

BP a réalisé dans l'offshore brésilien sa plus grande découverte mondiale des 25 dernières années

Bumerangue. Ce nom est à retenir. Il s'agit d'un permis d'exploration offshore situé dans le bassin de Santos au Brésil, à environ 400 kilomètres de Rio de Janeiro. Il est détenu à 100 % par BP depuis la fin 2022. En août, le groupe a annoncé une découverte sur ce bloc, suite au forage du puits d'exploration 1-BP-13-SPS par une profondeur d'eau de 2 372 mètres. Le puits a été foré jusqu'à une profondeur totale de 5 855 mètres. Et cette nouvelle découverte dans un bassin pré-salifère est très prometteuse. Des milliards et des milliards de barils équivalent pétrole ont été découverts dans l'offshore profond du Brésil (bassins de Santos et de Campos notamment) depuis un peu moins de 20 ans.

A ce jour, l'opérateur n'a pas donné de chiffres sur les volumes d'hydrocarbures en place ou sur les réserves à l'issue de cette découverte. Il est encore trop tôt pour cela. Mais BP a apporté quelques précisions, qualitatives et quantitatives, qui permettent de prendre la mesure de cette découverte, qualifiée modestement de « significative » par la compagnie britannique. Il s'agit de la plus grosse découverte dans le monde par BP depuis 25 ans, a affirmé Gordon Birrell, vice-président exécutif pour l'exploration et les opérations, ce qui signifie qu'elle est géante. L'épaisseur de la colonne d'hydrocarbures serait de 500 mètres et la superficie du réservoir de plus de 300 km²... Et, dernier point mais pas le moindre, le réservoir carbonaté est de grande qualité. Diverses analyses seront réalisées pour avoir une meilleure compréhension du réservoir et des fluides découverts et des travaux d'appréciation seront conduits. Mais il s'agit clairement d'une excellente nouvelle pour BP qui est active au Brésil depuis plus de 50 ans et qui détient actuellement dans ce pays huit blocs offshore répartis entre trois bassins. Sur quatre de ces permis, la société est l'opérateur.

(suite en page 4)



Commerce, pétrole : Trump s'attaque à l'Inde au risque de renforcer les liens New Delhi-Moscou

Confusion, désordre, diversions, menaces, chantage, intimidation, bluff ou faux-semblants. Ou peut-être tout cela à la fois. Difficile de bien cerner la dégradation — impulsée par Donald Trump — des relations US-Inde depuis quelques semaines. Le président américain a beau dérouler le tapis rouge à Vladimir Poutine sans rien obtenir de concret en retour, il n'hésite pas à sanctionner l'Inde d'une manière spectaculaire, au motif que ce pays réalise des achats massifs de pétrole brut russe permettant de financer l'effort de guerre du Kremlin en Ukraine. Ainsi, depuis le 27 août, et sauf exception, les produits indiens exportés vers les États-Unis subissent des droits de douane au taux spectaculaire de 50 %. Cette déclaration de guerre commerciale contre New Delhi est d'autant plus saisissante que l'Inde coche presque toutes les cases censées séduire Donald Trump : grande puissance économique en ascension, acteur militaire de premier plan doté de l'arme nucléaire et dirigé par un Premier ministre fort, Narendra Modi, dont l'autoritarisme assumé devrait en principe trouver grâce aux yeux du président américain.

Depuis le début de cette année, l'Inde importe en moyenne 1,8 Mb/j de brut russe, soit plus du tiers de ses achats totaux de pétrole brut. En juin 2025, les volumes ont même dépassé 2 Mb/j, plaçant l'Inde devant la Chine comme



SOMMAIRE

Brésil-BP	p.1
Trump-Inde	p.1
Guyana	p.2
Brésil (suite)	p.4
Ukraine-Russie	p.5
Chronique	p.6
Infos-semaine	p.7
Brèves	p.8

premier client du pétrole brut russe. Au premier semestre de 2025, les raffineries indiennes ont ainsi acheté plus de 300 Mb à la Russie, à prix largement décotés, générant pour Reliance et Nayara Energy des gains très importants. Sur l'ensemble de l'année 2024, la valeur des importations indiennes de brut russe aurait atteint \$52,7 milliards. Une manne colossale qui a permis à l'Inde de contenir ses coûts énergétiques et d'accroître ses exportations de produits raffinés. Rien que vers l'Union européenne, ces exportations ont bondi à \$19,2 milliards en 2024-2025, contre \$8,7 milliards deux ans plus tôt. New Delhi a annoncé début août son intention de réduire légèrement ses achats de brut russe — de 5 à 10 % d'ici la fin de l'année —, mais cette concession a été jugée purement cosmétique par Washington.

Les droits de douane de 50 % visent près de \$40 milliards d'exportations indiennes vers les États-Unis, touchant de plein fouet le textile, les produits pharmaceutiques et une partie des composants électroniques. Les pertes potentielles pour l'Inde sont évaluées entre \$8 et 10 milliards par an alors que le rythme de croissance économique du pays a déjà ralenti à 5,9 % au deuxième trimestre de 2025.

*New Delhi multiplie
les gestes de
rapprochement
avec Moscou*

Le calcul américain n'est pas exempt d'effets pervers. D'un côté, ces mesures risquent de renchérir des importations cruciales pour l'industrie et les consommateurs américains. De l'autre, elles pourraient pousser l'Inde à renforcer encore ses partenariats énergétiques et militaires avec la Russie plutôt qu'à s'en détacher... Depuis les menaces tarifaires, New Delhi multiplie les gestes de rapprochement avec Moscou. Les visites d'officiels indiens au Kremlin se succèdent. La Russie s'est engagée à maintenir ses livraisons de brut, à ouvrir la porte à de futures ventes de GNL et à porter les échanges commerciaux bilatéraux de \$65 milliards à \$100 milliards d'ici à 2030.

Narendra Modi a profité de la crise pour marteler la nécessité d'accélérer l'indépendance énergétique indienne en diversifiant ses fournisseurs et en renforçant la production nationale. Une posture qui vise à la fois à rassurer l'opinion et à signifier à Washington que New Delhi ne se laissera pas dicter ses choix stratégiques.

Sous couvert de « America First », Donald Trump prétend isoler économiquement la Russie tout en ménageant Vladimir Poutine. Il n'hésite pas à affaiblir l'Inde alors qu'elle représente un contrepoids majeur à la Chine en Asie. Même s'ils ne durent que quelques semaines ou quelques mois, ces tarifs douaniers risquent surtout de fragiliser un partenaire stratégique, de perturber des chaînes d'approvisionnement utiles aux États-Unis et de renforcer paradoxalement le lien russo-indien. Il n'est pas certain que cela aille réellement dans le sens de l'intérêt national US. Et il n'est donc pas exclu que ces tarifs douaniers XXL soient abaissés rapidement. Avec Donald Trump, tout est possible. Au demeurant, sa diplomatie commerciale, spectaculaire et imprévisible, risque d'abîmer durablement les liens bilatéraux et la confiance entre Washington et son allié New Delhi. Ce qui ne mécontenterait ni la Russie ni la Chine.



**Après une nouvelle
mise en production,
la capacité du
Guyana dépasse
900 000 b/j de
pétrole**

Depuis août 2025, le Guyana compte quatre projets pétroliers en production. Après Liza Phase 1, Liza Phase 2 et Payara (par ordre chronologique), c'est au tour de Yellowtail, lui aussi situé sur le bloc offshore de Stabroek opéré par ExxonMobil. Et comme pour les projets précédents, Yellowtail est en production grâce à un FPSO (*Floating Production Storage and Offloading*) dont le nom est One Guyana. La capacité de production de ce permis exceptionnel et celle du Guyana (il n'y a pas de production pétrolière en dehors de Stabroek) dépasse à présent 900 000 b/j de brut. Un très beau résultat pour ce pays qui n'est producteur de pétrole que depuis décembre 2019. La production pétrolière du Guyana était tout récemment de 660 000 b/j et la capacité

de Yellowtail est de 250 000 b/j. Le gouvernement prévoit que la production moyenne du pays sera de 786 000 b/j au cours du dernier trimestre de cette année compte tenu de la montée en puissance de ce quatrième projet qui a été achevé un peu avant la date prévue. Le nom du brut qui sera commercialisé est Golden Arrowhead.

*Les revenus
pétroliers de l'Etat
pourraient avoisiner
\$10 milliards par an
vers la fin de
cette décennie*

ExxonMobil n'hésite pas à affirmer que les développements en mer profonde sur Stabroek sont les plus réussis du monde. Ces quatre grands projets ont en effet été réalisés sans dépassement du budget prévu et ils ont été terminés en avance, ce qui illustre la maestria du géant américain en termes de gestion de gros projets d'hydrocarbures. Et la compagnie et ses partenaires sur Stabroek — Chevron (30 %) et Cnooc (25 %) — n'entendent pas en rester là. Ils sont en fait à la moitié du chemin puisque l'opérateur prévoit la mise en production de quatre autres projets d'ici à 2030. Avec ces huit projets, la capacité de production du pays atteindra 1,7 Mb/j. En dehors de l'OPEP+, le Guyana est l'un des quelques États qui contribuent à tirer à la hausse la production pétrolière mondiale aux côtés d'autres pays du continent américain comme les États-Unis, le Canada et le Brésil. 2030 ne sera d'ailleurs pas forcément la fin de l'histoire, car le potentiel d'exploration du permis de Stabroek n'est pas considéré comme épuisé. De plus, il y a du gaz naturel à valoriser.

Selon le gouvernement du Guyana, la production cumulée sur Stabroek depuis l'origine dépasse 650 Mb de pétrole, dont plus de 250 Mb pour Liza Phase 1, 270 Mb pour Liza Phase 2 et 135 Mb pour Payara. Les prochaines mises en production sont Uaru et Whiptail, et ce, d'ici la fin de 2027. La capacité de chacun de ces projets sera de 250 000 b/j. La capacité globale du pays sera alors supérieure à 1,4 Mb/j. Tout ceci constitue une très bonne affaire pour ExxonMobil et pour Cnooc, qui sont dans le consortium depuis le début de cette aventure pétrolière, et aussi pour Chevron qui, à l'issue d'une longue bataille judiciaire, est entrée dans ce groupement grâce à l'acquisition de Hess qui a été finalisée en juillet 2025.

C'est aussi une très bonne nouvelle pour le gouvernement du Guyana. Depuis cinq ans, le pays est dirigé par la coalition PPP/C (People's Progressive Party/Civic), qui espère bien remporter les élections générales et régionales le 1^{er} septembre (cet article a été achevé le 29 août). Dans son manifeste pour les cinq prochaines années, cette coalition indique qu'elle vise à maximiser les revenus pétroliers et gaziers tout en mettant l'accent sur la

création d'emplois durables et sur la diversification de l'économie. Le gouvernement veut accélérer l'exploration, conclure de nouveaux accords de partage de production et organiser de nouveaux appels d'offres. Il veut également achever ou lancer plusieurs projets énergétiques, dont le Gas-to-Energy Project, qui comprendra une centrale électrique de 300 MW alimentée en gaz naturel provenant de Stabroek et une usine de liquides du gaz naturel (LGN). Un second projet de ce type et avec la même capacité est prévu, de même que la Berbice Industrial Development Initiative, qui permettra de valoriser une partie du gaz naturel découvert en offshore (Berbice est une région du Guyana).

Outre ces projets en cours et futurs dans le secteur de l'énergie, le gouvernement utilise les revenus pétroliers existants pour développer les infrastructures du pays (routes, autoroutes et ponts notamment), augmenter l'accès aux

Le Guyana va continuer de grimper dans la hiérarchie des pays pétroliers

La production pétrolière du Guyana devrait atteindre 1,7 Mb/j en 2030 grâce à huit développements pétroliers (voir l'article). Si ce pays produisait déjà à ce niveau aujourd'hui, il serait le quinzième producteur d'hydrocarbures liquides du monde, peu après le Qatar (1,88 Mb/j) et le Mexique (1,84 Mb/j). Les chiffres de production portent sur le premier trimestre de 2025 et proviennent de l'*Oil Market Report* (OMR) publié par l'Agence internationale de l'énergie (AIE). Outre les deux pays cités, le Guyana serait évidemment devancé par les trois géants que sont les États-Unis, la Russie et l'Arabie Saoudite. Après ce trio de tête, on trouve actuellement par ordre décroissant : le Canada, la Chine, l'Irak, le Brésil, l'Iran, les Émirats arabes unis, le Koweït, le Kazakhstan et la Norvège (juste en dessous de 2 Mb/j pour ce dernier).

soins (nouveaux hôpitaux) et à l'éducation (écoles), supprimer les droits de scolarité à l'université, augmenter les salaires et les retraites dans le secteur public ou soutenir l'agriculture (liste non exhaustive). Les autorités estiment que les redevances et la vente de la part de l'État dans la production de Stabroek devraient générer US\$2,5 milliards de recettes en 2025. Vers la fin de cette décennie, du fait de la hausse de la production et de la diminution des sommes dues au consortium pour la récupération des coûts, les revenus pétroliers revenant à l'État pourraient approcher US\$10 milliards par an. Pour un pays d'environ 830 000 habitants seulement, ce sera un beau pactole.



Brésil : l'annonce de BP renforce le potentiel du pré-salifère

(suite de la page 1)

A la fin du mois de février 2025, la direction de BP avait annoncé un revirement stratégique. Alors que, précédemment, le groupe entendait réduire volontairement sa production d'hydrocarbures dans les prochaines années, l'objectif est maintenant de l'accroître pour atteindre 2,3-2,5 Mbep/j en 2030. Par ailleurs, les investissements pétroliers et gaziers seront augmentés pendant que ceux dédiés aux énergies renouvelables vont être fortement réduits. Au cours des huit premiers mois de cette année, l'activité amont (exploration, développement et production d'hydrocarbures) de BP a enregistré de très bons résultats avec dix découvertes, ce qui fait d'ores et déjà de 2025 un très bon millésime, alors que l'année est loin d'être finie. Ces dix découvertes ont été réalisées dans deux régions mondiales, l'Afrique (cinq dans quatre pays) et le continent américain (cinq également dans trois pays). Deux découvertes ont été effectuées dans chacun des trois pays suivants : le Brésil, Trinité-et-Tobago et l'Égypte. Les quatre autres sont situées aux États-Unis (golfe d'Amérique – appellation officielle aux États-Unis depuis janvier 2025), en Libye, en Namibie et en Angola. Pour ces deux derniers pays, l'entreprise concernée est Azule Energy, créée par BP et par Eni (50-50 %).

Les succès de BP dans l'amont en 2025 ne se limitent pas à ce nombre élevé de découvertes. Il y a aussi des mises en production, comme celles de l'Argos SouthWest Extension (golfe d'Amérique, pétrole, août 2025), de Mento (EOG opérateur, Trinité-et-Tobago, gaz, mai 2025), de Cypre (Trinité-et-Tobago, gaz, avril 2025), de Raven Phase 2 (Égypte, gaz et condensats, février 2025) et du projet d'exportation de GNL GTA (Sénégal/Mauritanie, janvier 2025).

Il faut ajouter la décision de lancer une nouvelle phase de Shah Deniz en Azerbaïdjan (gaz, juin 2025) et l'obtention de deux blocs pour l'exploration et le développement dans le même pays. A la fin mars 2025, le gouvernement irakien a ratifié le contrat pour le redéveloppement de plusieurs champs pétroliers géants dans la région de Kirkouk. BP est associée pour ce contrat à deux compagnies nationales irakiennes, la North Oil Company (NOC) et la North Gas Company (NGC). En Libye, BP et la National Oil Corporation ont signé en juillet un protocole d'accord (MoU) pour évaluer des opportunités de redéveloppement des champs géants de Sarir et de Messla dans le bassin de Syrte. Enfin, pour compléter cette liste impressionnante, BP et l'ONGC (Inde) ont décidé en février d'étudier diverses options de partenariat dans l'exploration, le négoce et dans d'autres secteurs en Inde et dans d'autres pays du monde. L'un des objectifs clés de BP dans l'amont est de mettre en production dix nouveaux grands projets entre le début 2025 et la fin 2027 et cela a déjà été le cas pour plusieurs d'entre eux au cours des seuls huit premiers mois de 2025 (GTA, Raven Phase 2, Cypre, Mento et Argos SouthWest Extension).

Le Brésil, septième producteur mondial de pétrole

Le Brésil est depuis longtemps un important producteur de pétrole mais le développement des ressources de ses bassins pré-salifères depuis la fin de la première décennie de ce siècle lui a permis d'accroître encore sa production et de monter dans la hiérarchie mondiale des pays pétroliers. Selon les chiffres de l'*Oil Market Report* (OMR) de l'Agence Internationale de l'Energie (AIE), le Brésil était le septième producteur mondial au premier trimestre de 2025 avec un niveau de 3,57 Mb/j. Il était devancé, par ordre décroissant, par les États-Unis, la Russie, l'Arabie Saoudite, le Canada, la Chine et l'Irak, selon la même source. De plus, la production du Brésil est en hausse. Toujours selon l'OMR, elle atteindrait 3,66 Mb/j en 2025 et 3,88 Mb/j en 2026 (moyennes annuelles).

Toutes les majors pétrolières sont actives dans l'offshore profond au Brésil car le potentiel des bassins pré-salifères de ce pays est considérable. En mai 2025, la Phase 4 de développement du champ de Mero (bassin de Santos), la dernière, a été achevée. Sa capacité est de 180 000 b/j de pétrole (770 000 b/j pour l'ensemble du gisement). Shell et TotalEnergies figurent parmi les partenaires de Petrobras (opérateur) pour ce projet. Et, en mars, Shell (opérateur) et ses associés, dont TotalEnergies, ont pris la décision finale d'investissement pour le projet de Gato do Mato, lui aussi dans le bassin de Santos. La mise en production devrait intervenir en 2029 avec une capacité de 120 000 b/j.



Avec ses attaques de drones, l'Ukraine déstabilise la chaîne pétrolière russe

Si les images de la base militaire aérienne en feu de Krasnodar ont fait le tour du monde début août, l'armée ukrainienne n'en délaisse pas moins les infrastructures énergétiques. Cette dernière revendique une intensification des attaques, notamment sur les raffineries de pétrole, avec des conséquences concrètes sur la distribution de carburants en Russie. En réponse, le Kremlin a ordonné une série de bombardements dans la nuit du 26 au 27 août visant notamment des infrastructures électriques et gazières en Ukraine.

Les dégâts engendrés par les attaques ukrainiennes sont difficiles à estimer. Selon les derniers chiffres de Reuters, une dizaine de raffineries auraient subi des interruptions d'activité ces dernières semaines. Elles représenteraient 17 % de la capacité de raffinage du pays, soit environ 1,1 Mb/j. Parmi les attaques récentes, notons celle de la raffinerie de Novoshakhtinsk, dans le sud de la Russie, quelques jours après la mise hors service du pipeline Druzhba qui alimente en pétrole brut russe la Biélorussie, la Hongrie et la Slovaquie. Cette raffinerie produit environ 5 millions de tonnes (Mt) de produits raffinés par an, dont la plupart sont normalement destinés à l'export.

La Russie a suspendu toutes ses exportations d'essence

Les attaques ukrainiennes semblent avoir un impact sur la chaîne d'approvisionnement russe en carburants, particulièrement en cette période estivale. Les prix de l'essence la plus courante en Russie (A95 ou Euro 95) ont atteint le 27 août quelque 82300 roubles (\$1023) la tonne à la bourse de Saint-Pétersbourg, soit une hausse de 55 % depuis le début de l'année et de 8 % depuis le début du mois d'août, selon les chiffres compilés par le Wall Street Journal.

Une hausse des prix qui a poussé Moscou à suspendre depuis quelques jours ses exportations d'essence afin d'alimenter en priorité son marché intérieur. Les autorités russes ont par ailleurs suspendu en mai dernier la publication des données sur les stocks, invoquant la nécessité d'empêcher « toute manipulation du marché compte tenu de la situation géopolitique ». De premières pénuries localisées de carburants ont été confirmées, particulièrement dans les territoires reculés du pays, mais les analystes n'anticipent pas de pénurie générale à court terme. Les prix devraient en revanche rester élevés.

Après être entrée en récession en 2022 lors de son invasion de l'Ukraine, l'économie russe a nettement rebondi avec une croissance de son produit intérieur brut (PIB) d'environ 4 % par an, à la fois en 2023 et en 2024. Pour autant, cette baisse des exportations de produits raffinés et l'impact des 18 paquets de sanctions prises par l'Union européenne contre la Russie semblent avoir un certain impact. Le Fonds monétaire international (FMI) a ainsi revu à la baisse le mois dernier ses prévisions de croissance pour la Russie, les ramenant à +0,9 % en 2025. Visiblement consciente de ce risque de ralentissement, la Banque centrale de la Fédération de Russie a abaissé en juillet de deux points son taux directeur (de 20 % à 18 %).

Été 2022 : le GNL, l'Europe et le reste du monde

Didier Holleaux est l'auteur de « La vraie histoire du gaz » (éd. le Cherche-midi, 2024). Dans cette chronique, il raconte une des batailles géopolitiques du gaz.

Au plus fort de la crise ukrainienne, en août 2022, les prix du gaz en Europe (sur la place de marché néerlandaise TTF) sont montés, après que la Russie a commencé à réduire fortement les exportations via Nord Stream 1, jusqu'à €350/MWh, soit environ 17 fois le niveau de prix de la décennie 2010-2019 (qui était demeuré assez stable vers €20-25/MWh) et ils sont restés au-dessus de €160/MWh du 27 juin au 10 octobre. Ces niveaux de prix sont très surprenants : la quasi-totalité des clients industriels sensibles aux prix avaient commencé à se restreindre dès le niveau de €80/MWh atteint et réduit leur consommation au strict nécessaire à leur survie vers €150/MWh. La demande des autres consommateurs était évidemment à son minimum en été.

Qui étaient donc les acheteurs qui cherchaient désespérément des MWh ? Une partie de la demande était artificiellement entretenue par la crainte de la pénurie, comme la décision allemande de remplir les stockages de Gazprom Germania à n'importe quel prix ou les seuils d'obligations de stockage rigides fixés par l'UE tout au long de l'été. Face à eux, ceux qui avaient un peu d'excédent de gaz le gardaient précieusement, car « on ne sait jamais ce que demain nous réserve ». Ainsi, le TTF représentait plutôt le fruit d'une prédiction autoréalisatrice d'aggravation de la pénurie qu'un équilibre économique offre-demande. Ces prix ont évidemment eu des conséquences très lourdes en Europe : sur les opérateurs, qui ont dû acheter à ce niveau, sur les clients et sur les États qui avaient mis en place des boucliers tarifaires. Mais ils ont eu aussi un effet à l'autre bout du monde.

Les acheteurs asiatiques n'ont pas suivi les pires excès du marché européen : Japon et Corée du Sud ont, dans un premier temps, suivi la hausse des prix européens pour acquérir en spot les cargaisons qui leur étaient nécessaires, mais le prix du GNL spot asiatique (reflété dans l'indice JKM) n'a jamais dépassé \$54/MBtu, soit environ €160/MWh. Le fait que de grands pays industriels comme la Corée

et le Japon n'achètent pas au-delà de ce prix suggère que ce prix est la limite supérieure de la demande industrielle dans ces pays. Or, il n'y a pas de raison de penser que l'élasticité-prix de la demande européenne soit fondamentalement différente. Cela voudrait dire que toute la courbe de prix de l'été 2022 au TTF est due à la panique entretenue par les manipulations russes sur les livraisons et les stockages et aux défauts de la réponse européenne.

Ces prix vont constituer une opportunité pour certains acteurs : on a ainsi vu la Chine revendre en Europe des cargaisons de GNL acquises sous des contrats de long terme, quitte, pour cela, à continuer à faire fonctionner des installations anciennes au charbon... et à empocher des marges de plusieurs dizaines de millions de dollars par bateau.

C'est dans le « Sud global » que les prix européens ont eu des conséquences particulièrement graves

Mais c'est dans le « Sud global » que ces prix européens vont avoir des conséquences graves et inattendues. Par exemple, au Chili ou au Pakistan, les importateurs de GNL avaient souscrit des contrats de long terme pour assurer leurs besoins, notamment de production électrique. Ils pensaient donc leurs approvisionnements à l'abri de la crise provoquée par la Russie.

Mais les niveaux de prix atteints en Europe à l'été 2022 ont permis que la revente d'une cargaison spot en Europe excède largement le prix de vente contractuel dans ces pays et le montant maximum de la pénalité contractuelle de défaut de livraison. Certains agrégateurs de GNL ont donc redirigé vers l'Europe des cargaisons prévues pour le Chili ou le Pakistan et ils ont payé les pénalités correspondantes. Cela a causé des « black-out » au Pakistan, qui ne pouvait plus faire tourner ses centrales à gaz, avec des conséquences vitales en pleine vague de chaleur.

La leçon à tirer pour les importateurs de GNL est que la négociation des pénalités de sous-livraison est essentielle pour dissuader les détournements de cargaisons. Mais ces détournements ont aussi une conséquence politique : le fait que du GNL initialement destiné au « Sud global » ait été détourné vers les consommateurs européens ouvre un boulevard à la propagande russe pour expliquer aux pays du Sud que la responsabilité de la crise gazière est en fait imputable aux Européens.

INFOS-SEMAINE

AMONT

Norvège/Arctique : le champ de Johan Castberg a été inauguré par le gouvernement

Quelques mois après son démarrage effectif, le champ pétrolier de Johan Castberg, situé en mer de Barents, a été officiellement inauguré le 8 août 2025 par le ministre norvégien de l'Énergie, Terje Aasland, marquant une étape majeure pour l'industrie pétrolière dans la zone arctique. La production avait commencé le 31 mars dernier et le régime de croisière (220 000 b/j) a été atteint dès le 17 juin. Avec des réserves récupérables initialement estimées à 450-650 Mb, Johan Castberg se positionne comme l'un des plus importants gisements en Norvège. Equinor, opérateur et actionnaire majoritaire (46,3 %), en partenariat avec Vår Energi (30 %) et Petoro (23,7 %), prévoit d'aller encore plus loin : l'ambition est d'ajouter entre 250 et 550 Mb supplémentaires grâce à de nouveaux puits. Ce gisement a été conçu pour durer : sa production est prévue pour au moins trente ans, avec un retour sur investissement prévu en moins de deux ans malgré les surcoûts liés à des retards antérieurs. Tous les trois ou quatre jours, des tankers partent avec une cargaison dont la valeur peut atteindre \$50 millions, illustrant l'importance économique du projet pour la Norvège et l'Europe. Selon Equinor, Johan Castberg est un « game changer » pour la production d'hydrocarbures dans l'Arctique. Ce projet sollicite fortement l'industrie norvégienne et il consolide le rôle stratégique de la mer de Barents dans le domaine de l'énergie.

CARBONE

Norvège : le stockage de CO₂ par Northern Lights a débuté

Le projet Northern Lights, porté par TotalEnergies, Equinor et Shell, a franchi une étape majeure le 25 août 2025 avec l'injection des premiers volumes de CO₂ dans le réservoir Aurora, situé à 2600 mètres sous les fonds marins, à une centaine de kilomètres des côtes norvégiennes. Le CO₂ provenait de l'usine de ciment Heidelberg Materials à Brevik. Capté puis liquéfié, il a été transporté par navire jusqu'au terminal de réception d'Øygarden avant d'être injecté par pipeline. Cette opération marque le démarrage effectif du premier projet commercial mondial de transport et de stockage de CO₂. La phase 1, d'une capacité de 1,5 Mt par an (soit 37,5 Mt sur 25 ans), est entièrement souscrite par des clients industriels en Norvège et en Europe continentale. Elle bénéficie d'un financement public massif : l'État norvégien couvre près de 80 % des

coûts via le programme national Longship. Une phase 2, dont la FID a été prise en mars 2025, portera la capacité à plus de 5 Mt/an d'ici à 2028. Cette extension a reçu un appui financier de l'UE à hauteur de €131 millions via le mécanisme CEF Energy. Parmi les cinq clients engagés figurent Hafslund Celsio, Heidelberg Materials, Yara, Ørsted et Stockholm Exergi. Avec Northern Lights, la Norvège se positionne comme pionnière du CSC en Europe, offrant une solution industrielle clé pour la décarbonation des secteurs difficiles à électrifier.

NUCLÉAIRE

France : l'arrêt du réacteur EPR de Flamanville est prolongé jusqu'au 1^{er} octobre 2025

En France, le réacteur EPR de Flamanville est à l'arrêt depuis le 19 juin dernier. EDF, son opérateur, a décidé de le maintenir ainsi pour mener « une opération de contrôle et de maintenance préventive sur la troisième soupape de protection du circuit primaire principal », les deux premières ayant montré des problèmes d'étanchéité. Le redémarrage du réacteur est désormais prévu au 1^{er} octobre 2025 et celui-ci devrait atteindre sa pleine puissance d'ici la fin de l'automne. Le réacteur EPR de Flamanville avait été démarré en septembre 2024 puis couplé au réseau en fin d'année. Jusqu'à présent, l'EPR n'est monté qu'à 60 % de sa capacité maximale de 1620 MW. Le coût de Flamanville 3, premier réacteur nucléaire mis en service en France depuis 25 ans, est désormais estimé par EDF à €22,6 milliards (aux conditions de 2023), selon un rapport de la Cour des comptes publié en janvier 2025.

REGLEMENTATION

UE : assouplissement confirmé des règles de stockage de gaz naturel

L'Union européenne a validé, le 18 juillet, un nouveau règlement prolongeant jusqu'à fin 2027 l'obligation pour les États membres d'atteindre 90 % de remplissage des stocks de gaz avant l'hiver. Mais les règles, jugées trop rigides, sont désormais assouplies. Le seuil pourra être atteint à tout moment entre le 1^{er} octobre et le 1^{er} décembre, au lieu du 1^{er} novembre auparavant. Une marge de -10 points est permise en cas de difficultés de marché, et la Commission pourra accorder jusqu'à 5 points supplémentaires de flexibilité par acte délégué. Les objectifs intermédiaires deviennent indicatifs, afin d'éviter des achats massifs en été qui alimentaient la hausse des prix. Autre nouveauté : les États devront publier la part de gaz d'origine russe stockée sur leur territoire, dans un souci de transparence et d'indépendance énergétique. Le règlement entrera en vigueur à l'automne, après sa publication au Journal officiel de l'UE.

BREVES

■ États-Unis : Technip Energies remporte un contrat dans le GNL

Technip Energies a remporté auprès de Commonwealth LNG un contrat EPC (ingénierie, équipements et construction) pour une infrastructure de liquéfaction et d'exportation de GNL d'une capacité de 9,5 Mt/an située en Louisiane (États-Unis). Le contrat porte sur la livraison de six trains de liquéfaction et il fait suite à la réalisation par Technip Energies de l'étude Feed préalable. L'installation devrait disposer de cinq réservoirs de stockage de 50 000 m³ et elle pourrait accueillir des navires d'une capacité maximale de 216 000 m³. La décision finale d'investissement (FID) de Commonwealth LNG est en attente.

■ Australie : accord Santos-Engie pour le gaz du projet Narrabri

Santos a conclu un protocole d'accord non contraignant avec Engie pour fournir à ce dernier jusqu'à 20 PJ/an de gaz naturel provenant du projet de Narrabri (en Nouvelle-Galles-du-Sud) pendant au moins dix ans. L'objectif est d'alimenter la côte est de l'Australie. Le marché intérieur de ce pays peine à bénéficier des vastes ressources gazières nationales, car l'essentiel de la production est destiné à l'exportation sous forme de GNL. Il manque aussi des gazoducs domestiques, pour relier les zones de production aux régions demandeuses. Santos et Engie vont également étudier des activités de décarbonation, notamment via le projet de CSC de Moomba (phase 2).

■ Canada : Fluor et JGC remportent un contrat Feed

Au Canada, une coentreprise formée de l'Américain Fluor Corporation et du Japonais JGC Holdings Corporation a remporté le contrat Feed de la phase 2 de l'extension de l'usine de LNG Canada à Kitimat, en Colombie-Britannique. Les deux entreprises avaient déjà obtenu le contrat EPC pour la phase 1. LNG Canada devrait avoir une capacité de production allant jusqu'à 14 Mt/an grâce à deux trains de liquéfaction et atteindre sa pleine capacité en 2026. La phase 2 ajouterait deux trains. La décision finale d'investissement n'a pas encore été prise.

■ États-Unis : vers une consommation record de gaz en 2025

L'EIA (Energy Information Administration) prévoit dans son STEO d'août une augmentation de 1 % de la consommation de gaz naturel aux États-Unis en 2025, qui devrait atteindre le record de 91,4 Gpc/j pour l'année entière. En janvier, l'un des mois durant lesquels le gaz naturel atteint d'ordinaire des pics de consommation aux États-Unis, 126,8 Gpc/j ont été consommés, soit 5 % de plus que le précédent record établi en janvier 2024. L'augmentation de la consommation de gaz naturel est anticipée dans tous les secteurs, à l'exception de l'électricité. Le gaz naturel reste la principale source de production d'électricité aux États-Unis.

■ Spot ★

- Au **Brésil**, le Sénat a approuvé la nomination de Pietro Mendes, président de Petrobras, au poste d'administrateur de l'ANP, l'autorité de régulation du pétrole et du gaz du pays. Pietro Mendes a démissionné de Petrobras avec effet immédiat
- Selon Kevin Gallagher, CEO de Santos, TotalEnergies et ses partenaires prévoient de prendre une décision finale d'investissement pour le projet d'exportation **Papua LNG** (Papouasie-Nouvelle-Guinée) au premier trimestre de 2026
- **Enterprise Products Partners** a annoncé qu'une de ses filiales a finalisé l'acquisition d'une filiale de collecte de gaz naturel d'**Occidental Petroleum** dans le cadre d'une transaction de \$580 millions. Les actifs acquis comprennent des systèmes de collecte de gaz naturel dans le bassin de Midland (bassin permien), ainsi qu'environ 320 km de gazoducs de collecte dans cette région.

Cours des Monnaies *

Pays	Monnaie	1\$US=
Afr. du Sud	Rand	17,7588
Algérie	Dinar	130,1387
Angola	Kwanza	925,6345
A. Séoudite	Rial	3,7524
Argentine	Peso	1366,4913
Australie	Dollar	1,5418
Azerbaïdjan	Mannat	1,7008
Bahreïn	Dinar	0,3771
Bolivie	Boliviano	6,9100
Brésil	Real	5,4461
Brunei	Dollar	1,2885
Bulgarie	Lev	1,6869
Canada	Dollar	1,3832
Chine	Renminbi	7,1617
Colombie	Peso	4057,0450
Corée Sud	Won	1396,0500
Danemark	Couronne	6,4396
E.A.U.	Dirham	3,6729
Egypte	Livre	48,6503
Equateur	Sucre	25000,0000
Hongrie	Forint	342,5775
Inde	Roupie	87,6875
Indonésie	Roupie	16360,00
Irak	Dinar	1309,6101
Iran	Rial	n.a.
Japon	Yen	147,8600
Kazakhstan	Tengue	538,5550
Koweït	Dinar	0,3057
Libye	Dinar	5,4240
Malaisie	Ringgit	4,2350
Mexique	Peso	18,7645
Nigeria	Naira	1535,8500
Norvège	Couronne	10,1393
Oman	Rial	0,3850
Pakistan	Roupie	281,7500
Philippines	Peso	57,1650
Pologne	Zloty	3,6852
Qatar	Rial	3,6410
R. Tchèque	Couronne	21,1770
R.-U.	Livre	0,7429
Roumanie	Leu	4,3724
Russie	Rouble C	80,5500
Singapour	Dollar	1,2885
Suède	Couronne	9,5744
Suisse	Franc	0,8040
Syrie	Livre	n.a.
Taiwan	Dollar	30,5685
Trinidad/Tob	Dollar	6,7722
Tunisie	Dinar	2,8927
Turquie	Lira	2,91
Yémen	Rial	240,2000
U.E.-11	Euro	0,8626
Zone F.CFA	Franc CFA	565,8216

* Au 27 août 2025

ISSN 0298-6019