



Impact de la transition

Énergétique sur le

Système gazier

PRÉAMBULE

Cette note s'inscrit dans un contexte de réflexion stratégique sur la place du gaz dans notre système énergétique. Elle est destinée à l'ensemble des membres d'AMORCE désireux de disposer d'une vue d'ensemble sur la filière gazière et de ses perspectives, et notamment sur les infrastructures gazières : réseau de transport, stockages, réseau de distribution. La note s'appuie sur le rapport de la Commission de régulation de l'énergie (CRÉ) sur l'avenir des infrastructures gazières publié en 2023, sur le rapport de la cour des comptes sur le soutien au développement du biogaz publié en 2025, ainsi que sur le retour d'expérience de plusieurs collectivités et Entreprises Locales de Distribution.

1. Le gaz, secteur en plein bouleversement

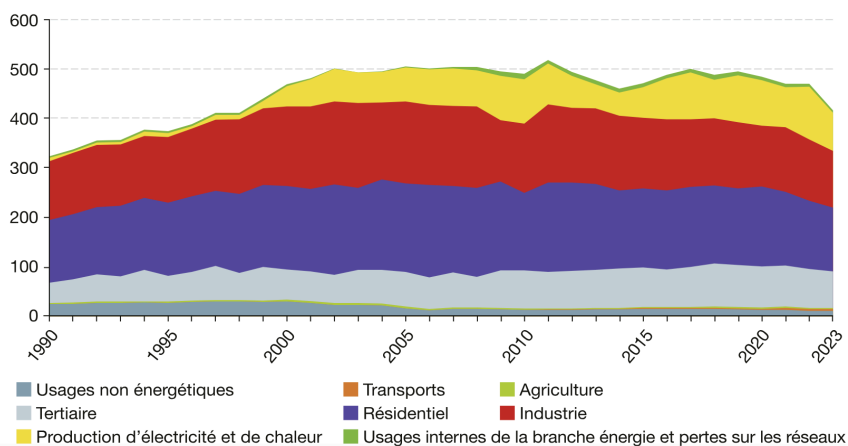
1.1. Contexte : un secteur gazier bousculé par la crise russo-ukrainienne

Entre 2001 et 2022, la consommation de gaz a connu un plateau autour de 480 à 500 TWh, avec une légère décline sur les dernières années. L'invasion de l'Ukraine par la Russie et les tensions sur l'approvisionnement en gaz russe qui s'en sont suivies ont considérablement bouleversé le paysage, en provoquant une explosion des prix du gaz à partir de 2022, et une forte baisse de la consommation. Celle-ci a baissé de 11,4 % entre 2022 et 2023, à 417 TWh PCS, puis a de nouveau baissé de 5,5 % entre 2023 et 2024¹.

CONSOMMATION TOTALE (HORS PERTES) DE GAZ NATUREL PAR SECTEUR

TOTAL : 417 TWh PCS en 2023 en donnée corrigée des variations climatiques (CVC)

En TWh PCS¹ (données corrigées des variations climatiques)



Source : SDES, Bilan énergétique de la France

¹ <https://www.natransgroupe.com/medias/communiqués-de-presse/bilan-gaz-2024-et-transition-energetique>

Prix des places de marché française (PEG) et européenne (TTF) depuis le 1er janvier 2021



Source : NaTran, Bilan gaz 2024

La hausse spectaculaire des prix du gaz fossile (112 €/MWh en 2022²) a incité les consommateurs à réduire leur consommation de gaz, et à privilégier d'autres sources d'énergie. La diminution du prix du gaz en 2023 (40 €/MWh) puis en 2024 (34 €/MWh) n'a pas entraîné un retour à une consommation accrue. Plusieurs facteurs peuvent expliquer cette tendance : tout d'abord, les prix du gaz sont toujours sensiblement supérieurs à la période pré-covid, où les prix étaient de l'ordre de 15 à 20 €/MWh. De plus, les besoins en chaleur sont à la baisse du fait d'hivers plus doux qu'habituellement constatés, et les consommateurs ont fourni des efforts en matière d'isolation, de sobriété énergétique, et de changement de mode de chauffage avec par exemple l'essor des pompes à chaleur. La réduction des consommations depuis 2022 a déjà eu un impact sur l'équilibre économique des réseaux de gaz. En effet, les gestionnaires de réseau sont rémunérés par une contribution des consommateurs, en partie forfaitaire et en partie indexée sur leur consommation de gaz. La baisse de consommation depuis 2022 s'est traduite par une baisse des recettes des gestionnaires de réseau sur la période. Cela a conduit à un relèvement des tarifs d'utilisation des réseaux à partir de 2024.

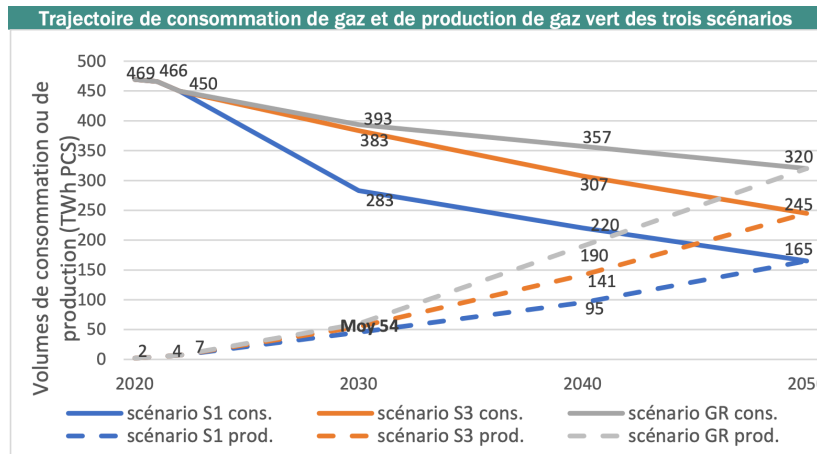
1.2. La consommation de gaz a vocation à diminuer avec la transition énergétique

La transition énergétique et les objectifs climatiques de la France (neutralité carbone en 2050) induisent une quasi-disparition des combustibles fossiles (pétrole, charbon et gaz) dans le mix énergétique français. Des sources d'énergie alternatives sont disponibles, notamment les énergies renouvelables, pour venir en substitution de ces énergies fossiles. Dans le cas du gaz, il est possible de substituer le gaz d'origine fossile par des gaz renouvelables, produits par méthanisation, pyrogazéification ou gazéification hydrothermale. Ces techniques nécessitent d'utiliser des ressources qui sont disponibles en quantité limitée (boues de station d'épuration, déchets agricoles, effluents d'élevage...). Ces limites quantitatives sur les ressources impliquent qu'il faudra réduire la quantité totale de gaz consommée en France pour que la production de gaz verts puisse couvrir 100 % des consommations. La réduction des consommations de gaz peut s'effectuer par des efforts de maîtrise de la demande d'énergie (rénovation thermique, chaudières plus performantes...), ou par un changement de vecteur énergétique, en utilisant par exemple de la chaleur renouvelable ou de l'électricité. Dans son rapport sur l'avenir des infrastructures gazières³, la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) étudie 3 scénarios de production/consommation différents : deux scénarios de l'ADEME (scénarios S1 et S3) et un scénario construit par les gestionnaires de réseau de gaz (scénario GR).

Dénomination du scénario		Consommation en 2050	Source
Scénario bas	Scénario S1	165 TWh _{PCS}	ADEME
Scénario médian	Scénario S3	245 TWh _{PCS}	ADEME
Scénario haut	Scénario GR	320 TWh _{PCS}	Gestionnaires de réseaux

² <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/edition-numerique/chiffres-cles-energie-2023/3-prix-de-lenergie#:~:text=Le%20prix%20spot%20en%20France,MWh%20en%20moyenne%20en%202022.>

³ https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Rapports_et_etudes/import/Rapport_avenir_des_infras_gazieres.pdf



Source : Commission de Régulation de l'Énergie - Rapport sur l'avenir des infrastructures gazières 2024

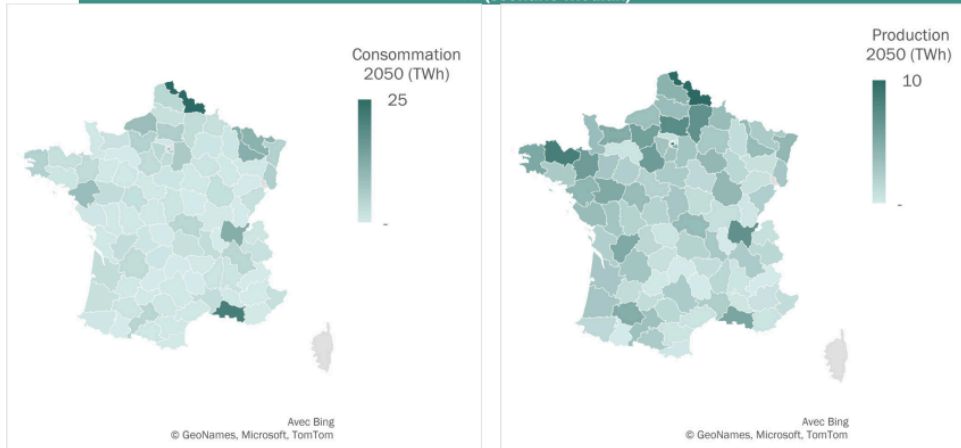
Dans ces 3 scénarios, la consommation de gaz diminue considérablement par rapport à 2023 (417 TWh PCS). Cette réduction de la consommation pose la question de l'utilité des infrastructures gazières à l'horizon 2050, ainsi que de leur équilibre économique. Comme mentionné précédemment, une réduction importante des usages du gaz se traduira par une réduction du nombre de consommateurs et du volume livré, ce qui implique donc des recettes inférieures pour les gestionnaires de réseau. L'alternative pour équilibrer les recettes et dépenses du réseau étant une augmentation des contributions pour les consommateurs restants, l'enjeu économique est important.

2. Quel impact sur les réseaux de gaz ?

2.1. L'essor du biogaz, un changement de paradigme pour le système gazier

Le développement des gaz verts, et notamment le biogaz, induisent aussi des changements majeurs pour le système gazier. Celui-ci va passer d'un approvisionnement quasi exclusivement d'origine étrangère et centralisé via quelques terminaux méthaniers et des interconnexions, à un approvisionnement national et décentralisé sur tout le territoire.

Figure 26. Répartition géographique de la consommation (gauche) et de la production (droite) en 2050 en TWh (scénario médian)



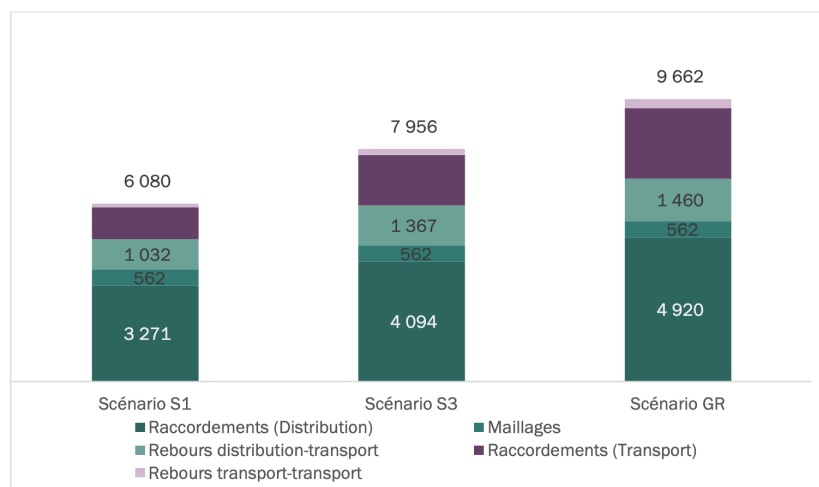
Source : Commission de Régulation de l'Énergie - Rapport sur l'avenir des infrastructures gazières 2024

Dans la très grande majorité des cas, les gaz verts produits sont injectés sur le réseau de distribution pour être ensuite redistribués auprès des consommateurs. Cela nécessite de raccorder au réseau de distribution toutes les installations de production de biogaz, mais aussi de s'assurer que la production de biogaz a suffisamment de débouchés sur la poche locale du réseau de distribution. Dans le cas contraire, il devient nécessaire de renforcer le réseau pour permettre au biogaz produit d'être distribué aux consommateurs, via différentes techniques :

- Le maillage du réseau de distribution, pour acheminer le biogaz vers des consommateurs proches.
- L'injection à rebours (aussi appelé rebours), pour réinjecter le gaz du réseau de distribution vers le réseau de transport, qui l'acheminera dans une autre zone de consommation. Le rebours peut aussi se faire du réseau de transport régional vers le réseau de transport national.

Ce renforcement du réseau va donc se traduire par des investissements supplémentaires d'ici 2050. La CRE estime que des investissements compris entre 6 et 9,7 milliards d'euros d'ici à 2050 seront nécessaires pour adapter les infrastructures aux besoins susmentionnés. L'effort d'investissement annuel correspondant (entre 200 et 300 M€ par an) reste cependant raisonnable au regard des coûts d'investissements actuels (1,3 Md€ par an).

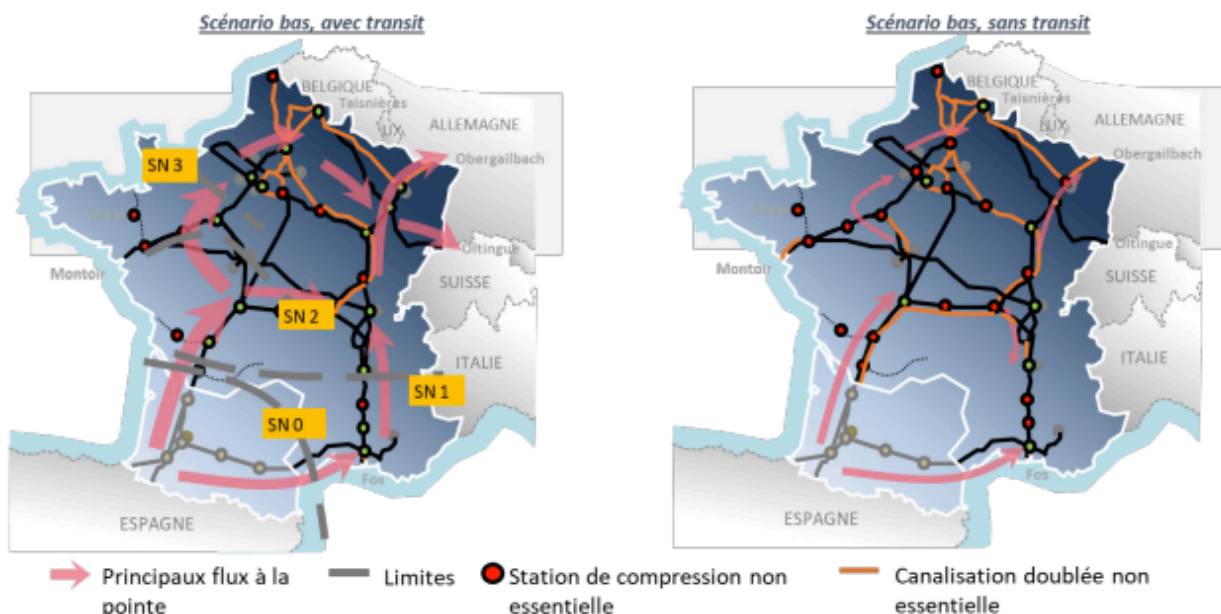
Figure 28. Comparaison des investissements réseaux en 2050 par scénario (en M€)



Données : Commission de Régulation de l'Énergie - Rapport sur l'avenir des infrastructures gazières 2024

2.2. Le réseau de transport sera toujours indispensable en 2050

Du fait de sa position centrale à l'échelle européenne, la France joue un rôle stratégique en matière de circulation du gaz sur le marché gazier européen. Deux opérateurs se partagent l'exploitation des infrastructures de transport gazier, à savoir NaTran (anciennement GRTgaz, 7 904 km de réseau principal et 24 623 km de réseau régional) et TEREGA (1 184 km de réseau principal et 3 693 km de réseau régional). La diminution prévue de la consommation de gaz devrait impacter le réseau de transport, mais dans une bien moindre mesure que le réseau de distribution. La CRE estime qu'à l'horizon 2030, entre 350 et 700 km de canalisations pourraient être démantelées au maximum, soit entre 1 et 2 % du réseau global. Même à plus long terme, les actifs « libérables » ne devraient représenter qu'entre 3 et 5 % du réseau actuel (soit entre 1 050 et 1 750 km) pour 2050. La pérennité de ce besoin s'explique par le rôle régulateur du réseau français au sein du système gazier européen, mais aussi le besoin de connexions entre les régions productrices et les régions plus consommatrices. Ainsi, la région sud, exploitée par Terega, serait exportatrice nette dès 2040, et les flux gaziers remonteraient vers le nord-ouest.

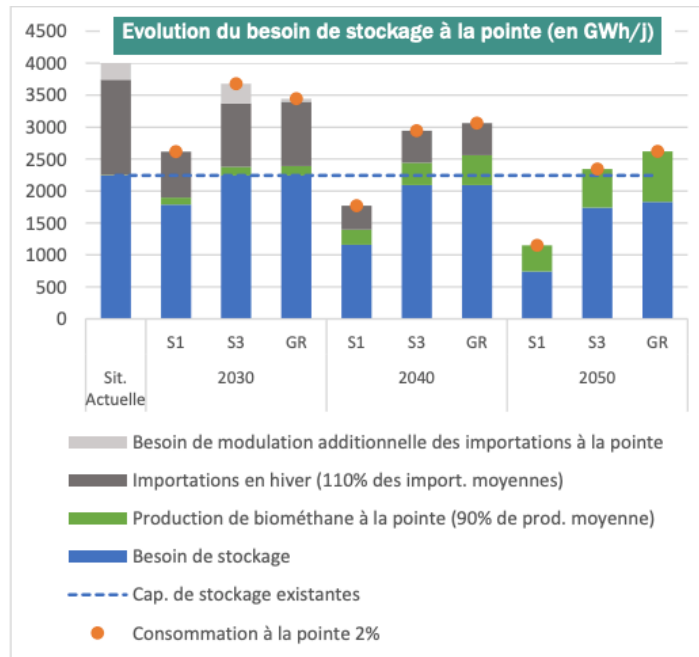


Comparaison des investissements réseaux en 2050 par scénario (en M€)

Données : Commission de Régulation de l'Énergie - Rapport sur l'avenir des infrastructures gazières 2024

2.3. Des choix à arbitrer sur l'évolution des stockages

Le gaz peut se stocker en grandes quantités, contrairement à l'électricité, ce qui permet de constituer d'importantes réserves en vue des consommations hivernales. La France dispose de 11 sites de stockage de gaz (8 sites aquifères et 3 salins), représentant un volume utile d'environ 130 TWh et une capacité de soutirage de 2 200 GWh/j. Les stockages permettent à la fois de répondre au besoin quantitatif en énergie sur la saison d'hiver, mais aussi au besoin de puissance lors des pointes de consommation, qui peut être assez important en période de froid.



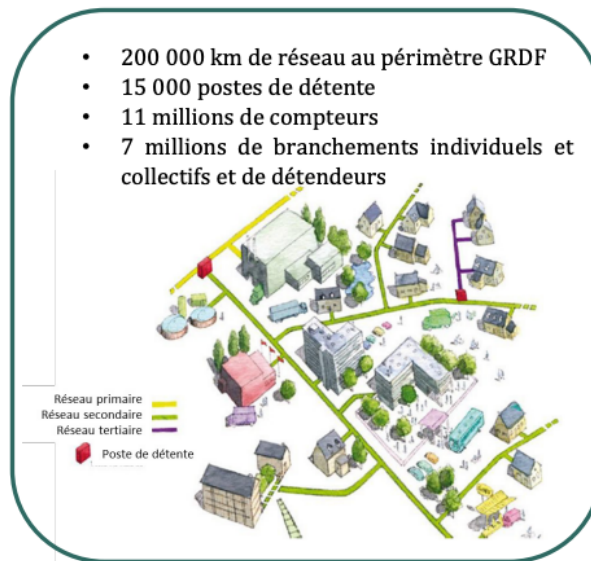
Données : Commission de Régulation de l'Énergie - Rapport sur l'avenir des infrastructures gazières 2024

A l'avenir, la consommation de gaz va baisser, diminuant ainsi le besoin de stockage pour l'hiver, tant en termes d'énergie que de puissance à la pointe. Toutefois, de nouvelles contraintes vont arriver, notamment sur l'approvisionnement. En effet, la production de biométhane sera moins flexible que l'approvisionnement actuel, et relativement constante sur l'année, ce qui impliquera donc de stocker les surplus estivaux en vue de l'hiver. Ce besoin d'assurer une capacité de stockage devrait donc perdurer dans les années à venir, dans une plus ou moins grande quantité en fonction de la réduction de la consommation.

Une partie des stockages actuels pourraient être convertis en stockages d'hydrogène, plus particulièrement les stockages salins qui sont les seuls à pouvoir être convertis à l'hydrogène. Toutefois, ces stockages sont aussi les plus adaptés aux besoins du réseau de méthane en 2050, il y aura donc un arbitrage à faire entre hydrogène et méthane pour ces infrastructures. Cet arbitrage sera plutôt à faire après 2030 étant donné le faible rythme de développement de l'hydrogène.

2.4. Un réseau de distribution à optimiser ?

Le réseau de distribution français se caractérise par un maillage assez dense, puisque 80% des usagers domestiques ont accès à ce réseau et peuvent potentiellement être desservis. Sa gestion est une mission de service public, confiée pour 95 % des ouvrages à l'opérateur GRDF par les autorités organisatrices de la distribution d'énergie que sont les collectivités, et les 5 % restants du réseau sont gérés par des Entreprises Locales de Distribution (ELD).



Source : CRE 2024 - Avenir des infrastructures gazières

L'âge moyen des canalisations exploitées par GRDF avoisine les 28 ans, 83 % du réseau ayant été construit ou renouvelé à partir des années 1980. Par ailleurs, le remplacement des réseaux acier par du polyéthylène (PE) permet d'envisager une durée de vie d'exploitation d'au moins 50 ans. Ainsi, le renouvellement des installations existantes à moyen terme ne représentera pas un investissement massif car seuls 5 000 km de canalisations sont identifiés comme présentant un besoin de mise en conformité avant 2050 (notamment pour des enjeux de sécurité).

Du fait de la diminution attendue et programmée des consommations de gaz, la question du maintien en activité de certains segments du réseau de distribution se pose. En effet, un transit moins important de gaz génère des recettes moindres pour le gestionnaire, alors que le coût de maintenance demeure stable et doit être répercuté sur les usagers restants, rendant déficitaire une part grandissante du réseau. De ce fait, les réflexions se multiplient à l'échelon local afin d'examiner les cas où les linéaires de réseau pourraient être déclassés voire démantelés à court ou moyen terme. La CRE recommande ainsi de privilégier la sortie de l'ensemble des usages gaz à la maille locale, plutôt que d'interdire des usages spécifiques à la maille nationale, afin que la baisse du nombre de consommateurs puisse se faire conjointement avec une optimisation du réseau de distribution.

Enfin, le paquet gazier voté au parlement européen en 2024 introduit plusieurs dispositions qui abondent dans ce sens-là, notamment :

La nécessité pour les gestionnaires de réseau de distribution de prévoir le déclassement de leurs réseaux de gaz, notamment via un plan décennal à renouveler tous les 4 ans.

Les états membres doivent s'assurer que les GRD et GRT peuvent refuser l'accès ou dé-raccorder un utilisateur afin d'atteindre la neutralité climatique, si jamais le plan de développement ou le plan de déclassement le prévoit.

3. Des acteurs locaux pionniers sur ces sujets

3.1. Un cas Français : l'exemple de Grenoble

Dans un contexte de hausse importante des investissements et d'une prévision de baisse du nombre de clients, le GRD et la Métropole de Grenoble ont mené des réflexions afin de limiter les investissements (en lien avec les spécificités locales des fontes ductiles et l'intégration des Conduites d'Immeubles et Colonnes Montantes (CI/CM)) tout en garantissant la sécurité de son réseau :

- Étude de déclassement des bouts de réseaux en fonte ductiles qu'il est plus pertinent de supprimer que de renouveler : 1,4 km de fonte identifié sur 32,5 km, soit 4,3 %.
- Étude du non-renouvellement de conduites d'immeubles et colonnes montantes (CI/CM), en encourageant la bascule de clients gaz résiduels en usage cuisson seul vers de l'électricité : moins de 5 % des CI/CM ont été identifiées comme déclassables. Malgré une aide financière au changement de mode de cuisson, une majorité des prospects n'a pas souhaité basculer vers la cuisson électrique. Néanmoins une première mise en œuvre de cette expérimentation sur un bâtiment géré par un bailleur social devrait voir le jour en 2025.

Ce cas concret montre que le déclassement de portions de réseau est un sujet compliqué, et que le déclassement de manière massive de grandes portions du réseau nécessiterait à la fois de la planification, de l'anticipation, et l'accompagnement des consommateurs concernés. Aujourd'hui, les gestionnaires de réseau ont une obligation de service public et ne peuvent pas débrancher de force un consommateur qui ne le souhaite pas. Une politique de déclassement de parties importantes du réseau nécessiterait peut-être de modifier la réglementation à ce sujet.

3.2. Rotterdam, de l'expérimentation à la massification

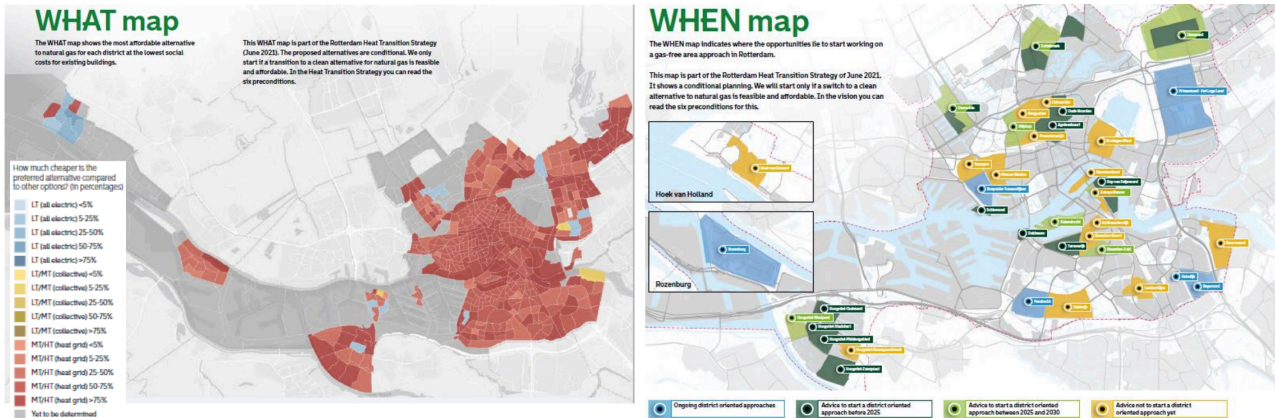
En Europe, plusieurs villes se sont déjà saisies du sujet et se sont fixées des objectifs de sortie du gaz ambitieux.

Rotterdam, notamment, a prévu d'avoir un quartier sans gaz dès 2027, à Heindijk, en s'appuyant sur une planification spatiale rigoureuse, un fort développement des réseaux de chaleur et de nombreuses actions de marketing social. Parmi ces actions, on recense :

- Un accompagnement personnalisé et collectif
- Un soutien financier important
- Une offre limitée dans le temps et une clarification des options
- Un accompagnement aux changements d'habitudes

La communication et l'approche globale (création d'une maison de l'énergie qui traite aussi les problèmes sociaux, d'emplois, etc.) ont permis de susciter l'adhésion et un engagement citoyen fort, aboutissant à 73 % de raccordement à un nouveau réseau de chaleur en 2022.

En termes de méthode, Rotterdam a tout d'abord identifié les zones où il existe des solutions de chaleur renouvelable alternatives et abordables comparées au gaz. Cela a permis d'identifier les zones à traiter en priorité et de définir ensuite un planning pour la sortie du gaz de toutes ces zones.

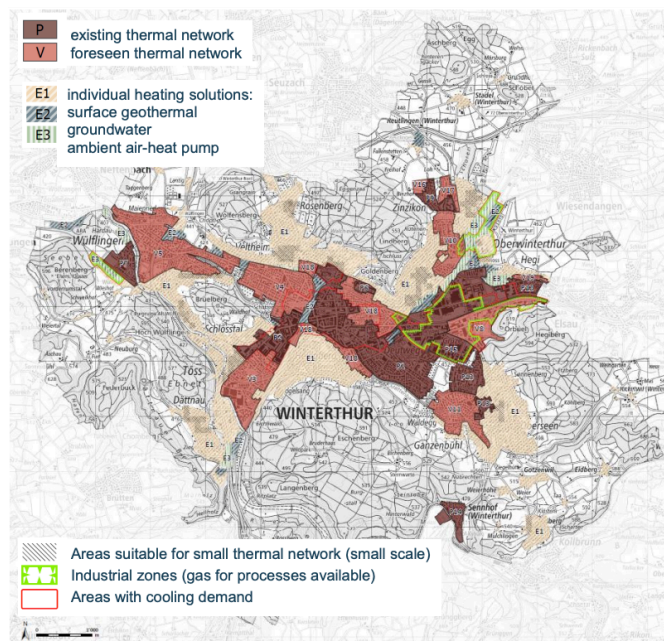


Source : [decarb city pipes 2050](#)

3.3. Winterthur, un cadre législatif cantonal et local au service de la neutralité carbone

La ville de Winterthur, à proximité de Zurich, prévoit de réduire sa consommation de gaz de 70% d'ici 2033. Pour cela, plusieurs mesures ont été mises en place :

- Au niveau cantonal, il est interdit d'installer ou remplacer une chaudière fossile (fioul ou gaz) dans le neuf et l'existant depuis le 1^{er} septembre 2022. Cette interdiction s'accompagne d'aides, notamment 11 000€ pour l'installation d'une PAC géothermique en maison individuelle.
- La municipalité a interdit les nouveaux raccordements au réseau de gaz depuis 2020 pour éviter les actifs échoués.
- L'arrêt de la fourniture de gaz pour le chauffage est prévu en 2030 dans les zones avec réseaux de chaleur existants ou prévus, et 2033 pour le reste.
- Les gaz verts seront utilisés pour les besoins industriels et les pointes du réseau de chaleur.
- Les tarifs municipaux de gaz et du réseau de chaleur sont alignés.



Source : [decarb city pipes 2050](#)

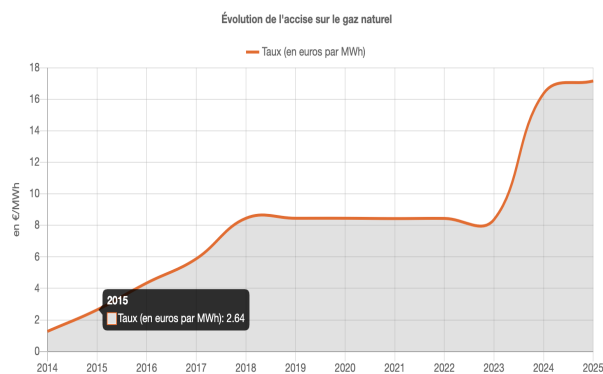
4. Quelles conséquences sur les tarifs du gaz ?

Comme évoqué précédemment, le prix du gaz sur le marché de gros a connu des variations considérables ces 3 dernières années. Toutefois, cette dernière évolution a essentiellement concerné le coût de la fourniture, qui représentait au premier trimestre 43,6 % du coût global. En effet, la facture de gaz est, à l'instar de celle de l'électricité, composée de plusieurs parties : la fourniture en gaz, les tarifs d'accès au réseau de transport et distribution, et les taxes.

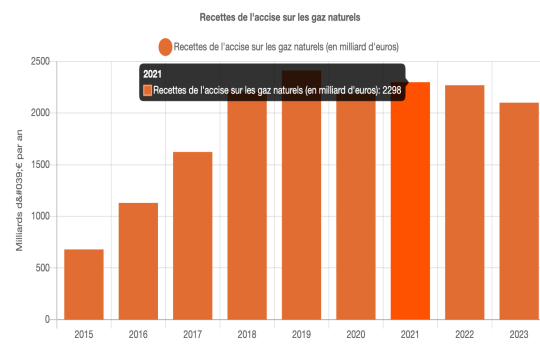
La part fourniture est soumise aux aléas des marchés internationaux du gaz et aux évènements géopolitiques qu'il est difficile de prévoir. En outre, à partir de 2026 les fournisseurs de gaz seront obligés d'acheter des Certificats de Production Biogaz (CPB) en proportion du biogaz injecté sur le réseau. Ces certificats permettront aux producteurs de biogaz de couvrir leurs coûts complets de production, souvent supérieurs au prix du gaz fossile et estimés entre 85 et 110 €/MWh par la cour des comptes dans son récent rapport sur le biogaz. Ce mécanisme induira donc un surcoût pour les consommateurs à partir de 2026, estimé à + 26 % à horizon 2030. D'autre part, la cour des comptes anticipe peu d'effets d'échelle permettant de réduire les coûts de production du fait de la massification de la production. Avec l'essor du biogaz et des surcoûts transmis sur la facture du consommateur, le prix de la fourniture du gaz est donc amené à augmenter dans les années à venir.

Concernant la part réseaux, les consommateurs s'acquittent de la contribution d'Accès des Tiers aux Réseaux de Transport (ATRT) évaluée à hauteur de 7,37 € par MWh consommé et de la contribution ATRD sur la distribution, composée quant à elle d'une part fixe de 175,92 € et d'une part variable de 11,39 € par MWh consommé pour un consommateur T2. Ces différents montants, qui correspondent respectivement à 5,2 % et 18,2 % du total facturé d'un client T2 par exemple, financent les opérateurs des réseaux. Dans son rapport sur le soutien au développement du biogaz, la cour des comptes souligne que la trajectoire de réduction de consommation de gaz envisagée dans la Stratégie Française de l'Énergie et du Climat (- 66 % à horizon 2050) se traduirait par une augmentation des charges moyennes de 125 % par consommateur, et 189 % par MWh consommé, soit un triplement des tarifs de réseau de distribution rapporté au MWh consommé à l'horizon 2050.

Enfin, la partie des taxes est composée de la Taxe sur la Valeur Ajoutée (TVA), qui correspond à 14,82 % du coût global, ainsi que de l'accise sur les gaz naturels combustibles (ou ancienne Taxe Intérieure sur la Consommation de Gaz Naturel -TICGN -). Celle-ci permet de financer la transition énergétique, notamment en finançant le chèque énergie et la contribution biométhane pour soutenir le développement de cette filière.



Graphique: selectra.info - Source: Légifrance



Sources : Ministère de l'Économie, des Finances et de la Souveraineté industrielle et numérique - Graphique : Selectra

En 2024, le tarif de l'accise sur le gaz est fixé à 16,37 €/MWh et a été fixé à 17,16 €/MWh pour 2025, soit environ 12 % du coût global. Elle marque une augmentation presque doublée par rapport à 2023 du fait d'un rattrapage après plusieurs années de stagnation. À noter que l'accise gaz elle-même est soumise à la TVA. Enfin, le nouveau marché carbone européen (ETS 2) sur le secteur du bâtiment et du transport sera mis en place à partir de 2027. L'achat obligatoire de quotas carbone induira un surcoût pour les consommateurs de gaz dans le résidentiel et le tertiaire que l'on peut estimer entre 15 et 24 €/MWh si le prix des quotas de CO₂ reste dans une fourchette de prix des dernières années, entre 60 à 100 €/tonne de CO₂.

Les trois composantes de la facture de gaz sont ainsi orientées à la hausse, du fait de l'essor du biogaz, du renchérissement des coûts de réseau par rapport aux volumes distribués, et de la mise en place du marché carbone ETS 2 dans le secteur du bâtiment.

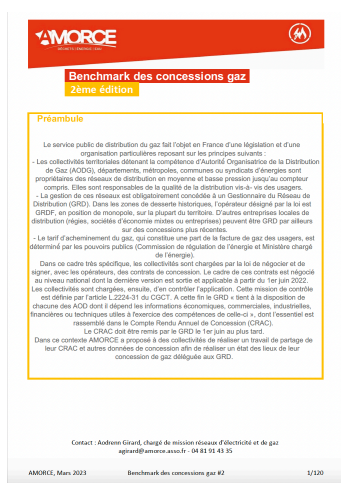
CONCLUSION

Le secteur du gaz est en pleine évolution suite à la crise gazière provoquée par la guerre en Ukraine, et aux bouleversements liés à la transition énergétique. L'essor des gaz verts en remplacement du gaz fossile va nécessiter une adaptation du réseau pour relier ces nouveaux sites de production décentralisés aux consommateurs. De plus, la baisse de la demande en gaz, liée aux efforts de maîtrise de l'énergie et au report vers d'autres sources d'énergie, va bouleverser considérablement l'équilibre économique des réseaux de gaz. Une partie de l'infrastructure restera indispensable à l'avenir, notamment le réseau de transport et une partie importante des stockages. L'avenir du réseau de distribution est plus incertain, puisque le nombre de consommateurs et de volumes livrés devrait considérablement diminuer, faisant planer le risque d'avoir des actifs échoués. Une adaptation du réseau de distribution afin de réduire les coûts d'exploitation est envisageable, afin d'éviter une forte augmentation du tarif de réseau pour les consommateurs restants à horizon 2050.

Face aux interrogations sur les réseaux de distribution, des réflexions sont à mener pour réfléchir l'optimisation de la planification des réseaux à l'échelle locale, dans le contexte de la transition énergétique. AMORCE prévoit d'accompagner cette démarche aux côtés des collectivités, autorités organisatrices de la distribution d'énergie, notamment au travers d'études menées sur des territoires tests.

Pour aller plus loin

Adhérez à AMORCE et participez aux échanges de son réseau



Consultez nos précédentes publications

- [Réf. ENT57 – Benchmark des concession gaz #2, AMORCE 2023](#)
- [Réf. ENJ18 – Poursuite du service public de distribution du gaz dans les zones de dessertes exclusives en l'absence de contrat de concession signé, AMORCE 2021](#)

Réalisation

AMORCE, Pôle Energie, Clément MACHON

Avec le soutien technique et financier de

