MINISTÈRE
DE L'ÉCONOMIE,
DES FINANCES
ET DE LA SOUVERAINETÉ
INDUSTRIELLE, ÉNERGÉTIQUE
ET NUMÉRIQUE
*Liberté
Égalité
Fraternité*

Trésor-Éco

Les Clefs de l'Économie

N° 410 • Novembre 2026

Direction générale du Trésor

Électrifier les usages, anticiper la sortie du gaz : deux faces de la transition énergétique française

Pauline MARC-TUDOR, Jacques DE SAINT PIERRE

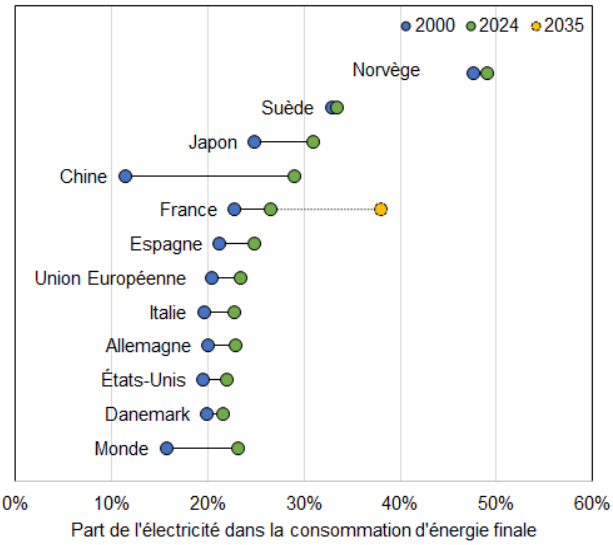
- La France dispose d'une production d'électricité abondante, bas-carbone et compétitive, qui constitue un atout pour la transition énergétique. Le mix énergétique français dans son ensemble demeure toutefois encore fortement dépendant des énergies fossiles importées, sources importantes de vulnérabilités économiques et géopolitiques, et d'émissions de gaz à effet de serre. L'électrification des usages constitue la réponse la plus efficace à ces enjeux.

- En France comme dans l'Union Européenne, le taux d'électrification – la part de l'électricité dans la consommation d'énergie finale – a progressé depuis les années 2000, et doit poursuivre sa hausse pour atteindre nos objectifs climatiques (*cf.* Graphique). Certains pays nordiques affichent un niveau d'électrification plus avancé, grâce notamment au déploiement des pompes à chaleur et des véhicules électriques, favorisé par une tarification élevée du carbone et des mesures fiscales et budgétaires de soutien à l'électrification stables dans le temps.

- Trois facteurs structurels contribuent à freiner l'électrification des usages : une tarification de l'électricité insuffisamment favorable relativement aux combustibles fossiles, des contraintes réglementaires qui pourraient être durcies sur l'installation d'équipements fossiles dans des cas où les alternatives électriques sont disponibles et compétitives, ainsi qu'un développement insuffisant de la flexibilité, qui permettrait aux consommateurs de tirer profit des heures où l'électricité est la moins chère à produire. Le plan d'électrification de 2026, qui contribue à lever ces deux derniers freins, est une étape importante pour accélérer la dynamique d'électrification des usages.

- En miroir, la baisse attendue de la consommation de gaz nécessite d'anticiper l'évolution des infrastructures gazières, via une planification territoriale. Les 100 territoires d'électrification, annoncés dans le cadre du plan d'électrification, permettront d'expérimenter les modalités d'étude et d'accompagnement de la sortie du gaz à l'échelle locale.

Part de l'électricité dans la consommation d'énergie finale en France et dans le monde en 2000 et 2024



Source : IEA (2025), Eurostat (2025), calculs DG Trésor.

Note de lecture : En France, la part de l'électricité dans la consommation finale d'énergie s'élevait à 22,8 % en 2000, 26,5 % en 2024 et l'objectif est qu'elle atteigne 38 % en 2035. En 2024, cette part s'élève à 49 % en Norvège et à 33 % en Suède.

1. Le système énergétique français doit se transformer pour sortir de sa dépendance aux énergies fossiles

1.1 Les systèmes énergétiques évoluent sous l'effet du prix relatif des énergies, de l'innovation et des usages

Le mix énergétique d'un pays résulte d'un équilibre économique, qui évolue en fonction de la disponibilité et du coût relatif des sources d'énergie, lesquels dépendent des usages ainsi que des innovations technologiques.

L'histoire énergétique française illustre cette capacité d'adaptation. Au XIXe siècle, le charbon a progressivement dépassé la biomasse (bois et charbon de bois) grâce à sa densité énergétique supérieure[1], et à la baisse de ses coûts d'extraction et de transport, permettant d'accompagner l'industrialisation. Au XXe siècle, le pétrole, et plus tard, le gaz, majoritairement importés, se sont ajoutés et ont progressivement remplacé le charbon dans de nombreux secteurs et usages en raison de leur densité énergétique encore supérieure, leur compétitivité, ainsi que leur facilité de manutention[2].

Le premier choc pétrolier de 1973-1974 a marqué un tournant majeur pour la trajectoire énergétique de la France. La hausse brutale des prix relatifs du pétrole importé en France, conjuguée à la maturité atteinte par la technologie nucléaire, a déclenché un investissement massif dans un parc électronucléaire et l'électrification partielle des bâtiments via le déploiement des radiateurs et chauffe-eaux électriques[3]. La consommation totale d'énergie finale a par ailleurs fortement augmenté entre les années 1980 et les années 2000, portée par les hausses de demande d'électricité et de gaz. Malgré une baisse relative des hydrocarbures, et notamment du pétrole, ces derniers sont restés prépondérants dans la consommation, de par leur compétitivité et l'efficacité du stockage pour les transports, ou la production de chaleur de haute température (*e.g.* chaudières, fours industriels).

1.2 Le système énergétique français actuel reste dépendant des énergies fossiles, source de vulnérabilités

En 2024, les énergies fossiles, presque entièrement importées, représentent encore 57 % de la consommation finale d'énergie en France[4]. Cette situation induit une facture d'importation élevée (63 Md€ en 2024, 119 Md€ en 2022 pendant la crise des prix de l'énergie) qui pèse sur la balance commerciale. Elle crée, de plus, une vulnérabilité aux aléas géopolitiques et à la volatilité des prix mondiaux, ce qui expose l'économie française à des chocs d'offre qui pèsent sur la croissance comme observé en 2022 puis en 2026[5]. Enfin, la combustion d'énergies fossiles est à l'origine d'émissions de particules fines, qui dégradent la qualité de l'air, et de gaz à effets de serre, responsables du changement climatique. Les effets chroniques du changement climatique (sous l'hypothèse d'un réchauffement climatique de +2 °C au niveau mondial en 2050) auront un effet très négatif sur le PIB français, qui pourrait être de l'ordre de 8,5 points en 2050[6] par rapport à un scénario sans changement climatique ni transition. Ces effets constituent une externalité négative : les consommateurs d'énergies fossiles créent une perte économique et sanitaire pour des tiers sans en compenser le dommage[7].

La France bénéficie déjà d'un système électrique décarboné et abondant, grâce aux parcs existants hydraulique et nucléaire ainsi qu'au développement des énergies renouvelables éolienne et photovoltaïque. Les prix de l'électricité sont parmi les plus compétitifs en Europe et moins exposés aux fluctuations du prix du

(1) Une densité énergétique plus élevée signifie que davantage d'énergie peut être stockée ou transportée pour un volume ou une masse donnée.
(2) Solomon B.D. et Krishna K. (2011), "The coming sustainable energy transition: History, strategies, and outlook", *Energy Policy*, Vol 39, Issue 11.
(3) SDES (2024), « Les énergies de chauffage des ménages en France métropolitaine ».
(4) SDES (2025), « Chiffres clés de l'énergie, édition 2025 ».
(5) Banque de France (2024), « Bouclier tarifaire sur les prix de l'énergie en France : quel bilan ? », *Bulletin* n° 253/4.
(6) Scénario « Politiques actuelle » du Network for Greening the Financial System (NGFS), Phase IV, à partir du couplage des modèles macroéconométrique NiGEM et d'évaluation intégrée REMIND-MAgPIE.
(7) Jouy Gelin F., Laval J.-B. et Sezestre L. (2026), « La décarbonation de l'économie française : quels bénéfices et comment la financer ? », *Trésor-Éco*, n° 409 ; Baratgin L., Eupherte A. et Taconet N. (2026), « Pollution de l'air : au-delà des effets sanitaires, des répercussions économiques importantes », *Trésor- Éco*, n° 380.

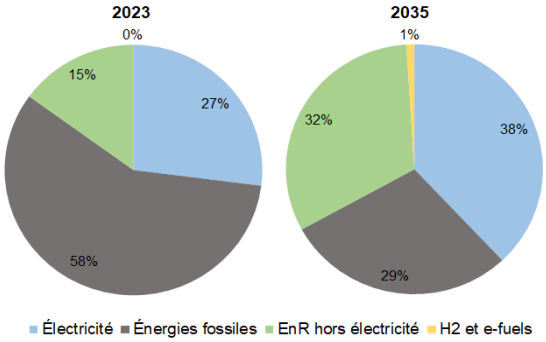
gaz[8,9]. En 2025, les centrales à gaz sont marginales, c'est-à-dire qu'elles déterminent le prix de l'électricité, 9 % du temps en France[10], contre environ 43 % dans l'UE[11].

La transition énergétique en cours s'inscrit dans la suite des transformations du système énergétique en réponse aux évolutions des coûts relatifs des énergies, des innovations technologiques et des politiques publiques. Son ampleur est considérable comparée aux transformations historiques du système énergétique. Son déploiement passe par plusieurs leviers, en particulier l''internalisation des externalités des énergies fossiles, par exemple via la tarification du carbone émis par la combustion de ces énergies, mais aussi la maturité et la compétitivité croissantes des technologies bas-carbone. Le développement d'une offre de technologies bas-carbone constitue, en outre, une opportunité pour les industriels français et européens.

1.3 L'électrification des usages est le levier principal pour sortir des énergies fossiles

La transition énergétique vise à sortir des énergies fossiles en leur substituant des alternatives décarbonées. En France, pour la majorité des usages[12], le levier de substitution le plus économiquement accessible est l'électrification en raison de la compétitivité existante et croissante des technologies électriques (*e.g.* voitures électriques, pompes à chaleur) face aux alternatives décarbonées non électriques (*e.g.* véhicules légers à hydrogènes, chauffage au gaz bas-carbone)[13], de leur meilleure efficacité énergétique, ainsi que de la disponibilité d'électricité bas-carbone abordable[14]. Cette équation économique est rendue physiquement possible par la situation légèrement surcapacitaire du système électrique français[15]. La Stratégie nationale bas-carbone n° 3 (SNBC3)[16] fait ainsi de l'électrification le levier principal de décarbonation de l'économie, avec environ 40 % des baisses d'émissions prévues entre aujourd'hui et 2050. La troisième Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE3)[17] traduit cette priorité, et prévoit une hausse de la production d'électricité bas-carbone nécessaire pour accompagner la poursuite de l'électrification des usages[18] (*cf.* Graphique 1).

Graphique 1 : Consommation finale d'énergie en France en 2023 et projetée en 2035



Source : PPE3.

Note de lecture : La PPE3 prévoit une hausse de la part de l'électricité dans la consommation d'énergie finale de 27 % à 38 % entre 2023 et 2035, et une hausse de la production d'électricité bas-carbone de 458 TWh à 650-700 TWh.

En complément, la chaleur bas-carbone contribue à remplacer certains procédés carbonés dans l'industrie et le bâtiment. Les réseaux de chaleur permettent en particulier de mutualiser les besoins et valoriser des ressources énergétiques bas-carbone locales et compétitives comme la chaleur fatale ou la géothermie, et sont notamment pertinents en zones denses[19]. L'usage de la biomasse solide (bois) doit quant à lui

(8) La production des parcs nucléaire et hydraulique français est toutefois fréquemment valorisée en valeur de stock, dite d'usage, dont le calcul est en partie fondé sur le coût marginal des centrales à gaz. RTE (2026), « Analyse économique, Bilan prévisionnel ».
(9) Cet avantage s'est conjoncturellement éclipsé en 2022-2023 sous l'effet combiné de : (i) une moindre disponibilité de capacités de production nucléaires, en raison du phénomène de corrosion sous contrainte, et hydrauliques, à cause de sécheresses exceptionnelles ; (ii) la hausse du prix du gaz lié à la guerre en Ukraine. Mathias M. (2026), "European electricity prices in times of multiples crises'", *Energy Economics*.
(10) CRE (2026), « La surveillance et le fonctionnement des marchés de gros de l'électricité et du gaz naturel en 2025 ». Le couplage avec les pays transfrontaliers est marginal 6% du temps.
(11) ACER (2026), "Key developments in EU electricity and gas markets". Le 43 % correspond aux périodes durant lesquelles le prix de l'électricité est supérieur ou égal au coût de production par une centrale à gaz.
(12) RTE (2026), « Bilan électrique 2025 ».
(13) Luderer G. *et al.* (2021), "Impact of declining renewable energy costs on electrification in low-emission scenarios", *Nature energy* ; Ueckerdt F. *et al.* (2021), "Potential and risks of hydrogen-based e-fuels in climate change mitigation", *Nature climate change* ; Wei M. *et al.* (2019), "Electrification of Industry: Potential, Challenges and Outlook", *Current Sustainable/Renewable Energy* ; Thomaßen G. (2021), "The decarbonisation of the EU heating sector through electrification: A parametric analysis", *JRC Publications*.
(14) IEA (2026), "Electrification – Special Report".
(15) CRE (2026), « Économie du système électrique hexagonal ».
(16) Gouvernement (juillet 2026), « Stratégie nationale bas carbone n° 3 ».
(17) Gouvernement (février 2026), « Troisième programmation pluriannuelle de l'énergie ».
(18) Grimont J. et De Saint Pierre J. (2026), « Les enjeux économiques du soutien aux énergies renouvelables électriques », *Trésor-éco,* n° 382.
(19) Wener S. (2017), "International review of district heating and cooling", *Energy*, Vol. 137, pp. 617-631.

être limité aux usages prioritaires non substituables dans un contexte de tension sur la ressource[20].

Ensuite, les gaz bas-carbone (biométhane, hydrogène décarboné) permettront de décarboner les usages gaziers résiduels difficilement électrifiables. Leur recours devrait en effet rester marginal en raison de leurs coûts plus élevés avec peu de perspectives de baisse[21], d'un potentiel de production contraint et d'une disponibilité réduite de la biomasse nécessaire à leur production sur le territoire national.

En complément de la décarbonation, la demande d'énergie peut être modérée par l'efficacité énergétique (*i.e.* rendre le même service avec moins d'énergie) et la sobriété (*i.e.* modérer la demande de service elle-même). Ces leviers permettent de réduire les externalités associées à la production et à la consommation d'énergie (*e.g.* effets sur les écosystèmes et la biodiversité[22]). La sobriété constitue également un levier de décarbonation lorsque les solutions bas-carbone ne sont pas encore disponibles à grande échelle. Elle peut résulter de choix collectifs ou d'évolutions des modes de consommation, et son coût social est plus faible lorsqu'elle est volontaire.

2. Les politiques publiques déployées en faveur de l'électrification des usages devront être complétées pour atteindre les objectifs climatiques et de souveraineté

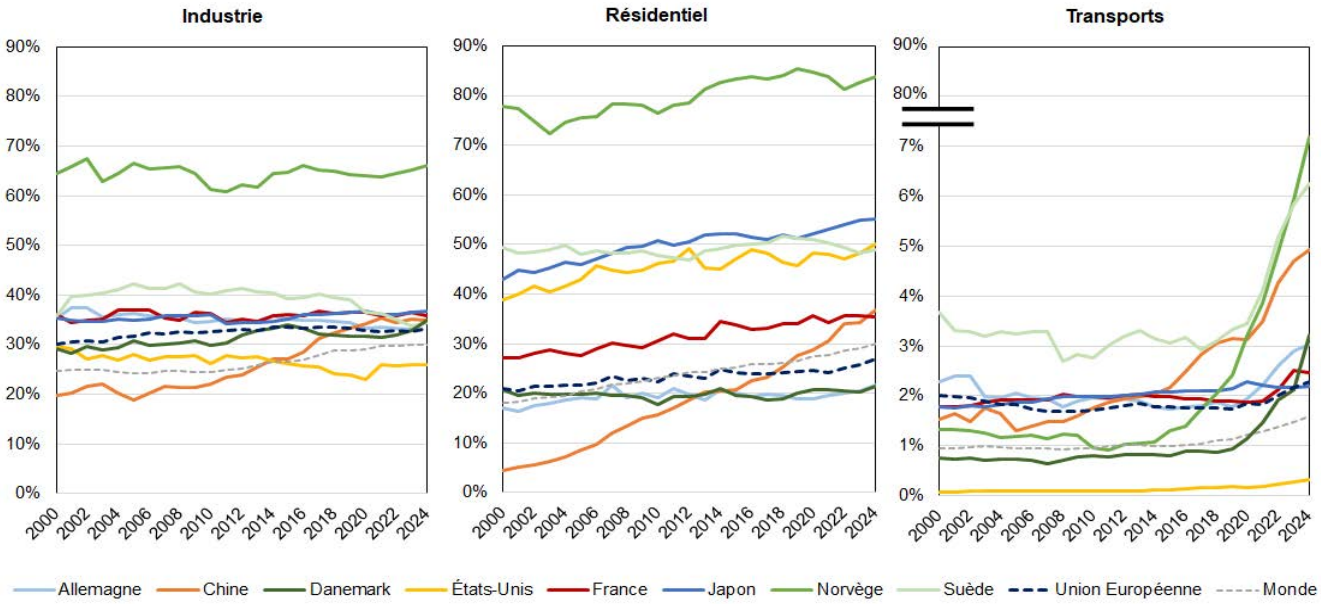
2.1 Malgré une accélération dans le déploiement des équipements électriques, le taux d'électrification progresse peu en France et dans l'Union européenne (UE)

La part de l'électricité dans la consommation d'énergie finale – appelée taux d'électrification – s'élève à 23,4 % en moyenne dans l'UE et à 26,5 % en France[23] en 2024 (*cf.* Graphique de couverture). Au niveau européen, le Pacte pour une industrie propre vise un taux d'électrification à 32 % en 2030, ce qui implique de poursuivre la dynamique de déploiement des équipements électriques observée notamment depuis début 2026 dans le contexte de forte hausse du prix des énergies fossiles et du fait des mesures d'électrification mises en œuvre.

Au niveau européen, le tertiaire et l'industrie sont les deux secteurs les plus électrifiés en raison d'usages spécifiques de l'électricité comme le refroidissement et la climatisation[24] (*cf.* Graphique 2). En revanche, la chaleur industrielle n'est électrifiée qu'à 3 % en Europe en 2020, mais 60 % pourrait l'être techniquement avec des technologies déjà matures, et 90 % avec des technologies attendues en 2035[25]. Dans le secteur résidentiel, le taux d'électrification varie en fonction des politiques d'aménagement urbain des pays, de l'existence de réseaux de distribution de gaz ou de réseaux de chaleur urbains et de l'usage de la climatisation. En 2024, l'équivalent d'environ 12 % des ménages européens et 20 % des ménages français seraient équipés d'une pompe à chaleur (PAC), et celles-ci constituent 28 % des ventes de vecteurs de chauffage en Europe et 45 % en France[26] (dont respectivement 41 % et 81 % de PAC air/air[27]), en baisse par rapport à 2022-2023. En France, les ventes de PAC s'accélèrent depuis le début de l'année 2026. Enfin, en Europe, les transports représentent le secteur le moins électrifié de tous. La part de l'électrique dans le parc automobile demeure faible (4 et 5 % dans l'UE et en France en septembre 2026). Cependant, les ventes de voitures électriques accélèrent, en particulier depuis le premier semestre 2026. Celles-ci représentent en septembre 2026 30 % des ventes de véhicules particuliers neufs dans l'UE et 42 % en France, dépassant le rythme indicatif cible pour l'année[28].

(20) Une hiérarchisation des usages de la biomasse est définie dans la PPE 3.
(21) Le coût complet du biométhane injecté avoisine les 130 €/MWh. CRE (2024), « Bilan technique et économique des installations de production de biométhane injecté ». À titre de comparaison, en 2025, le prix spot du gaz s'est élevé en moyenne à 35 €/MWh en France.
(22) DG Trésor (2025), « Les enjeux économiques de la transition vers la neutralité carbone ».
(23) Eurostat (2026), "Rate of electrification".
(24) SDES (2021), « Consommation d'énergie par usage du tertiaire ».
(25) La compétitivité relative de ces technologies par rapport aux alternatives carbonées dépendra toutefois du cadre de politiques publiques. Agora Energiewende, Agora Industry et IDDRI (2025), "Powering Europe' industry. Competitiveness, electrification and the role of electricity prices" ; Rosenow J. *et al.* (2024), "Some like it hot: Moving industrial electrification from potential to practice", RAP ; Maddedu S. *et al.* (2020), "The CO_2 reduction potential for the European industry via direct electrification of heat supply", *Environmental research Letters*, Vol. 15, N° 12 ; Fraunhofer ISI (2024), "Direct electrification of industrial process heat. An assessment of technologies, potentials and future prospects for the EU", *Agora Industry*.
(26) EHPA (2026), "European heat pump market report 2025".
(27) Les PAC air/air sont réversibles et s'utilisent pour le chauffage et la climatisation.
(28) SGPE (2026), « Bilan de la planification écologique », Conseil de planification écologique.

Graphique 2 : Évolution de la part de l'électricité dans la consommation d'énergie finale par secteur en France et à l'international entre 2000 et 2024



Source : Calculs Trésor, données Eurostat (pays européens) et IEA (autres pays et monde).

Note de lecture : Dans l'UE, l'électricité représente 33 % de la consommation d'énergie finale de l'industrie, 27 % du résidentiel, et 2 % des transports en 2024. Des écarts de périmètre peuvent exister entre les deux sources.

Les pays nordiques se démarquent par des taux d'électrification relativement élevés. La Norvège, la Suède et la Finlande se sont quasiment affranchis des énergies fossiles dans les logements[29] : les PAC y représentent plus de 90 % de ventes de vecteurs de chauffage en 2024 et les réseaux de chaleur urbains occupent une place majeure. La part des véhicules électriques dans les immatriculations de véhicules particuliers dépasse 80 % au Danemark et avoisine 100 % en Norvège début 2026[30], et les véhicules électriques représentent 18 % des véhicules particuliers de la flotte au Danemark et 39 % en Norvège en septembre 2026. Les véhicules de transport routier de marchandises, qui constituent une part importante de la consommation d'énergie du transport (36 % en France en 2024)[31], restent peu électrifiés, du fait d'une compétitivité face au diesel encore fragile sur certains cas d'usage, et de contraintes liées à la recharge[32]. En outre, l'aviation et le transport maritime, sont quant à eux difficiles à électrifier en l'état actuel des technologies.

Au niveau mondial, l'électricité constitue 23 % de la consommation d'énergie finale en 2024, et la présidence turque de la COP31 souhaiterait annoncer un objectif de 35 % d'électrification au niveau mondial à l'horizon 2035[33]. En dehors de l'UE, la Chine connaît une croissance rapide de l'électrification depuis les années 2000, la part de l'électricité dans la consommation finale étant passée de 11 % à environ 30 %, en lien avec le déploiement massif des véhicules électriques[34] et l'électrification accélérée dans l'industrie, hors industrie lourde[35]. Cette électrification s'est accompagnée d'une hausse importante de la production d'électricité, principalement produite à partir de charbon[36]. Le niveau aux États-Unis est quant à lui inférieur à la moyenne mondiale (*cf.* Graphique de couverture).

(29) Grosjean J. (2022), « La stratégie des pays nordiques en matière de rénovation énergétique des logements ».
(30) Bruegel (2026), "European Clean Tech Tracker", données : ACEA, European Alternative Fuels Observatory et Eurostat.
(31) SDES (2024), « Bilan annuel des transports ».
(32) Sæther *et al.* (2026), "Experiences, Drivers, and barriers of Zero-Emission Trucks: Lessons learned from Norway", *Transportation Research Interdisciplinary Perspectives*.
(33) COP31 President-Designate (2026), COP31 Presidency's 3rd letter to the Parties.
(34) La Chine a un objectif que 60 % de ses ventes de véhicules soient électriques en 2030, et a déployé en 2025 un plan d'action sur 3 ans pour doubler les capacités des infrastructures de recharge. IEA (2026), "Global EV Outlook 2026 Policy Explorer".
(35) IEA (2026), "Electricity 2026 & 2025" ; Rosenow J. (2026), "Is electrification happening fast enough?"
(36) IEA (2026), "China". En 2024, l'électricité est produite à 59 % à partir de charbon en Chine.

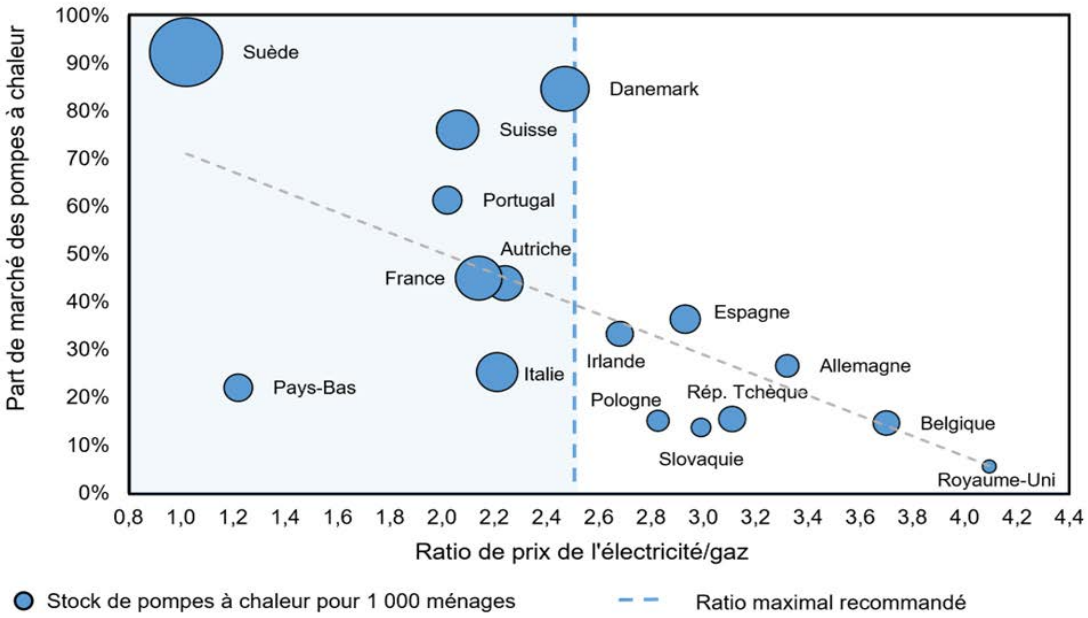
2.2 Un mix de politiques publiques mis en œuvre dès les années 1990 contribue à expliquer le succès des pays nordiques dans l'électrification et la décarbonation de leur économie

Les pays nordiques se caractérisent par la mise en œuvre de politiques publiques, dès les années 1990, visant à sortir des énergies fossiles et atteindre la neutralité carbone. La stabilité et la cohérence de ces mesures sur le temps long, ainsi que la production d'électricité bas-carbone abondante et peu coûteuse, ont permis d'accompagner progressivement l'électrification et la décarbonation des usages. Elles reposent notamment sur une combinaison de tarification du carbone, d'incitations fiscales, de dispositifs d'accompagnement des ménages et d'aides sectorielles, y compris au développement de l'offre.

Encadré 1 : La tarification relative du gaz et de l'électricité

Le ratio de prix de l'électricité sur celui du gaz pour les ménages est relativement corrélé aux ventes de PAC. Ainsi, les ventes de PAC par millier d'habitants sont plus élevées dans les pays avec les ratios de prix les plus faibles comme la Suède ou la Finlande, et sont très faibles dans les pays avec des ratios très élevés, comme la Belgique et le Royaume Uni. Aux États-Unis, le déploiement de PAC est davantage avancé dans les États avec de faibles prix de l'électricité ou des prix élevés du gaz.

Graphique 3 : Part de marché des PAC en fonction du ratio de prix TTC électricité/gaz en 2024



Source : DG Trésor sur la base du Climate Change Committee (2026), Progress in reducing emissions 2026. Données : DESNZ (2025) Energy Prices International Comparisons ; Eurostat 2024 ; EHPA (2025), European heat pump market and statistics report 2025.

Note de lecture : Les pays affichant un ratio prix de l'électricité/prix du gaz plus élevé (à droite) tendent à présenter des parts de marché des pompes à chaleur plus faibles (en bas). La taille des points reflète le nombre de pompes à chaleur installées dans chaque pays. En Norvège, la part de marché des pompes à chaleur s'élève à 97 % en 2024, mais calculer un ratio de prix de l'électricité/gaz n'aurait pas de sens en l'absence de consommation de gaz par les ménages. Le ratio maximal recommandé correspond à celui indiqué dans le plan d'action électrification de la Commission Européenne[a].

a. Commission européenne (2026), « Électrification action plan ».

La mise en place progressive d'une tarification du carbone élevée a contribué à renforcer le signal-prix en faveur de l'électricité, du secteur résidentiel notamment, avec des mesures d'accompagnement[37] pour en limiter les impacts anti-redistributifs[38]. En 2023, la tarification effective sur le carbone s'élève à 193 €/tCO_2e en Suède et au Danemark dans le secteur du bâtiment, soit trois fois plus que la moyenne européenne[39]. Le Danemark a annoncé en 2025 une baisse temporaire de la fiscalité sur l'électricité d'environ 100 €/MWh en 2025 à 1 €/MWh pour 2026 et

(37) Grosjean J. *et al.* (2024), « La tarification du carbone dans les pays nordiques », *Trésor-Éco*, n° 346.
(38) Douenne (2019), « Les effets de la fiscalité écologique sur le pouvoir d'achat des ménages », Conseil d'analyse économique.
(39) OCDE (2023), « Taux effectifs sur le carbone ».

2027. Ce signal-prix favorable à l'électricité a été accompagné par des mesures sectorielles de soutien à l'électrification.

Dans les bâtiments, la Suède a soutenu le déploiement des PAC, en plus des réseaux de chaleur urbains, avec l'objectif initial de réduire la dépendance aux énergies fossiles importées. La Suède a incité à la recherche et au développement de PAC performantes, puis à l'instauration de certifications et de standards d'installations. Des campagnes d'information ont ensuite contribué à renforcer la confiance des consommateurs. Des subventions à l'installation de modes de chauffage bas-carbone ont complété cet ensemble d'outils afin de sortir des chaudières fossiles[40].

Dans les transports, les mesures fiscales incitatives à l'achat de véhicules électriques par rapport aux véhicules thermiques ont été le premier facteur à l'électrification du parc en Norvège[41]. Depuis les années 1990, les véhicules électriques particuliers étaient ainsi totalement exemptés de la taxe d'immatriculation, de la TVA et de taxe de propriété jusqu'au début des années 2020[42]. En complément du déploiement d'infrastructures de recharge[43], les véhicules électriques ont bénéficié d'avantages d'usage, toujours en vigueur mais dont les modalités ont varié : exemptions puis réductions de péages, réductions de tarifs de parking, accès aux voies de bus (parfois limité aux véhicules transportant plus d'un passager).

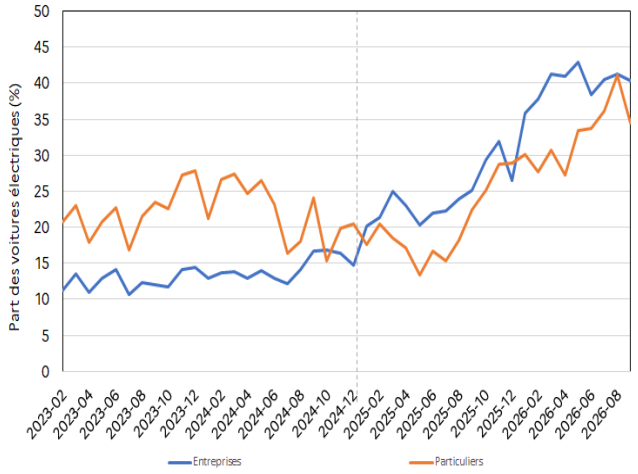
2.3 La France s'est fixé des objectifs ambitieux d'électrification et doit compléter le mix de politiques publiques existantes pour les concrétiser

En France, la Stratégie Nationale Bas Carbone donne pour objectifs d'installer 1 million de PAC par an à l'horizon 2030, en couvrant une partie du neuf et en supprimant 350 000 chaudières gaz et 250 000 chaudières fioul en moyenne par an entre 2023 et 2030[44]. Afin d'atteindre ces objectifs d'électrification, la France a mis en œuvre des mesures réglementaires, fiscales et budgétaires, complétées avec le plan d'électrification d'avril et octobre 2026. Dans les bâtiments, l'installation de chaudières au fioul est interdite depuis juillet 2022. L'installation de chaudières gaz sera interdite dans tous les logements neufs à partir de 2027, et sera étendue à tous les autres bâtiments neufs d'ici 2030[45]. Ces normes permettent d'orienter les modes de chauffage vers des alternatives plus efficaces et moins carbonées, notamment électriques.

Dans les transports, l'objectif est d'atteindre 66 % de voitures neuves et 15 % du parc roulant électriques en 2030. Le système de bonus-malus[46], mis en œuvre depuis 2008, a notamment contribué à l'électrification des immatriculations de véhicules particuliers[47], en orientant les achats de véhicules neufs vers des véhicules moins émetteurs, notamment pour les ménages du milieu de la distribution de revenus, et en permettant l'accès à ces véhicules pour des ménages modestes[48]. Des dispositifs comme le leasing social, mis en place depuis 2024, permettent également l'accès à des véhicules électriques pour des ménages modestes. Enfin, des dispositifs fiscaux ciblent spécifiquement les entreprises, qui représentent plus de la moitié des acquisitions de voitures neuves. Ces dispositifs incluent les taxes annuelles sur les émissions de CO_2 et de polluants atmosphériques, et la taxe annuelle incitative appliquée aux grandes flottes ne respectant pas les objectifs cibles d'intégration de véhicules à faibles émissions, créée par la loi de finances pour 2025. La part des voitures électriques dans les achats de véhicules d'entreprises est passée de 13 % au S1-2024 à 40 % au S1-2026 (*cf.* Graphique 4).

(40) Kiss B. *et al.* (2012), "Heat pumps: A Comparative Assessment of Innovation and Diffusion Policies in Sweden and Switzerland" ; Johansson P. (2021), "Heat pumps in Sweden – A historical review", *Energy*, Vol. 229.
(41) Bjerkan K.Y. *et al.* (2016), "Incentives for promoting Battery Electric Vehicle adoption in Norway", T*ransportation Research Part D: Transport and Environment*, Vol. 43, pp 169-180.
(42) Ils doivent désormais payer la part de la taxe sur la masse du véhicule (au-dessus de 500 kg) mais restent exemptés des parties liées aux émissions de CO_2 et de NO_X et ne paient la TVA que sur la fraction du prix excédant 30 000 €.
(43) Cincotta C. et Thomassen Ø. (2025), "Evaluating Norway's electic vehicle incentives", *Energy Economics*, Vol. 146 ; Mersky A.C. *et al.* (2016), "Effectiveness of incentives on electric vehicle adoption in Norway", *Transportation Research Part D: Transport and Environment*, Vol. 46, pp 56-68.
(44) Gouvernement (2026), « Stratégie nationale bas-carbone n° 3 ».
(45) Gouvernement (2026), « Électrifions la France ».
(46) Ce système consiste en une taxe à l'immatriculation sur les véhicules thermiques, calculée en fonction des émissions et de la masse du véhicule, et une subvention à l'achat pour les véhicules électriques (prime coup de pouce), dépendant du niveau de revenu depuis décembre 2024, et financée par les CEE depuis juillet 2025.
(47) Durrmeyer I. *et al*. (2024), « Évaluation des mesures de soutien aux véhicules propres », *Institut des politiques publiques*.
(48) Conte M. *et al.* (2026), « Le bonus-malus écologique : quelle efficacité, quelle équité », *Institut des politiques publiques*. Les ménages aux revenus les plus élevés sont en effet plus insensibles aux variations de prix créés par le système de bonus-malus.

Graphique 4 : Part de marché des voitures électriques dans les achats de voitures neuves d'entreprises et de particulier



Source : DG Trésor, données SDES (2026).

Note de lecture : En janvier 2025, 20,2 % des voitures neuves achetées par les entreprises en France étaient électriques.

Plusieurs freins à l'électrification subsistent encore. La fiscalité des énergies de chauffage n'est pas pleinement alignée avec les externalités carbone générées par leur combustion. L'objectif du second marché carbone européen (*EU Emission Trading System 2* – EU-ETS2), est de pouvoir tarifer les émissions de CO_2 des secteurs des bâtiments, des transports et de la petite industrie[49], tout en accompagnant les ménages et entreprises vulnérables.

Ensuite, l'achat et l'installation d'équipements utilisant des énergies fossiles restent autorisés y compris dans des cas où des alternatives bas-carbone compétitives existent. Les habitudes, les coûts d'investissements initiaux et la longue durée de vie des équipements – plus de 20 ans pour les chaudières fossiles et jusqu'à 30 ans pour les équipements industriels[50] – créent un risque de maintien durable de la consommation d'énergies fossiles, appelé risque de « verrouillage carbone »[51]. La réglementation pourrait permettre de limiter les achats d'équipements fossiles en tenant compte de ces durées de vie, en cohérence avec les objectifs de neutralité carbone.

Enfin, le déploiement d'équipements électriques comme les véhicules électriques et les pompes à chaleur accroît le potentiel de flexibilité de la demande d'électricité, encore insuffisamment exploité. Piloter la recharge ou l'usage de ces équipements permettrait en effet de décaler les consommations lors des périodes d'abondance d'électricité décarbonée, notamment en pleine journée lors des pics de production solaire. Ce pilotage associé à des offres tarifaires adaptées permettrait de réduire les factures d'électricité des consommateurs[52] pour un même niveau de service, et donc d'encourager l'électrification tout en réduisant les coûts du système énergétique.

3. L'électrification des usages s'accompagne de la sortie du gaz fossile ce qui appelle une planification anticipée des infrastructures gazières

3.1 La consommation de gaz fossile ne sera que très partiellement remplacée par du gaz bas-carbone

La consommation primaire française de gaz recule à un rythme soutenu : environ 350 TWh en 2025, en baisse de 30 % depuis 2018[53]. Ce repli est tiré par la hausse du prix du gaz, accentué durant la crise de 2022, les gains d'efficacité énergétique, et la baisse de la production d'électricité à partir de gaz. La PPE3 prolonge cette tendance : la consommation primaire de gaz devrait atteindre entre 250 et 285 TWh en 2035, soit une nouvelle baisse de 20 à 30 % en une décennie.

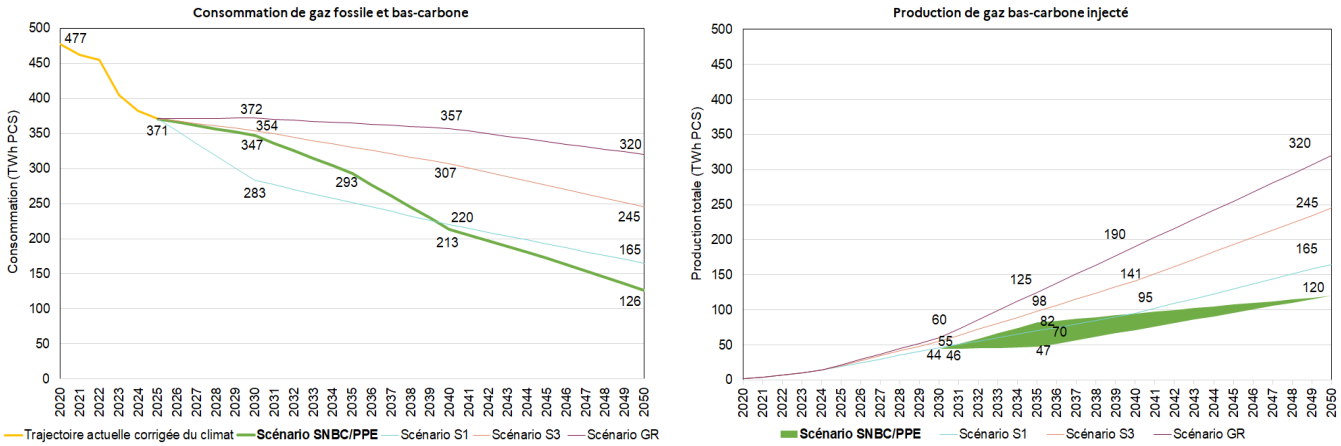
Le biométhane injecté dans les réseaux atteint 15,5 TWh en 2025[54] (3 % de la consommation) avec un développement soutenu prévu par la PPE3 : 20 à 30 % de la consommation de gaz en 2035 soit entre 47 et 82 TWh. Toutefois, le gaz bas-carbone est bien plus cher que le gaz fossile avec un coût complet médian de 130 €/MWh[55] contre 35 €/MWh en 2025 (hors coûts de réseaux et fiscalité), ce qui devrait le rendre moins compétitif que des solutions électriques pour la décarbonation de nombreux usages, notamment le chauffage des bâtiments.

(49) Conseil des prélèvements obligatoires (2026), « Quel avenir pour la fiscalité de l'énergie ? »
(50) Seto (2016), "Carbon Lock-In: Types, Causes, and Policy Implications".
(51) Unruh (2000), "Understanding carbon lock-in".
(52) RTE (2026), « Baromètre des flexibilités de consommation d'électricité ».
(53) NaTran (2026), « Bilan gaz 2025 et Tableau de bord de la consommation de gaz en France ». La part du gaz dans la consommation d'énergie finale a quant à elle diminué de 20,7 % en 2018 à 18,5 % en 2024.
(54) SDES (2026), « Tableau de bord biométhane Q4-2025 ».
(55) CRE (2024), « Bilan technique et économique des installations de production de biométhane injecté ».

Ainsi, le biométhane devrait être réservé à des usages difficiles à électrifier avec les technologies actuelles ou en développement : des procédés où le gaz est une matière première (fabrication d'ammoniac, d'engrais ou de méthanol), voire la production d'électricité de pointe, où des centrales pilotables de secours peuvent rester nécessaires pour sécuriser le système électrique[56].

La consommation française de gaz devra donc se concentrer sur des usages et des sites spécifiques – et non plus être diffuse comme aujourd'hui avec le parc résidentiel raccordé – entraînant une transformation profonde de la géographie de la demande et des besoins en infrastructures gazières.

Graphique 5 : Consommation (gauche) et production (droite) française de gaz depuis 2020 et trajectoire à 2050



Sources : SNBC (2023), CRE (2026), Rapport sur l'avenir des infrastructures gazières.

Note de lecture : La production de gaz bas-carbone (Graphique de droite) remplacera progressivement le gaz fossile dans la consommation (Graphique de gauche), pour couvrir l'ensemble de la demande en 2050.

Le scénario SNBC/PPE correspond à celui de la stratégie française énergie-climat. La PPE3 indique une trajectoire « haute » et une trajectoire « basse » de production de biométhane, qui délimitent la zone pleine verte sur le graphique de droite. Les autres scénarios sont étudiés par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) dans ses rapports sur l'avenir des infrastructures gazières de 2023 et 2026. Le scénario S1 correspond au scénario « Génération frugale » de l'Ademe de 2022, le scénario S2 au scénario « Technologies vertes » de l'Ademe de 2022 et le scénario GR est inspiré du scénario haut des « Perspectives Gaz 2022 » des gestionnaires de réseau de gaz. Ces trois scénarios s'inscrivent dans l'objectif de neutralité carbone et la production de biométhane a été ajustée à la hausse afin de disposer d'un bilan équilibré en 2050.

3.2 Le gaz repose sur des infrastructures de réseau de grande ampleur, dont l'avenir diverge entre transport et distribution

Contrairement aux autres énergies fossiles, acheminées par camion, navire ou train sans réseau dédié jusqu'au consommateur, le gaz repose essentiellement sur des infrastructures de réseau de grande envergure : une ossature de transport, exploitée par NaTran et Teréga, et des réseaux de distribution de plus de 200 000 km. Les réseaux de distribution sont exploités majoritairement par GRDF[57] et desservent environ 11 millions de consommateurs. Le coût de ces infrastructures est majoritairement fixe : les charges d'investissement et environ 40 % des charges d'exploitation sont insensibles aux volumes transportés[58]. Ce coût total a historiquement été rendu supportable par le grand nombre d'utilisateurs et l'importance des volumes acheminés dans une logique d'économie de réseau classique avec de fortes économies d'échelle et de densité.

Le réseau de transport (permettant l'import du gaz et son transit en grande quantité vers les réseaux de distribution, de grands consommateurs ou les autres pays européens), conserverait l'essentiel de son utilité à l'horizon 2050, même avec une forte baisse de la consommation en France. Environ 95 % du réseau de transport demeurerait nécessaire pour assurer l'équilibrage des flux, la sécurité d'approvisionnement et le transit européens[59], ainsi que l'alimentation des grands consommateurs industriels, des capacités électriques pilotables résiduelles et des sites de production de biométhane.

Les réseaux de distribution (acheminant le gaz depuis les réseaux de transport jusqu'aux consommateurs finaux qui ne sont pas directement raccordés aux

(56) IDDRI (2025), « Le biométhane en France : enjeux et défis pour une production durable ».
(57) GRDF, chiffres clés.
(58) CRE (2026), « Rapport sur l'avenir des infrastructures gazières ».
(59) CRE (2023), « Avenir des infrastructures gazières aux horizons 2030 et 2050 ».

réseaux de transport), dépendants des usages finaux locaux, devraient être en revanche plus directement touchés par la baisse des volumes et du nombre de consommateurs. La consommation résidentielle acheminée par GRDF a ainsi déjà reculé d'environ 30 % entre 2018 et 2026[60], et cette dynamique s'accélère. À mesure que les ménages et les petits professionnels sortiront des usages gaz, le 'dernier kilomètre' du réseau perdra à la fois des volumes et des consommateurs, alors que ses coûts demeurent très majoritairement fixes. Des nouveaux investissements dans les réseaux seront par ailleurs nécessaires pour le renouvellement et la sécurité des réseaux existants, et pour le développement du biométhane.

Il en résulte un effet ciseaux : le coût fixe total des infrastructures se répartit sur un nombre réduit de consommateurs, ce qui entraîne une hausse mécanique du tarif unitaire de réseau et incite les consommateurs le pouvant à sortir du gaz à leur tour[61] (*cf.* Encadré 2). Les consommateurs restants raccordés au gaz seront probablement les plus vulnérables, notamment les ménages et petites entreprises ne pouvant financer ou réaliser une conversion vers des solutions alternatives[62]. Un effet ciseaux non maîtrisé risquerait ainsi de concentrer la hausse des coûts sur ces publics.

La planification des réseaux de distribution doit donc être anticipée, alors que des investissements significatifs continuent d'être engagés dans des actifs dont la durée d'utilisation reste incertaine. Ainsi, la CRE estime que les actifs déjà existants ne représenteront que 25 à 35 % de la base d'actifs des gestionnaires de réseau en 2050 : c'est donc l'amortissement d'investissements non encore réalisés qui déterminera le niveau du tarif appliqué aux consommateurs.

Encadré 2 : L'effet ciseaux sur les infrastructures de gaz se manifeste déjà

La trajectoire du tarif d'acheminement de distribution illustre l'effet ciseaux. Ce tarif a augmenté de +27,5 % au 1er juillet 2024, en grande partie en raison de consommations plus faibles que prévues[a], puis de +6,1 % en 2025 et de +5,9 % en 2026. L'ampleur future de la hausse reste incertaine, car elle dépend du rythme de sortie du gaz, de l'évolution de la taille du réseau, des mécanismes de péréquation (temporelle et géographique) et de la part du coût de réseau dans la facture.

Pour une baisse de consommation de –14 % à –56 % et du nombre de clients de –9 à –60 %, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) estime que le coût total des infrastructures à horizon 2050 pourrait diminuer de –11 à –17 %. Ainsi, le tarif de réseau unitaire augmenterait : de +0,1 à +2,5 % par an au-delà de l'inflation en €/MWh au niveau national, soit de +0,2 à +3,5 % pour un client raccordé en distribution, soit plus d'un doublement à l'horizon 2050 (toujours en plus de l'inflation). Ces hausses du tarif de réseau de gaz seront supérieures à celles attendues des tarifs de réseau en électricité (TURPE) pour les ménages (+1 % annuel à horizon 2040[b], soit c. +30 % en 2050) avec des logiques structurellement opposées. En effet, le TURPE augmente pour financer l'extension et l'adaptation d'un réseau électrique porté par une demande et une base d'utilisateurs croissantes (dynamique diluante), tandis que le tarif de distribution de gaz progresse sous l'effet de la baisse des consommateurs de gaz, qui concentre les coûts fixes sur un nombre réduit d'usagers (dynamique concentrante).

a. CRE (2024), « Délibération portant décision sur le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF ».
b. CRE (2026), « Délibération portant examen du schéma décennal de développement du réseau de RTE ».

3.3 Décommissionner efficacement suppose une planification par grappes, des outils tarifaires et un cadre réglementaire adaptés et cohérents avec l'ensemble du système énergétique

Sans intervention publique, l'érosion naturelle du réseau consommateur par consommateur ne permet pas de contrôler l'effet ciseaux et conduit à abandonner des actifs, parfois encore non amortis (dits alors échoués). Plusieurs leviers permettent de planifier un décommissionnement des réseaux de distribution de gaz afin de réduire les coûts pour les consommateurs.

En premier lieu, la sortie du réseau gazier doit être planifiée par grappes géographiques cohérentes (quartiers, communes, territoires…) afin d'identifier les

(60) NaTran (2026), « Tableau de bord de la consommation de gaz en France ».
(61) CRE (2026), « Rapport sur l'avenir des infrastructures gazières ».
(62) Bureau Européen des Unions de Consommateurs (2026), "How to ensure consumers are protected during the gas phase-out".

infrastructures à maintenir pour les consommateurs ne disposant pas d'alternatives économiquement soutenables à terme, ainsi que les zones où les alternatives énergétiques existent déjà et où des nouveaux investissements dans le réseau prévus à moyen-terme pourraient être évités. Elle doit également être articulée avec la localisation des unités de production de biométhane, afin d'éviter le maintien d'infrastructures dédiées uniquement à l'injection de biométhane générant des coûts disproportionnés. Cette planification territorialisée permettra de minimiser les risques d'actifs échoués, et de donner de la visibilité aux consommateurs comme aux collectivités. Les « 100 territoires d'électrification » annoncés dans le cadre du plan d'électrification[63] permettront d'expérimenter les modalités d'identification et d'accompagnement des zones propices à un décommissionnement du réseau de gaz à l'échelle locale. L'accompagnement de ces territoires permettra de nourrir les travaux sur la sortie du gaz pour l'ensemble des collectivités françaises.

Le cadre réglementaire doit être adapté afin d'éviter des investissements disproportionnés dans des infrastructures en déclin (*e.g.* obligations de raccordement, d'extension ou de renouvellement[64]), rendre possible le décommissionnement (fermeture commerciale, dépose physique) et concilier ces objectifs avec les intérêts sociaux des gestionnaires de réseau. À cadre législatif constant et sans perspective de sortie de consommateurs par grappe, les nouveaux investissements dans le réseau de distribution pourront difficilement être limités, et celui-ci pourra difficilement être réduit dans une proportion significative.

Plusieurs outils tarifaires peuvent limiter les coûts d'une sortie non planifiée, notamment l'amortissement accéléré des actifs de distribution[65]. Cette approche consiste à déprécier plus rapidement la base d'actifs régulés, *i.e.* les actifs exploités par les opérateurs régulés[66], afin que les infrastructures soient largement amorties au moment de leur décommissionnement. Cela implique une hausse anticipée des tarifs, mais moindre par consommateur car l'avantage est d'étaler le coût dans le temps et sur une base d'utilisateurs encore large.

Les pouvoir publics peuvent également agir sur la répartition des coûts en élargissant la base de financement : via une mutualisation partielle des coûts résiduels et de décommissionnement avec d'autres réseaux énergétiques (électricité, chaleur). Cette approche permet d'élargir l'assiette de financement, mais réduit les incitations économiques à la sortie du gaz et accroît le coût de l'électricité, au risque de ralentir l'électrification.

L'accompagnement des consommateurs est nécessaire dans chacune de ces options, via des actions d'information et de planification en amont. En dernier recours, l'indemnisation de la valeur résiduelle des installations privées prématurément échouées (pratiquée à Zurich et à Winterthour en Suisse) peut faciliter l'acceptation d'un débranchement programmé.

3.4 Plusieurs expériences illustrent la nécessité d'annoncer aux consommateurs des objectifs clairs et jalonnés

Aux Pays-Bas, où près de 90 % des logements dépendaient du gaz pour le chauffage [67], la décision prise en 2019 de sortir du gaz à l'horizon 2050, accélérée par les séismes induits par l'exploitation du gisement de Groningue, s'appuie sur une démarche pilotée par les communes, quartier par quartier, et sur l'interdiction du gaz dans le neuf.

En Suisse, plusieurs villes – Zurich, Winterthour, Bâle – ont défini des procédures de fermeture des réseaux gaziers : réduction des durées de préavis, indemnisation de la valeur résiduelle des installations, fléchage du biométhane pour des usages spécifiques sur la chaleur haute température. Ces dispositifs, déployés à l'échelle locale et financés par les consommateurs via des hausses des tarifs, demeurent contestés[68] malgré des mécanismes d'indemnisation des actifs.

En Corse, les réseaux publics de distribution de GPL ont perdu 25 % de leurs clients depuis 2010, et les concessions sont aujourd'hui largement déficitaires. L'État s'est engagé à accompagner financièrement les communes, dans une sortie progressive du GPL. Ce dispositif reposera sur (i) l'interdiction de nouveau point

(63) Gouvernement (2026), « 100 territoires d'électrification : présentation des lauréats ».
(64) La mesure 8 de la phase I du plan d'électrification des usages prévoit ainsi que les bâtiments demandant un raccordement au réseau de gaz en supportent le coût. Gouvernement (2026), « Électrifions la France ».
(65) CRE (2026), « Rapport sur l'avenir des infrastructures gazières ».
(66) La base d'actifs régulés représente la valeur économique des actifs de gaz exploités par les opérateurs régulés. Elle est utilisée pour le calcul du tarif d'utilisation du réseau de gaz, qui couvre notamment l'amortissement de ces actifs et la rémunération du capital investi.
(67) OCDE (2023), "Decarbonizing homes in cities in the Netherlands".
(68) 20Minuten (2023), "Winterthur will ganzen Quartieren bis 2033 Gas abdrehen".

de raccordement, (ii) la prise en charge partielle par l'État des déficits d'exploitation sur une période transitoire, et (iii) l'accompagnement à la conversion des usages vers l'électricité ou la chaleur bas-carbone.

Dans le secteur des communications électroniques, l'extinction en cours du réseau cuivre offre un précédent domestique instructif (*cf.* Encadré 3) : organisée par lots de communes, conditionnée au déploiement complet de la fibre, et financée par l'opérateur historique sans mobilisation de fonds publics.

Encadré 3 : La bascule du réseau cuivre vers la fibre en France, un précédent de décommissionnement par grappes

L'extinction du réseau cuivre historique des télécommunications, engagée par Orange et encadrée par l'Arcep, constitue le précédent domestique le plus proche d'un décommissionnement de réseau capillaire à usage déclinant. La fermeture, progressive jusqu'en 2030, est organisée en lots annuels de communes de taille croissante, la commune ayant été retenue comme maille opérationnelle pour la lisibilité de la démarche et l'adhésion des élus[a]. Elle s'appuie sur un principe : aucune fermeture dans une commune avant le déploiement complet de la fibre, solution alternative. Environ 6 % des locaux restaient inéligibles à la fibre fin 2025, et près de 8 000 communes ont vu leur calendrier reporté pour éviter tout risque de déconnexion[b]. Enfin, il s'agit d'une démarche industrielle privée, financée par l'opérateur qui y avait un intérêt – la maintenance du cuivre représentait environ 500 M€ par an – sans mobilisation de fonds publics[c]. Contrairement à la situation actuelle pour les réseaux de gaz, l'opérateur du réseau cuivre pouvait financer les opérations de décommissionnement avec les revenus significatifs issus du recyclage du cuivre[d] ainsi que les recettes futures dégagées par le nouveau réseau de fibre optique. Des différences de perception des alternatives existent par ailleurs dans le cas du chauffage.

a. Arcep, plan de fermeture de la boucle locale cuivre d'Orange ; fermeture commerciale de la majorité des communes fin janvier 2026.
b. Arcep ; Maire-Info (janvier 2026).
c. Réponse gouvernementale, Assemblée nationale (coût de maintenance et financement par l'opérateur).
d. Banque des Territoires (2025), « Orange débranche les abonnés au cuivre du lot 1 ».

Éditeur :

Ministère de l'Économie, des Finances et de la Souveraineté industrielle, énergétique et numérique

Direction générale du Trésor
139, rue de Bercy
75575 Paris CEDEX 12

Directeur de la Publication :

Dorothée Rouzet

tresor-eco@dgtresor.gouv.fr

Mise en page :
Maryse Dos Santos
ISSN 1777-8050
eISSN 2417-9620

Derniers numéros parus

Octobre 2026

N° 409 La décarbonation de l'économie française : quels bénéfices et comment la financer ?
Floriane Jouy Gelin, Jean-Baptiste Laval, Loman Sezestre

N° 408 La réindustrialisation face aux impératifs de compétitivité, de décarbonation et de souveraineté
Raphaël Lafrogne-Joussier, Youssef Salib

N° 407 Le financement des investissements dans les infrastructures de transport
Eléonore Delfortry

N° 406 Le système de retraite face aux défis démographiques
Charlotte Combier

https://www.tresor.economie.gouv.fr/Articles/tags/Tresor-Eco

Direction générale du Trésor

@DGTresor

Pour s'abonner à *Trésor-Éco* : bit.ly/Trésor-Eco

Pour toute demande presse, merci de vous adresser à *presse@dgtresor.gouv.fr* (01 44 87 73 24)

Ce document a été élaboré sous la responsabilité de la direction générale du Trésor et ne reflète pas nécessairement la position du ministère de l'Économie, des Finances et de la Souveraineté industrielle, énergétique et numérique.