



Bulletin Mensuel N°33

Janvier 2026

Les Prix du Pétrole, du Gaz Naturel et du GNL

Les marchés pétroliers ont débuté l'année 2026 par une hausse modérée des prix, malgré des fondamentaux baissiers.

Janvier 2026, est un mois émotionnel dont le rôle dominant est attribué aux tensions géopolitiques (Vénézuéla, Iran) à l'arbitrage financier et à la couverture des traders.

Pour les marchés du Gaz et du GNL, le mois de janvier 2026 est le mois de stress maximal avec le gaz tendu surtout en Europe (stocks bas et une compétition Asie/Europe sur le GNL) et le GNL est en phase de rééquilibrage (pics Henry Hub liés au froid).

Liminaire : Nous dressons en premier lieu une analyse détaillée du comportement des marchés pétroliers et gaziers en ce début d'année 2026, l'évolution des fondamentaux (stocks commerciaux mondiaux, l'offre et la demande mondiales en pétrole et gaz) et leurs variations entre janvier 2025 et fin janvier 2026. Le niveau des stocks des membres de l'OCDE et celui de la chine.

Nous ferons le point sur l'évolution de la production mondiale de pétrole des principaux acteurs (OPEP+, non OPEP, USA dont schiste américain) entre 2025 et 2026. La production totale de gaz US et son poids actuel en % sur le marché du GNL ?

Après avoir cerné les prix des marchés pétrole et gaz, nous tenterons de répondre aux questions ci-après ayant un lien direct ou indirect avec l'énergie en général et les marchés en particulier :

- Une rétrospective OPEP+ de 2023 à 2025 sur la capacité nominale, les quotas officiels attribués à chaque membre, la production réelle avec les prix moyens du pétrole peut-elle nous renseigner sur les bons des mauvais élèves en matière de discipline ?
- Quel bilan du « Drill, baby, drill » après une année de la prise de fonction de Trump ?
- Quelles sont les motivations qui ont conduit les USA à intervenir au Venezuela durant la nuit du 2 au 3 janvier 2026 ?
- Les « réserves prouvées » de 300 milliards de barils du Venezuela sont-elles réellement les plus importantes du monde ou font-elles débat ?
- A supposer que le Venezuela possède bien des ressources considérables dans son sous-sol, sont-elles forcément exploitables de manière rentable ?
- Quels sont les principaux défis auxquels le secteur pétrolier du Vénézuéla est confronté ?
- Dans quel délai sera-t-il possible de rétablir la production pétrolière au Vénézuéla ?
- Quelles sont les principales opportunités pour les investisseurs internationaux ?
- Quels sont les principaux risques pour les entreprises de services pétroliers qui sont essentiels pour la reconstruction de l'industrie pétrolière vénézuélienne ?

- Quelles seront les conséquences pour les marchés du pétrole et du raffinage avec le retour du pétrole Vénézuélien ?
- Le problème de l'Intelligence Artificielle, les data centers et l'équité énergétique mondiale ?
- Quelles sont les prévisions des prix du pétrole, du gaz naturel et du gaz naturel liquéfié pour le mois de février 2026 ?
- Synthèse et Recommandations.

Enfin, nous tabulons et illustrons avec des figures les prix quotidiens moyens du pétrole et du gaz naturel pour le mois de Janvier 2026.

1. Analyse comparative quantitative et qualitative : Prix du pétrole et GN et GNL par zone – Décembre 2025 vs Janvier 2026

Indice	Décembre 2025	Janvier 2026	Tendance
Pétrole (\$/baril)			
Brent	~61,6	~67,5	↗ haussière modérée
WTI	~58,0	~63,5	↗ haussière / volatile
Panier OPEP	~61,7	~62,2	↗ lente
Sahara Blend	~63,4	~66–68	↗ alignée Brent
Gaz naturel et GNL			
USA – Henry Hub (\$/MMBtu)	~3,5–4,2	pics > 5,0	↘ normalisation post-hiver
Europe – TTF (\$/MWh)	~28–35	~42–43	↔ élevé mais plafonné
Asie – GNL Spot (JKM – \$/MMBtu)	~9,8–10,0	~10,1–10,5	↘ légère détente

Lecture analytique transversale (entre décembre 2025 et janvier 2026) :

Pétrole : Le rebond technique + la période hivernale + la prime géopolitique (le marché du pétrole est **piloté par la Géopolitique à court terme**, mais il est **contraint par les fondamentaux**. Les prix *moyens observés* ont globalement **augmenté** d'environ **+7 % à +14 %** pour Brent et WTI, porté par les tensions géopolitiques et le ralentissement des perspectives de surplus à court terme.

Facteurs clés de l'évolution :

- ✓ **Offre globale :** OPEP+ a maintenu la production stable au 1^{er} trimestre 2026, limitant le surplus anticipé mais toujours en excédent global.
- ✓ **Demande :** Reprise saisonnière de la demande hiver à l'hémisphère nord.
- ✓ **Géopolitique :** Craintes de disruption (US-Iran tensions) ont renforcé la prime géopolitique.
- ✓ **Stocks :** Accumulation persistante → une pression baissière sur le prix à long terme.
- ✓ **Spéculation :** Risque géopolitique accentue la volatilité.

Gaz et GNL : Les prix du gaz naturel et du GNL ont également **augmenté**, avec les marchés européens particulièrement tendus à cause de stocks bas et de conditions météorologiques rigoureuses et un arbitrage GNL en faveur de l'Europe.

2. Stocks commerciaux mondiaux + Offre/Demande mondiales pétrole & gaz naturel (variation 1er Janvier 2025 → 1^{er} Février 2026)

Pétrole : Données mondiales

Stocks commerciaux mondiaux (OCDE + non-OCDE)

Date	Stocks mondiaux pétrole	Variation
01/01/2025	~4 520 mb	—
01/02/2026	~4 720 mb	+200 mb

mb : million de barils

Lecture :

- ✓ Accumulation nette de stocks sur 2025
- ✓ Surplus structurel malgré les coupes OPEP+
- ✓ Signal clairement **baissier à moyen terme**

Offre & demande mondiales pétrole

Indicateur	2025 (moyenne)	Début 2026	Variation
Demande mondiale	~102,1 mb/j	~103,0 mb/j	+0,9 mb/j
Offre mondiale	~102,8 mb/j	~104,2 mb/j	+1,4 mb/j
Balance	+0,7 mb/j	+1,2 mb/j	Surplus accru

mb/j : million de barils par jour

Conclusion pétrole :

Le marché est **fondamentalement excédentaire**, les prix sont soutenus **artificiellement** par la géopolitique et la gestion OPEP+.

Gaz Naturel – Données mondiales

Stocks & réserves (principalement OCDE)

Date	Stocks GN (équivalent bcm)
01/01/2025	~1 050
01/02/2026	~980

bcm : milliard de mètres cubes

Lecture :

- ✓ Forte décrue en Europe fin hiver 2025–26
- ✓ Vulnérabilité persistante du marché européen
- ✓ Dépendance accrue au GNL

Offre & demande mondiales gaz

Indicateur	2025	Début 2026	Variation
Demande mondiale GN	~4 110 bcm	~4 160 bcm	+50 bcm
Offre mondiale GN	~4 150 bcm	~4 190 bcm	+40 bcm
Balance	Léger surplus	Quasi-équilibre	Marché tendu

bcm : milliard de mètres cubes

Conclusion gaz :

Contrairement au pétrole, le gaz reste **structurellement tendu**, surtout régionalement.

3. Les stocks des pays de l'OCDE et leur influence sur le prix du pétrole

Les Stocks totaux de pétrole de l'OCDE (y compris brut et produits finis) :

- Début 2025 : ~ 2 850 millions de barils.
- Début 2026 : ~ 2 820 millions de barils.

Le détail par zone (début 2026) :

- États-Unis (50-55% des stocks de l'OCDE) : ~ 1 250 millions de barils (dont ~ 425 millions de stocks stratégiques - SPR - considérés comme hors marché). Les Stocks commerciaux US (brut + produits) : ~ 825 millions de barils.
- Europe (OCDE) : ~ 950 millions de barils.
- Japon, Corée, autres pays OCDE Pacifique : ~ 620 millions de barils.

Les Stocks en Chine :

La Chine ne fait pas partie de l'OCDE et ne publie pas de données officielles régulières et vérifiables sur ses stocks commerciaux ou stratégiques. Cependant,

- La Chine a accumulé en 2025 d'importants stocks de pétrole brut, avec des constitutions de stocks industriels estimés à ~82 millions de barils au 2ème trimestre 2025 (données AIE).
- Cette accumulation massive de pétrole brut et de raffinage par la Chine (~600 000 barils/j depuis mars 2025) surtout en provenance d'Indonésie, entre dans le cadre de Energy Law entrée en vigueur le 01/01/2025 et qui porte sur la politique de sécurité énergétique de la chine.

Cela signifie que la Chine a retiré une partie de ce pétrole du marché international actif : cette réserve stratégique a réduit la disponibilité nette mondiale.

4. Productions : OPEP+, non-OPEP+ et USA dont schiste (chiffres & variations entre le 01/01/25 et le 01/02/2026)

Production mondiale par groupe (mb/j)

Production moyenne	1 ^{er} Janvier 2025	31 janvier 2026	Variation	Explication
OPEP+	~49,6	~48,9	-0,7	
Non-OPEP+	~53,2	~55,3	+2,1	
USA totale (Brut & condensat)	~13,3	~13,6	+0,3	Croissance modérée, freinée par la consolidation des producteurs de schiste et la discipline financière.
Dont pétrole de Schiste (tight oil)	~9,7	~9,9	+0,2	~73 % de la production totale US. La croissance se concentre principalement sur le bassin du Permian (Texas/ Nouveau-Mexique)

mb/j : Million de barils par jour

Lecture stratégique

- ✓ L'OPEP+ perd progressivement le contrôle marginal
- ✓ Le schiste US reste le swing Producer réel
- ✓ La croissance hors OPEP neutralise les efforts de discipline

Message clé :

L'OPEP+ soutient les prix, mais ne les dirige plus seule.

5. La production totale de gaz US et son poids actuel en % sur le marché du GNL ?

Production totale de gaz naturel des États-Unis :

- Début 2025 : ~ 105-106 milliards de pieds cubes par jour (Bcf/j).
- Début 2026 : ~ 108-109 Bcf/j.
- Variation : + ~3 Bcf/j (+~3%).

Production de gaz de schiste / tight gas :

- Représente environ 85% de la production totale de gaz des États-Unis.
- Début 2026 : ~ 92-93 Bcf/j. Les principaux bassins sont le Marcellus/Utica (Appalaches) et le Permian (associé au pétrole).

Poids des États-Unis sur le marché mondial du GNL :

- Capacité d'exportation nominale début 2026 : ~ 175-180 millions de tonnes par an (Mtpa).
- Part de marché (exportations effectives) : Les États-Unis devraient être le premier exportateur mondial de GNL en 2026, avec une part de marché qui devrait se situer entre ~25 et 30% des exportations globales, devant le Qatar et l'Australie. Cette position leur confère un rôle crucial pour équilibrer le marché, notamment en Europe Les prix du gaz en Europe (TTF) et en Asie (JKM) sont désormais fortement corrélés à la dynamique de l'offre américaine de GNL.

Remarque : Cette part de marché dépend de la disponibilité des terminaux d'exportation (Sabine Pass, Corpus Christi, Freeport, etc.) et de la demande en Europe et en Asie.

1 m3 (mètre cube) = 35,3147 cf (pied cube)

6. OPEC + : Capacité nominale, Production réelle, Écart et Prix moyen du pétrole de 2023 à 2025

Pays / Année	Capacité nominale / 90j (mb/j)	Quota OPEC+ moyen (mb/j)	Production réelle moyenne (mb/j)	Écart (Réel- quota)	Prix moyen Brent (\$/baril)
Arabie Saoudite	11,0	10,2	10,5	+0,3	82,3 (2023), 79,9 (2024), 68,3 (2025)
Russie	10,5	9,8	10,0	+0,2	idem
Irak	5,0	4,3	4,5	+0,2	idem
Émirats Arabes Unis	4,0	3,4	3,4	0	idem
Koweït	3,0	2,6	2,6	0	idem
Kazakhstan	1,8	1,55	1,65	+0,1	idem
Algérie	1,1	0,98	0,97	-0,01	idem
Oman	0,85	0,80	0,81	+0,01	idem
Autres membres	~1,0	~0,9	~0,92	+0,02	idem

Remarque : Les chiffres sont approximatifs, basés sur synthèse OPEC, SP Global, Platts, et données historiques publiques. Les écarts reflètent la difficulté des membres à respecter les quotas, principalement pour des raisons budgétaires ou de capacité disponible.

La baisse des prix du pétrole brut entre 2024 et 2025 reflète notamment une phase d'augmentation de l'offre, l'allègement progressif des coupes volontaires, et une demande mondiale modérée.

Analyse des écarts / Respect des quotas

Les Principaux dépasseurs : Irak, Russie, Arabie Saoudite (dépassements modérés mais réguliers pour compenser des besoins budgétaires ou stabiliser les revenus).

Le respect strict : EAU, Koweït, Algérie (plus proche de la discipline OPEP+).

Les Principales raisons d'indiscipline ou de diplopie dans le respect des quotas OPEP+ :

Contraintes budgétaires nationales :

- Certains pays (Irak, Kazakhstan, Russie) maintiennent la production plus élevée pour des besoins de revenus pétroliers, **particulièrement quand les prix baissent**.
- L'incitation financière à produire plus est forte pour les économies dépendantes du pétrole.

Capacités et infrastructures :

- Certains membres ont des capacités supérieures aux quotas fixés, ce qui incite au dépassement (ex. Irak).
- D'autres sont limités par la maintenance ou l'instabilité interne (Libye, Venezuela, Iran).

Compensation et « plans » :

- OPEP+ exige des plans de compensation pour tout dépassement — mais leur mise en œuvre est lente et dépend de futures réductions volontaires.

Stratégie de marché : parts vs prix :

- Face à une concurrence hors OPEP+ (États-Unis, Brésil, Canada), certains pays préfèrent maintenir ou augmenter la production pour préserver des parts de marché plutôt que focaliser exclusivement sur le prix.

Accords politiques et flexibilité :

- Les quotas sont souvent négociés avec flexibilité (pauses, ajustements, réductions volontaires, retours progressifs), ce qui donne lieu à des divergences entre quotas officiels et production réelle.

La Production réelle vs quotas (indiscipline observable)

Selon les enquêtes de Platts/S&P Global :

- ✓ **2024** : production réelle totale OPEC+ atteignait environ **40,58 M b/j en novembre**, avec dépassements collectifs d'environ **~91 000 b/j par rapport aux quotas** ; auparavant c'était ~179 000 b/j d'excès en octobre.
- ✓ Des pays comme **Iraq, Kazakhstan et Russie** ont été identifiés comme des « **dépasseurs** » fréquents de quotas ; des plans de compensation ont été requis par l'OPEP+.
- ✓ Ces dépassements exercent une pression à la baisse sur les prix et exigent des compensations ultérieures, créant des tensions internes parmi les membres.

Notes d'interprétation

Capacité de production ou « capacité nominale »

Les données officielles consolidées des capacités de production pour chaque membre OPEP+ sont disponibles dans les rapports MOMR, mais ne sont pas librement détaillées pays par pays sans abonnement. **Cependant :**

- ✓ **Un projet OPEP+** (annonce faite fin 2025) a été lancé pour auditer officiellement la **capacité « 90 jours »** de 19 pays participants, afin de fixer des quotas futurs proportionnels
- ✓ **Les capacités de production diffèrent des quotas autorisés** — la capacité reflète le maximum pouvant être soutenu sur 90 jours.

Capacité nominale ≠ quotas officiels. Les quotas sont fixés par compromis politique dans l'OPEP+, souvent ils sont inférieurs à la capacité (sauf exceptions).

7. Quel est le Bilan du « Drill, baby, drill » après une année de la prise de fonction du président Trump ?

Indicateur	Évolution
Production de pétrole US	+ 0,6 Mb/j
Production de GN US	+ 3–4 %
CAPEX Amont	↑ ciblé, discipliné
Permis & forages	Hausse modérée
Prix énergie domestique	Volatilité réduite

Résultats :

- Permis de forage **offshore** : +45%
- Production pétrolière américaine : +8% (**record à 14.1 mb/j**)
- Investissements exploration : +22 milliards de \$
- Réduction des délais d'autorisation : -40%
- Exportations GNL : +15%

Limites :

- Contraintes infrastructurelles (**pipelines**)
- Coûts d'extraction en hausse (+12%)
- Résistance des États démocrates
- Prix du gaz naturel bas limitant la rentabilité

Analyse :

- Pas de boom anarchique
- Discipline financière conservée
- Objectif réel : sécurité énergétique & influence géopolitique

Message clé :

Le slogan « Drill baby drill » est politique et la stratégie est géopolitique.

8. Quelles sont les motivations (économiques, politiques, stratégiques ou autres) qui ont conduit les USA à intervenir au Venezuela durant la nuit du 2 au 3 janvier 2026 ?

Facteurs multidimensionnels :

1. Économique :

- Sécuriser l'accès à **303 milliards de barils de réserves**, affaiblir le relais à l'OPEP+ (le Vénézuéla est un membre historique de l'OPEP),
- Saisir l'opportunité de l'existence aussi **des minerais critiques stratégiques** (coltan, nickel, bauxite), dont l'exploitation est encore embryonnaire et les USA possède la technologie et les investissements pour aller les chercher.

2. Stratégique :

Réduire la dépendance au Moyen-Orient (achat de brut lourd) en utilisant du brut extra lourd du Vénézuéla compatible avec **les nombreuses raffineries de la côte ouest des USA**. Le brut produit aux USA est soit un tight ou un shale oil qui est très léger.

3. Géopolitique :

Contrer **l'influence russe et chinoise** (la chine fortement engagée au Vénézuéla dans l'achat de pétrole à hauteur de 80 % des exportations), réduire l'influence de l'Iran et les acteurs régionaux (cuba, alliés)

4. Énergétique :

Stabiliser les marchés mondiaux

5. Politique intérieure :

Baisse des prix à la pompe avant les prochaines élections

6. Sécuritaire :

Contrôler les flux migratoires.

9. Réserves vénézuéliennes : réalité ou débat ?

Chiffres officiels : 304 milliards de barils (BP Statistical Review), soit un peu plus que celles de l'Arabie saoudite (267). Depuis que les Etats-Unis ont annoncé vouloir en prendre le contrôle, après l'enlèvement du président Nicolas Maduro, le 3 janvier dernier ; **l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP)** (dont le Venezuela fait partie) **et l'Agence américaine d'information sur l'énergie**, ont affirmé que le Venezuela possède les « **réserves prouvées les plus importantes du monde** ».

Cette affirmation fait débat notamment par l'une des principales agences d'intelligence économique **Rystad Energy**, qui considère que les réserves du Venezuela sont largement surestimées, indiquant même que ces réserves sont dix fois moins importantes soit une trentaine de milliards de barils. Selon « **US Geological Survey** », ce bassin sédimentaire, localisé dans le centre du pays, contiendrait bien l'un des plus grands gisements de pétrole au monde. Mais le problème est que les « ressources » ne se transforment pas nécessairement en « réserves ».

10. A supposer que le Venezuela possède bien des ressources considérables dans son sous-sol, sont-elles forcément exploitables de manière rentable ?

Il est à préciser que le pétrole du Vénézuéla n'a en fait rien à voir avec celui qui peut être produit, transporté, raffiné et vendu relativement facilement et de manière rentable, car il ressemble très peu au pétrole brut léger et fluide produit en Arabie saoudite, l'Algérie, l'ouest du Texas ou même le Guyana voisin. **Il est beaucoup plus proche des sables bitumineux du Canada et encore plus difficile à éventuellement exploiter. Il a une viscosité très élevée et contient beaucoup de soufre, d'azote et autres polluants.**

Pour l'extraire, **il faut creuser plusieurs puits horizontaux et injecter du sable pour forcer le pétrole à remonter à la surface.**

Une fois extrait, ce pétrole doit être mélangé à des qualités plus légères ou à des adjuvants pour être plus facilement transporté et raffiné. **Cela rend la production très coûteuse, technologiquement complexe et dépendant de cours du pétrole très élevés (> 70 \$/baril) pour présenter un quelconque intérêt.**

Les ressources sont-elles rentables ?

Sans les technologies US :

- Non rentables
- Dégradation rapide

Avec les majors & services US :

- Rentabilité possible > 70–80 \$/baril
- Projets sélectifs uniquement

Réalité technique : Seulement 20-25% économiquement extractibles avec les technologies actuelles

Défis :

- ✓ 75% sont des pétroles lourds/extra-lourds
- ✓ Coûts d'extraction : 35-50\$/baril (vs 20-30\$/baril au Moyen-Orient)
- ✓ Nécessité de diluants importés et de la récupération tertiaire
- ✓ Infrastructures : les raffineries spécialisées, les ports

Consensus expert : Réserves "techniques" importantes mais "commerciales" limitées sans investissements massifs de l'ordre de 200-300 milliards \$ sur 10 ans.

Temps de développement : 3 à 5 ans pour les premiers résultats significatifs.

11. Quels sont les principaux défis auxquels le secteur pétrolier du Vénézuéla est confronté ?

1. **Infrastructure :** Dégradation avancée (production < 0,8 mb/j vs 3,2 mb/j en 2015)
2. **Expertise :** Exode massif des compétences
3. **Sécurité :** Instabilité politique persistante
4. **Financier :** Dette externe de 150+ milliards \$

5. **Juridique** : Revendications internationales (expropriations de ExxonMobil et ConocoPhillips suite à la nationalisation de leurs actifs en 2007 et engagement d'un long arbitrage international, toujours en cours, pour obtenir des dédommagements).
6. **Technologique** : Pétroles lourds complexes à traiter

Élément	Réalité
Volumes en place	Enormes
Taux de récupération	Très faible
Qualité du brut	Extra-lourd
Coûts	Très élevés
Dépendance technologique	Totale

Ce sont des **ressources**, pas des **réserves exploitables** automatiquement.

Conclusion :

Le pétrole est le problème ET la solution.

12. Dans quel délai sera-t-il possible de rétablir la production pétrolière au Vénézuéla avec des entreprises américaines comme opératrices ?

Le Venezuela était parvenu en **1970** à produire **3,7 millions de barils par jour**, puis encore **3,5 millions en 1997**. L'industrie pétrolière qui assurait la richesse du pays n'a cessé ensuite de périr et avec la **perte en 2003** de près de **20.000** cadres, ingénieurs et géologues, suivie en **2017** de **sanctions financières** américaines, **l'embargo US en 2019** et enfin **la renonciation de CHEVRON en 2022** ont mis à genoux la compagnie nationale PDVSA et la production n'était plus en **2025** que de **1,1 million de barils par jour**.

Délai de rétablissement de la production avec des entreprises américaines ?

Le Scénario optimiste (avec une coopération totale) :

- **6-12 mois** : Première phase de stabilisation (→ 1.2 mb/j)
- **2-3 ans** : Production à 2.0-2.5 mb/j
- **5-7 ans** : Potentiel maximal 3.0-3.5 mb/j

Les Contraintes : Les sanctions à lever, les financements massifs, la reconstruction des chaînes d'approvisionnement.

13. Quelles sont les principales opportunités pour les investisseurs internationaux ?

Prioritaires :

1. **Services pétroliers** (Halliburton, Schlumberger)
2. **Développement infrastructure** pipelines/raffineries
3. **Technologie de récupération assistée**
4. **Logistique et transport**
5. **Secteur électrique** (nécessaire pour les opérations)

Potentiel marché : 15-20 milliards \$/an sur 10 ans.

14. Quels sont les principaux risques pour les entreprises de services pétroliers qui sont essentiels aux plans américains de reconstruction de l'industrie pétrolière vénézuélienne ?

1. **Politique** : L'Instabilité gouvernementale
2. **Sécurité** : Les Risques pour personnels/expatriés
3. **Juridique** : Les Nationalisations potentielles futures
4. **Financier** : Les retards de paiement, corruption
5. **Opérationnel** : Les Infrastructures défaillantes
6. **Réputation** : L'Association avec régime controversé

15. Quelles seront les conséquences pour les marchés du pétrole et du raffinage avec le retour du pétrole Vénézuélien ?

À court terme (1-2 ans) :

- Léger impact sur les prix (-3 à -5\$/b potentiel)
- Réduction dépendance au pétrole russe
- Marges raffinage affectées (moins de pétrole lourd disponible)

À moyen terme (3-5 ans) :

- Rééquilibrage géopolitique (moins de pouvoir à l'OPEP)
- Prix plafond potentiel à 75-85\$/b
- Modernisation du raffinage américain pour les pétroles extra-lourds nécessitant une conversion profonde du fond du baril

Impact sur l'OPEP+ : Pression accrue sur les quotas, et discipline fragilisée.

16. Intelligence Artificielle avec des data centers « énergivores » = fracture énergétique mondiale ?

Défis identifiés :

- Data centers = 3-4% de la demande électrique mondiale d'ici 2030
- 1,5 milliard de personnes dans le monde sans accès fiable à l'électricité

Solutions recommandées :

1. **Régulation** : Imposer des standards d'efficacité énergétique aux data centers
2. **Investissements** : 100 milliards \$/an pour électrification Afrique/Asie du Sud
3. **Innovation** : Développer des IA moins gourmandes en énergie en **les déployant dans l'espace avec utilisation de l'énergie solaire**
4. **Infrastructure** : Micro-réseaux avec renouvelables pour zones reculées
5. **Coopération internationale** : Fonds mondial pour l'IA équitable
6. **Intégration** : Energie-IA dans les politiques publics
7. **Mutualisation** : data centers régionaux

Objectif : Dédier 20% des profits de l'IA à l'électrification des zones défavorisées, sinon il y aura un apartheid technologique mondial.

Recommandation finale : déployer mini-grids, moderniser les réseaux et mutualiser les infrastructures pour éviter un monde à “nantis et démunis”.

17. Les prévisions des prix du pétrole, du gaz naturel et du gaz naturel liquéfié pour le mois de Février 2026

Produit	Zone	Prix	Tendance
Pétrole (\$/baril)			
Brent	Global	69 - 73	↗ haussière modérée
WTI	USA	66 - 76	↗ haussière / volatile
Panier OPEP	Global	63 - 66	↗ lente
Sahara Blend	Global	68 - 71	↗ alignée Brent
Gaz naturel et GNL			
Henry Hub (\$/MMBtu)	USA	2,4 - 3,2	↘ normalisation post-hiver
TTF (\$/MWh)	Europe	40 - 42	↔ élevé mais plafonné
GNL Spot (JKM - \$/MMBtu)	Asie	9 - 10	↘ légère détente

Les prévisions sont courtes et reposent sur les fondamentaux et sur l'analyse des constitutions des stocks mais la géopolitique et notamment les tensions en Iran et au Vénézuéla pourraient créer un rebond technique.

Synthèse et Recommandations

Tendances 2026 dominantes :

1. **Volatilité géopolitique** : Venezuela, Moyen-Orient, Mer de Chine
2. **Transition énergétique** : Accélération malgré recours aux fossiles (augmentation vente des véhicules électriques)
3. **Rééquilibrage offre/demande** : Croissance demande modérée (+1,2 mb/j)
4. **Dollar fort** : Impact sur les prix des matières premières
5. **Prix du pétrole attendu** : 65–70 \$/b
6. **OPEP+ affaiblie mais toujours centrale**
7. **Rôle clé des États-Unis et du GNL**
8. **Venezuela** : potentiel limité mais stratégique
9. **Risque majeur** : gouvernance énergétique mondiale

Recommandations stratégiques :

Pour décideurs politiques :

- Maintenir les investissements dans la transition énergétique (1.500 milliards \$/an nécessaires)
- Équilibrer la sécurité énergétique et les objectifs climatiques
- Développer des stratégies minéraux critiques (réduire dépendance Chine)
- Combiner la sécurité énergétique, la géopolitique et la transition technologique.
- Diversifier les sources pétrole/gaz et sécuriser le GNL
- Suivre OPEP+ et schiste US comme indicateurs de marché
- Intégrer IA et transition énergétique dans la planification nationale

Pour les entreprises énergétiques :

- Diversifier portefeuille (fossiles + renouvelables + nouvelles technologies)
- Investir dans l'efficacité opérationnelle et la digitalisation
- Développer des compétences en énergies nouvelles

Pour les investisseurs :

- Cibler l'efficacité énergétique et stockage
- Diversifier risques géopolitiques
- Considérer la rentabilité à long terme vs opportunités court terme

Messages clés

- Le Pétrole en hausse modérée mais marché excédentaire, gaz tendu surtout en Europe, GNL en phase de rééquilibrage.
- L'OPEP+ perd un peu de contrôle, le schiste US reste l'actif swing principal.
- Le Venezuela et les minerais critiques constituent les enjeux clés.

2026 ne sera pas une crise de pénurie, mais une crise de gouvernance énergétique mondiale. La gestion de l'énergie sera le levier stratégique.

Les gagnants seront ceux qui **maîtrisent simultanément énergie, technologie et géopolitique**.

L'industrie énergétique reste à un carrefour crucial entre impératifs climatiques, sécurité énergétique et réalités géopolitiques, nécessitant une approche équilibrée et pragmatique.

Sources d'informations utilisées :

OilPrice.com, Platts, Spglobal.com, S&P Global, S&P Global Energy, Platts crude oil marketwire, Argus Media, prixdubaryl.com, London Oil Report, naturalgasintel.com, globaldata.com, woodmac.com, Dreamstime.com, Stratias Advisors, Markets Insider, OPEC Monthly Oil Market Report, AGBI, Arab News, IEA, AIE, OPEC Digital Publications, OPEC and markets.businessinsider.com, morderintelligence.com, GECF, UIG, Reuters, Marketscreener, Chemanalyst, cereport.eu, Inverstor's Business Daily, Alinvest, Investing, Tradingkey, Trading Economics, Home, Energy connect, Goldman Sachs, Financial Times, IFPEN, ifpenenergiesnouvelles.fr, , Peak Oil Barrel countryeconomy.com, TheGlobalconomy.com, Energy USA, Inse, ice.com, dallasfed.org, Sciencedirect, Zonebourse, largus.fr.

Les Prix du Pétrole (WTI - Brent - Panier OPEP) et du Gaz naturel

Prix quotidien du Pétrole et du Gaz Naturel

Janvier 2026

	WTI	Brent	Panier OPEP	Gaz Naturel (Nymex)
Jour	\$/baril			\$/MMBtu
01/01/2026	57,42	60,85	59,91	3,130
02/01/2026	57,32	60,75	59,81	3,043
03/01/2026	-	-	-	-
04/01/2026	-	-	-	-
05/01/2026	58,32	61,76	59,71	2,893
06/01/2026	57,13	60,70	59,61	2,828
07/01/2026	55,99	59,56	58,51	2,913
08/01/2026	57,76	61,92	58,76	2,818
09/01/2026	59,12	63,34	61,20	2,634
10/01/2026	-	-	-	-
11/01/2026	-	-	-	-
12/01/2026	58,32	63,87	61,75	2,852
13/01/2026	60,93	65,47	62,78	2,882
14/01/2026	61,88	66,52	63,30	2,719
15/01/2026	59,08	63,76	62,77	2,699
16/01/2026	59,34	64,13	62,94	2,698
17/01/2026	-	-	-	-
18/01/2026	-	-	-	-
19/01/2026	59,34	63,94	62,61	2,698
20/01/2026	60,35	64,19	62,72	3,234
21/01/2026	60,62	64,53	62,94	3,535
22/01/2026	59,36	63,34	63,21	3,578
23/01/2026	61,07	65,07	62,92	3,609
24/01/2026	-	-	-	-
25/01/2026	-	-	-	-
26/01/2026	60,63	64,77	63,69	3,898
27/01/2026	62,39	66,59	63,50	3,820
28/01/2026	63,21	67,37	65,50	3,782
29/01/2026	65,42	69,59	67,00	3,918
30/01/2026	65,21	69,32	66,50	4,354
31/01/2026	-	-	-	-
Moyenne	60,06	64,17	62,35	3,205

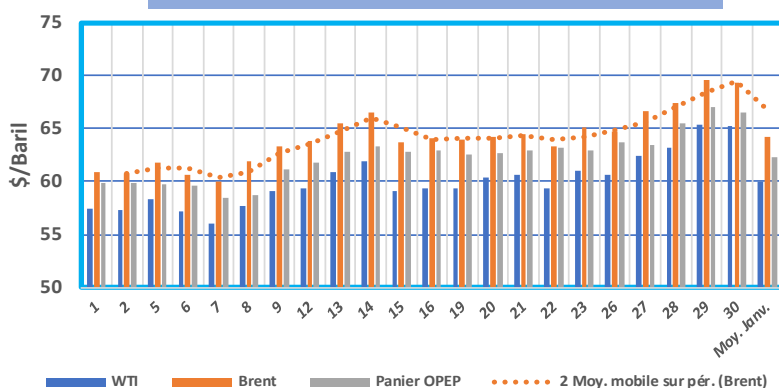
Année 2026 en cours

Prix moyen mensuel du Pétrole Brut et du GN

	WTI	Brent	Panier OPEP	Gaz Naturel (Nymex)
Mois	\$/baril			\$/MMBtu
Janvier	60,06	64,17	62,35	3,205
Février				
Mars				
Avril				
Mai				
Juin				
Juillet				
Août				
Septembre				
Octobre				
Novembre				
Décembre				
Moyenne	60,06	64,17	62,35	3,205

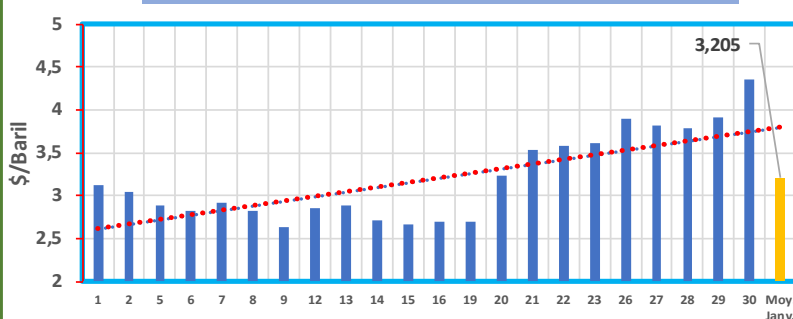
Prix moyen quotidien du Pétrole Brut en \$/Baril

Janvier 2026



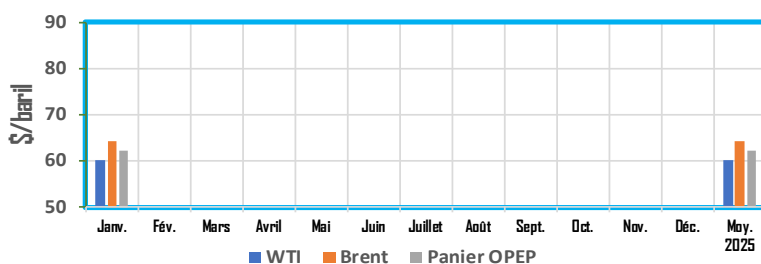
Prix moyen quotidien du Gaz Naturel (Nymex) en \$/MMBtu

Janvier 2026



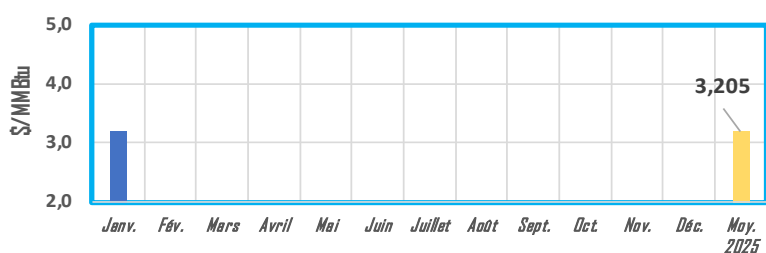
Prix mensuel moyen du Pétrole en \$/baril

Année 2026 en cours



Prix mensuel moyen du Gaz Naturel en \$/MMBtu

Année 2026 en cours



Remarque : Les prix ne sont pas communiqués les fins de semaine et les jours fériés aux États-Unis.

Référence : site web www.oilprice.com

Nymex : Le NewYork Mercantile Exchange est la plus importante bourse de marchandises physiques du monde. C'est un marché américain spécialisé dans les matières premières physiques qui fait le négoce de l'énergie, du platine et du palladium. **MMBtu** (million de British thermal units)

Brent : Le Brent est un type de pétrole léger provenant du mélange de la production de différents champs pétroliers de la mer du Nord (Broom, Rannoch, Etive, Ness et Tarbert). Le Brent est le principal prix de référence du pétrole brut non sulfuré léger sur les marchés internationaux (auprès de certains marchés boursiers d'Europe, d'Afrique et de Méditerranée).

WTI : Le West Texas Intermediate Américain est le principal prix de référence pour le pétrole brut non sulfuré léger d'Amérique du Nord. Plus léger que le Brent, il est utilisé comme référence dans la détermination du prix du brut et comme matière première pour les contrats à terme sur le pétrole auprès de la bourse des matières premières de New York (le Nymex).

Panier OPEP : Le panier de référence de l'OPEP est une moyenne pondérée des prix des mélanges de pétrole produits par les membres de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole. Il est utilisé comme un brut de référence et comprend un mélange de produits de pétrole brut léger et lourd, et est plus lourd que le Brent et le West Texas Intermediate.

Sahara Blend : Le brut algérien de faible densité dont le prix est établi en fonction des cours du Brent, coté sur le marché de Londres avec une prime additionnelle pour ses qualités physico-chimiques appréciées par les raffineries pour la production de distillats légers tels que : l'essence ou le kerosene ainsi qu'une faible teneur en soufre 0,05 %.