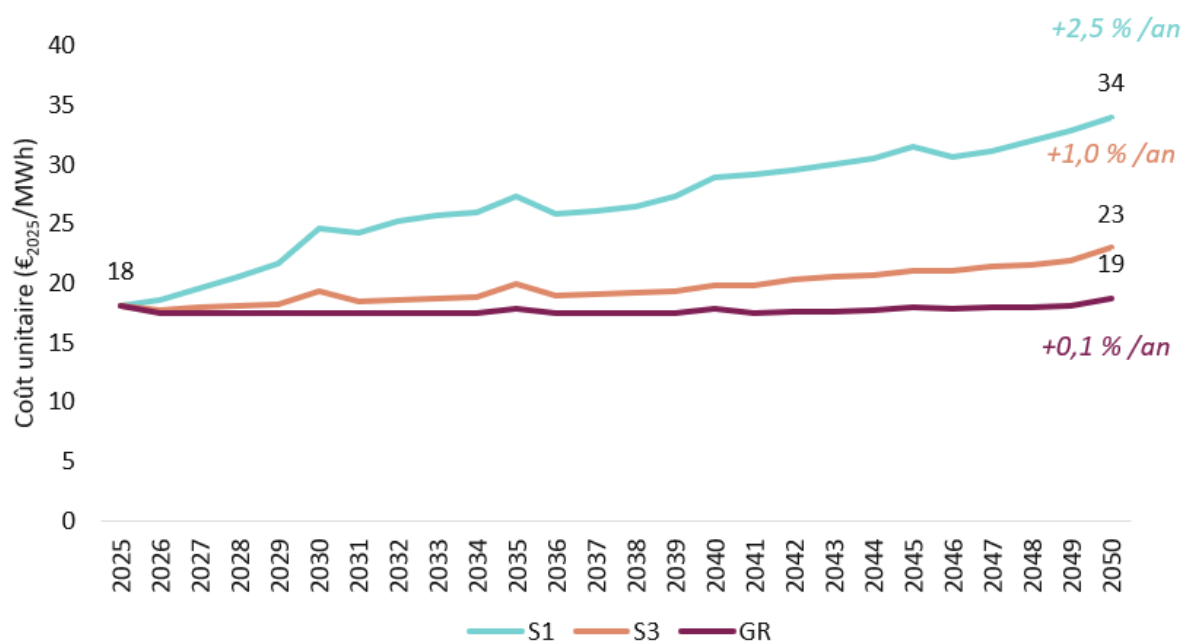


Figure 8 : Coûts unitaires du système gaz (€/2025/MWh) - Coûts échoués (à la VNR) et de démantèlement inclus¹⁰

¹⁰ TCAM : taux de croissance annuel moyen

- 2) En €/MWh pour un client distribution : cette approche est plus pertinente pour appréhender la soutenabilité tarifaire pour le consommateur et les entreprises. Le taux d'évolution présenté correspond au taux moyen par an sur 25 ans.

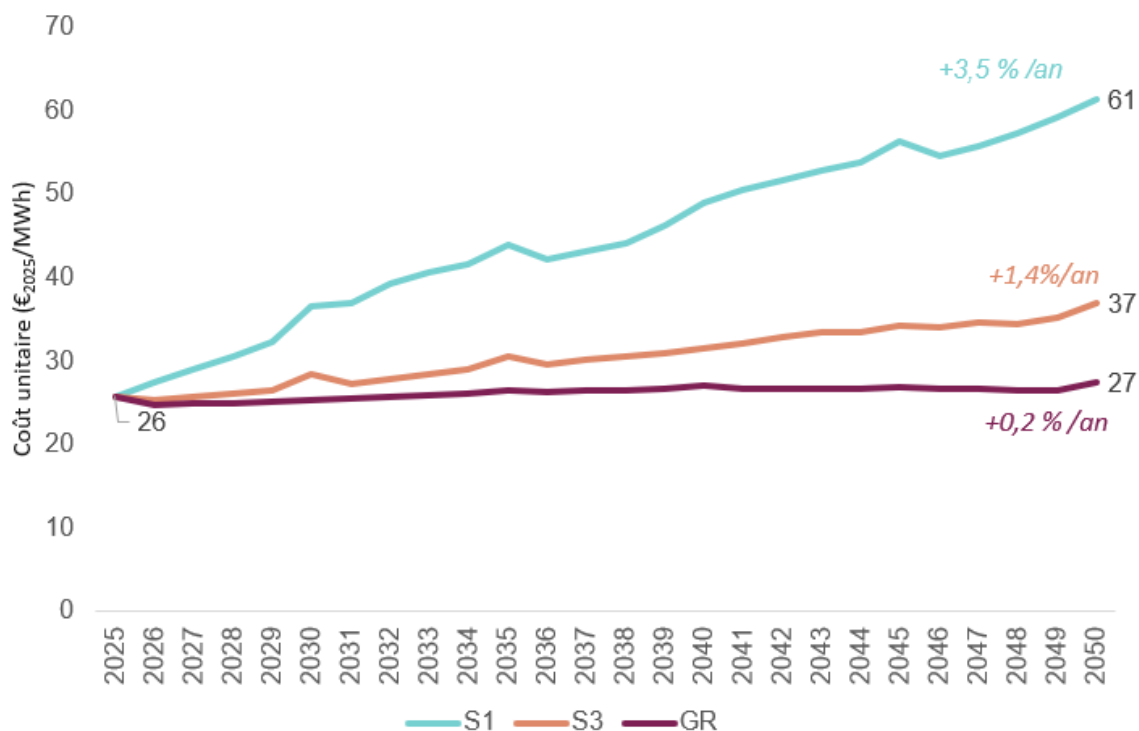


Figure 9 : Evolution du tarif d'acheminement moyen payé par le consommateur raccordé au réseau de distribution (€/2025/MWh) - Coûts échoués (à la VNR) et de démantèlement inclus¹¹

¹¹ TCAM : taux de croissance annuel moyen

- 3) En €/an pour un client distribution : cette variante permet de mieux appréhender la soutenabilité de la facture globale des tarifs par client, la facture s'atténuant avec la baisse des consommations individuelles. Le taux d'évolution présenté correspond au taux moyen par an sur 25 ans.

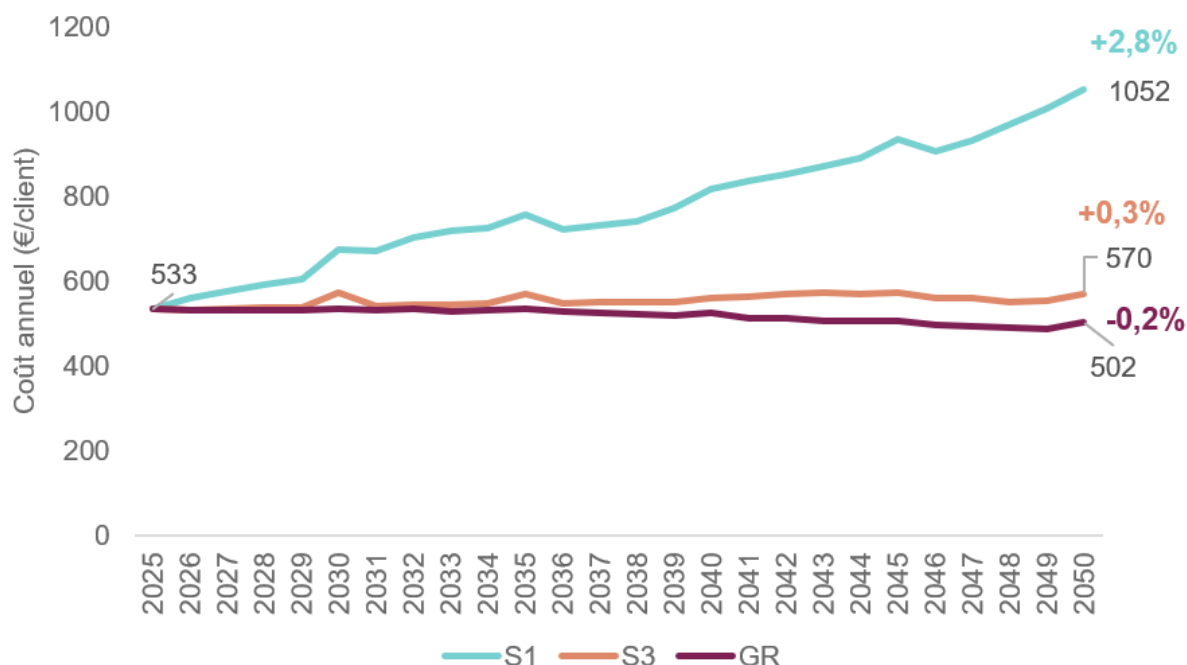


Figure 10 : Evolution du coût annuel moyen du consommateur raccordé au réseau de distribution (€₂₀₂₅/client) - Coûts échoués (VNR) et de démantèlement inclus

Scénario	Evolution annuelle tarif global €/MWh hors inflation	Evolution annuelle tarif €/MWh hors inflation (consommateurs distribution)	Evolution annuelle tarif €/client hors inflation (consommateurs distribution)	Impact
GR	+0,1 %/an	+0,2 %/an	-0,2 %/an	Faible ✓
S3	+1,0 %/an	+1,4 %/an	+0,3 %/an	Modéré Δ
S1	+2,5 %/an	+3,5 %/an	+2,8 %/an	Fort X

Le ciseau est moins marqué quand il est apprécié en euros par client. Cela signifie que les clients qui vont maintenir un usage gaz consommeront individuellement un volume moyen de gaz moins important que par le passé. Cette moindre consommation devrait donc atténuer, à l'échelle de la facture de gaz du consommateur concerné, la hausse du coût d'acheminement du MWh consommé.

Ce chiffre peut masquer des effets variés en fonction des consommateurs, dont les usages varient entre résidentiels, industriels ou tertiaires.

Ainsi, au sein même des clients résidentiels, ceux qui réduiront fortement leur consommation (dans certaines hypothèses des scénarios S1 et S3) pourraient atténuer l'effet ciseau sur leur facture annuelle mais ceux dont la consommation serait stable subiraient bien une augmentation de leur facture.

Par ailleurs, certaines baisses de consommation peuvent résulter d'efforts de sobriété ou d'efficacité énergétique, tandis que d'autres correspondent à un report d'usage vers une autre énergie. Dans ces

situations de report, l'atténuation de la facture gaz est à mettre en regard de la facturation des consommations nouvelles sur l'énergie alternative retenue.

Enfin, pour l'industrie, la hausse du tarif doit être davantage appréciée en €/MWh. Ces éléments sont sans préjuger de l'évolution des autres composantes de la facture du client, molécule et taxes.

Tous les résultats étant affichés en €₂₀₂₅, c'est-à-dire ramenés au pouvoir d'achat de 2025, en plus des évolutions présentées en euros constants, l'inflation s'appliquera sur les charges et donc les évolutions présentées ci-dessous.



A retenir

Constat 9 : Les charges relatives aux infrastructures gazières baissent moins fortement (entre -11% et -17 %) que la consommation (entre -14 % et -56 %) et le nombre de clients (entre -9 % et -60 %) dans l'ensemble des scénarios, en raison du nombre limité d'actifs libérables et de l'apparition de coûts de démantèlement dans le scénario de décroissance rapide (S1).

Constat 10 : Dans les scénarios de décroissance modérée (S3 et GR), le tarif de réseau moyen du consommateur raccordé en distribution évolue de manière faible à modérée (+0,2 %/an hors inflation jusqu'en 2050 pour GR ; +1.4 %/an pour S3).

Constat 11 : Le tarif unitaire en €/MWh de réseau moyen du consommateur raccordé en distribution augmente de façon significative dans le scénario de décroissance rapide S1 (environ +3,5 %/an hors inflation jusqu'en 2050).

Comment analyser la soutenabilité de ces évolutions tarifaires à 2050

Dans les scénarios S3 et GR, la hausse du tarif moyen pour un consommateur « distribution » est significative mais reste maîtrisable par des mesures de cadre tarifaire, notamment de lissage : elle est comprise entre +0,2 % par an (hors inflation) dans le scénario GR et +1,4 % par an (hors inflation) dans le scénario S3. Dans le scénario S1, la hausse du tarif moyen est plus marquée pour le consommateur de gaz raccordé en distribution (+3,5 %/an hors inflation).

Une première approche de comparaison consiste à constater que, depuis 2018 (année d'entrée en régulation des stockages de gaz), les tarifs de réseau d'un consommateur en distribution ont évolué d'environ +2,6 % par an hors inflation en moyenne, avec une accélération de la hausse en fin de période. Cette augmentation résulte notamment d'une décroissance récente des consommations de gaz de -3,8 %/an, elle-même en accélération à la suite de la crise du gaz en 2022. La CRE a pu constater que de telles augmentations ont été particulièrement impactantes sur les clients particuliers ou les entreprises. La poursuite régulière de ces augmentations pendant 25 ans dans un scénario de décroissance rapide du gaz interroge donc fortement sur leur soutenabilité. Cela d'autant que les prix de la molécule de gaz, en se verdissant, sont susceptibles d'augmenter progressivement, ce qui ajoutera à la pression économique sur la facture énergétique globale.

Dans tous les cas, l'étude de mesures pour essayer de mieux répartir cette pression tarifaire dans le temps semble nécessaire. Ces mesures supplémentaires permettraient de protéger les consommateurs futurs notamment en cas de décroissance importante des consommations pour atteindre un niveau final de tarif moins élevé.

Partie 2 - Adaptations du cadre de régulation et mesures d'accompagnement identifiées par la CRE

Un large tour de table

Pour trouver les clés de succès pour accompagner l'évolution des infrastructures gazières, la CRE a rencontré de nombreuses parties prenantes ces derniers mois :

- L'ensemble des opérateurs (NaTran, GRDF, Teréga, Storengy, Elengy...) et leurs actionnaires (Engie, Caisse des dépôts, SNAM, GIC). Certains ont notamment appelé à ne pas surpondérer les scénarios de décroissance rapide particulièrement coûteux pour la collectivité (coûts de démantèlement, coûts échoués, coûts de report vers d'autres réseaux, coût d'adaptation des clients), ne pas modifier le cadre de régulation de façon trop brutale. Ils ont évoqué des mesures telles que la couverture de coûts échoués à la valeur économique des actifs, l'amortissement accéléré de certains actifs dont la fin de vie est prévisible et la couverture de coûts de démantèlement.
- Les administrations et un régulateur économique sectoriel français (DGEC, SGPE, DGPR, ARCEP), ainsi que des régulateurs étrangers du secteur de l'énergie (E-Control – régulateur autrichien – et BNetzA – régulateur allemand). Ils ont évoqué la nécessité d'une approche locale, l'interrogation sur la capacité des réseaux d'Enedis à récupérer des usages quittant le gaz et la piste d'optimiser les coûts de démantèlement dans les zones complètement sorties du gaz. La BNetzA a partagé son approche de donner la possibilité aux opérateurs d'amortir tout ou partie de leurs actifs d'ici 2045.
- Le CLEEE et France Gaz ont alerté sur l'importance de la compétitivité du gaz.
- Les autorités organisatrices de la distribution de gaz (AODG) et la FNCCR ont apporté des éléments sur les spécificités du régime concessif en distribution et sur le besoin de données supplémentaires pour la planification.
- Les associations de consommateurs, qui ont insisté sur l'enjeu de soutenabilité et l'importance de disposer d'une alternative crédible et soutenable.
- Des syndicats des opérateurs gaziers qui ont évoqué leur inquiétude face à une politique énergétique jugée risquée et trop défavorable au gaz, l'importance de maintenir l'attractivité RH des opérateurs tant que les infrastructures sont nécessaires, la nécessité de prendre en compte des impacts territoriaux et d'anticiper et de financer l'évolution des emplois et des compétences et enfin d'accompagner les salariés concernés par les transformations du secteur.

Prendre les devants

L'ensemble des analyses menées montrent que dans un scénario de décroissance importante du gaz, l'effet ciseau tarifaire est inévitable, dans une ampleur qui dépendra en partie des évolutions tarifaires retenues.

Les consommateurs de gaz de demain auront plus qu'aujourd'hui des usages difficilement substituables (techniquement ou économiquement). Or, en plus des tarifs de réseaux, les prix de la molécule de gaz, en se verdissant, sont susceptibles d'augmenter progressivement, ce qui ajouterait à la pression économique sur la facture énergétique globale.

La soutenabilité dans la durée de ces évolutions tarifaires pour les consommateurs qui utiliseront encore du gaz en 2050 constitue donc une condition d'acceptabilité majeure permettant d'atteindre les objectifs de décroissance du gaz fossile que l'Etat s'est fixés. Il s'agit notamment d'un principe de solidarité avec ceux qui verront ces hausses tarifaires dans la durée. La CRE considère en conséquence que cette recherche de soutenabilité justifie pour le régulateur de réinterroger en partie son cadre de régulation. Par ailleurs, pour les mêmes raisons, dans un scénario de décroissance rapide, la CRE considère comme prudent d'envisager des mesures d'accompagnement et d'atténuation au-delà du seul cadre tarifaire à sa main.

Une autre condition d'acceptabilité de décroissance du gaz réside par ailleurs dans l'accompagnement des opérateurs, notamment en termes de ressources humaines, afin de maintenir dans la durée l'attractivité de ces entreprises et d'accompagner les effectifs dans cette transition. La CRE considère ainsi que maintenir les entreprises attractives pour leurs salariés sur le long terme est un préalable indispensable.

Les enjeux sociaux sont au cœur des défis de la transition

La transition énergétique engage les opérateurs d'infrastructures de gaz naturel dans l'obligation d'améliorer l'efficacité de l'exploitation de leur réseau dans un contexte de baisse des consommations. Cette réalité place les enjeux sociaux au cœur des défis de la transition.

Il ne revient pas au régulateur de se substituer aux partenaires sociaux ni de dicter aux opérateurs leurs choix d'organisation. La CRE s'assurera néanmoins de la soutenabilité des contraintes d'efficacité qu'elle impose à travers la régulation tarifaire au regard des effets sociaux induits.

L'un des enjeux sera le maintien de compétences critiques si les départs anticipés ou volontaires ne sont pas pilotés en lien avec la poursuite des opérations pour les usages restant économiquement dépendant du gaz. Un autre enjeu sera, dans les scénarios de décroissance rapide du gaz, la gestion de la reconversion de certains salariés.

La formation visant à préparer les agents aux nouveaux métiers de la transition, exploitation des réseaux d'hydrogène, systèmes de chaleur renouvelable, démantèlement de réseaux, secteur électrique, sera notamment un axe important des années à venir.

S'agissant des évolutions possibles du cadre tarifaire, la CRE identifie que la recherche d'une soutenabilité dans la durée passera par :

- une incitation accrue à la maîtrise des coûts des opérateurs ;
- des évolutions du cadre tarifaire permettant de repenser la temporalité de la couverture des charges, afin de soulager la facture des consommateurs de demain, tout en maintenant un niveau soutenable pour les consommateurs d'aujourd'hui.

Dans ce contexte, la CRE envisage plusieurs orientations et mesures tarifaires potentielles permettant d'améliorer la soutenabilité économique et sociale de la décroissance du gaz dans la durée. La CRE rappelle ici que leur mise en œuvre pourrait se faire à travers les futurs tarifs de réseaux. **Ce rapport présente des pistes de réflexion mais ne fait pas office de décision ni ne préjuge des décisions de la CRE dans le cadre des prochains tarifs. Les mesures envisagées seront étudiées en détail à l'occasion des discussions tarifaires à venir.**

Enjeu 1 : Maintenir l'exigence en matière de maîtrise des coûts des opérateurs

Le cadre de régulation mis en place depuis plusieurs années par la CRE, couplé à des efforts d'efficacité importants des opérateurs, a permis d'assurer une maîtrise des coûts des opérateurs. Les outils mobilisés sont notamment :

- la mise en place d'une trajectoire incitée sur 4 ans de charges d'exploitation ;
- un regard sur les volumes d'investissement avec l'approbation des investissements pour le transport et le stockage et en distribution s'agissant du développement du biométhane, ou la récente mise en place d'une enveloppe d'investissements globale en distribution ;
- l'efficacité économique des investissements avec la mise en place de budgets cibles pour les plus gros investissements pour le transport et pour le stockage et des coûts unitaires en distribution ;

- l'intégration d'objectifs d'efficience pour continuer d'améliorer la productivité.

La CRE considère que le contexte actuel de décroissance des consommations de gaz exige que cette incitation à la maîtrise des coûts soit maintenue. Elle tiendra compte de cet enjeu, lorsqu'elle fixera le cadre des futurs tarifs. La CRE consultera largement les acteurs à partir de l'année 2027 sur le sujet.

Ce cadre d'incitation à la réduction des coûts s'accompagne d'une incitation à la qualité de service qui permet de s'assurer que la maîtrise des coûts est concentrée sur les postes sur lesquels les opérateurs disposent de leviers de productivité et ne conduit pas à une dégradation du service rendu aux utilisateurs des infrastructures. Ces deux cadres sont indissociables.



Orientation 1 : Maintenir un cadre réglementaire incitatif sur les coûts dans la durée avec comme contrepartie une régulation incitative à la qualité de service.

En parallèle, la CRE considère que le mécanisme tarifaire devra être suffisamment réactif pour qu'en cas de décroissance des volumes et des recettes plus fortes que prévue, le manque à gagner pour les opérateurs directement liés à cette décroissance rapide soit rapidement compensé par le tarif et ne pèse pas trop fortement sur les opérateurs.

Enjeu 2 : Garantir un cadre réglementaire permettant les investissements pour assurer la sécurité des réseaux en phase de décroissance

La réduction progressive des volumes transportés et distribués sur les réseaux gaziers ne réduit pas les obligations de sécurité qui s'imposent aux opérateurs. Tant qu'un réseau est en exploitation, les gestionnaires demeurent tenus d'en assurer l'intégrité, la surveillance et la maintenance, quels que soient les niveaux d'utilisation. Cette réalité apparaît dans la partie précédente notamment avec l'analyse du niveau des investissements nécessaires dans les 25 ans à venir.

Le taux de rémunération du capital investi joue un rôle incitatif à l'investissement en fonction de son niveau. Celui-ci doit être suffisamment élevé pour permettre la rentabilité des investissements essentiels sans être surincitatif.

Par ailleurs, deux demandes principales ont été portées par les gestionnaires de réseaux et leurs actionnaires pour sécuriser le cadre de régulation.

1) Les gestionnaires de réseaux et leurs actionnaires demandent la couverture des coûts de démantèlement. Le démantèlement des ouvrages mis hors service constitue une charge pour le système gaz en décroissance et est dicté par des obligations légales.

Ces coûts peuvent en partie être anticipés, provisionnés et progressivement intégrés dans les charges à couvrir afin d'éviter une charge trop importante au moment du démantèlement. Seul le tarif d'utilisation des terminaux méthaniers régulés prend aujourd'hui en compte de telles provisions pour démantèlement en cas d'abandon d'ouvrages du réseau.

Les actifs pouvant faire l'objet de provisions pour démantèlement sont composés :

- d'actifs identifiés arrivant en fin de vie et/ou rendus inutiles qui devront être démantelés, en l'absence de réutilisation pour d'autres usages (hydrogène par exemple), pour des raisons de sécurité : stations de compression, installations de sites de stockage, ...

- d'actifs arrivant en fin de vie et/ou rendus inutiles de manière diffuse sur le territoire, notamment en distribution, pour lesquels le démantèlement peut prendre des formes plus ou moins extensives en fonction de la réglementation et des nécessités locales.

Comme indiqué précédemment, la CRE considère que faire supporter ces charges aux opérateurs d'infrastructures régulées et à leurs actionnaires serait économiquement injustifié : ces coûts, par nature non maîtrisables, excèdent ce qu'une rémunération régulée normale du capital peut raisonnablement absorber.

Par ailleurs, le régime concessif qui s'applique à la distribution peut prévoir une répartition des coûts de démantèlement entre concédant et concessionnaire dès lors qu'ils sont directement induits par une décision prise localement, hors cadre de régulation nationale. Certains coûts pourraient ainsi ne pas être à la charge du tarif.



Orientation 2a : Intégrer dans les charges à couvrir par les tarifs les coûts de démantèlement des actifs régulés dont la potentielle fermeture sera décidée.

2) Les gestionnaires de réseaux et leurs actionnaires demandent la couverture des coûts échoués potentiels par le tarif à leur valeur dans la BAR, c'est-à-dire la valeur économique pour les opérateurs. La valeur dans la BAR et la VNC diffèrent pour les actifs historiques (avant 2024) du fait de la prise en compte de l'inflation et de la réévaluation des actifs historiques tous les ans. Les gestionnaires de réseaux argumentent d'une part qu'une prise en compte à la valeur nette comptable les lèse économiquement et pointent d'autre part l'incertitude que cette approche fait peser sur la récupération de la valeur des investissements. En réduisant le risque porté par les actionnaires, ce type de mesure améliorerait la visibilité économique de rentabilité des investissements et réduirait la réticence potentielle à reconnaître quels actifs sont ou seront échoués. Par ailleurs, ce type de mesure doit être calibré afin de ne pas désinciter les opérateurs sur la maîtrise du volume d'investissements.

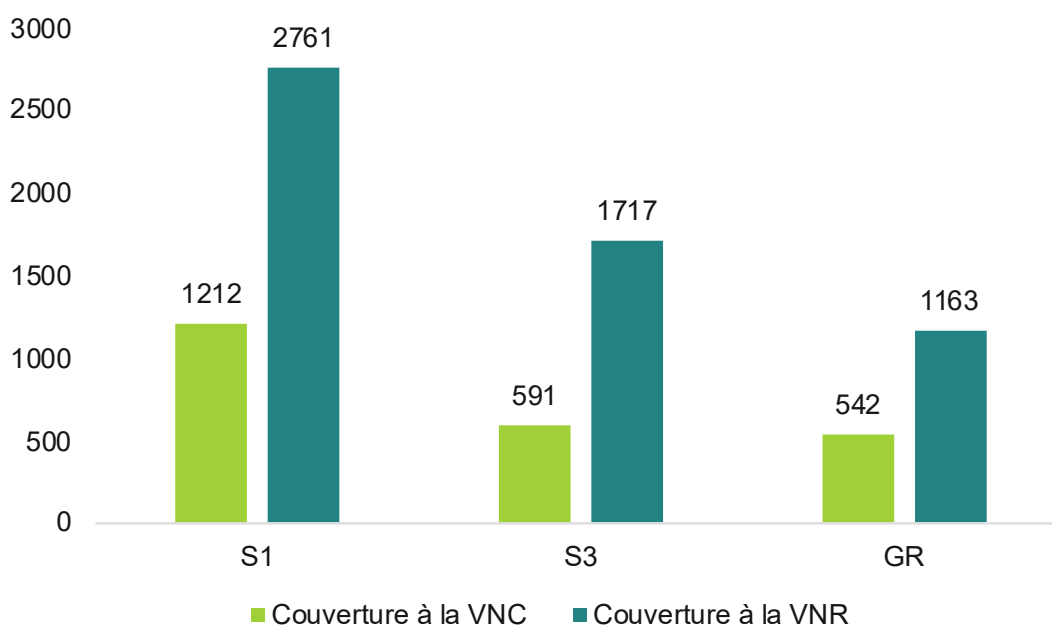


Figure 11 : Coût de la couverture des coûts échoués potentiels à la VNC ou à la VNR, en M€₂₀₂₅ sur la période 2025-2050

Si la CRE partage globalement les enjeux autour de la couverture des coûts échoués, elle considère néanmoins que la priorité doit être d'éviter leur apparition en anticipant la couverture de certains coûts. Les mesures temporelles, telles que présentées dans ce rapport, sont de nature à réduire cet enjeu.



Orientation 2b : Anticiper la couverture de certains coûts pour réduire les coûts échoués potentiels.

Enjeu 3 : Trouver la bonne répartition des charges entre consommateurs actuels et consommateurs futurs

Dans tous les scénarios étudiés il reste en 2050 des consommateurs de gaz, résidentiels comme professionnels. Certains de ces consommateurs seront probablement sans alternative crédible et/ou économique à la consommation de gaz. Se pose dès lors la question de la bonne répartition des charges entre consommateurs actuels et consommateurs futurs, pour soulager la charge des consommateurs futurs, sans néanmoins pénaliser excessivement les consommateurs d'aujourd'hui.

Une anticipation de certaines dépenses par rapport au cadre actuel permet de rendre plus soutenable la facture des clients restants à horizon 2050 en baissant le niveau du tarif à cette échéance. En contrepartie, le tarif augmenterait à court terme mais dans une mesure moindre, car les consommateurs actuels sont plus nombreux.

Lors des précédentes périodes tarifaires, la CRE a déjà adopté des mesures visant à anticiper la baisse de la consommation en accélérant le « remboursement » de la BAR. Elle a notamment réduit les durées d'amortissement de certains actifs mis en service à partir de 2020 et modifié, pour les nouveaux actifs, la prise en compte de l'inflation dans la rémunération des actifs, afin de ne pas repousser dans le temps la prise en compte de cette dernière (suppression pour les nouveaux actifs de la réévaluation de la BAR chaque année en fonction de l'inflation et passage à un CMPC nominal tenant compte de l'inflation).

Par ailleurs, la CRE a fait progressivement évoluer le cadre pour mieux protéger les opérateurs de réseau contre l'impact de la réduction des consommations et du nombre de clients via notamment la mise au CRCP de l'ensemble des recettes ou via la prise en compte dans la trajectoire du tarif la décroissance annuelle du parc (dans le coefficient d'évolution annuelle « X »).

Ces mesures pourraient être complétées dès les prochains tarifs. Plusieurs pistes ont d'ores et déjà été explorées et seront considérées dans le cadre des prochains travaux tarifaires. La CRE a réalisé pour chacune d'elles une première analyse d'impact présentée dans le présent rapport, qui devra être approfondie par la suite et soumise à consultation, pour permettre à la CRE de décider du paquet de mesures qu'il lui paraîtra *in fine* pertinent de retenir. Un enjeu sera le juste dosage des mesures retenues en fonction de la soutenabilité de l'évolution des tarifs de réseau en 2028.

Par ailleurs, la mise en œuvre de telles mesures de nature à rendre plus sûre et plus rapide la récupération des charges d'investissement participe à la réduction du risque pour les actionnaires. Elles sont donc de nature à modérer le niveau de risque pris en compte dans les taux de rémunération du capital. Néanmoins, l'analyse détaillée du niveau de ce taux de rémunération des capitaux investis sera réalisée au cas par cas en fonction des cadres de régulation qui s'appliqueront lors des exercices tarifaires à venir.

Les pistes d'évolution du cadre tarifaire envisagées sont les suivantes : (pour la simulation des effets, elles sont mises en œuvre dans les graphiques présentés ensuite en 2028, au moment des prochains tarifs) :

 **A retenir**

Option 3a : Ne plus réévaluer la BAR historique à l'inflation, en contrepartie utiliser un taux nominal contenant l'inflation.

Il s'agirait ici de généraliser le traitement retenu dans la dernière génération tarifaire pour la rémunération des nouveaux actifs, pour l'ensemble des actifs historiques entrés dans la BAR avant 2024. Ce traitement consiste à ne plus réévaluer, dans le futur, la BAR de l'inflation réalisée chaque année, qui ainsi décroît plus rapidement.

Si une telle mesure permet de soulager la facture future et de réduire les éventuels coûts échoués, l'effet du passage à un taux de rémunération nominal (incluant en contrepartie l'inflation) pourrait créer une évolution tarifaire significative au moment de sa mise en œuvre. Les effets positifs d'une telle mesure devraient être perçus autour de 2035.

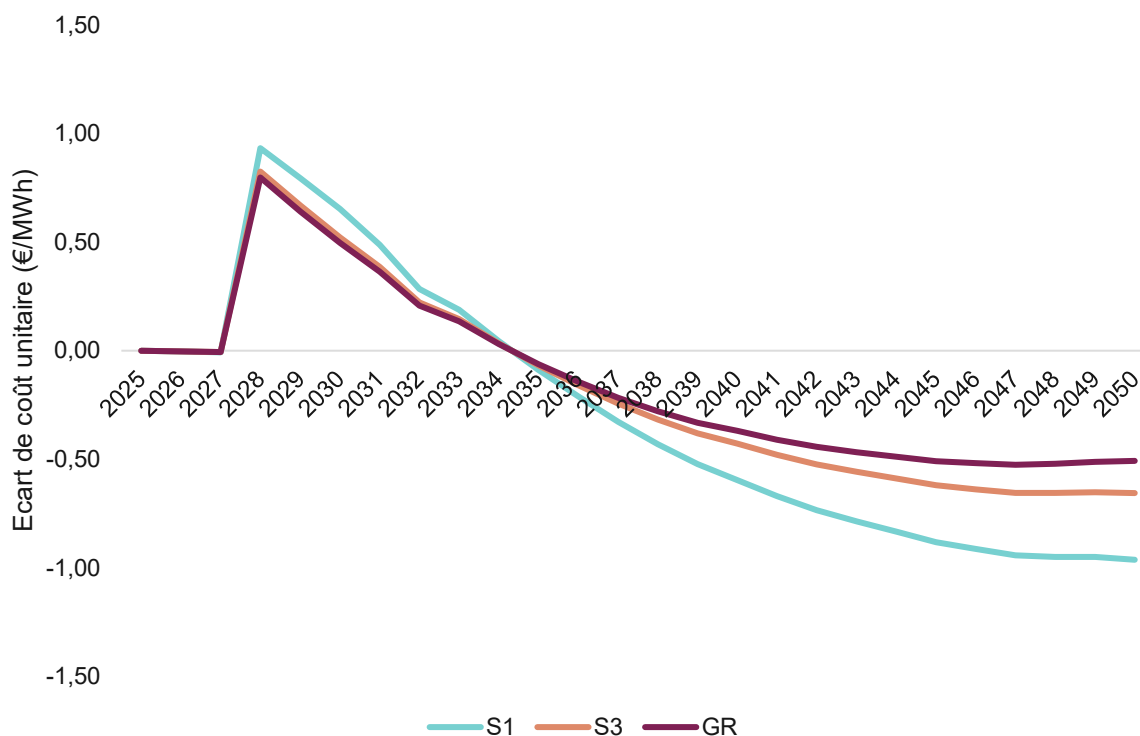


Figure 2 : Impact tarifaire de la désindexation totale de la BAR, en €₂₀₂₅/MWh

 **A retenir**

Option 3b : Réduction des durées d'amortissement de catégories d'actifs.

Il s'agirait ici de poursuivre la dynamique engagée dans la dernière génération tarifaire en réduisant la durée d'amortissement de certaines catégories d'actifs, quelle que soit leur date de mise en service.

Une telle mesure permet de réduire le risque de coûts échoués, mais pourrait générer une marche tarifaire du fait de l'accélération des charges de capital à couvrir. Par ailleurs, les amortissements accélérés peuvent conduire à une situation où le gestionnaire de réseau se retrouve à exploiter des actifs sans valeur économique résiduelle. Ceci peut inciter à un remplacement anticipé des actifs, non

justifié. Si une telle mesure devait être retenue, son paramétrage devrait donc être effectué de manière adaptée.

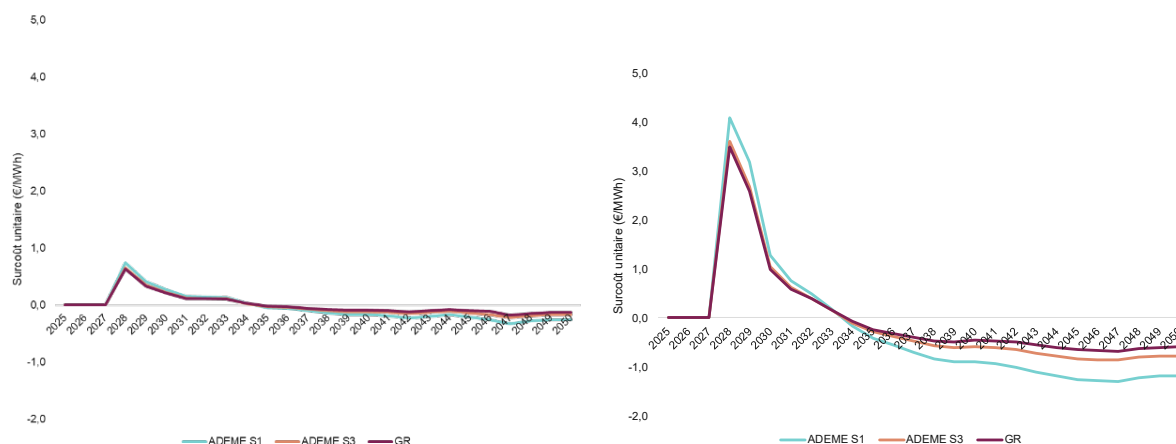


Figure 13 : Impact tarifaire de l'amortissement accéléré de 1 an (gauche) et 5 ans (droite) par rapport au cas de base (€₂₀₂₅/MWh)



A retenir

Option 3c : Amortissement accéléré des actifs dont la sortie est planifiée.

Pour compléter cette mesure de réduction de la durée d'amortissement applicable de manière homogène à tous les actifs, il pourrait par exemple être envisagé de réduire davantage la durée d'amortissement de certains actifs, en particulier ceux qui sont identifiés comme « libérables » en fonction des scénarios. La durée d'amortissement de l'actif pourrait être raccourcie le cas échéant, pour que la date de fin d'amortissement n'excède pas la date prévisionnelle de sortie de l'actif.

Cette mesure présente l'avantage de pouvoir être largement paramétrable, notamment sur le périmètre d'actifs à intégrer dans la mesure, en fonction notamment du volume de charges qu'il semble pertinent de décaler dans le temps. Les actifs retenus pourraient se baser sur une planification consensuelle de décroissance des actifs avec les différents opérateurs. Cette mesure présente l'avantage de lisser dans le temps les conséquences tarifaires de la couverture des coûts échoués prévisibles. Il conviendra néanmoins de trouver le juste équilibre pour éviter de créer une incitation au remplacement anticipé de certains actifs si certains actifs intégrés dans la mesure ne pouvaient finalement pas être libérés.

Par ailleurs, cette mesure ne signifie pas que l'actif en question aurait une date de fin d'exploitation ferme et définitive. Par exemple, la CRE a déjà eu à gérer la fin de vie économique d'une infrastructure gazière régulée avec l'arrêt prévisionnel en 2028 de l'activité régulée du terminal de Fos Tonkin. Dans cette perspective, la durée d'amortissement du site de Fos Tonkin avait été adaptée pour prendre en compte un arrêt potentiel du terminal en 2021 puis a été modifiée pour prendre en compte la prolongation de l'exploitation du site jusqu'en 2028.



A retenir

Option 3d : Ne plus intégrer dans la BAR les investissements payés par les tiers.

Aujourd'hui, certains investissements sont pour tout ou partie directement payés par les tiers, par exemple au moment du raccordement ou lors de déplacements d'ouvrages. Alors que l'investissement est payé en une fois en début de vie par un tiers, le traitement tarifaire actuel reporte et lisse sa couverture tarifaire sur l'ensemble de sa durée de vie. Concrètement, l'actif est intégré à la BAR des

opérateurs comme n'importe quel investissement et la contribution reçue vient en déduction des charges d'exploitation à couvrir l'année de sa perception.

Pour décaler les coûts vers le présent et ne pas devoir rémunérer un actif non financé par les opérateurs, il pourrait être envisagé de ne plus intégrer ces investissements dans la BAR comme c'est le cas pour RTE. Les charges d'exploitation à couvrir seraient réhaussées d'autant mais le tarif économiserait sur le long terme permettant d'être plus bas sur toute la durée d'amortissement de ceux-ci. Ces nouveaux actifs, ayant une durée d'amortissement longue, les effets positifs n'apparaissent que tardivement, au-delà de 2040.



Figure 14 : Impact tarifaire de la déduction des prestations pour tiers de la BAR par rapport au cas de base (€₂₀₂₅/MWh)

A retenir

Option 3e : Déduire les recettes excédentaires du CRCP de la BAR.

Le niveau des tarifs 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 CRCP (compte de régulation des produits et des charges), prend en compte 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 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. L'apurement de ce CRCP est majoritairement comptabilisé dans le tarif de l'année d'après (sauf en cas de trop gros écart où le rattrapage est lissé).

Ce mécanisme est symétrique, c'est-à-dire que lorsque les estimations sont inférieures aux charges réalisées, le tarif est augmenté en conséquence l'année ou les années suivantes, à l'inverse lorsque les estimations sont supérieures aux charges réalisées, le surplus est rendu aux consommateurs l'année ou les années suivantes.

Dans un contexte de décroissance du gaz, ayant vocation à entraîner une hausse quasi-continue des tarifs, une approche différente et asymétrique pourrait être adoptée. Elle consisterait à conserver le dispositif inchangé en cas de sous-estimation des charges mais, en cas de surestimation des charges, à restituer le surplus différemment et plus lentement aux consommateurs, en déduisant les charges payées en trop de la BAR. Cela permet de conserver les excédents annuels pour modérer les

augmentations tarifaires futures, en diminuant sur une longue période les charges de capital. Cette évolution aurait l'avantage d'éviter des évolutions en sens contraires, avec des baisses de tarifs une année suivies par un rattrapage et des hausses plus importantes les années suivantes. Depuis 2015, ce sont par exemple 461 M€ qui seraient venus en déduction de la BAR des opérateurs.



A retenir

Option 3f : Couverture anticipée des coûts de démantèlement des actifs.

Les analyses présentées plus haut montrent que les coûts de démantèlement des actifs peuvent devenir significatifs dans les scénarios de décroissance rapide. Se pose dès lors la question de la temporalité de la prise en compte de ces charges de démantèlement : soit au moment de la concrétisation des charges, ce qui revient à faire porter ces charges à un nombre possiblement plus restreint d'acteurs, soit en anticipation via des provisions pour démantèlement. Aujourd'hui, seul le tarif des terminaux méthaniens prévoit la couverture de provisions pour démantèlement. Ce traitement tarifaire pourrait être étendu à d'autres infrastructures. Une couverture des provisions pour démantèlement permet un lissage de la charge financière associée à ces opérations et en améliore la soutenabilité en les faisant porter à un plus grand nombre de consommateurs.

Enjeu 4 : Explorer des mesures complémentaires pour assurer le financement des infrastructures

La mise en place des mesures exposées précédemment vise à optimiser le niveau du tarif dans le temps et à maintenir le niveau de l'efficacité des opérateurs. Elles pourraient néanmoins s'avérer insuffisantes pour assurer la soutenabilité de la transition pour les consommateurs de gaz.



A retenir

Orientation 4a : Les tarifs de réseaux de gaz ne doivent pas financer autre chose que les réseaux.

Avec la tension sur le niveau du tarif et la recherche par la CRE de solutions pour en maîtriser le niveau, il serait contre-productif de chercher à utiliser les tarifs de réseau pour financer des éléments en dehors des charges de réseaux. Ceci plaide notamment pour limiter au maximum le financement par les tarifs de réseaux d'obligations de service public annexes d'accompagnement du consommateur (rénovation, changement d'usage, matériel, etc.) en plus de la desserte de gaz et du raccordement des sites de production de gaz renouvelables et bas-carbone.

Il est donc impératif de ne pas prévoir que les tarifs de réseau de gaz paient davantage que les stricts coûts des infrastructures gazières.



A retenir

Orientation 4b : Explorer à long terme des pistes de financement directes ou indirectes d'une partie des coûts des infrastructures gazières au-delà des tarifs de réseaux.

Dans les scénarios de décroissance du gaz les plus ambitieux, une source de financement externe pourrait devenir nécessaire. Celle-ci permettrait de faire porter cette charge sur une base de contributeurs plus large que les seuls consommateurs de gaz présents en 2050. Les pistes soulevées ci-après sont exploratoires et nécessiteront le cas échéant des analyses approfondies.

Différents acteurs ont proposé une réflexion autour du rapprochement des systèmes électrique et gazier à terme. Des ponts entre les deux énergies pourraient être étudiés en plus de la complémentarité possible des deux systèmes en termes de sécurité d’approvisionnement, flexibilité, stockage et de personnel. La CRE rappelle néanmoins que les tarifs d’utilisation des réseaux publics d’électricité pourraient également être en augmentation dans les prochaines décennies, en raison des investissements significatifs pour le renouvellement des réseaux et les adaptations liées à l’accueil de nouveaux clients. Dans sa délibération sur le SDDR, la CRE a estimé que ces derniers pourraient connaître une évolution moyenne annuelle de 1% en plus de l’inflation pour les clients résidentiels d’ici 2040. Pour autant, la CRE considère qu’à long terme cette piste pourrait être étudiée pour voir s’il est possible de dégager par cette voie des marges de manœuvre supplémentaires.

Par ailleurs, pour tenir les objectifs de décarbonation, l’Etat initiera probablement des politiques de nature à entraîner une décroissance plus rapide de la consommation de gaz. La prise en compte d’une partie des coûts de réseaux induits par ces politiques (ex : coûts de démantèlement, coûts échoués potentiels...) dans le budget de l’Etat permettrait une meilleure protection des consommateurs résidentiels et industriels qui resteront.

Enfin, les AODG sont propriétaires de leurs réseaux de distribution. Dans la mesure où elles pourraient initier également sur leur territoire des politiques ayant pour effet la décroissance de la consommation de gaz, la question de leur mise à contribution pourrait être posée selon les règles applicables aux contrats de concession et le cadre de régulation qui sera défini au niveau national.

Enjeu 5 : Accompagner les consommateurs qui seront présents en 2050

Comme déjà énoncé précédemment, il restera sur le long terme des consommateurs raccordés au gaz, notamment faute d’alternative ou d’avantage économique à basculer vers une autre énergie, qu’ils soient résidentiels, tertiaires ou industriels. Les mesures recommandées par la CRE et l’approche locale présentée ci-dessous sont de nature à atténuer les hausses tarifaires qui pèseront sur ces consommateurs. Néanmoins, à usage constant, ces mesures d’atténuation ne pourront avoir qu’une portée limitée et ces consommateurs devront malgré tout assumer demain des factures plus élevées qu’aujourd’hui.

Une autre façon d’améliorer la soutenabilité de la décroissance du gaz pour ces consommateurs, au-delà des actions visant à optimiser les charges à couvrir dans les tarifs de réseaux, consiste à les accompagner dans des mesures de sobriété et d’efficacité énergétique, afin de maîtriser l’évolution de leur facture en consommant moins.

Dès lors, il apparaît nécessaire que les consommateurs de gaz puissent continuer à bénéficier des différents dispositifs d’accompagnement vers les actions permettant la rénovation ou l’efficacité énergétique (MaPrimeRenov’, fiches CEE, etc.). Ce maintien permettrait notamment aux consommateurs, qui ne disposeraient pas d’une alternative crédible au gaz (technique ou économique), d’avoir accès à des aides qui seraient de nature à réduire leur consommation, participant d’une part à leur échelle à l’objectif de décroissance du gaz, notamment tant qu’il est majoritairement fossile, et améliorant d’autre part la soutenabilité de leurs factures futures.

Un tel accompagnement permettrait également à ces consommateurs résidentiels et tertiaires de gagner en confort thermique l’été, en particulier pendant les vagues de chaleur qui ont vocation à se multiplier.



A retenir

Orientation 5 : Maintenir des aides à la rénovation et à l’efficacité énergétique pour les clients gaz.

Partie 3 - Organiser et accompagner le repli du gaz au niveau local, dans une approche multi-énergies

La CRE considère qu'une planification est indispensable pour optimiser la décroissance projetée du gaz et l'évolution énergétique de chaque territoire. Cette planification doit pouvoir s'appuyer sur une approche locale, cohérente avec les politiques et objectifs nationaux.

Une planification à la maille locale prend en effet tout son sens, compte tenu de la diversité des dynamiques et des contextes sur le territoire. Par ailleurs, la mobilisation des élus est essentielle pour impulser et organiser un dialogue et une planification à l'échelle du système énergétique de chaque zone. C'est d'ailleurs l'approche qu'a engagée le gouvernement, qui a annoncé parmi les 22 mesures du plan d'électrification présenté par Sébastien Lecornu, l'accompagnement de 100 territoires d'électrification, pour accélérer les axes d'électrification des transports, de sortie du fioul et de planification de la sortie accélérée du gaz. Elle s'intègre également dans la démarche de la directive (UE) 2024/1788¹², qui prévoit que les gestionnaires de réseaux de distribution de gaz élaborent des plans de déclassement des réseaux.

La CRE a déjà mis en avant dans un certain nombre de ses travaux la pertinence d'une approche locale pour accélérer et optimiser la mise en œuvre de la transition énergétique. Elle recommandait ainsi déjà dans le premier volet de l'étude sur l'avenir des infrastructures gazières de privilégier un accompagnement vers une sortie locale du gaz plutôt qu'une interdiction nationale visant un usage particulier, dans une logique d'optimisation du réseau à maintenir localement. Par ailleurs, le rapport de prospective de la CRE intitulé « *S'inspirer pour accélérer la transition énergétique dans les territoires* »¹³, publié en février 2026, aborde ces questions et identifie des leviers de réussite à la maille locale.

Cet exercice de planification au niveau local sera nécessaire pour éviter que les décisions prises de décarbonation des zones locales n'amènent à un « mitage » du réseau ou pire à une désoptimisation globale qui ne permettrait aucune réduction de coûts côté infrastructures gazières. En effet, il permettra d'optimiser les investissements au regard des besoins futurs. Plusieurs vagues d'investissements restent à venir et doivent être anticipées :

- le renouvellement des compteurs évolués, sur la période 2038-2043, dont la planification devra prendre en compte la baisse du nombre de clients résidentiels ;
- les investissements de modernisation du réseau, avec la mise en conformité de certains ouvrages comme des branchements, des canalisations et des régulateurs, dont l'opportunité du renouvellement pourra être analysée conjointement par le gestionnaire du réseau de distribution (GRD) et l'AODG concernés à l'aune de l'abandon local de portions du réseau ;
- les adaptations des réseaux pour l'injection des gaz renouvelables, qui devront tenir compte du potentiel d'accueil futur pour diriger la production vers les bassins de consommation les plus pérennes.

L'optimisation des investissements permettra de limiter l'augmentation tarifaire pour tous les consommateurs.

La CRE présente dans le présent rapport des pistes pour engager de manière efficace une approche locale et coordonnée. Pour cela elle s'est basée sur les travaux déjà réalisés dans le cadre du premier volet de l'étude et sur des travaux complémentaires afin de retenir les critères pertinents pour analyser les zones pouvant être candidates à un repli local du gaz.

¹² Directive (UE) 2024/1788 du Parlement européen et du Conseil du 13 juin 2024 concernant des règles communes pour les marchés intérieurs du gaz renouvelable, du gaz naturel et de l'hydrogène, modifiant la directive (UE) 2023/1791 et abrogeant la directive 2009/73/CE

¹³ [S'inspirer pour accélérer la transition énergétique dans les territoires, Prospective de la CRE, février 2026](#)

Permettre aux acteurs locaux d'identifier les zones les plus pertinentes pour un repli organisé du gaz

Dans sa première étude sur l'avenir des infrastructures, la CRE a réalisé avec l'appui de GRDF et de GreenAlp des focus locaux, qui ont permis d'illustrer la multiplicité des situations locales et les défis associés à chacune, dans un contexte de décroissance du gaz. Ces analyses avaient notamment permis de mettre en lumière les points suivants :

- **une réflexion en amont est nécessaire** pour éviter que des décisions d'aujourd'hui obligent demain à maintenir une infrastructure surdimensionnée par rapport au besoin, créant des surcoûts pour la collectivité et pouvant générer des coûts échoués. Par exemple, le raccordement de sites de production de biométhane en distribution plutôt qu'en transport, peut s'avérer optimal à court terme mais sous-optimal à long terme, si cette zone voit son nombre de consommateurs décroître de manière très significative à l'avenir ;
- **une réflexion multi-énergies est impérative** : les focus locaux de la première étude ont par exemple permis de pointer le fait que si le choix de l'emprise des réseaux de chaleur urbains (RCU), qui constituent dans certaines zones l'énergie de substitution la plus crédible, tenait compte de la structure des réseaux de distribution de gaz, cela permettrait d'optimiser le réseau de gaz à maintenir pour les clients restants et donc l'efficacité de la politique énergétique locale.

Fort de ces constats, la CRE a engagé une réflexion sur les critères permettant d'identifier les zones les plus propices à un repli du gaz. L'identification de ces zones permettra, dans un second temps, de mettre en place une gouvernance locale adaptée à la configuration de la zone et des mesures d'accompagnement ciblées.

Quels critères peuvent être utilisés ?

Une approche basée sur des critères de sélection est présentée, garantissant une démarche lisible, objective et en ligne avec les enjeux énergétiques, sociaux et économiques nationaux. La CRE a ainsi identifié des critères qui jouent au premier ordre dans l'organisation du réseau gazier.

1. Existence d'un type d'utilisateur (consommateur ou producteur) nécessitant durablement la présence du réseau gazier

1.a. Présence d'installations ou de projets de production de gaz renouvelables et bas-carbone

L'injection de biométhane dans les réseaux, très décentralisée, nécessite de nouveaux investissements de raccordement et de renforcement sur le territoire. Compte tenu des objectifs de politique énergétique concernant le développement des gaz renouvelables et bas-carbone, la présence d'un site en injection ou d'un projet dans la file d'attente ne pouvant être raccordé qu'en distribution constitue un critère de maintien local du réseau. Ces infrastructures doivent être préservées, y compris lorsque la densité de consommateurs y est faible, pour garantir un exutoire aux volumes injectés. Par ailleurs, les canalisations liées à l'injection de biométhane sont récentes et donc faiblement amorties.

1.b. Présence de réseaux de chaleur urbains (RCU) recourant au gaz

Les réseaux de chaleur sont aujourd'hui considérés comme une infrastructure alternative au réseau de gaz. Néanmoins, environ 70 % des RCU en service aujourd'hui utilisent le gaz, en majorité comme énergie secondaire ou en appoint-secours. Par ailleurs, la desserte des clients par les RCU n'est aujourd'hui ni systématique ni exhaustive : même dans le cas d'un RCU classé, l'obligation de raccordement porte sur l'habitat neuf ou en rénovation. Si bien qu'à ce jour la présence d'un RCU ne permet pas nécessairement d'envisager de disparition de la demande ou du réseau de gaz à la maille locale.

1.c. Présence d'usages industriels qui ne peuvent se passer de gaz

Un troisième critère du maintien local du réseau réside dans la présence de clients industriels dont les procédés sont considérés comme techniquement difficiles à électrifier : chimie, métallurgie et fours verriers. Une approche différenciée de ces zones permet ainsi de s'assurer de ne pas compromettre la compétitivité de ces secteurs souvent stratégiques.

2. Positionnement en bout de réseau

L'emplacement des points de livraison sur le réseau conditionne le volume d'infrastructures libérables en cas de sortie du gaz. Les segments situés en extrémité d'antenne, sans fonction de transit vers d'autres zones desservies, ou le réseau de desserte pour des clients isolés présentent un profil plus favorable : leur suppression n'affecte pas l'intégrité du réseau amont et concentre l'intervention sur un nombre restreint de clients. Ce critère se combine avec la densité du réseau.

3. Existence d'une énergie de substitution disponible et accessible

La disponibilité d'une énergie de substitution (réseau électrique, chauffage urbain, ...) est une condition nécessaire, mais non suffisante, à l'engagement d'une procédure de repli du gaz dans une zone. Elle devrait s'accompagner d'une appréciation de la faisabilité technique et du coût de la transition pour les ménages concernés. En particulier, les zones à faible revenu moyen, où les ménages ne disposent pas de la capacité d'investissement nécessaire pour s'équiper (pompe à chaleur électrique notamment), doivent faire l'objet d'une attention particulière et ne sauraient être engagées dans un processus de déracordement sans mécanisme d'accompagnement social et financier préalablement défini.

Au niveau local, une meilleure connaissance des réseaux existants et des usages captifs est donc indispensable pour prioriser le maintien du gaz dans les zones où il a le plus d'avenir.

La substitution par une énergie alternative nécessitera un dimensionnement suffisant pour reprendre la pointe gazière. A ce titre, GRDF précise que le niveau de pointe à substituer s'élève, selon ses calculs, entre 11 GW (GR), 19 GW (S3) et 38 GW (S1) de puissance gaz selon les scénarios à 2050.

4. Rentabilité économique pour le réseau de gaz de la zone

A ces critères techniques pourrait s'ajouter une lecture économique de la situation des différentes zones : compte tenu de la diversité des situations économiques, l'organisation du repli devrait s'organiser prioritairement dans les zones permettant la meilleure préservation de la soutenabilité tarifaire globale, c'est-à-dire celles dont le repli n'aurait pas pour effet d'accroître à court et moyen terme la pression tarifaire pour les consommateurs de gaz.

La rentabilité de la zone doit s'apprécier dans ses dimensions temporelle et territoriale, pour ne pas fragiliser l'équilibre global du tarif de réseau et des concessions.

Des indicateurs économiques peuvent éclairer cette réflexion, par exemple :

- le ratio entre les recettes tarifaires et les charges totales, qui permet d'apprécier si les charges globales sont couvertes et l'effet sur le tarif global appliqué aux consommateurs de gaz ;
- le ratio entre les recettes tarifaires et les charges d'exploitation, qui permet d'identifier les zones où les seules recettes ne couvrent plus les coûts courants ;
- la valeur résiduelle des ouvrages (base d'actifs régulés), qui oriente vers les segments dont les réseaux sont les plus amortis et la BAR la plus faible.

Les zones présentant les ratios de couverture les moins élevés et les valeurs résiduelles les plus réduites cumulent un risque limité de désoptimisation du tarif péréqué et une moindre perte de valeur en cas de démantèlement.

La CRE a réalisé des analyses géographiques préliminaires sur les usages locaux et sur l'économie du réseau de gaz

La CRE a étudié le périmètre desservi par GRDF à la maille de la commune, soit environ 9 300 communes au total auxquelles s'ajoutent environ 200 communes qui ne possèdent que de l'injection de biométhane et ne desservent pas de consommateurs.

- 1) Concernant le critère 1 - Existence d'un type d'utilisateur (consommateur ou producteur) nécessitant durablement la présence du réseau gazier : au moins 20 % des communes actuellement desservies sont concernées par au moins un usage nécessitant durablement la présence du réseau de gaz**

Environ 2 000 communes actuellement desservies (représentant 6,8 millions de consommateurs actuels) sont concernées par la présence d'un site en injection ou d'un projet de production de biométhane, par la présence d'un ou de plusieurs sites industriels difficilement électrifiables, ou par un réseau de chaleur urbain raccordé au réseau de gaz. En outre, environ 500 communes supplémentaires, ne desservant pas de consommateur à ce jour, s'y ajoutent compte tenu des sites de production de biométhane en service ou en projet identifiés.

Il est précisé que cette maille ne correspond pas toujours à celle du régime concessif dans lequel s'inscrit la distribution de gaz dans la mesure où un certain nombre de communes a transféré la compétence d'AODG à un syndicat d'énergie. L'analyse technico-économique devra donc faire l'objet d'une concertation entre les différentes parties prenantes locales.

Par commune :

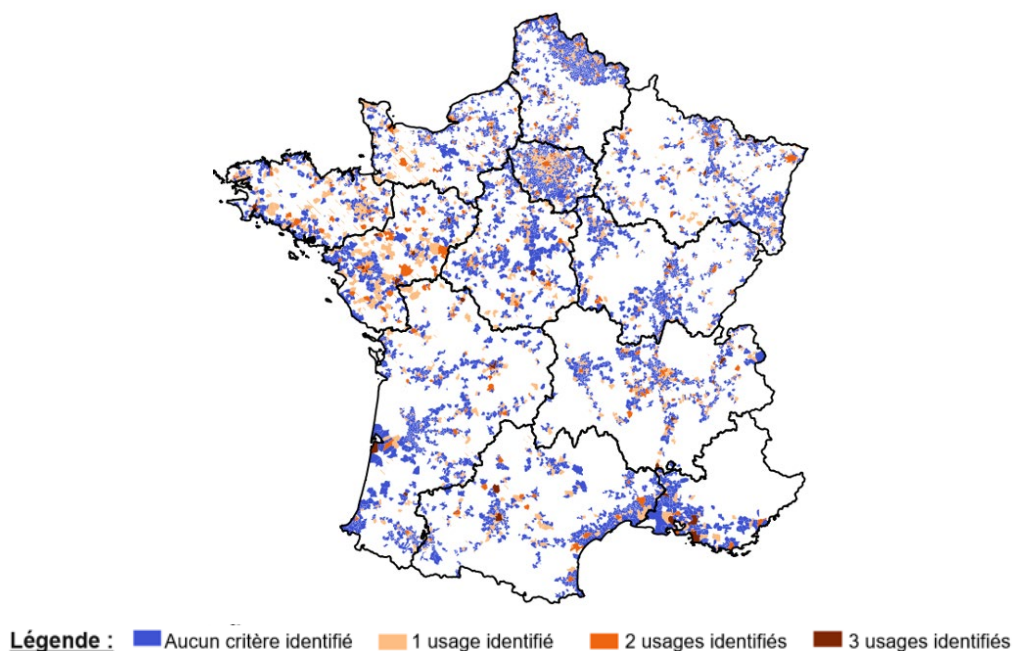


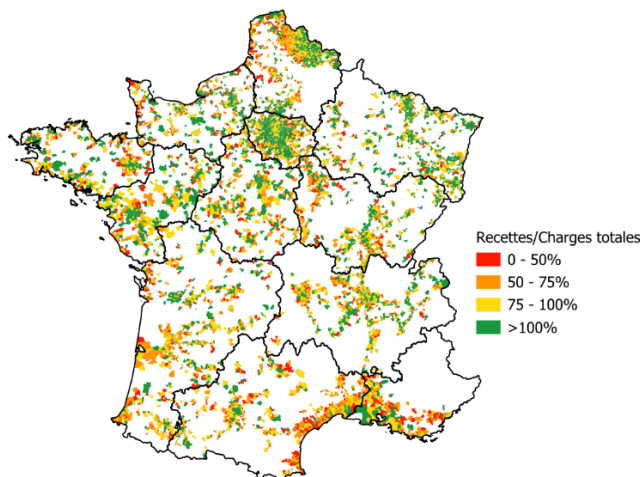
Figure 15 : Carte des usages nécessitant durablement la présence du réseau de gaz¹⁴

Les zones identifiées avec au moins un critère sont moins propices à un repli total du gaz. Néanmoins, cela ne veut pas dire que les autres communes, n'ayant pas ces usages, seraient par défaut bonnes candidates. Ces communes peuvent emporter d'autres enjeux stratégiques et économiques relatifs au gaz.

¹⁴ Graphiques et cartes préparés par GRDF sur demande de la CRE

2) Concernant le critère 4 - Rentabilité économique pour le réseau de gaz de la zone : la CRE a analysé trois indicateurs combinés pour éclairer les zones dont la sortie pèserait le moins sur l'équation tarifaire

La contribution à l'équilibre tarifaire (recettes > coûts) permet de comprendre l'équilibre du tarif



Parmi les communes desservies par GRDF, plus de 5 000 ne couvrent pas leurs charges totales avec leurs recettes d'acheminement locales, dans des conditions climatiques moyennes. Ce constat concerne la majorité des petites villes et des communes rurales, compte tenu du développement récent du biométhane dans les zones rurales, et de l'extension de la desserte de gaz des villes vers les zones rurales. Toutefois, certaines communes urbaines sont également bénéficiaires de la péréquation. Cet indicateur prend en compte la couverture des charges liées aux investissements passés, qui deviendraient, en cas de repli organisé, des coûts échoués potentiels.

Figure 16 : Taux de couverture des charges par les recettes d'acheminement par commune

La CRE rappelle que cela ne remet en aucun cas en cause la péréquation nationale actuelle.

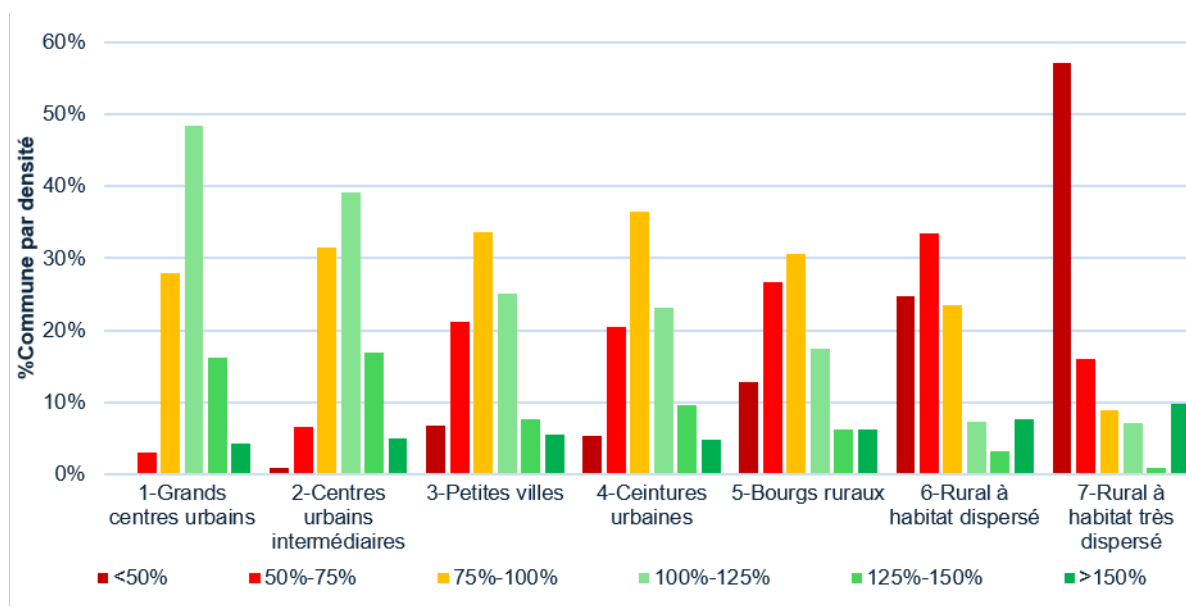


Figure 17 : Taux de couverture des charges totales par les recettes d'acheminement, en % de communes par densité¹⁵

¹⁵ Graphiques et cartes préparés par GRDF sur demande de la CRE

Le taux de couverture des charges d’exploitation par les recettes locales donne une vision de l’équilibre économique de court terme.

Sur l’ensemble des communes desservies par GRDF, environ 900 communes seulement ont un ratio déficitaire. Parmi ces communes, les zones rurales (densités 5 à 7) sont plus fréquemment concernées. Les centres urbains et les territoires de densité intermédiaires sont moins concernés par ce déséquilibre et disposent de davantage de territoires « excédentaires ».

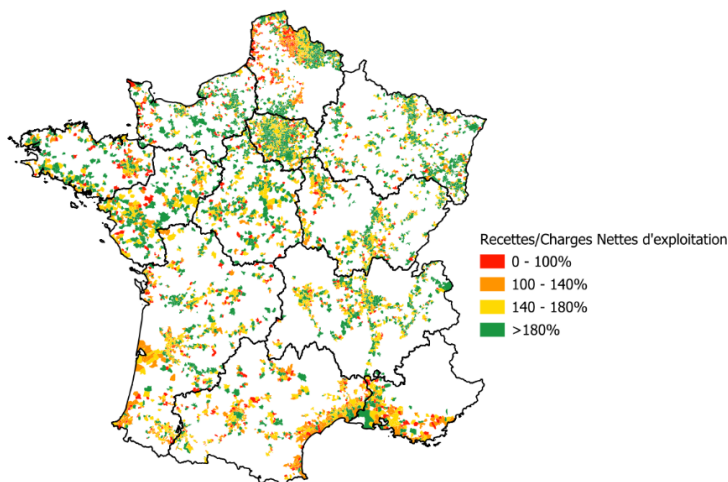


Figure 18 : Taux de couverture des charges d’exploitation par communes

Les charges d’exploitation ne sont pas seulement liées à la commune : les charges imputables directement à l’activité locale représentent ¼ des charges affectées, le reste correspondant à des charges mutualisées à l’échelle régionale ou nationale. La sortie du gaz d’une commune n’impliquera donc pas automatiquement la disparition de toutes les charges associées.

Les écarts entre zones géographiques peuvent résulter de conditions climatiques différentes.

Par ailleurs, les communes ayant pris part à la conversion de gaz B vers H dans le nord de la France ont temporairement des profils déficitaires.

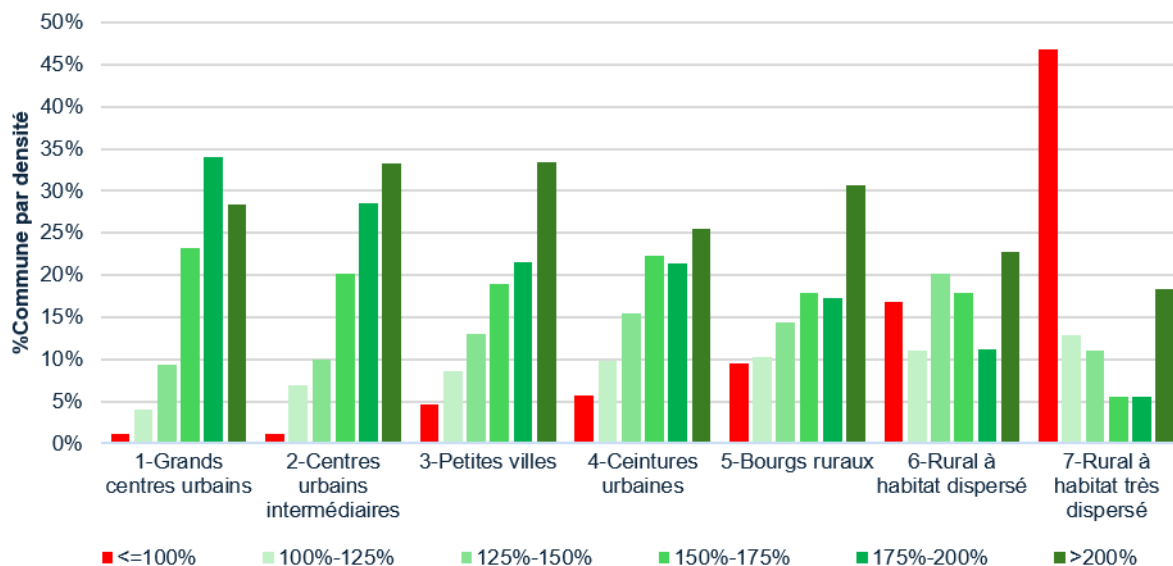


Figure 19 : Taux de couverture des charges d’exploitation par les recettes d’acheminement, en % de communes par densité

La valeur résiduelle de la BAR constitue des coûts échoués potentiels en cas de fermeture du réseau

Enfin, en ce qui concerne la valeur des ouvrages du réseau, les villes grandes et moyennes concentrent 60 % du patrimoine net de GRDF. Les zones rurales ont une BAR nette néanmoins non négligeable, du fait d’un plus grand étalement géographique des clients et du développement récent du biométhane.

La BAR réseau de GRDF est relativement jeune, et amortie en moyenne à 35 % à fin 2024. Les réseaux des centres urbains sont en général plus amortis que ceux des communes les plus rurales, avec un taux moyen de 35 % contre 30 % pour les communes rurales. En effet, le réseau de distribution s'est historiquement développé d'abord dans les zones urbaines, avant de s'étendre aux zones périurbaines et rurales, tendance renforcée par le développement du biométhane.

3) Concernant le critère 3 - Existence d'une énergie de substitution disponible et accessible : les alternatives aux modes de chauffage sont très disparates selon les zones

Comme indiqué précédemment, l'identification de l'énergie de substitution au gaz, dans un repli piloté du gaz est une nécessité.

Les différents modes de chauffage au gaz ne sont pas tous facilement électrifiables. Dans l'étude publiée en 2023, la CRE avait identifié le parc de logements chauffés au gaz et les modes de conversion à l'électricité les plus crédibles.

Le scénario de conversion le plus techniquement complexe est celui de la chaudière individuelle en logement collectif, pour lequel la configuration du logement ne permet que rarement l'installation d'une PAC individuelle.

Dans tous les scénarios, la conversion du mode de chauffage soulève des questions économiques (changement d'équipement, adaptation des installations intérieures, et répartition des coûts), d'acceptabilité (reste à charge pour les ménages, adhésion) et de cadre juridique en vigueur (capacité à contraindre au déraccordement).

Nombre de logements en 2022	Logement individuel		Logement collectif	
Mode de chauffage au gaz	5,4 millions	3,2 millions	3,2 millions	
	Chaudière à gaz	Chaudière collective	Chaudière individuelle	
Alternative possible	PAC air/air, air/eau chaudière biomasse	PAC air/eau, eau/eau RCU	PAC individuelle Convecteur électrique	

Evidemment, l'enjeu chauffage résidentiel n'est pas le seul usage à traiter dans une approche locale. Il est présenté ici à titre d'exemple.

Le choix des zones par les acteurs locaux pourra s'appuyer sur une combinaison de tout ou partie de ces critères

Ces analyses préliminaires et l'identification de ces critères ont pour vocation de permettre à chaque territoire qui le souhaiterait de s'en emparer afin de mieux planifier un repli organisé du gaz. Il reviendra aux acteurs locaux de réaliser leurs propres analyses et de retenir la combinaison de critères qui semble pertinente au regard des spécificités du territoire. Ces analyses devront le cas échéant faire l'objet d'une concertation entre, d'une part, les communes et les EPCI dont le territoire est concerné et d'autre part, les syndicats d'énergie auxquels ils adhèrent, propriétaires des réseaux.

Les différents types de communes présentent des leviers propres, mais également des éléments de complexité à prendre en compte.

	Communes davantage rurales	Communes davantage urbaines
Avantages	<p>Moins d'habitat collectif : électrification du chauffage techniquement plus accessible</p> <p>Davantage de clients « bout d'antenne » : davantage de linéaire à déposer, sous réserve de la part de réseau de structure</p>	<p>Concentration des investissements réglementaires à horizon 2040 (substitution de canalisations en cuivre, fonte ductile...) : opportunité d'optimiser les investissements</p> <p>Plus forte densité de clients : opportunité d'optimiser les investissements de renouvellement Gazpar si planification d'une sortie totale</p>
Limites	<p>Moindre densité de clients, moindre densité de BAR : gain tarifaire par zone plus limité</p> <p>Proximité de la production biométhane</p>	<p>Davantage d'habitat collectif avec chauffage individuel gaz : hors opportunité de RCU, l'électrification du chauffage est <i>a priori</i> limitée à l'installation d'un convecteur électrique</p> <p>Moins de clients « bout d'antenne » et potentiellement davantage de réseau de structure : moins de linéaire à déposer</p> <p>Risque élevé d'usage résiduel et diffus du gaz : nécessaire planification d'une sortie totale à la maille infra-locale, pour éviter le maintien de coûts de surveillance incompressibles</p>

Ces indicateurs et ces cartes ne permettent pas directement d'identifier des zones d'action, la démarche locale nécessaire permettra d'optimiser les réseaux et donc les investissements au regard des besoins futurs et éventuellement de créer les conditions permettant de sortir du gaz dans certaines zones dans des conditions soutenables.

Mettre en place dès à présent des mesures nationales permettant d'accompagner le repli organisé du gaz au niveau local

La CRE considère que, dans tous les cas, des actions nationales peuvent déjà être entreprises aujourd'hui ou devront être envisagées à moyen terme pour accompagner efficacement un repli du gaz au niveau local.

Comme indiqué précédemment, il est important d'anticiper l'enjeu d'optimisation de la décroissance du gaz de demain. La CRE a identifié certaines mesures utiles qui permettraient d'optimiser la structure des réseaux strictement nécessaires à l'alimentation des clients et de réduire la facture des clients continuant à consommer du gaz.

Par ailleurs, des mesures d'accompagnement seront nécessaires pour certains clients qui, au contraire, devront se tourner vers une autre énergie.



Orientation 6 : Renforcer sur tout le territoire la gouvernance multi-énergies locale.

La CRE considère que la planification nécessaire à une décroissance du gaz dans des conditions optimisées ne peut se réaliser que dans le cadre d'une gouvernance locale renforcée.

La gouvernance locale des réseaux électriques et gaziers, et du développement de la chaleur, varie d'une collectivité à l'autre et repose à la fois sur des héritages historiques et des choix politiques locaux. Or, dans une perspective d'optimisation de la transition énergétique et des investissements associés, il est nécessaire d'aborder l'énergie en fonction d'un mix énergétique local cohérent, et des infrastructures existantes :

- par exemple, il peut être pertinent d'étendre le RCU dans certains secteurs malgré l'absence de rentabilité à l'échelle du seul RCU, si cette extension permet de ne pas conserver un réseau de gaz pour alimenter quelques clients en bout d'antenne ;
- ou encore la conversion fioul/gaz ne devrait pas être envisagée dans les zones propices à une sortie du gaz ;
- la présence d'une éventuelle énergie de substitution décarbonée et des coûts de sa mise en œuvre devrait être finement analysée, notamment en ce qui concerne le report de la pointe gazière.

La CRE recommande donc un renforcement de la gouvernance multi-énergies, autour d'instances à créer ou existantes (par exemple, dans le cadre des commissions consultatives paritaires visées à l'article L. 2224-37-1 du code général des collectivités territoriales ou des conférences NOMé qui se tiennent respectivement pour l'électricité et le gaz, pourraient être mutualisées et élargies aux réseaux de chaleur/froid).

Par ailleurs, d'autres acteurs locaux (bailleurs sociaux...) pourraient contribuer, financièrement ou non, à la planification multi-énergies locale.

Au service de cette gouvernance, et de la bonne information des AODG, la CRE recommande que les GRD de gaz et d'électricité transmettent davantage de données nécessaires à l'exercice de planification aux AODG et aux pouvoirs publics.



Orientation 7 : Interdire ou encadrer strictement la création des nouvelles distributions de gaz naturel.

Aujourd'hui, les réseaux de distribution de gaz desservent environ 30 % des communes de la France hexagonale. Certaines dispositions du code de l'énergie (articles L. 452-1 et L. 432-6 du code de l'énergie) permettent à des communes n'étant pas desservies par le gaz, de lancer un appel d'offres pour développer le gaz sur leur commune, en contrepartie d'un tarif *ad hoc*, censé permettre une

rentabilité au bout de 10 ans maximum, tarif qui s'établit généralement au-dessus du tarif péréqué national. Il s'agit des zones non péréquées qui se développent depuis 2003.

Il existe aujourd'hui près de 430 zones non péréquées. Si le développement de ces nouvelles zones s'est ralenti, la CRE approuve encore aujourd'hui la création de nouvelles concessions : elle en a ainsi approuvé 16 par an en moyenne dans les 5 dernières années, permettant de desservir environ 2 900 nouveaux clients, industriels mais également résidentiels.

Dans un contexte de volonté de décroissance du gaz pour respecter des objectifs nationaux de décarbonation, la création de nouvelles zones de desserte pose question, en particulier pour de nouveaux clients résidentiels.

Au-delà de cette contradiction, il convient de noter que ces nouvelles dessertes sont nécessairement des GRD de rang 2 (ou plus). Cela signifie qu'un réseau amont permet de les desservir en gaz. La création de ces nouvelles dessertes empêche donc la fermeture potentielle du réseau amont, même s'il s'agit d'une zone où le nombre de consommateurs décroît fortement.

La CRE considère donc que la création de nouvelles zones de desserte pourrait être proscrite, ou le cas échéant encadrée plus strictement. Il pourrait être envisagé par exemple que des nouvelles zones de desserte ne puissent pas se créer si elles doivent se raccorder sur le réseau d'une zone identifiée comme propice à une sortie du gaz. Le développement de nouvelles zones de dessertes pourrait également être restreint aux zones d'approvisionnement d'un ou plusieurs industriels ne pouvant pas choisir une autre localisation et un autre vecteur énergétique décarboné. Enfin, une gouvernance pourrait être mise en place pour que le développement de ces nouvelles zones soit conditionné à un accord préalable de la CRE ou des pouvoirs publics, qui se prononceraient en fonction des caractéristiques du réseau amont.



A retenir

Orientation 8 : Se doter d'un cadre juridique pour traiter les clients en bout d'antenne ou isolés.

Enfin, le cadre juridique actuel interdit à GRDF de déracorder un client ou de réduire la desserte gaz de sa propre initiative, même lorsque le maintien du raccordement ne se justifie plus économiquement et techniquement. Notamment, les consommateurs avec un seul usage « cuisson » utilisent le réseau de gaz pour des volumes consommés limités. De même, les clients ne disposent que d'un droit à la fermeture et à la mise en sécurité de leur raccordement, sans droit au déracordement.

Il pourrait donc être imaginé de modifier la loi pour définir une procédure locale et concertée permettant de mettre en œuvre un déracordement définitif pour les clients situés en bout d'antenne, conditionné par exemple à une offre de substitution énergétique viable (électricité, réseau chaleur, ...) et déclenché par exemple en cas de réinvestissement trop important nécessaire dans le réseau gazier.

Également il pourrait être envisagé de permettre à GRDF de proposer un déracordement « amiable » dans le respect du cahier des charges de concession.

De telles mesures devraient nécessairement aller de pair avec un effort de prévenance et un accompagnement soutenu des utilisateurs concernés, pour permettre que les utilisateurs puissent s'approprier cette évolution de leurs usages et basculer vers une énergie alternative dans des délais et des conditions acceptables.

Conclusion

Ce rapport vise à éclairer l'avenir économique des infrastructures gazières dans divers scénarios. En conséquence, **ce rapport ne privilégie aucun des trois scénarios présentés**. Par ailleurs, les chiffrages à un horizon aussi lointain que 2050 ne peuvent être qu'indicatifs et ne sauraient être utilisés à d'autres fins que purement illustratives. Ils présentent néanmoins des ordres de grandeur réalistes vus d'aujourd'hui, qui peuvent permettre d'éclairer l'avenir pour de futures décisions.

Les diverses mesures et orientations présentées dans ce rapport ne sont pas toutes à mettre en œuvre lors de la prochaine génération tarifaire. Elles offrent des options pour mieux gérer et anticiper l'évolution du secteur. Une analyse au cas par cas sur la base de l'évolution de la place du gaz, des décisions réglementaires et de la soutenabilité économique devra avoir lieu. Les pistes soulevées dans ce rapport sont exploratoires et nécessiteront des analyses davantage poussées.

Concernant l'approche locale, la CRE s'est attachée à montrer des clés de compréhension du sujet pour améliorer les décisions futures. Ces éléments ne pourront néanmoins jamais se substituer à une analyse locale multi-énergies au cas par cas que la CRE appelle de ses vœux pour optimiser la décarbonation du secteur gazier.