

# Rapport sur les prix de marché - 2025

## 1. Dynamique offre & demande et prix

### 1.1. Facteur d'évolution des prix du gaz

Alors que les tendances de prix avaient été largement baissières en 2023 avant de progresser graduellement tout au long de 2024, l'année 2025 s'est caractérisée par un environnement de prix complexe et contrasté, combinant un équilibre gazier européen encore tendu durant la période hivernale avec une normalisation progressive et globalement durable des conditions de marché sur le reste de l'année. Cette évolution a résulté d'une combinaison de facteurs structurels et conjoncturels, notamment l'arrêt définitif du transit de gaz russe via l'Ukraine au 1er janvier 2025, l'évolution des dynamiques de stockage, la variabilité des conditions météorologiques, ainsi qu'une amélioration continue de la flexibilité et de la diversification des sources d'approvisionnement européennes.

D'après les données spot d'EnergyScan (ENGIE), les prix moyens du TTF en 2025 ont diminué par rapport à 2024, malgré des niveaux de prix relativement élevés observés au cours du premier trimestre. Le profil annuel des prix a été largement concentré en début d'année, avec un resserrement marqué au départ, suivi d'un assouplissement progressif et durable à partir du deuxième trimestre. Cette évolution s'explique par une combinaison de facteurs : une demande saisonnière plus faible, une forte production d'électricité d'origine renouvelable et nucléaire, une disponibilité accrue de GNL, ainsi qu'une réduction progressive de l'incertitude sur le marché à mesure que les contraintes de stockage se sont atténuées et que la résilience du système s'est améliorée.

### 1.2. Volatilité et facteur d'influence des prix

La volatilité des prix est restée une caractéristique structurante du marché tout au long de l'année, en lien avec les incertitudes géopolitiques persistantes, les chocs de demande liés à la météo et les dynamiques d'arbitrage du GNL. Toutefois, la volatilité globale a progressivement diminué par rapport aux années récentes et est restée nettement inférieure aux niveaux extrêmes observés en 2022 et début 2023. Bien que des épisodes de froid aient eu lieu de manière ponctuelle et de courte durée durant l'hiver, ces épisodes ne se sont pas traduits par des pressions haussières durables sur les prix, les équilibres offre-demande sont restés généralement en adéquation.

Selon l'AIE (Gas Report – Q1 2026), la consommation mondiale de gaz naturel a augmenté de moins de +1% en 2025, en deçà de sa progression en 2024 (+2,7%), dans un contexte de ralentissement de l'activité et de prix élevés du GNL en début d'année. La consommation de gaz naturel a évolué de manière contrastée en 2025 selon les régions : en Amérique du Nord (+1%), au Moyen-Orient et en Afrique (+2,5%), en Asie-Pacifique (stable, après une forte croissance en 2024), en Amérique centrale et du Sud (stable) et en Europe (+3%), tandis qu'elle a reculé en Eurasie (-2%).

Selon ENGIE (EnergyScan), la consommation totale de gaz en Europe a atteint environ 371 bcm en 2025, contre environ 368 bcm en 2024, soit une hausse limitée de l'ordre de +0,9 % en glissement annuel. Cette stabilité apparente de la demande agrégée masque des évolutions significativement contrastées selon les segments. La demande industrielle a

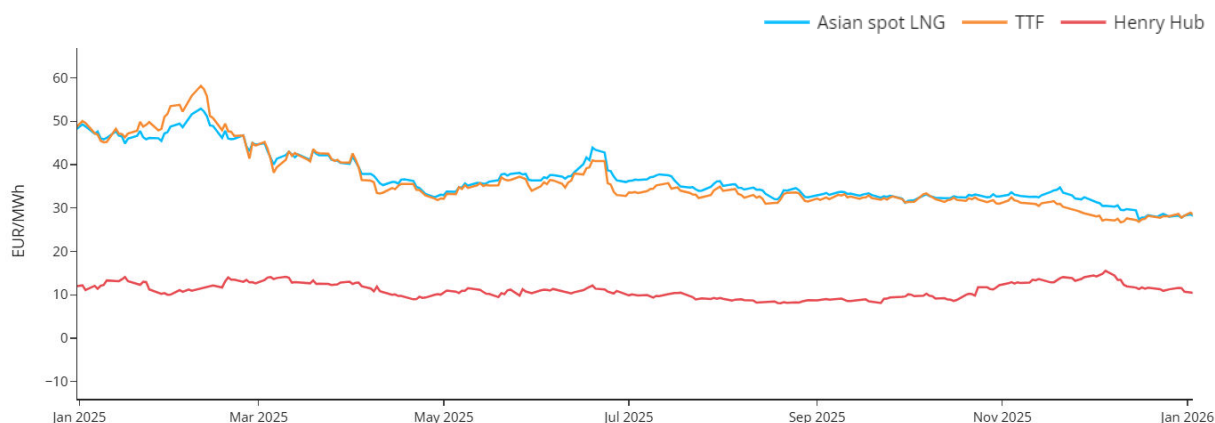
progressé modérément, d'environ +4,2bcm (5.9 % en glissement annuel) sur un an, traduisant une reprise graduelle de l'activité industrielle, une amélioration du contexte macro-économique et une meilleure visibilité sur les prix. À l'inverse, la consommation de gaz pour la production d'électricité a reculé d'environ -5,8bcm (-7,6% en glissement annuel), remplacée par une forte production renouvelable et une disponibilité soutenue du parc nucléaire. La demande résidentielle et tertiaire est demeurée largement dépendante des conditions météorologiques, sans évolution structurelle majeure observée.

### 1.3. Evolution de l'offre et des approvisionnements

Du point de vue de l'offre, l'approvisionnement total en gaz en Europe a fortement progressé en 2025 pour atteindre environ 375bcm, contre environ 357bcm en 2024 (+5,1% en glissement annuel), les besoins de remplissage estivaux des stockages ayant été plus importants. Cette expansion a été très largement portée par le GNL. Les envois de GNL ont fortement augmenté pour atteindre environ 147bcm, contre 114bcm en 2024, représentant une hausse de plus de +32bcm (+28% sur un an). Cet apport supplémentaire de GNL a plus que compensé la baisse des livraisons de gaz russe par pipeline ainsi que le léger recul des flux norvégiens. La production domestique européenne a progressé pour atteindre environ 60,5bcm, renforçant encore la sécurité d'approvisionnement.

En 2025, l'approvisionnement de l'Union européenne a été réalisé à 45% par gazoduc, 39% par navires méthaniers et 16% avec sa production propre (EnergyScan). En 2024, cela représentait respectivement 52%, 32% et 16%. Les volumes d'importation européens nécessaires en 2025 ont augmenté d'environ +5%, en lien avec un niveau de soutirage des stockages plus élevé sur l'année. Ainsi, par rapport à 2024, l'analyse d'Engie (EnergyScan) montre que les importations de gaz russe par gazoduc ont fortement baissé (-48%), représentant environ 4% de l'approvisionnement total de l'Europe contre 9% en 2024. Les volumes en provenance de Norvège (-1,6%) sont passés de 32% à 30% de l'approvisionnement. Les volumes d'Afrique du Nord et d'Azerbaïdjan ont également légèrement diminué (-3,6%). La production européenne poursuit une légère hausse en 2025 (+6,9%), tout en restant structurellement en retrait sur le long terme.

### Evolution du prix du gaz 2025 pour livraison le mois suivant (Mois suivant)



Source : EnergyScan, Engie

## 1.4. Contribution croissante du biométhane

Dans le même temps, les gaz renouvelables — en particulier le biométhane — ont continué de gagner en importance dans l'équilibre gazier européen. Bien que leurs volumes restent limités par rapport aux flux de gaz fossile, le biométhane contribue de plus en plus à la diversification des approvisionnements, à la réduction de la dépendance aux importations et au renforcement de la résilience du système à long terme, consolidant ainsi son rôle stratégique aux côtés du GNL et du stockage dans le mix gazier européen.

## 2. Analyse trimestrielle du marché gazier

### 2.1. Premier trimestre 2025 : un marché gazier sous tension

Au premier trimestre 2025, les prix spot du TTF ont atteint en moyenne 37,96 €/MWh, contre 31,13 €/MWh au T1 2024, correspondant à une hausse de +6,8 €/MWh (+22 % en glissement annuel). Cette augmentation marquée reflète un resserrement notable de l'équilibre offre-demande en début d'année.

Les niveaux de prix sont restés élevés durant une grande partie du trimestre, sous l'effet d'une sensibilité accrue du marché à la suite de l'arrêt définitif du transit de gaz russe via l'Ukraine. Cet événement structurel s'est conjugué à des conditions hivernales, à un recours accru au stockage et à un climat de prudence généralisée des acteurs du marché. La formation des prix au cours du trimestre a été fortement influencée par des signaux de court terme, notamment les prévisions de température, le calendrier des arrivées de GNL et les rythmes de soutirage des stockages, contribuant à une volatilité persistante et à une composante de risque prix élevée.

Le spread TTF MA – Asian LNG spot s'est établi en moyenne à -0,82 €/MWh, marquant une inversion notable par rapport à 2024. Le TTF MA (month ahead) a ainsi temporairement surpassé les prix asiatiques, avec des niveaux de spread extrêmes atteignant -4,58 €/MWh. Cette configuration suggère une tension accrue sur le marché européen, potentiellement liée à des facteurs saisonniers (demande hivernale, niveau de stockage) ou à des contraintes d'approvisionnement. La volatilité observée sur le trimestre est élevée, reflétant un marché instable et sensible aux fondamentaux régionaux.

Du côté de la demande, la consommation totale de gaz en Europe a fortement progressé pour atteindre environ 139,6 bcm, contre 128,1 bcm au T1 2024, soit une hausse de +9 % sur un an. La demande LDZ (zone distribution locale) a augmenté de manière significative lors des périodes les plus froides, tandis que la consommation de gaz pour la production d'électricité a rebondi lors des épisodes de faible production éolienne et solaire. La demande industrielle est restée stable, soutenue par une amélioration des conditions économiques et une volatilité relative des prix plus faible qu'au cours des années précédentes.

Du côté de l'offre, les arrivées de GNL sont restées importantes mais partiellement contraintes par la concurrence mondiale, notamment asiatique. Les flux par pipeline ont diminué de manière structurelle à la suite de la fin du transit ukrainien. En conséquence, le marché européen a fortement reposé sur la flexibilité du stockage. Les soutirages nets se sont nettement intensifiés pour atteindre environ -42,5 bcm, contre -28,4 bcm au T1 2024. Ces niveaux élevés de soutirage ont joué un rôle central dans le soutien des prix et dans le renforcement des préoccupations liées à la sécurité d'approvisionnement en début d'année.

## **2.2. Deuxième trimestre 2025 : une normalisation progressive du marché gazier**

Au deuxième trimestre 2025, les prix spot du TTF ont reculé pour s'établir en moyenne à 33,95 €/MWh, contre 35,73 €/MWh au T2 2024, soit une baisse de -1,8 €/MWh (-5 % sur un an) et de -11 % par rapport au premier trimestre.

Cette correction des prix reflète un assouplissement saisonnier clair des fondamentaux du marché. La consommation totale de gaz en Europe a diminué pour atteindre environ 65,8 bcm, contre environ 68,1 bcm au T2 2024 (-3,4 % sur un an). Cette baisse est principalement liée au recul de la demande LDZ (zone de distribution locales) et à une diminution marquée de la consommation de gaz pour la production d'électricité, dans un contexte de forte production renouvelable et de disponibilité soutenue du nucléaire.

Le spread TTF MA – Asian LNG spot redevient positif avec une moyenne de +1,13 €/MWh, signalant un retour à une prime asiatique modérée. Toutefois, l'amplitude reste significative (minimum à -2,67 €/MWh), indiquant que des épisodes ponctuels de tension européenne persistent. Ce trimestre correspond à une phase de normalisation progressive du marché global du LNG, avec un rééquilibrage des flux entre bassins.

Du côté de l'offre, la disponibilité du GNL est demeurée élevée, soutenue par l'augmentation des capacités de regazéification et par des conditions de netback favorables en Europe. Cela a permis des injections nettes de stockage de l'ordre de +25,8 bcm, globalement conformes aux normes saisonnières. Le remplissage des stockages a progressé de manière régulière, contribuant à une amélioration graduelle des indicateurs d'équilibre et à une réduction visible de l'incertitude de marché. À mesure que les niveaux de stockage se reconstituaient et que la demande reculait, la formation des prix a de plus en plus reflété des fondamentaux à court terme confortables plutôt que des préoccupations liées à l'adéquation de l'offre.

## **2.3. Troisième trimestre 2025 : consolidation de l'équilibre du marché gazier**

Au troisième trimestre 2025, les prix spot du TTF se sont établis en moyenne à 32,88 €/MWh, contre 38,54 €/MWh au T3 2024, correspondant à une baisse de -15 % en glissement annuel.

Le spread TTF MA – Asian LNG spot se stabilise autour de +1,25 €/MWh en moyenne, avec une volatilité nettement plus faible. Les écarts sont compris dans une bande réduite (entre -0,15 et +2,81 €/MWh), traduisant un marché globalement équilibré. Cette période estivale reflète une moindre pression sur la demande, tant en Europe qu'en Asie, et une meilleure fluidité du marché international du LNG.

Malgré des périodes de hausse de la demande liée aux besoins de refroidissement, la consommation totale de gaz est restée globalement stable autour de 61,2 bcm. La demande industrielle a continué de faire preuve de résilience, soutenue par des niveaux de production stables et une meilleure prévisibilité des prix. À l'inverse, la consommation de gaz pour la production d'électricité est restée structurellement faible, reflétant la bonne performance des énergies renouvelables sur l'ensemble de la période estivale.

Du point de vue de l'offre, les arrivées de GNL sont restées robustes tout au long du trimestre, tandis que les importations par pipeline sont demeurées stables. Ces conditions favorables ont permis des injections nettes de stockage d'environ +25,5 bcm, permettant d'atteindre des niveaux proches des objectifs saisonniers bien avant l'entrée dans la période

hivernale. En conséquence, les acteurs du marché ont progressivement intégré un scénario de stockage confortable pour la saison de chauffe à venir, contribuant à une réduction supplémentaire de la perception de tension sur le marché.

#### 2.4. Quatrième trimestre 2025 : un marché gazier résilient face aux besoins hivernaux

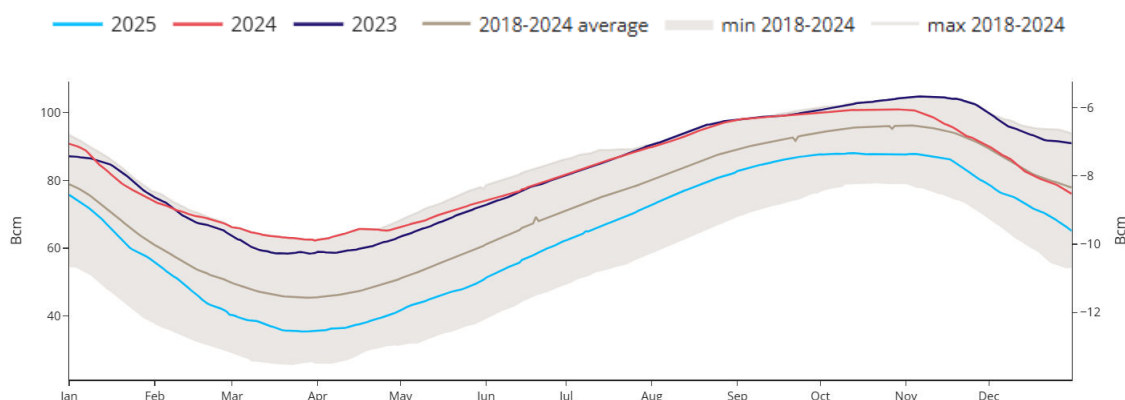
Au quatrième trimestre 2025, les prix spot du TTF ont fortement reculé pour s'établir en moyenne à 29,22 €/MWh, contre 41,87 €/MWh au T4 2024, soit une baisse marquée de -30 % sur un an.

Le spread TTF MA – Asian LNG spot reste modéré, avec une moyenne de +1,14 €/MWh. Bien que majoritairement positif, il présente encore des incursions en territoire négatif (jusqu'à -1,05 €/MWh), ce qui témoigne d'un équilibre fragile entre les deux marchés. La volatilité remonte légèrement par rapport au trimestre précédent, en lien avec les anticipations hivernales et le repositionnement des flux de LNG.

Bien que la consommation totale de gaz ait augmenté de manière saisonnière pour atteindre environ 120,4 bcm (+2 % sur un an), le marché a abordé l'hiver avec des niveaux de stockage de départ élevés et une disponibilité abondante de GNL. Des périodes de froid et de faible production renouvelable ont généré des pics temporaires de la demande, mais ceux-ci ont été efficacement absorbés par la flexibilité du système.

Les soutirages nets de stockage se sont établis autour de -20,4 bcm, soit un niveau nettement inférieur aux situations de stress observées au cours des hivers précédents. La combinaison de fortes arrivées de GNL, de sources d'approvisionnement diversifiées et de stocks confortables a significativement limité les tensions hivernales et empêché l'apparition de hausses de prix durables, malgré un resserrement ponctuel des fondamentaux à court terme.

### Evolution des stockages européens



Source : EnergyScan (Engie), GIE – Aggregated gas storage inventory

### 3. Gaz renouvelable et biométhane

Selon l'AIE (Renewables 2025), la production européenne de biométhane a atteint un niveau estimé entre 7 et 8 bcm par an en 2025. Bien que ces volumes restent modestes par rapport à la consommation totale de gaz, le biométhane est désormais reconnu comme un gaz renouvelable stratégique dans le cadre de REPowerEU, qui maintient un objectif de 35 bcm à l'horizon 2030. Le biométhane contribue simultanément à la décarbonation des usages non électrifiables, à la sécurité d'approvisionnement et à l'ancrage territorial de la transition énergétique.

En 2025, la filière biométhane est entrée dans une phase de consolidation économique, avec des coûts de production généralement compris entre 75 et 110 €/MWh. La diminution progressive des mécanismes administrés de soutien a renforcé la priorité accordée aux gains d'efficacité, à la sécurisation des intrants et à la professionnalisation de la gestion des actifs. Sur le plan industriel, l'année confirme une évolution vers des projets plus grands, plus standardisés et mieux intégrés, incluant des plateformes multi-unités et la conversion d'installations biogaz existantes vers l'injection de biométhane.

L'Allemagne demeure le premier producteur européen, avec des volumes de biométhane injecté d'environ 1,5 bcm par an, portés par la reconversion continue de son parc biogaz. La France affiche la croissance la plus rapide, atteignant environ 1,3 bcm par an au travers de plus de 650 sites d'injection, tandis que l'Italie produit environ 0,6 à 0,7 bcm, avec une forte orientation vers les usages dans les transports.

Sur le plan réglementaire, l'année 2025 marque une transition progressive vers des mécanismes d'intégration de marché, incluant des appels d'offres compétitifs, des obligations de mélange, des garanties d'origine et des certificats carburants. Au-delà des volumes produits, le biométhane joue un rôle systémique croissant grâce à sa pilotabilité, sa capacité de stockage et sa compatibilité complète avec les infrastructures gazières existantes, venant compléter le GNL et le stockage dans le renforcement de la résilience à long terme du système gazier européen.

La France et les Pays-Bas ont inscrit dans la loi l'obligation d'incorporer du biométhane dans le mix gazier national.

En France, le système CPB (Certificats de Production de Biogaz) impose aux fournisseurs de gaz d'acheter des certificats correspondant à de la production de biométhane pour une proportion croissante au fil des années de leurs livraisons aux clients résidentiels. Chaque unité de biométhane injectée génère un certificat que les producteurs peuvent vendre, créant ainsi une demande stable et réglementée pour le biométhane, sans nécessiter de mélange physique dans le réseau gazier.

Les Pays-Bas utilisent une obligation de mélange de biométhane, qui impose aux fournisseurs de gaz d'intégrer une part croissante de biométhane dans leur portefeuille gazier. Cette obligation est définie par la loi et fait du biométhane un élément structurel du marché national du gaz.

### 4. Perspectives à moyen terme pour le gaz naturel et le GNL

Selon l'AIE, la croissance de la demande mondiale de gaz naturel devrait ralentir pour passer en dessous de +2 % par an à partir de 2026, l'Asie représentant environ 45 % de

L'augmentation de la demande marginale. L'offre mondiale de GNL devrait augmenter d'environ +5 % en 2026, portée principalement par de nouvelles capacités de liquéfaction en Amérique du Nord et au Qatar.

L'arrêt du transit de gaz russe via l'Ukraine accroît structurellement les besoins d'importation de GNL de l'Europe de 30 à 40 bcm par an. Dans ce contexte, le développement progressif du biométhane constitue une source complémentaire et locale, réduisant la dépendance aux importations de gaz fossile tout en améliorant la flexibilité du système énergétique européen. Bien que le biométhane ne puisse pas se substituer au GNL en termes de volumes, sa contribution à la diversification, à la résilience et à la décarbonation renforce la sécurité d'approvisionnement globale dans un environnement géopolitique de plus en plus volatil.

*Sources: EnergyScan (Engie), European Commission Gas Dashboard, GIE – Aggregated Gas Storage Inventory, IEA Gas Market Reports, IEA Renewables 2025, IEA Gas Market Report Q1-2026*