

Rapports de marché du 06.05.24 au 13.05.24

Les échanges de gaz

Une panne au terminal d'exportation de GNL australien de Gorgon a affecté le commerce du gaz cette semaine. Une partie de la capacité sera indisponible pendant au moins cinq semaines. Les négociants supposent que les acheteurs asiatiques - les principaux acheteurs de GNL australien - veulent désormais se procurer des quantités aux États-Unis. Là-bas, le terminal d'exportation Freeport n'est disponible que de manière limitée.

D'autres voix du marché ont évoqué le commerce des émissions : selon ces derniers, les prix fixes du CO2 constituent un facteur. «

L'augmentation du prix du CO2 a entraîné une hausse du prix du gaz », a commenté un trader. En principe, un autre trader était d'accord.

Le marché était en principe bien approvisionné, a écrit un analyste.

Depuis vendredi, les volumes en provenance de Norvège devraient à nouveau augmenter quelque peu, car les travaux de maintenance ont pris fin. « Les niveaux de stockage donnent pareillement des raisons pour une détente », a déclaré un observateur. Après les déstockages de la deuxième moitié du mois d'avril, les stockages avaient repris, a-t-il rapporté.

Le day-ahead THE ainsi que le day-ahead PEG sont restés stables au-

dessus de 30,00 euros/MWh au cours de la semaine. Ce n'est qu'aujourd'hui, lundi, qu'il est repassé en dessous pour se fixer à 29,43 euros/MWh (THE) et à 29,32 euros/MWh (PEG), en raison de données fondamentales baissières. Dans l'ensemble, le commerce a été calme. Au Royaume-Uni, le lundi était Bank Holiday, le jeudi était un jour férié dans de nombreux pays européens.

Sur le marché à terme, les fondamentaux n'ont guère changé. « Le marché peut être serré jusqu'à la fin de l'hiver 25, puis il devrait se détendre en raison de l'augmentation de l'offre », a déclaré un trader. Le contrat annuel 2025 a fluctué étroitement autour de la barre des 35 euros pour le PEG et le THE.

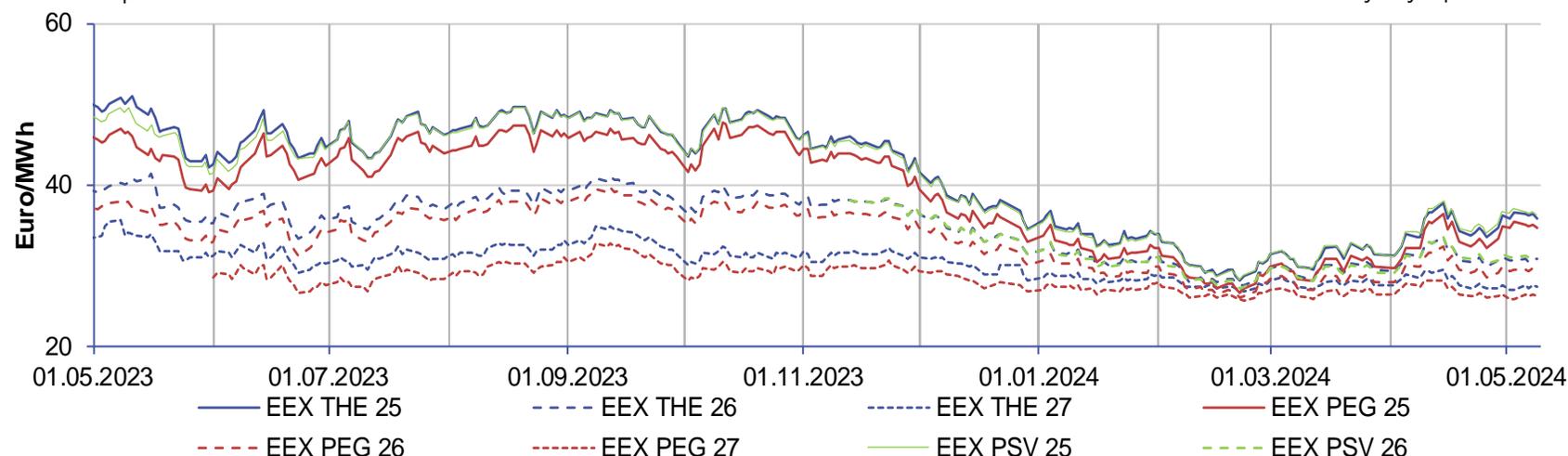
Le supplément de prix indicatif pour les certificats de provenance du biométhane importé est de 75 euros/MWh pour les volumes non subventionnés issus de résidus labellisés (comme REDcert) dans le cadre d'un approvisionnement à court terme et de 65 euros/MWh dans le cadre d'un approvisionnement pluriannuel à long terme à partir de 2025, déduit par Polynomics sur la base des données de la plateforme Agriportance (dernière mise à jour le 1er mars 2024).

Période de livraison	Cours de bourse EEX (Euro/MWh)		
	THE	PEG	PSV
day-ahead	29.43	29.32	n.d.*
2025	35.87	34.61	36.30
2026	30.76	29.53	31.12
2027	27.42	26.22	n.d.*

*Pas de données disponibles auprès d'EEX

Date de l'enquête : 13.05.24

Valeurs mises à jour jusqu'au 10.05.24



13.05.2024

Un service exclusif de l'Association suisse de l'industrie gazière pour ses membres



Rapports de marché du 06.05.24 au 13.05.24

Les échanges d'électricité

Au cours de la semaine, le day-ahead a pratiquement réduit de moitié pour se fixer à 47,89 euros/MWh.

En ce qui concerne l'énergie nucléaire, les travaux de maintenance ont continué à exercer un impact à cet effet, avec des valeurs de 32 à 33 GWh. L'injection solaire a nettement augmenté au cours de la semaine pour se fixer jusqu'à 25,2 GWh. Une fois de plus, la semaine a été marquée par un jour férié qui a pesé sur la consommation. La production thermique est restée stable à 9,7 GWh. En moyenne hebdomadaire, la Suisse a exporté 157,8 GWh.

Sur le marché à terme, le contrat annuel 2025 a augmenté d'à peu près deux euros jusqu'à jeudi, pour se fixer à 97,42 euros/MWh. Il a ensuite baissé pour se fixer à en dernier lieu 95,93 euros/MWh. Les EUA pour décembre 2025 ont oscillé entre 76,21 et 73,79 euros/MWh au cours de la semaine. Vendredi, ils se négociaient à 74,81 euros/tonne. Le commerce technique et les prises de

bénéfices ont influencé l'évolution, selon les analyses.

L'augmentation des énergies renouvelables et le jour férié ont fait baisser le day-ahead allemand à 46,41 euros/MWh. Le marché à terme allemand a suivi les signaux haussiers du gaz naturel, du CO2 et du charbon. Le contrat annuel 2025 a fluctué autour de 94,00 euros/MWh et s'est finalement établi à 93,82 euros/MWh.

Sur le marché français, le day ahead a perdu près de 35 euros fin avril pour se fixer à 23,55 euros/MWh. Le contrat annuel 2025 se situait en dernier lieu à 83,56 euros/MWh après un recul au cours de la semaine. Les congestions du réseau continuent d'empêcher les exportations d'électricité. Des températures plus élevées et une demande plus faible ont également exercé une pression.

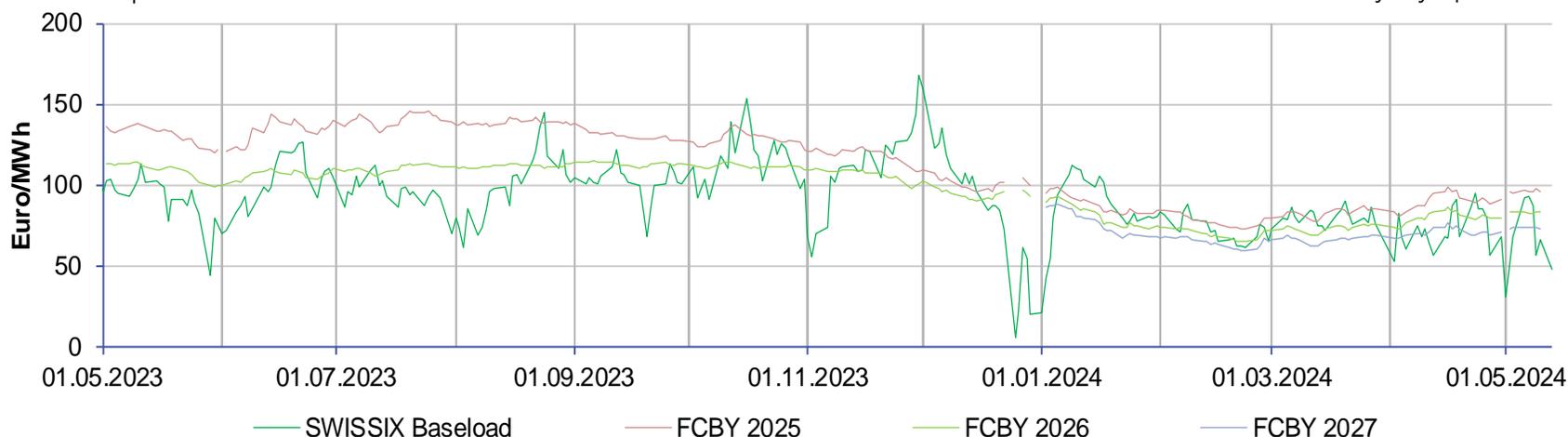
ener|gate

www.energate-messenger.ch

Période de livraison	Cours de bourse EEX (Euro/MWh)		
	CH	A	F
day-ahead	47.89	46.41	23.55
2025	95.93	93.82	83.56
2026	83.27	81.15	62.84
2027	73.20	71.68	58.38

Date de l'enquête : 13.05.24

Valeurs mises à jour jusqu'au 13.05.24



13.05.2024

Un service exclusif de l'Association suisse de l'industrie gazière pour ses membres



Rapports de marché du 06.05.24 au 13.05.24

Indice des coûts marginaux de l'hydrogène pour la Suisse - HySuiX

Les coûts marginaux de l'hydrogène sont globalement plus chers. Poussés par la faible injection d'énergie éolienne en Allemagne et en France ainsi que par la hausse des prix des matières premières, les cotations sur les marchés de l'électricité à court terme ont légèrement monté la semaine dernière. Les prix spot de l'électricité en Suisse ont augmenté en moyenne de 8 %.

Par conséquent, le coût marginal de l'hydrogène vert a pareillement augmenté par rapport à la semaine précédente. L'HySuiX Green avec les tarifs d'utilisation des réseaux a baissé de 6 CHF/MWh (0,19 CHF/kg) et s'est négocié en moyenne à 252 CHF/MWh (8,40 CHF/kg). Le HySuiX Green sans les tarifs d'utilisation des réseaux a enregistré une valeur de 94 CHF/MWh (3,15 CHF/kg). Il était donc inférieur à 158 CHF/MWh (5,25 CHF/kg) par rapport à l'HySuiX Green avec les tarifs d'utilisation des réseaux.

Les restrictions de livraison aux terminaux d'exportation de GNL australiens ainsi que les prix plus élevés du CO2 ont entraîné une tendance à la hausse des prix sur les marchés du gaz. Les prix spot ont augmenté de 3,5 % sur une base hebdomadaire.

Par conséquent, les coûts marginaux de l'hydrogène conventionnel ont

aussi légèrement augmenté en moyenne hebdomadaire. Les prix du HySuiX Blue et du HySuiX Grey ont monté de 2 CHF/MWh et se situaient respectivement à 130 CHF/MWh (4,32 CHF/kg) et 95 CHF/MWh (3,15 CHF/kg).

L'écart de prix entre le HySuiX Green avec les tarifs d'utilisation des réseaux et le HySuiX Grey a atteint 158 CHF/MWh (5,25 CHF/kg) sur une base hebdomadaire. En revanche, l'écart entre le HySuiX Green avec les tarifs d'utilisation des réseaux et le HySuiX Grey était de -0,2 CHF/MWh (-0,01 CHF/kg). Ainsi, sur une base hebdomadaire, les coûts marginaux de l'hydrogène Green sans les tarifs d'utilisation des réseaux sont restés compétitifs par rapport à ceux de l'hydrogène gris.

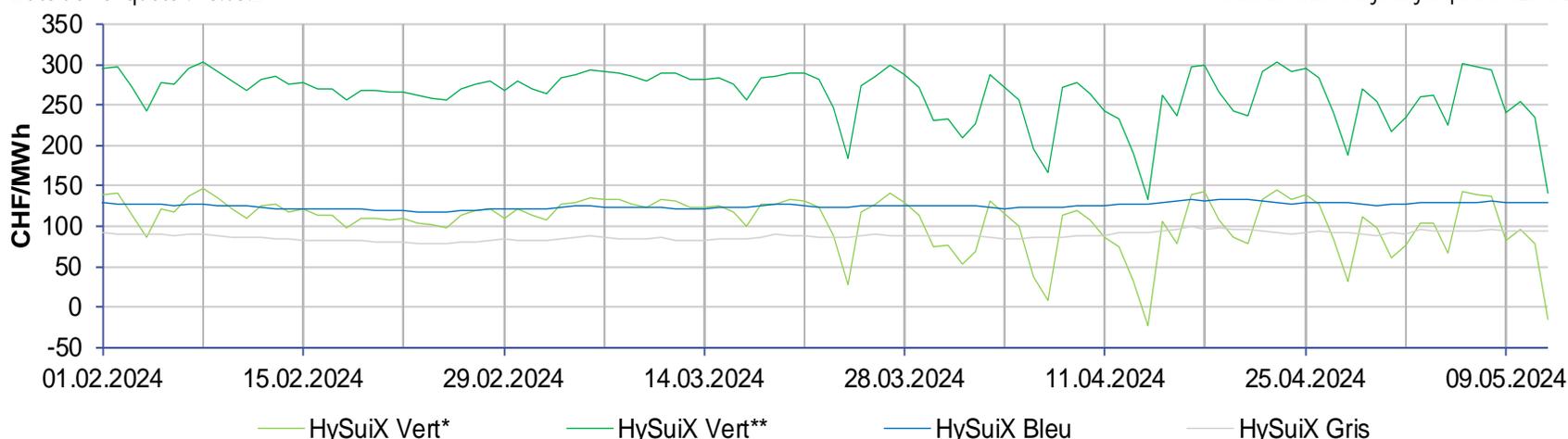
L'indice hydrogène HySuiX décrit les coûts de production de l'hydrogène vert, bleu et gris. Il se base sur les cotations à court terme de l'électricité, du gaz et de l'EUA, sans les coûts du capital. Alors que les coûts de production de l'hydrogène bleu et gris sont calculés au jour le jour, l'indice HySuiX Vert reflète une production d'hydrogène pendant les 12 heures les moins chères de la journée en moyenne, avec et sans les coûts du réseau électrique. Plus d'informations sous: <https://gazenergie.ch/fr/indice-dhydrogene>

Valeur moyenne hebdomadaire HySuiX (CHF/MWh)		
HySuiX Vert*	85.06	-2.705
HySuiX Vert**	242.75	-2.705
HySuiX Bleu	129.82	+1.221
HySuiX Gris	94.72	+1.613

* sans les coûts du réseau électrique
 ** avec les coûts du réseau électrique
 Source: E-Bridge Consulting GmbH

Date de l'enquête : 13.05.24

Valeurs mises à jour jusqu'au 12.05.24



Un service exclusif de l'Association suisse de l'industrie gazière pour ses membres

