

# Rapport sur les prix de marché - 2024

## Dynamique offre & demande et prix

Alors que la tendance au niveau des prix a été largement baissière en 2023, 2024 a été marquée par une hausse graduelle des prix depuis la mi-février 2024 jusqu'à la fin de l'année. Cette hausse a été alimentée par l'évolution de la situation en Ukraine et au Moyen Orient ainsi que par la perspective de l'interruption des livraisons russes par gazoduc à travers l'Ukraine avec la fin de l'accord de transit entre Naftogaz et Gazprom à la fin de l'année 2024. La volatilité des prix est restée élevée, même si elle a été moindre qu'en 2022 ou même 2023. Le froid du début de l'hiver 2024-25 a provoqué de larges soutirages des stocks, le GNL n'offrant pas la flexibilité nécessaire en cas de pointes de consommation. L'approvisionnement en GNL a été suffisant, mais de manière générale cette dépendance au GNL rend le marché nerveux. Le « *Bilan gaz 2024* » de Natran (ex GRTgaz) indique que la demande est restée stable mais que le besoin en approvisionnement a reculé de -6% entre 2023 et 2024, le solde ayant été compensé par une augmentation des soutirages des stockages. L'analyse d'Engie (*EnergyScan*) montre que la part de GNL dans l'approvisionnement européen est passée de 38% en 2023 à 32% en 2024 tandis que les approvisionnements en gaz russe et norvégien par gazoduc ont augmenté respectivement de 7 à 9% et de 28 à 32%. Les parts de la production européenne et les importations d'Afrique du Nord et d'Azerbaïdjan sont restées stables.

Selon l'AIE<sup>1</sup> (*Gas Report – Q1 2025*), la consommation mondiale de gaz naturel a augmenté de +2,7% en 2024, au-delà de sa croissance moyenne de +2% sur la période de 2010 à 2020 et de +1% entre 2019 et 2023. La consommation de gaz naturel a progressé en 2024 sur tous les continents : en Amérique du Nord (+1,9%), au Moyen-Orient (+3%), en Asie-Pacifique (+5,5% qui inclut 8% de croissance de la demande chinoise), en Afrique (+1%), en Amérique centrale et du Sud (+1,6%) et en Europe (+0,5%).

En Europe, la consommation en 2024 est restée presque stable (+0,9% en comparaison de 2023) en raison de l'effet combiné de l'augmentation de la consommation directe (distribution +2,2% et industrielle +5,9%), de la baisse de la production d'électricité à partir du gaz naturel (-7,6%), selon *Energyscan* (Engie). Au niveau de la consommation résidentielle, les effets des gains d'efficacité, des mesures d'économie et du déploiement de pompes à chaleur ont été compensés par des températures moyennes plus froides au deuxième semestre 2024, en comparaison avec le deuxième semestre 2023. Au quatrième trimestre 2024 la production d'électricité à partir du gaz naturel était plus importante qu'au quatrième trimestre 2023, à hauteur de +18%, essentiellement à cause d'une période de faible production d'électricité renouvelable, associée à une combinaison de froid, de faible ensoleillement et d'un manque de vent (phénomène appelé *Dunkelflaute*).

En 2024, l'approvisionnement de l'Union européenne a été réalisé à 57% par gazoduc, 34% par navire méthanier et 10% avec sa production propre (*Dashboard* de la Commission européenne). En 2023, cela représentait respectivement 53%, 38% et 9%. En 2021, l'approvisionnement par gazoduc représentait encore 70% du total.

---

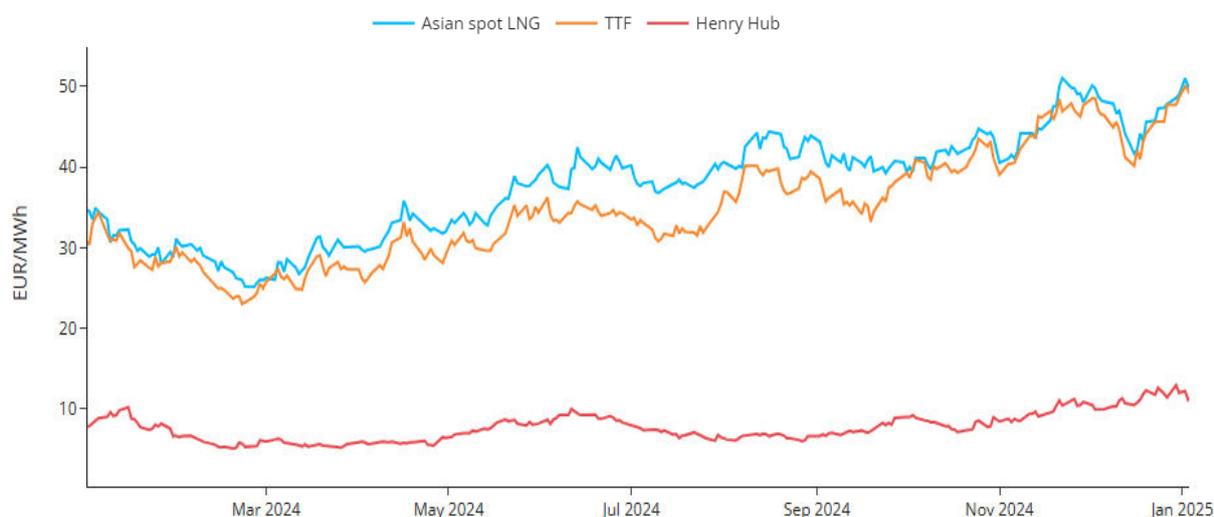
<sup>1</sup> AIE : Agence Internationale de l'Energie

Les volumes d'importation européens nécessaires en 2024 ont pu être réduits de -6% grâce à des prélèvements plus importants sur les stockages, notamment au quatrième trimestre 2024. Ainsi, par rapport à 2023, l'analyse d'Engie (*EnergyScan*) montre que les importations de gaz russe par gazoduc ont augmenté de +11,5%, passant de 7% à 9% de l'approvisionnement total de l'Europe. Les volumes en provenance de Norvège (+7,7%), sont passés de 28% à 32% de l'approvisionnement. Les volumes d'Afrique du Nord et d'Azerbaïdjan ont quant à eux baissé de -3,5%. La production européenne est en baisse depuis plusieurs années déjà : -12,6% pour la Grande-Bretagne et -15,5% pour les Pays-Bas. La production du gisement géant de gaz de Groningen aux Pays-Bas est maintenant complètement et officiellement interrompue depuis le 1<sup>er</sup> octobre 2023. L'approvisionnement en GNL a baissé (-20%) entre 2023 et 2024, passant de 38% à 32% de l'approvisionnement, grâce à des importations plus importantes de Norvège et de Russie et aussi parce que les besoins de restockage ont baissé de -17% entre 2023 et 2024.

En 2024, les capacités de regazéification de l'Europe ont été utilisées à 42,4% (58,5% en 2023) selon le *Dashboard* mis à disposition par la Commission Européenne. Selon *Energyscan* (Engie), 47% du GNL importé par l'Europe est venu des Etats-Unis et de Trinidad & Tobago (contre 50% en 2023), 12% du Moyen Orient (13,5% en 2023), 19% de Russie (13% en 2023), 15% d'Afrique (19% en 2023). L'Europe, à son tour, en tant que marché de destination, a représenté 51% des exportations de GNL réalisées par les États-Unis (contre 64% en 2023).

La tendance des prix a été largement haussière. Ainsi, le prix au comptant au TTF, référence européenne pour le prix du gaz *spot*, s'élevait à 30,4 €/MWh début janvier 2024, puis a clôturé à 48,6 €/MWh le 31 décembre 2024. Les prix *spot* moyens du GNL en Asie ont démarré l'année à 34,5 €/MWh et l'ont terminée à 49 €/MWh, suivant de près les prix européens, mais en étant tout de même presque continuellement supérieurs.

### Evolution du prix du gaz 2024 pour livraison le mois suivant (Mois suivant)



Source : EnergyScan, Engie

**Au premier trimestre 2024**, les prix *spot* TTF se sont établis en moyenne à 27,5 €/MWh, soit 49% plus bas qu'au premier trimestre 2023 (53,4 €/MWh). Les prix ont atteint leur point bas de l'année 2024 à 23 €/MWh le 22 février puis n'ont cessé de montrer une tendance haussière jusqu'à la fin du trimestre où il cotait 27,3 €/MWh.

Ce premier trimestre 2024 a connu des températures plus clémentes que le premier trimestre 2023. La demande européenne (126,5 milliards de m<sup>3</sup>) a diminué de -0,6% au premier trimestre 2024 par rapport au premier trimestre 2023 (127,2 milliards de m<sup>3</sup>). Alors que la demande industrielle (21,4 milliards de m<sup>3</sup>) a augmenté de +5,9%, la demande résidentielle (85,8 milliards de m<sup>3</sup>) a diminué de -0,7% en glissement annuel. La demande de gaz pour la production d'électricité a également diminué de -6,3% en glissement annuel.

Au niveau de l'approvisionnement européen, les exportations russes vers l'Europe occidentale ont augmenté au premier trimestre 2024 de +51% (7,4 milliards de m<sup>3</sup>) par rapport au premier trimestre 2023. Les importations de la Norvège ont augmenté de +4,1% en glissement annuel (30,3 milliards de m<sup>3</sup>) et la production domestique a diminué de -12,7% (15,1 milliards de m<sup>3</sup>). Les importations d'Afrique du Nord et d'Azerbaïdjan ont progressé durant ce premier trimestre 2024 de +2,1% en glissement annuel (9,9 milliards de m<sup>3</sup>). Les expéditions de GNL (c'est-à-dire les volumes de GNL injectés dans le réseau après gazéification) ont diminué de -14 % (33,3 milliards de m<sup>3</sup>) en comparaison du premier trimestre 2023.

En Asie, les prix *spot*, au cours du premier trimestre 2024, affichaient en moyenne 29,2 €/MWh et étaient inférieurs de -44% à ceux du même trimestre de l'année précédente (52 €/MWh). Aux Etats-Unis, la moyenne du *Henry Hub* a baissé de -24% au premier trimestre 2024 (6,61 €/MWh) par rapport à la même période de l'année précédente (8,7 €/MWh), retrouvant un niveau comparable à ceux qui prévalaient avant la guerre en Ukraine.

Les déstockages ont atteint 29,8 milliards de m<sup>3</sup> au premier trimestre 2024, contre 28,4 milliards de m<sup>3</sup> durant la même période en 2023, c'est-à-dire en augmentation de +4,9%. Les stockages européens étaient remplis à 58,5% au 31 mars 2024, contre 55,8% l'année précédente.

**Au deuxième trimestre 2024**, la moyenne des prix *spot* TTF s'est établie à 31,7 €/MWh, soit une baisse de -10% par rapport à la même période de 2023 et en hausse de +15,3% par rapport au trimestre précédent.

Ainsi les prix *spot* au TTF ont évolué de 27,75 €/MWh le 1<sup>er</sup> avril 2024 à 33,9 €/MWh le 28 juin, atteignant même 36,1 €/MWh le 3 juin. En effet, durant ce deuxième trimestre 2024, le marché a été porté par de nouveaux acteurs non physiques (fonds spéculatifs, fonds de pension, trading algorithmique) affichant leur plus haut niveau d'intérêt ouvert jamais atteint. Mais c'est aussi le contexte géopolitique (tensions au Moyen-Orient) et les incertitudes autour de l'approvisionnement russe (Autriche, Russie, etc.) qui ont poussé les prix à la hausse.

La demande européenne de gaz au deuxième trimestre 2024 (68,3 milliards de m<sup>3</sup>) a diminué de -6,7% par rapport à la même période de 2023 (73,2 milliards de m<sup>3</sup>). Alors que la demande industrielle (17,8 milliards de m<sup>3</sup>) augmentait de +9,2%, la demande résidentielle (37,9 milliards de m<sup>3</sup>) a diminué de -4,3 % en glissement annuel. La demande de gaz pour la production d'électricité a également diminué de -27,2 % par rapport à la même période de 2023, en conséquence de la bonne disponibilité du nucléaire français et de la forte production d'énergie renouvelable.

Au niveau de l'offre, les exportations russes vers l'Europe occidentale ont augmenté de +33,9% (7,5 milliards de m<sup>3</sup>) au deuxième trimestre 2024 par rapport au deuxième trimestre 2023. Les importations de la Norvège ont augmenté de +15,4% en glissement annuel (27,7 milliards de m<sup>3</sup>) et la production domestique a diminué de -7,4% (13,7 milliards de m<sup>3</sup>). Les importations d'Afrique du Nord et d'Azerbaïdjan ont diminué de -0,9% en glissement annuel (10,9 milliards de m<sup>3</sup>). Les volumes de GNL regazéifié injectés dans les réseaux ont diminué de -30,2% (27,7 milliards de m<sup>3</sup>) au deuxième trimestre 2024 par rapport au deuxième trimestre 2023.

Les prix au *Henry Hub* ont atteint en moyenne 7,44 €/MWh au cours du deuxième trimestre 2024, alors qu'ils étaient de 7,26 €/MWh au cours de la même période en 2023, soit une augmentation de +2,4% en glissement annuel. Les prix du marché asiatique ont suivi la hausse des prix européens.

L'injection nette dans les stockages européens s'est élevée à 19,4 milliards de m<sup>3</sup>, en retrait par rapport à la même période de 2023 (22,5 milliards de m<sup>3</sup>). Les stockages européens étaient remplis à 77,8% au 30 juin 2024, ce qui représente le même niveau que l'année précédente.

**Au troisième trimestre 2024**, la lente augmentation de l'offre norvégienne et les tensions au Moyen-Orient ont amplifié la hausse des prix. Le TTF *spot* s'est établi en moyenne à 35,3 €/MWh, soit 6,5% au-dessus de la moyenne sur la même période en 2023 et 11,5% par rapport au deuxième trimestre 2024. La volatilité est restée importante. Le 19 septembre notamment, l'annonce erronée que l'Ukraine avait accepté de faire transiter le gaz azerbaïdjanais vers l'Europe a déclenché une forte baisse des prix jusqu'à 32,6 €/MWh. Mais les prix ont rebondi très rapidement après que les autorités ukrainiennes et azerbaïdjanaises aient démenti l'information.

La demande européenne de gaz au troisième trimestre 2024 (60,7 milliards de m<sup>3</sup>) était en hausse de +2,5 % par rapport au troisième trimestre 2023 (59,2 milliards de m<sup>3</sup>). La demande industrielle (16 milliards de m<sup>3</sup>) était en hausse de +6,7% tout comme la demande résidentielle (28 milliards de m<sup>3</sup>, +15,2% en glissement annuel). La demande de gaz pour la production d'électricité était par contre en baisse de -16,1% en glissement annuel, conséquence de la bonne disponibilité du nucléaire français et de la forte production d'énergie renouvelable.

Les exportations russes vers l'Europe occidentale ont augmenté de +9,5% (8,1 milliards de m<sup>3</sup>) au troisième trimestre 2024 par rapport au troisième trimestre 2023. Les importations de la Norvège ont augmenté de +15,3% en glissement annuel (26,4 milliards de m<sup>3</sup>). La production domestique a diminué de -10,3% (13,1 milliards de m<sup>3</sup>). Les importations d'Afrique du Nord et d'Azerbaïdjan ont chuté de -18% (9,1 milliards de m<sup>3</sup>). Les volumes de GNL expédiés ont diminué de 28,8 à 22,9 milliards de m<sup>3</sup> au troisième trimestre 2024 par rapport au troisième trimestre 2023.

L'injection dans les stockages européens s'est poursuivie au troisième trimestre 2024, atteignant un taux de remplissage de 94,35% au 30 septembre. Il s'élevait à 95,5% un an auparavant à la même date.

**Au quatrième trimestre 2024**, le prix moyen TTF s'est établi à 43,1 €/MWh, soit +6% plus élevé que le prix moyen pour la même période en 2023 (40,6 €/MWh), mais +22% plus haut que la moyenne des prix pour Q3 2024 (35,3 €/MWh). Les prix européens ont en effet fortement réagi à quelques épisodes de températures plus basses qu'au quatrième trimestre 2023, à une faible production d'énergies renouvelables (condition de « *Dunkelflaute* », soit une combinaison de vents faibles et d'ensoleillement limité). En décembre 2024, les prix ont rebondi, le marché anticipant la fin de l'accord de transit à travers l'Ukraine. Les flux de gaz russe via l'Ukraine se sont en effet complètement arrêtés le 1er janvier 2025. Le 31 décembre, le TTF *spot* a clôturé l'année à 47,6 €/MWh, soit +55% au-dessus des prix à la fin 2023 (30,7 €/MWh). Sur le marché à terme, la différence de prix entre l'hiver 2025 et l'été 2025 est passée en territoire positif depuis le 1<sup>er</sup> novembre, poussé par la spéculation de grands acteurs misant sur un besoin de restockage important de manière à atteindre le niveau de 90% de remplissage au 1<sup>er</sup> novembre comme l'exige la Commission européenne. Au 31 décembre, cette différence atteignait 3,6 €/MWh.

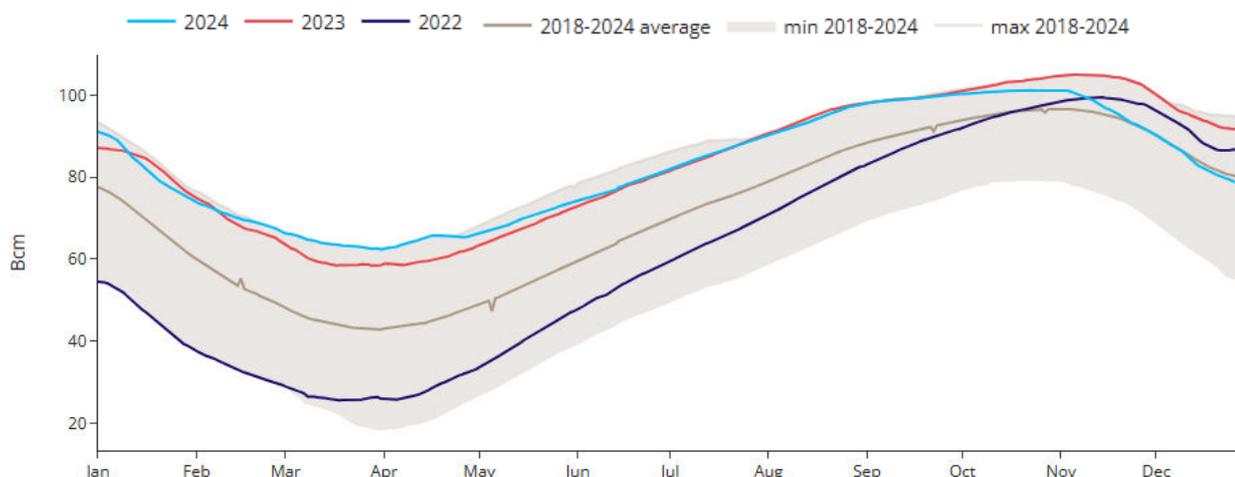
Les prix Henry Hub ont atteint en moyenne 9,58 €/MWh au quatrième trimestre 2024, contre 9,4 €/MWh au quatrième trimestre 2023, soit une hausse de +1,9% en glissement annuel. Les prix GNL *spot* en Asie se sont établis en moyenne à 44,7 €/MWh en baisse de -8% comparé au quatrième trimestre 2023. La différence de prix entre les prix Asian *spot* et les prix TTF *spot* durant le troisième trimestre 2024 était encore largement en moyenne en faveur du TTF (4,8 €/MWh). Au quatrième trimestre 2024, cette moyenne s'est établie à 1,3 €/MWh montrant que les acheteurs européens ont dû proposer un différentiel de prix plus bas (i.e des prix plus élevés) pour faire venir les navires méthaniers sur les côtes européennes.

La demande européenne au Q4 2024 (115,5 milliards de m<sup>3</sup>) était en hausse de +6,8% par rapport à Q4 2023 (108,1 milliards de m<sup>3</sup>). La demande industrielle (20,5 milliards de m<sup>3</sup>) était en hausse de +2,5 %, tout comme la demande résidentielle (72,7 milliards de m<sup>3</sup>), en progression de +5,1 % en glissement annuel. La demande de gaz pour la production d'électricité était en hausse de +18%, soulignant ainsi la conséquence d'une faible production d'énergie renouvelable.

Les exportations russes vers l'Europe occidentale ont augmenté de +3,8% (8,1 milliards de m<sup>3</sup>) au quatrième trimestre 2024 par rapport au quatrième trimestre 2023. Les importations de la Norvège ont diminué de -0,7% (29,7 milliards de m<sup>3</sup>) par rapport à l'année précédente et la production domestique a diminué de -2,6% (14,7 milliards de m<sup>3</sup>). Les importations d'Afrique du Nord et d'Azerbaïdjan ont augmenté de +3,7% en glissement annuel (11,2 milliards de m<sup>3</sup>). Les volumes de GNL expédiés ont diminué de -14,8% (30,5 milliards de m<sup>3</sup>) au Q4 2024 par rapport au Q4 2023.

Les soutirages nets des stocks européens ont été nettement plus importants au quatrième trimestre 2024 qu'une année auparavant à la même période. Alors que 9,3 milliards de m<sup>3</sup> ont été prélevés en 2023, 23,8 milliards de m<sup>3</sup> ont été soutirés en 2024. En 2023, les injections se sont poursuivies jusqu'à début novembre, ce qui n'a pas été le cas en 2024. Les périodes de froid et de *Dunkelflaute* ont nécessité des soutirages plus importants. Les niveaux de stock à fin 2024 se sont ainsi établis à 72,2% alors qu'ils s'élevaient à 86,4% un an avant.

## Evolution des stockages européens



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

## Perspectives à moyen terme pour le gaz naturel, le biométhane et le GNL

Selon l'AIE, la demande mondiale de gaz devrait continuer à augmenter en 2025, principalement soutenue par les marchés asiatiques en croissance rapide. Cependant, le rythme de croissance devrait ralentir pour atteindre moins de 2% en 2025. L'Asie devrait représenter près de 45% de cette augmentation. L'offre mondiale de gaz reste fragile et la balance du marché est tendue. La croissance de l'offre mondiale de GNL devrait s'accélérer pour atteindre 5% en 2025, grâce au démarrage et à l'augmentation de la production de plusieurs grands projets, notamment en Amérique du Nord. L'arrêt du transit du gaz russe via l'Ukraine le 1<sup>er</sup> janvier 2025 (166 TWh/an de gaz en moins en provenance de Russie) ne devrait pas poser de risque imminent pour la sécurité d'approvisionnement de l'Union européenne, mais il augmentera les besoins d'importation de GNL de l'UE de près de 15%, maintenant les prix des hubs européens proche des prix spot du GNL asiatique. A cela s'ajoute, des niveaux de stockage de gaz dans l'Union européenne déjà inférieurs au début de 2025 par rapport à l'année précédente augmentant les besoins de restockage pour l'été 2025 de quelque 280 TWh (estimation avril 2025). Avec une différence de prix hiver 2025 – été 2025 se maintenant en territoire négatif, le restockage pourrait toutefois s'avérer problématique sans flexibilisation de la législation européenne concernant l'obligation de remplissage à 90% au 1<sup>er</sup> novembre. A l'heure où ces lignes sont écrites, cette flexibilisation est en discussion.

En 2024, la production mondiale de biométhane a connu une forte croissance, estimée à 15%, atteignant plus de 10 milliards de m<sup>3</sup> (source : AIE) Cette expansion a été principalement tirée par l'Europe et l'Amérique du Nord. Aux États-Unis, la production de biométhane, a augmenté de plus de +25% (soit 0,7 milliard de m<sup>3</sup>) pour atteindre plus de 3,5 milliards de m<sup>3</sup> en 2024. Les États-Unis ont ainsi conforté leur position de premier producteur mondial de biométhane, représentant plus de 40% de l'augmentation mondiale en 2024. Environ 90% du biométhane produit aux États-Unis est consommé comme carburant de transport. En Europe, la production de biométhane a progressé d'environ 15% (soit plus de 0,7 milliard de m<sup>3</sup>) en 2024, principalement grâce à la France. L'Allemagne demeure le plus grand marché européen pour le biométhane, bien que sa croissance ait ralenti.

La production française a presque quadruplé entre 2020 et 2023 et est devenue le deuxième producteur européen en 2023, devant le Danemark. Les données préliminaires indiquent une nouvelle augmentation de +27% de la production française en 2024, dépassant 1 milliard de m<sup>3</sup>. La France devrait devenir le premier producteur de biométhane en Europe en 2025. Le Danemark, après des années de forte croissance, n'a connu qu'une augmentation de +2% en 2024 en raison d'une modification de ses mécanismes de soutien. L'Italie et les Pays-Bas développent également rapidement leur production de biométhane.

15% du gaz consommé en Europe sera renouvelable à l'horizon 2030. Le plan REPowerEU de 2022 prévoit la production de 35 milliards de m<sup>3</sup> de biométhane d'ici à 2030, soit 8% de la consommation à cet horizon. Depuis la publication du plan, des progrès significatifs ont été réalisés en vue d'atteindre l'objectif de 35 milliards de m<sup>3</sup>. Les compagnies de gaz et d'énergie, les *majors* de l'énergie et les investisseurs financiers investissent en effet massivement dans le secteur.

Les importations de GNL de l'Europe ont chuté de -18% (près de 30 milliards de m<sup>3</sup>) en 2024. Cependant, la tendance devrait s'inverser avec la diminution attendue des approvisionnements russes par gazoduc et des besoins substantiellement plus élevés en 2025 en comparaison à 2024, pour que les stockages soient remplis à 90% au début de l'hiver comme l'exige l'UE. L'approvisionnement de l'Europe en GNL semble assuré avec de nouvelles capacités de liquéfaction mises en service récemment aux Etats-Unis (Plaquemines) et d'autres prévues ces prochaines années. Avec le changement d'administration à Washington, le gouvernement américain délivre à nouveau les autorisations nécessaires à la construction de nouveaux projets de terminaux de liquéfaction. Selon Engie (*Energyscan*) les capacités de liquéfaction mondiales devraient augmenter de +7% en 2025. En 2030, plus de 40% de capacités supplémentaires sont prévues, par rapport à ce qui était à disposition en 2024, essentiellement sur le continent nord-américain et au Qatar.

La situation géopolitique en Europe et au Moyen-Orient maintient toujours un fort niveau d'incertitude. L'administration Trump aux Etats Unis souffle le chaud et le froid sur l'économie et remet en cause les alliances qui ont prévalu depuis la Seconde Guerre mondiale. L'Europe dépend maintenant pour près de 40% du GNL pour son approvisionnement en gaz, et la moitié vient des Etats Unis. A cela s'ajoutent les risques opérationnels sur les infrastructures de liquéfaction, de regazéification et de transport de gaz. Toutefois, le marché réagit actuellement positivement dès lors que des nouvelles positives lui parviennent suite aux discussions entre la Russie, les Etats Unis et l'Ukraine. Cela semble indiquer que certains acteurs du marché attachent une certaine probabilité au retour des approvisionnement russes par gazoduc, notamment par le Nordstream 2 dont une des conduites n'a pas été endommagée lors des explosions de l'été 2022.

*Sources : EnergyScan (Engie), Dashboard de la Commission européenne, Gas Report Q1 2025 (IEA), IEA Global Energy Review 2025, ICIS Heren Biomethane data 2024, Bilan gaz 2023 & Transition gazière (NaTran/ GRTgaz*