Délivré à () le 22/12/2015 09:24:18

LE QUOTIDIEN DU PÉTROLE ET DU GAZ NATUREL

BIP
Le Bulletin de l'Industrie Pétrolière

À LA UNE

ÉTATS-UNIS

## Obama met fin à 40 ans d'embargo sur les exportations de pétrole brut

Le président Obama a signé une vaste loi de finances dans laquelle la majorité républicaine au Congrès a réussi à faire passer la levée de l'embargo sur les exportations de pétrole brut, en place depuis 1975. Cette évolution était demandée par les républicains et l'industrie pétrolière depuis plusieurs années, mais c'est avant tout une mesure politique, dans le contexte de marché actuel.

*Lire page 2*

N°12995 — Mardi 22 décembre 2015 — 51e année @BiPgazpetrole www.enerpresse.com

À NOTER

## Succès de l'augmentation de capital de Deinove

Deinove a levé environ 11,8 millions d'euros, pour un montant initial de 9,3 M€, lors de son augmentation de capital avec maintien du droit préférentiel de souscription des actionnaires, lancée le 30 novembre dernier, a annoncé la société de cleantech dans son communiqué publié lundi 21 décembre. L'opération a donc été *« un franc succès »*, avec un taux de souscription de 128 %, se félicite Deinove.

ACTUALITÉS

## Shell/BG : les AG attendues les 27 et 28 janvier 2016

Les autorisations réglementaires en poche, Shell et BG Group font entrer leur projet de fusion dans sa phase juridique. Les deux compagnies espèrent pouvoir réunir leurs AG des actionnaires respectivement les 27 et 28 janvier 2016. BG doit obtenir l'approbation de la Haute Cour pour publier dès que possible les documents officiels du projet de fusion et faire voter les actionnaires.

*Lire pages 3 à 8*

TRIBUNE

## *Utilities* : l'avenir des centres historiques de R&D

Sur des marchés de plus en plus concurrentiels, il devient critique pour les *utilities* d'innover. Les centres historiques de R&D, conçus pour accompagner leur développement au moment où les grands projets capex intensifs structuraient l'essentiel de leur activité, sont-ils vraiment outillés pour répondre aux attentes des métiers ?

*Lire pages 9 et 10*

STATISTIQUES

## Marché à terme

Nous publions dans cette édition du *BIP* les cours de clôture de la semaine dernière pour les pétroles bruts de référence WTI (Nymex) et Brent (ICE), ainsi que le panier OPEP.

*Lire page 11*

ÉTUDES & DOCUMENTS

## Délai d'instruction des demandes de permis

Nous reprenons dans le *BIP* de ce jour et le suivant le chapitre *« Diagnostic et recommandations »* du rapport de Rémi Steiner, Pascal Clément et Philippe Guignard sur les délais d'instruction des demandes de permis exclusifs de recherche et de concessions d'hydrocarbures.

*Lire pages 12 à 18*

MARCHÉS À TERME - 18 DÉCEMBRE 2015

| | NYMEX | | ICE | |
|---|---|---|---|---|
| | WTI $/bl | Gaz nat. $/MBtu | Brent $/bl | Gazole $/t |
| Janv. | 34,73 | 1,767 | - | 343,50 |
| | -0,22 | +0,012 | | +7,50 |
| Fév. | 36,06 | 1,869 | 36,88 | 351,25 |
| | | | -0,18 | |
| Mars | 37,21 | 1,972 | 37,37 | 358,75 |
| Avril | 38,16 | 2,097 | 38,22 | 365,75 |
| Mai | 39,00 | 2,180 | 39,12 | 372,50 |

***Les cours du pétrole ont poursuivi leur baisse vendredi à New York. Faute d'annonces majeures, les fondamentaux du marché pétrolier continuent de peser sur les cours du brut.***

**Président / Directeur de la publication :** Christophe Czajka - **Directrice éditoriale adjointe :** Muriel de Vericourt (01 77 92 99 57)
Pour joindre directement vos correspondants composer le **01.79.06** suivi des 4 chiffres figurant entre parenthèses.
**Rédactrice en chef :** Sophie Tétrel (71 79) - **Rédacteurs** : Aurélie M'Bida (71 76) - Anne-Marie Kopanski (71 74)
**Assistante :** Stéphanie Leclerc (71 80) - Courriel : stephanie.leclerc@infopro-digital.com - **Principal actionnaire :** INFO SERVICES HOLDING
**Société éditrice :** Groupe Moniteur SAS au capital de 333 900 euros. RCS : Paris B 403 080 823 - **Siège social :** 10 place du Général de Gaulle, BP 20156, Antony Cedex - **Numéro de commission paritaire :** 0917 T 82074 - **Impression :** AB Printed - 6, rue Eugène Barbier - 92400 Courbevoie - **Dépôt légal :** à parution.

Délivré à () le 22/12/2015 09:24:18



ÉTATS-UNIS

# Obama met fin à 40 ans d'embargo sur les exportations de brut

L'embargo sur les exportations de pétrole brut des États-Unis a vécu. Le président Barack Obama a signé, vendredi 18 décembre, une vaste loi de finances dans laquelle la majorité républicaine au Congrès a réussi à faire passer la levée de cet embargo, en place depuis 1975, en réaction au premier choc pétrolier. En échange, les subventions aux énergies solaire et éolienne ont été prolongées de cinq ans. La fin de l'embargo était demandée par les républicains et l'industrie pétrolière depuis plusieurs années, au motif que le boom du pétrole de schiste a entraîné le quasi doublement de la production de brut depuis 2008, mais cette mesure survient dans un contexte défavorable aux exportations.

*« Cela n'aura pas d'impact significatif sur le marché pétrolier dans les mois qui viennent »*, estime Olivier Appert, conseiller au centre Énergie de l'Institut français des relations internationales (IFRI) et ancien président d'IFPEN. En effet, explique-til dans un entretien au *BIP* lundi 21 décembre, la capacité d'exporter du brut dépend de l'écart de prix entre le baril WTI coté à New York et celui de Brent coté à Londres. Historiquement, le prix du WTI était supérieur à celui du Brent de 1 à 2 dollars mais la situation a complètement changé depuis 2010, avec l'essor des gaz et pétrole de schiste. En mars dernier, le différentiel était encore d'environ 10 $ mais aujourd'hui, *« on est pratiquement à parité, or un* spread *de 6 à 8 dollars est nécessaire pour couvrir les frais de logistique et amener le pétrole depuis l'Oklahoma vers le marché international »*, selon M. Appert. En outre, les terminaux et toute la logistique sont conçus pour importer du pétrole : *« exporter du brut suppose des investissements et la construction d'oléoducs, alors que l'exemple de* Keystone XL *montre qu'il n'est pas évident de construire des infrastructures »*, souligne ce spécialiste. Et dans un marché qui souffre d'un excès de l'offre, les perspectives d'exportation *« paraissent relativement limitées »*.

Par ailleurs, malgré le boom du pétrole de schiste, les États-Unis restent importateurs nets de pétrole et de produits pétroliers, rappelle Olivier Appert, soulignant que le pays a produit de l'ordre de 11,6 millions de barils par jour (liquides de gaz naturel compris) en 2014, pour une consommation de 19 Mb/j. *« Les États-Unis seront obligés de continuer à importer du pétrole, et en particulier du pétrole lourd, pour satisfaire la demande. Les statistiques montrent d'ailleurs que la baisse des importations a porté essentiellement sur des produits légers, alors que les importations de produits lourds restent stables. »* L'ex-président d'IFPEN, président du Conseil français de l'énergie, note aussi que l'embargo était déjà partiel et que les États-Unis exportent du brut *« en quantités non négligeables »*, à hauteur de 500 000 b/j vers le Canada en janvier 2015. L'interdiction avait aussi été assouplie avec l'autorisation d'exporter du brut très légèrement traité.

Pour Olivier Appert, la levée de l'embargo dans le contexte actuel est donc avant tout *« le signal que les États-Unis souhaitent reprendre le leadership sur le marché énergétique mondial »* et *« une décision importante au niveau de la politique interne américaine, entre républicains et démocrates »*, à un an de la présidentielle américaine.

## EN BREF

**Les États-Unis ont vu le nombre de plateformes de forage en activité augmenter de 17 au cours de la semaine passée**, a publié vendredi 18 décembre Baker Hughes. Il s'agit de la première hausse observée depuis ces cinq dernières semaines. Sur un an, le nombre de *rigs* en activité a été divisé par trois, passant de 1 536 à 541, selon les chiffres de la compagnie parapétrolière américaine.

Délivré à () le 22/12/2015 09:24:18



UNION EUROPÉENNE

## L'Italie et l'Allemagne à couteaux tirés à propos du gaz russe

*« Il n'était pas normal de prolonger les sanctions imposées à la Russie sans discussion et, parallèlement, d'avoir un second gazoduc* Nord Stream *(*Nord Stream 2*, NDLR) qui amène le gaz russe dans l'Union européenne sans passer par le Sud et qui évite l'Ukraine »*, a expliqué le chef du gouvernement italien, Mateo Renzi, à l'issue de la réunion des chefs d'État et de gouvernement de l'UE du 18 décembre. M. Renzi, qui s'est dit *« soutenu par une majorité de pays »* et, *de facto*, par le président du Conseil européen, le Polonais Donald Tusk, a mené la fronde, lors du débat sur l'état de l'Union pour l'énergie, contre une Angela Merkel qui, pas loin d'être accusée de double langage, plaidait pour la prolongation des sanctions tout en défendant la cause de Gazprom.

Les sanctions contre la Russie ont été prolongées jusqu'au 31 juillet 2016 mais la bataille de *Nord Stream 2* est loin d'être achevée. *« Si cette infrastructure voyait le jour, elle concentrerait 80 % des importations de gaz russe sur une seule route et garantirait une position dominante au géant Gazprom sur le marché allemand »*, a assuré Donald Tusk, qui veut voir pris en compte le *« contexte géopolitique et l'assèchement potentiel du transit* via *l'Ukraine »*. D'où l'insistance des 28 à souligner dans leurs conclusions que *« toute nouvelle infrastructure devrait être entièrement conforme aux législations européennes en vigueur »*.

*« C'est particulièrement important au sujet de* Nord Stream 2*. Et une condition claire pour recevoir le soutien politique, légal, ou financier, d'institutions européennes ou d'États membres »*, a précisé Donald Tusk. La législation européenne impose notamment la séparation des activités de production et de transport, disposition qui a signifié la mort du projet *South Stream*, abandonné par la Russie fin 2014. *« Les nouveaux projets devront aussi être conformes aux objectifs de l'Union pour l'énergie, qui prévoient la diversification des sources d'approvisionnement ainsi que des routes d'acheminement du gaz »*, a, de son côté, précisé le commissaire à l'Énergie et au Climat, Miguel Arias Cañete, qui soutient, lui, le projet. *« Mais il est difficile d'expliquer aux pays du Sud pourquoi* South Stream *n'est pas possible et Nord Stream 2, si »*, a botté en touche M. Tusk admettant, face à la presse, que *« la discussion a été très dure, émotionnelle »*. (Correspondante à Bruxelles)

UNION EUROPÉENNE

## Les sanctions contre la Russie prolongées de 6 mois

Les chefs d'État et de gouvernement de l'Union européenne ont décidé, le 18 décembre, de prolonger de six mois les sanctions imposées à la Russie dans le cadre de la crise en Ukraine, soit jusqu'au 31 juillet 2016. Cette prolongation était prévisible ces mesures de rétorsion sont liées aux accords de paix de Minsk entre l'Ukraine et la Russie. La mise en œuvre des accords devait être complétée pour le 31 décembre 2015 pour envisager de lever les sanctions mais il apparaît que l'échéance ne sera pas respectée.

Les sanctions ont été imposées à Moscou en juillet 2014. Elles comprennent des mesures diplomatiques, restrictives (gel de certains avoirs et refus de visa à 149 personnes) ainsi que des mesures de rétorsion économiques touchant en particulier les secteurs bancaire, de la défense et de l'énergie (Règlement UE 833/2014). Les exportations vers la Russie de certains équipements et technologies liés au secteur énergétique sont ainsi désormais soumises à une autorisation préalable des autorités compétentes des États membres. Les licences d'exportation ne sont pas octroyées si les produits sont destinés à l'exploration-production pétrolière en eau profonde (plus de 150 mètres de profondeur) ou au large du cercle arctique, ou encore à la production par fracturation hydraulique. Les services suivants, nécessaires dans le cadre des projets précités, ne sont pas non plus autorisés : forage, essais de puits, exploitation forestière, services de complétion et vaisseaux spécialisés.

FRANCE

## La CRE fixe les hausses de tarifs de GRTgaz et TIGF au 1er avril 2016

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) a retenu une hausse moyenne au 1er avril 2016 de 4,6 % du tarif de GRTgaz et de 5 % de celui de TIGF, selon une délibération publiée vendredi 18 décembre. Ces « tarifs ATRT5 » des deux gestionnaires de réseau de transport de gaz sont entrés en vigueur le 1er avril 2013 pour une période d'environ 4 ans. Une mise à jour au 1er avril de chaque année est prévue. Les évolutions tarifaires 2016 s'expliquent par une baisse des souscriptions de capacités (0,7 % pour GRTgaz et 1,1 % pour TIGF) et par une augmentation du revenu autorisé, hausse qui *« est liée principalement à la hausse des charges de capital à couvrir dans la trajectoire de l'ATRT5 »*, précise le régulateur. Le niveau total de charges à couvrir par le tarif de GRTgaz en 2016 est de 1 841,6 millions d'euros, en hausse de 3,9 % par rapport à 2015. Celui à couvrir par le tarif de TIGF en 2016 est de 246,4 M€, en hausse de 3,9 % par rapport à 2015. Au 1er avril 2015, le tarif de GRTgaz avait augmenté de 2,5 % et celui de TIGF, de 3,1 %.

FRANCE

## Mise en service du gazoduc « *Artère de l'Adour* » par TIGF

TIGF a annoncé la mise en service le 14 décembre de la nouvelle canalisation « *Artère de l'Adour* », reliant Arcangues (64) et Coudures (65). Long de 96 km, ce gazoduc a représenté un investissement de plus de 100 millions d'euros. Cette nouvelle infrastructure gazière a une double vocation : au niveau européen, elle assure la fluidification des échanges et la sécurisation des approvisionnements de gaz ; au niveau régional, elle permet de renforcer l'approvisionnement en gaz naturel du Pays Basque et des Landes.

FRANCE

## La PPE de la Corse publiée au *JO*

Le décret n°2015-1697 du 18 décembre concernant la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) de Corse a été publié au *Journal officiel* du 20 décembre (*consultable ici : http://bit.ly/1UUR3mP*). Cette PPE, qui établit les priorités d'actions pour toutes les énergies du point de vue de la maîtrise de la demande, de la diversification des sources, de la sécurité d'approvisionnement, du développement du stockage et des réseaux, couvre une 1ère période de 3 ans (2016-2018) et une seconde de 5 ans (2019-2023). La Corse va devoir réduire sa consommation d'énergie de 36 GWh en 2018 et de 160 GWh en 2023 dans le résidentiel tertiaire, par rapport à 2015. Dans les transports, les réductions se montent à 80 GWh en 2018 et 240 GWh en 2023. L'Assemblée de Corse avait approuvé, fin juin, son projet de PPE. Elle va notamment développer 50 MW de capacités ENR en 2018.

FRANCE

## Le Sigeif attribue le marché à Tokheim pour ses 1ères stations GNV

Le Syndicat intercommunal pour le gaz et l'électricité en Île-de-France (Sigeif) a attribué à Tokheim, en groupement avec Cirrus, le marché pour la construction de ses premières stations publiques GNV/bioGNV à Bonneuil-sur-Marne (94) et Vanves (92), à l'issue de l'appel d'offres pour le gaz naturel pour véhicules lancé début juillet, a-t-il annoncé le 17 décembre, précisant avoir reçu 6 offres européennes. Basé à Paris, Tokheim est l'un des principaux fabricants mondiaux d'équipements et prestataire de services pour la distribution de carburant. Le marché se compose d'une tranche ferme pour la station de Bonneuil-sur-Marne et d'une tranche conditionnelle liée à la demande, qui viendra doubler la capacité de cette station mais aussi ouvrir *« la possibilité éventuelle de lancer la construction d'une station à Vanves, de taille plus modeste mais située à proximité du périphérique parisien*, souligne

le Sigeif. *Cette station est encore à l'étude et en discussion, en partenariat avec la ville de Vanves* ». Par ailleurs, l'attribution de la délégation de service public pour l'exploitation des stations est en cours de consultation et devrait avoir lieu en avril 2016. La mise en service de la station de Bonneuil-sur-Marne est prévue pour l'été 2016. Le coût total de la construction des deux stations s'élève à 3 millions d'euros.

**ROYAUME-UNI**

## Shell/BG Group : AG attendues les 27 et 28 janvier 2016

Les autorisations réglementaires en poche, Shell et BG Group font entrer leur projet de fusion dans sa phase juridique. Les deux groupes espèrent pouvoir réunir leurs assemblées générales des actionnaires respectivement les 27 et 28 janvier 2016, indique ce lundi 21 décembre Shell dans un communiqué. Il reste néanmoins une petite formalité pour BG Group, qui doit encore obtenir l'approbation de la Haute Cour afin de pouvoir publier « *dès que possible* » les documents officiels du projet de fusion et ainsi convoquer les actionnaires à une assemblée générale où le projet sera soumis au vote. La décision n'est visiblement qu'une question d'heures, puisque Shell espère dans son communiqué qu'ils pourront être publiés dès le lendemain, mardi 22 décembre.

**NORVÈGE**

## Répartition des intérêts sur Johan Sverdrup : Det norske débouté

Le gouvernement de Norvège a maintenu en l'état la répartition des intérêts sur le champ pétrolier géant Johan Sverdrup, en Mer du Nord norvégienne, a annoncé Det norske dans un communiqué lundi 21 décembre. La société norvégienne contestait cette répartition validée en juillet par le ministère du Pétrole. Det norske détient donc 11,5733 % de Johan Sverdrup, Statoil, opérateur, 40,0267 %, Lundin, 22,6 %, Petoro, 17,36 % et Maersk Oil, 8,44 %. La production de Johan Sverdrup, prévue pour commencer fin 2019, est attendue entre 315 000 et 380 000 barils équivalent pétrole par jour en phase Un. À plein développement, le champ peut produire entre 550 000 et 650 000 bep/j, selon les partenaires. Statoil a annoncé le 18 décembre le début des travaux de construction pour l'électrification du champ depuis la terre.

**FINLANDE**

## Helsinki rachète les 25 % de Gazprom dans Gasum

L'État finlandais est désormais le seul actionnaire de la compagnie de distribution de gaz, Gasum. Déjà actionnaire à 75 %, Helsinki va en effet racheter les 25 % de Gasum détenus jusqu'ici par le groupe russe Gazprom, pour un montant de 251,3 millions d'euros, a-t-il annoncé vendredi 18 décembre dans un communiqué. L'État finlandais, qui espère finaliser la transaction début 2016, était devenu l'actionnaire majoritaire de Gasum en fin d'année dernière, en rachetant les parts de Fortum (31 %) et d'E.ON (20 %, *cf. BIP du 04.11.14*).

La principale raison de cet achat est due au fait que le gaz naturel joue un rôle clé dans le mix énergétique finlandais et offre une transition peu coûteuse vers une société neutre en carbone, a expliqué le gouvernement finlandais dans son communiqué. Gasum investit activement dans le développement du marché gazier national, aussi bien dans les infrastructures que le biogaz, ce qui permet de réduire l'utilisation de charbon et de produits pétroliers, ces derniers étant remplacés par le gaz naturel, « *une solution bas carbone non seulement pour l'industrie mais également pour la production d'électricité et de chaleur ainsi que pour les transports* », souligne également l'État finlandais. En octobre dernier, Gasum avait décidé d'abandonner le projet de gazoduc, *Balticonnector*, qui devait relier la Finlande à l'Estonie. Le projet a été considéré comme non viable commercialement en raison de la baisse des cours du gaz naturel (*cf. BIP du 06.10*).

NORVÈGE/ITALIE

## Aker Solutions et Saipem s'allient dans le *subsea*

Les développements offshores étant les plus impactés par la chute des cours du pétrole, les groupes de services pétroliers cherchent à optimiser leurs coûts face à la pression de leurs clients. Quitte à s'unir pour parvenir à leur fins. Les exemples ne cesse de se multiplier : Technip et FMC Technologies, Subsea 7 et KBR ou encore avec OneSubsea.... Vendredi 18 décembre, ce fut au tour du Norvégien Aker Solutions et l'Italien Saipem d'annoncer leur alliance dans les services dédiés au développement sous-marin de champs pétrolier et gazier. Les deux partenaires vont, *via* un groupe de travail commun, tenter « *d'identifier les opportunités où ils pourront créer de la valeur pour leur client en combinant les actifs et l'expertise de Saipem dans l'ingénierie, l'équipement, la construction et l'installation d'infrastructures sous-marines avec les produits et technologies sous-marines d'Aker Solutions* », explique le communiqué commun aux deux groupes.

Dans cette perspective, Aker et Saipem entendent s'engager au plus tôt dans les projets de leurs clients, « *à partir de la phase de conception initiale au design afin d'apporter une ingénierie complète du système, de fournir les meilleures solutions pour la construction, l'exploitation et la maintenance. Le partenariat développera et gèrera toutes les interfaces entre les systèmes de production sous-marin, les ombilicaux sous-marins, les* risers *et les* flowlines *tout en apportant les services requis au cours de la durée de vie du champ* ».

ITALIE

## E.ON rachète la société de services énergétiques Heat & Power

E.ON a signé un accord contraignant pour l'acquisition de Heat & Power, société italienne de services énergétiques spécialisée notamment dans la cogénération pour les consommateurs industriels et commerciaux dans le Nord de l'Italie, a-t-il annoncé le 16 décembre. C'est E.ON Connecting Energies, la filiale de l'énergéticien allemand spécialisée dans les solutions énergétiques intégrées, qui rachètera 100 % des parts de Heat & Power, dont le siège est basé à Tortona. La société italienne détient et exploite un portefeuille de près de 30 cogénérations pour un total de plus de 27 MWe. Le montant de la transaction n'a pas été dévoilé.

NIGERIA

## NNPC émet pour 13,5 mds$ de nouveaux contrats à terme

La compagnie nigériane NNPC a attribué de nouveaux contrats à terme pour 2016, concernant du pétrole brut, à 21 sociétés (raffineurs internationaux comme compagnies locales spécialisées dans l'aval), selon un document que *Reuters* a obtenu le 17 décembre. D'une valeur globale d'environ 13,5 milliards de dollars, au cours actuel du brut, ces contrats représentent une production équivalente à 991 000 barils par jour, soit près de la moitié de la production de brut du pays à 2 millions de barils par jour. Parmi les titulaires des contrats à terme pour 2016, on retrouve l'Espagnol Cepsa, l'Italien Saras, l'Indien IOC ou encore l'Émirati ENOC, les distributeurs Transfigura, Mercuria et Vitol, et les *majors* Eni, Total, Exxon Mobil et Shell.

Par ailleurs, le directeur général du groupe pétrolier public nigérian, Emmanuel Ibe Kachikwu, a expliqué à des journalistes que les raffineries locales n'avaient pas produit de carburant cette année. Sur les 2,1 Mb/j de production estimée pour 2015, et les 2,4 Mb/j l'année suivante, aucun n'a été raffiné au Nigeria, a précisé l'agence de presse. Le nouveau président, Muhammadu Buhari, s'est engagé à réformer le secteur pétrolier nigérian, qui subit depuis cinq ans les conséquences du manque de confiance des opérateurs et investisseurs dans la direction économique et politique que prend la fédération *(cf. BIP du 04.11)*.

CHINE/CORÉE DU SUD

## Pékin et Séoul vont travailler ensemble sur leurs marchés carbone

La Chine et la Corée du Sud ont conclu jeudi 17 décembre un protocole d'accord pour coopérer dans le développement de leurs marchés carbone, selon le site spécialisé *Carbon Pulse*, une décision de nature à alimenter les spéculations sur une éventuelle liaison à terme de leurs marchés. Cet accord prévoit que les deux pays travaillent de concert sur le soutien du développement des marchés chez chacun d'eux, et effectue des recherches sur le cadre réglementaire, le développement de produits et la liaison de leurs marchés. Le représentant chinois au changement climatique avait indiqué lors de la COP21 avoir été approché par ses pairs sud-coréens. *« Nous pouvons établir un marché bien plus important en Asie avec la Corée »*, avait-il souligné, comme le rappelle *Carbon Pulse*. La Chine, le plus gros émetteur mondial de gaz à effet de serre, teste actuellement sept marchés pilotes locaux et compte lancer un marché carbone national en 2017. La Corée du Sud, le septième pays du monde le plus émetteur, est le premier pays asiatique à avoir mis en place un marché carbone.

AUSTRALIE

## Découverte d'hydrocarbures sur le puits Roc-1

Le forage du puits Roc-1 n'est pas encore totalement achevé mais les premières analyses rendent optimistes les partenaires du projet. Sur la section forée entre 4 200 et 4 435 mètres, « *des indices élevés de gaz et une forte résistance dans des zones poreuses ont été observés, indiquant la présence d'hydrocarbures et d'un système pétrolier actif* », a indiqué Carnarvon Petroleum dans un communiqué le 18 décembre. En revanche, sur la partie haute du puits, située entre 3 750 et 4 200 m, de faibles indices d'hydrocarbures ont été enregistrés malgré un forage opéré dans des grès de réservoir de bonne qualité, précise la société. Ce dernier résultat doit encore être confirmé par des diagraphies par câble mais, pour Carnarvon, cette section semble ne pas détenir de quantité d'hydrocarbures suffisante pour envisager une production commerciale. Les partenaires du projet comptent poursuivre le forage du puits, qui doit atteindre une profondeur totale de 4 750 m.

Le puits Roc-1 est situé sur la licence WA-437-P, à environ 20 km au Sud-Est de la découverte réalisée en 2014 de Phoenix South-1 et à près de 150 km au Nord de Port Hedland, en Australie-Occidentale. Quadrant Energy est l'opérateur du puits (40 % des intérêts), avec pour partenaires Carnarvon Petroleum (20 %), JX Nippon (20 %) et Finder Exploration (20 %).

ÉTATS-UNIS

## BP se renforce dans le bassin de San Juan, au Nouveau-Mexique

La filiale américaine de BP a annoncé le 18 décembre le rachat des actifs de Devon Energy dans le bassin de San Juan, qui s'étend du Nord du Nouveau-Mexique jusqu'au Sud du Colorado, pour un montant non précisé. Plus précisément, BP va reprendre un domaine minier de 33 000 acres brutes (133,55 km$^2$), qui se trouve sur le Northeast Blanco Unit (NEBU), une zone des terres fédérales située entre les comtés de San Juan et Rio Arriba, au Nouveau-Mexique, où BP est présent depuis les années 1920. Le groupe britannique va également mettre la main sur 480 puits forés sur cette propriété, précise le communiqué. Le groupe espère finaliser l'opération au cours du premier trimestre 2016.

Pour Devon Energy, l'opération s'inscrit dans son programme de cessions d'actifs non stratégiques dont il espère tirer entre 2 et 3 milliards de dollars. L'indépendant cherche à se recentrer sur ses actifs stratégiques, comme le bassin d'Anadarko et celui de Powder River où il a récemment réalisé des acquisitions pour un montant de 2,5 mds$ (*cf. BIP du 09.12*).

ÉTATS-UNIS

## Feu vert de la FERC pour le projet Lake Charles LNG

La procédure administrative pour le projet de liquéfaction de Lake Charles, porté par Energy Transfer et BG Group, est arrivée à son terme. Après un avis environnemental favorable (*cf. BIP du 19.08*), Lake Charles LNG vient de recevoir le feu vert du régulateur américain de l'Énergie, la FERC, a annoncé le 18 décembre le groupe britannique dans un communiqué. C'est une étape importante pour le projet, qui attend désormais la décision finale d'investissement des actionnaires. Elle devrait être prise dans le courant de l'année 2016 et, si elle est positive, la construction des nouvelles installations sera alors immédiatement lancée, précise BG Group. Le premier gaz naturel liquéfié (GNL) devrait alors être produit quatre ans après le lancement du chantier, soit aux alentours de 2020. BG Group a la responsabilité d'attribuer le contrat *EPC* (*engineering, procurement, construction*) et pilotera la phase de construction du projet. Le groupe français Technip avait décroché en août 2013 le contrat d'ingénierie avant-projet (*FEED*) du projet.

« *En utilisant un site déjà construit et un approvisionnement en gaz naturel déjà disponible sur le réseau américain, Lake Charles LNG offre une des nouvelles sources d'approvisionnement en GNL les plus importantes et les plus compétitives sur le marché* », a commenté le dg de BG Group, Helge Lund, cité dans le communiqué. Le projet consiste en effet en la transformation d'un terminal d'importation, situé en Louisiane, en un terminal d'exportation d'une capacité de 16,2 millions de tonnes par an. Le projet proposé repose sur la construction de trois trains de liquéfaction et sur l'utilisation des réservoirs de stockage et des installations d'amarrage existantes, détenues par Trunkline LNG, une filiale d'Energy Transfer.

### EN BREF

**Japon : Air Liquide annonce l'ouverture prochaine d'une nouvelle station d'hydrogène** ouverte au public à Saga, sur l'île de Kyushu, selon un communiqué du 18 décembre. Le groupe français a déjà construit cinq stations de recharge d'hydrogène au Japon, dans les villes de Nagoya, Toyota, Tokyo, Tosu et Kawasaki.

### CARNET

**Luiz Nelson Guedes de Carvalho a été nommé président du conseil d'administration de Petrobras** le 18 décembre 2015. Il occupait déjà le poste par intérim depuis la démission de Murilo Ferreira *(cf. BIP du 01.12)* et prendra officiellement ses fonctions le 31 janvier 2016, précise le communiqué. Par ailleurs, le conseil d'administration de la compagnie pétrolière publique brésilienne a désigné Antonio Sergio Oliveira Santana en tant que directeur Corporate et Services. Actuel directeur des ressources humaines du groupe, il est entré chez Petrobras il y a 38 ans.

RECHERCHE & DÉVELOPPEMENT

# Quel avenir pour les centres historiques de R&D des *utilities* ?

**Sur des marchés de plus en plus concurrentiels, il devient critique pour les *utilities* d'innover. Or les centres historiques de R&D, conçus pour accompagner le développement des *utilities* au moment où les grands projets capex intensifs structuraient l'essentiel de leur activité, sont-ils vraiment outillés pour répondre aux attentes des métiers ? Beaucoup sont encore contraints par une culture d'entreprise averse au risque, des approches normées et des modes de fonctionnement traditionnels.**

**Katia Ronzeau (Senior Manager), Aurélien Peyrac (Senior Consultant), Capgemini Consulting**

## La R&D dans l'énergie, une priorité au niveau européen

En 10 ans, l'intensité R&D des pays européens n'a cessé de s'accroître : en 2013, les dépenses R&D de l'UE-25 ont ainsi représenté 2,02 % du PIB européen contre 1,76 % en 2004, sans toutefois jamais atteindre les 3 % d'intensité R&D recommandés par la Commission européenne[1].

Dans le secteur énergétique, les dépenses R&D des grandes *utilities* européennes ont presque doublé depuis le début des années 2000[2] pour atteindre 1,7 milliard d'euros en 2012. Cette tendance devrait se poursuivre puisque la Commission européenne a choisi de placer la Recherche et l'Innovation parmi les cinq volets de sa stratégie pour l'Union de l'Énergie, adoptée en février 2015. L'objectif est notamment de faire de l'Europe le numéro un mondial dans le domaine des énergies renouvelables. S'appuyant sur le Plan Stratégique Européen pour les Technologies Énergétiques (SET Plan)[3] et sur le 8e programme de recherche européen, Horizon 2020, le secteur devrait bénéficier d'une part significative des 80 milliards d'euros que l'Union européenne a prévu d'investir en R&D sur 2014-2020.

## Un champ de recherche, développement et démonstration toujours plus large et plus complexe

La transition énergétique et la révolution numérique amènent les *utilities* à relever des défis sans précédent. Ils imposent d'accélérer l'innovation pour adapter les systèmes énergétiques existants, les rendre toujours plus sûrs, plus performants et compatibles avec de nouveaux usages, tout en concourant au développement des modèles d'affaires de demain. Progressivement, les centres historiques de R&D des Utilities ont ainsi développé des compétences et des services autour de technologies parfois éloignées de leur cœur de métier (*big data analytics*, drones, réalité augmentée...), qui permettent à leurs maisons mères d'améliorer leur efficacité opérationnelle et/ou de développer leurs activités.

L'évolution des fondamentaux du marché énergétique et l'arrivée de nouveaux entrants poussent aussi les acteurs R&D à réagir vite, à raccourcir les cycles de développement quitte à aller chercher de nouvelles idées à l'externe.

[1] Eurostat, Communiqué de Presse sur les dépenses de R&D dans l'UE28, novembre 2014

[2] Eurelectric, rapport de 2014 basé sur l'évaluation de l'investissement R&D de 13 Utilities européennes (1757 millions d'euros au total en 2012 contre 927 millions d'euros en 2003)

[3] Annoncé dans l'Energy Roadmap 2015 de l'Union Européenne

Délivré à () le 22/12/2015 09:24:18



**Vers de nouvelles formes d'organisation des activités de R&D, plus coopératives et plus agiles**

Les alliances et les partenariats se multiplient dans le secteur pour mutualiser les investissements R&D, expérimenter et développer rapidement de nouveaux services différenciants. Des consortiums d'industriels et de chercheurs académiques s'étaient déjà montés autour des gestionnaires d'infrastructures de réseaux (avec l'arrivée des compteurs intelligents et des smart grids). Le projet Sogrid par exemple à Toulouse, porté par ERDF et ST Microelectronics, vise à expérimenter la chaîne de communication complète d'un réseau électrique intelligent : depuis 2013, il mobilise une centaine d'acteurs, chercheurs et industriels.

Tous les grands industriels de l'énergie investissent par ailleurs, *via* des fonds d'investissement dédiés ou *via* des incubateurs internes, dans le capital de *start-ups* pour trouver de nouvelles sources d'innovation. Air Liquide par exemple a créé en 2013 le fonds Aliad et prévoit d'investir 100 M€ d'ici 2017. ENECO, aux Pays-Bas, a également libéré 100 M€ sur 2 ans pour développer, avec des start-up notamment, des solutions innovantes (Smart Solutions). Des appels à projet sont par ailleurs organisés, à l'instar d'Engie avec sa plateforme « *OpenInnov* », qui repère des start-up et des projets innovants sur des domaines stratégiques (stockage d'énergie, bâtiments connectés, gestion décentralisée de l'énergie, mobilité durable...).

La révolution enclenchée par l'Internet des Objets et les technologies de big data analytics va accentuer cette tendance et obliger les *utilities* à élargir encore davantage leur écosystème (à des start-up, distributeurs de matériel, SSII, spécialistes de télécommunication...) pour monter des plateformes d'échange de données et basculer pleinement vers un modèle de services.

**La nécessaire transformation des centres de R&D en « orchestrateurs » de compétences**

Pour les *utilities*, de vrais questionnements organisationnels apparaissent : comment dimensionner les centres de R&D internes (équilibre entre faire et faire-faire) ? Comment y attirer et fidéliser les talents par rapport aux structures entrepreneuriales à l'image souvent plus dynamique ? Comment accroître la collaboration avec des tiers ? Comment sélectionner les partenaires et garantir que leurs travaux servent les enjeux métier de l'entreprise ?

En réaction, des industries comparables (télécommunications, équipementiers...) ont développé des laboratoires dédiés à l'innovation, pour accélérer le *time-to-market* sur des domaines stratégiques, en faisant levier sur un écosystème d'acteurs privés et publics[1]. Tous les grands industriels de l'automobile ont ainsi investi dans la Silicon Valley pour accéder à un écosystème de partenaires technologiques et se positionner à la pointe de la recherche sur les véhicules autonomes. Ces structures bénéficient d'une gouvernance spécifique et peuvent mobiliser des ressources internes issues de différents métiers.

Basculer d'un modèle traditionnel à une logique de laboratoires multi géographies ouverts vers l'externe induit une transformation profonde des structures internes de R&D. Celles-ci vont notamment devoir repenser leur modèle de compétences et rechercher d'autres profils, techniques et non-techniques pour gérer des projets multipartites, sélectionner des partenaires et réussir à fédérer des expertises autour d'un but commun. L'objectif pour les *utilities* est de pouvoir bénéficier d'expertises externes (sous des formes contractuelles diverses) et de ne conserver en interne que les compétences permettant de maîtriser les incertitudes clés, techniques ou commerciales, inhérentes à leur modèle d'affaires.

**Katia Ronzeau (Senior Manager), Aurélien Peyrac (Senior Consultant), Capgemini Consulting**

[1] Etude Capgemini Consulting et Altimeter, The Innovation Game: Why and How Businesses are Investing in Innovation Centers, Juillet 2015

# Marché à terme (cours de clôture)

| | Janvier 2016 | Févr. 2016 | Mars 2016 | Avril 2016 | Mai 2016 | Juin 2016 | Juillet 2016 | Août 2016 | Sept. 2016 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Marché à terme à New-York (cours de clôture) – Pétrole WTI (en $/bl)** | | | | | | | | | |
| 14 décembre | 36,31 | 37,60 | 38,75 | 39,66 | 40,42 | 41,03 | 41,58 | 42,11 | 42,63 |
| 15 décembre | 37,35 | 38,51 | 39,56 | 40,40 | 41,12 | 41,72 | 42,27 | 42,79 | 43,30 |
| 16 décembre | 35,52 | 36,75 | 37,90 | 38,85 | 39,67 | 40,36 | 40,97 | 41,54 | 42,08 |
| 17 décembre | 34,95 | 36,27 | 37,46 | 38,44 | 39,30 | 40,02 | 40,66 | 41,25 | 41,81 |
| 18 décembre | 34,73 | 36,06 | 37,21 | 38,16 | 39,00 | 39,70 | 40,33 | 40,91 | 41,46 |
| **Marché à terme de Londres (cours de clôture) – Pétrole Brent (en $/bl)** | | | | | | | | | |
| 14 décembre | 37,92 | 38,16 | 38,81 | 39,71 | 40,64 | 41,56 | 42,40 | 43,14 | 43,82 |
| 15 décembre | 38,45 | 38,73 | 39,33 | 40,23 | 41,17 | 42,10 | 42,93 | 43,65 | 44,32 |
| 16 décembre | 37,19 | 37,39 | 37,99 | 38,89 | 39,83 | 40,76 | 41,61 | 42,36 | 43,05 |
| 17 décembre | - | 37,06 | 37,62 | 38,52 | 39,47 | 40,43 | 41,30 | 42,05 | 42,74 |
| 18 décembre | - | 36,88 | 37,37 | 38,22 | 39,12 | 40,04 | 40,89 | 41,62 | 42,30 |
| **Marché à terme de Londres (cours de clôture) – Gazole/fod (en $/t)** | | | | | | | | | |
| 14 décembre | 331,25 | 343,00 | 354,25 | 364,25 | 373,25 | 380,75 | 388,00 | 394,25 | 400,25 |
| 15 décembre | 345,75 | 356,50 | 366,50 | 375,25 | 383,25 | 390,00 | 396,75 | 403,00 | 408,50 |
| 16 décembre | 337,50 | 347,50 | 357,00 | 365,25 | 373,00 | 379,75 | 386,50 | 393,00 | 398,75 |
| 17 décembre | 336,00 | 345,25 | 353,75 | 361,50 | 369,00 | 375,25 | 382,00 | 388,25 | 394,25 |
| 18 décembre | 343,50 | 351,25 | 358,75 | 365,75 | 372,50 | 378,25 | 384,75 | 390,75 | 396,50 |

*1 euro = 1,0836*

*dollar*

| Prix journalier du panier OPEP | |
|---|---|
| 11 décembre | 33,71 |
| 14 décembre | 32,55 |
| 15 décembre | 32,56 |
| 16 décembre | 32,28 |
| 17 décembre | 31,49 |

- Composition du panier OPEP :

- Saharan Blend (Algérie) ; Girassol (Angola) ; Oriente (Équateur) ; Iran Heavy (Iran) ; Basra Light (Irak) ; Kuwait Export (Koweït) ; Es Sider (Libye) ; Bonny Light (Nigeria) ; Qatar Marine (Qatar) ; Arab Light (Arabie Saoudite) ; Murban (Émirats arabes unis) ; et Merey (Venezuela).

# DÉLAIS D'INSTUCTION DES DEMANDES DE PERMIS EXCLUSIFS

*Source :* Conseil général de l'environnement et du développement durable, juillet 2015 – 1ère partie

**Nous reprenons ci-après et dans notre prochaine édition, le chapitre « Diagnostic et Recommandations » du rapport sur les délais d'instruction des demandes de permis exclusifs de recherche et de concessions d'hydrocarbures. Établi par Rémi Steiner, Ingénieur général des mines ; Pascal Clément, Ingénieur général des mines et Philippe Guignard, Ingénieur en chef des ponts, des eaux et des forêts, le rapport a été remis à Monsieur le Ministre de l'Économie, de l'Industrie et du Numérique et à Madame le Ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie. Il propose un ensemble de mesures permettant d'une part de traiter les retards accumulés, d'autre part d'instruire plus efficacement et de manière plus transparente les nouvelles demandes, à travers une modernisation et une simplification de la procédure d'instruction des dossiers.**

## Diagnostic et recommandations

À la lumière des analyses des chapitres précédents, la mission estime que la situation actuelle d'engorgement de l'instruction des titres miniers depuis 2011 tient à la conjonction de deux phénomènes :

- Une mauvaise gestion du mouvement de protestation contre l'exploitation des hydrocarbures de roche-mère : ce mouvement a d'autant plus prospéré que, d'une part, l'octroi de titres de recherche ne prévoyait pas la participation du public et que, d'autre part, les critères de recevabilité des demandes et de choix de l'administration parmi des demandes concurrentes manquaient de transparence. La loi du 13 juillet 2011, qui a interdit la fracturation hydraulique sans explicitement interdire l'exploitation d'hydrocarbures de roche-mère, a été interprétée littéralement et l'administration n'a pas rejeté les demandes de permis de recherche qui avaient pour objectif les hydrocarbures de roche-mère. Ces demandes de permis, jamais refusées ni admises, constituent depuis plus de quatre ans le cœur des demandes de permis en attente de décision. Par un effet d'amalgame, elles ont contaminé l'ensemble des demandes, même étrangères aux hydrocarbures de roche-mère, ce qui met aujourd'hui en péril l'exploration d'hydrocarbures conventionnels.
- L'insuffisante robustesse d'une procédure d'instruction dont les trop nombreuses étapes successives sont placées sous des responsabilités diverses, sans pilotage d'ensemble suffisant. La dernière révision de cette procédure, en 2006, a manqué le virage de l'informatisation, de la dématérialisation des demandes, de la déconcentration des décisions, de l'information du public ; en bref, de la modernisation de l'État. Elle est intervenue en creux de cycle, alors que les demandes de permis étaient depuis 1993 de l'ordre d'une dizaine par an.

**DÉLAIS D'INSTUCTION
DES DEMANDES DE PERMIS EXCLUSIFS**

La progression du nombre des demandes, du fait de la hausse du cours du pétrole et de l'engouement de nouveaux opérateurs pour les hydrocarbures de roche-mère, a été le révélateur de l'inadéquation de la procédure.

En conséquence, la mission propose deux ensembles de recommandations :

- Le premier vise à résorber l'accumulation de dossiers anciens, à désengorger les circuits d'instruction et à permettre de restaurer le traitement en rythme de croisière des nouvelles demandes ; ces recommandations, peuvent être mises en œuvre dans l'état actuel du droit et présentent un réel caractère d'urgence. Elles n'écartent pas tous les risques juridiques créés par la mauvaise administration des demandes depuis quatre ans, lesquels subsistent en tout état de cause.
- Le second ensemble de recommandations, tout aussi important, vise à refondre les dispositions réglementaires qui définissent la procédure d'instruction des titres miniers (décret du 2 juin 2006). Cette modernisation relève du décret en Conseil des ministres. Elle pourrait être effectuée soit à l'occasion d'une mise à jour spécifique du décret du 2 juin 2006, soit à l'occasion de la codification des dispositions réglementaires du code minier si celle-ci était imminente.

Les recommandations proposées par la mission peuvent être mises en œuvre sans attendre la réforme du code minier, dont l'aboutissement est par ailleurs nécessaire.

## Une priorité de très court terme : préserver l'exploration d'hydrocarbures conventionnels en France

| | |
|---|---|
| **Recommandation n° 1.** | Il n'existe plus que 16 permis exclusifs de recherche en cours de validité. L'exploration d'hydrocarbures conventionnels est menacée d'extinction. Organiser sa sauvegarde en veillant tout particulièrement sur les opérateurs déjà implantés sur le territoire national et bénéficiant d'une bonne notoriété. Hiérarchiser en conséquence les demandes en cours d'instruction. Statuer sur les demandes dont l'instruction est achevée ou en voie de l'être. |

Compte-tenu de la faible durée des autorisations minières en matière d'exploration et du retard pris dans leur renouvellement depuis plusieurs années, il apparaît essentiel de reconstituer dès l'année 2015 un flux de l'ordre d'une vingtaine d'autorisations par an (les échéances de permis étant de l'ordre de sept par an), non seulement en prolongeant les permis de recherche dont la première période est échue, mais également en accordant de nouveaux permis initiaux, ce qui n'a pas été fait depuis 2013.

Les hasards et les vicissitudes de l'instruction des demandes de permis au cours de ces dernières années semblent avoir conduit à une situation dans laquelle les dossiers les plus aboutis n'apparaissent pas nécessairement coïncider avec les priorités des opérateurs, d'une part ; avec des enjeux de préservation de l'activité et de l'emploi, dans des territoires où la recherche et l'extraction d'hydrocarbures conventionnels sont bien acceptés, d'autre part. Une gestion active des priorités paraît donc souhaitable à la mission.

Le décret du 2 juin 2006 énonce dans son article 6, parmi les critères d'attribution d'un titre, d'une part l'efficacité et la compétence dont les demandeurs ont fait la preuve à l'occasion d'éventuelles autres autorisations, particulièrement en ce qui concerne la protection de l'environnement ; d'autre part, l'éventuelle proximité d'une zone déjà explorée ou exploitée par les demandeurs.

**DÉLAIS D'INSTUCTION DES DEMANDES DE PERMIS EXCLUSIFS**

En s'appuyant sur ces critères, et pour des raisons tenant tant au maintien de l'emploi qu'à la nécessité que les premiers permis octroyés depuis deux ans ne donnent pas lieu à polémique, la mission estime possible et souhaitable de donner à court terme, parmi les demandes en instance, une priorité élevée à celles émanant des opérateurs en place. Il ne s'agit pas bien entendu d'écarter durablement l'arrivée de nouveaux opérateurs. L'administration devrait à cet égard détailler à l'avance sa grille d'analyse.

Une priorité élevée doit être accordée au traitement des demandes de prolongation de titres miniers d'exploration, confortées par des dispositions du code minier (le titulaire du permis reste seul autorisé à poursuivre ses travaux s'il n'a pas été statué à la date d'expiration de la période de validité en cours sur la demande de prolongation, la prolongation des permis de recherche est de droit sous certaines conditions). Comme l'octroi d'une concession en cas de découverte, la prolongation des permis de recherche est au cœur du contrat moral passé entre l'État et les opérateurs.

Par ailleurs, la plupart des demandes anciennes, antérieures à la loi interdisant la fracturation hydraulique, nous semble désormais justifier, sauf cas particulier, un traitement spécifique (cf. Recommandation n° 3 ci-dessous), afin de favoriser le rétablissement d'une instruction saine des dossiers récents dans des délais susceptibles de rétablir la confiance des opérateurs.

Enfin le prochain transfert à la Région Guyane de la compétence sur le domaine minier en mer soulève la question des permis UDO et SHELF, déposés en août 2011, dont l'instruction locale a été finalisée en mars 2014. L'instruction a conduit en octobre 2014 à des projets d'arrêté à la signature des ministres. La mission tend à considérer qu'il serait de bonne administration que le décret de transfert de compétence réserve le cas des permis en cours d'instruction et permette qu'une décision soit formalisée sans plus attendre.

| | |
|---|---|
| **Recommandation n° 2.** | Statuer dans les meilleurs délais sur les demandes de concession. Veiller à la ponctualité des prolongations, qui doivent impérativement intervenir avant l'expiration de la période précédente. |

Comme cela a été souligné au chapitre précédent, il convient plus particulièrement de procéder prioritairement à la prolongation de la concession de Lucats-Cabeil, de mobiliser la préfecture du Bas-Rhin sur le renouvellement de la concession d'Eschau et de veiller au renouvellement à bonne date de la concession de St-Germain-Laxis.

| | |
|---|---|
| **Recommandation n° 3.** | Confirmer par courrier aux pétitionnaires concernés le rejet implicite des demandes anciennes dont l'instruction n'a pas abouti et ne paraît pas susceptible de connaître une issue favorable à court terme. Prévenir les pétitionnaires de la réouverture des zones concernées à de nouvelles demandes et de la possibilité pour eux de réitérer dans ce cadre leur intérêt. |

Parmi les dossiers figurant dans les tableaux de suivi du BEPH, 79 des 129 demandes de permis de recherche ont été déposées avant la loi interdisant la fracturation hydraulique ; il en va de même de la moitié des six refus de prolongation du 19 décembre 2013, de deux autres demandes de prolongation (Rhône-Maritime et Mairy) et des trois demandes de mutation non assorties de demande de prolongation (Moussières, Château-Thierry et Courtenay).

Ces demandes, plus de quatre ans après leur dépôt, présentent désormais les caractéristiques d'une gestion précontentieuse ou contentieuse, elles obstruent les circuits normaux d'instruction et gênent le retour à un traitement des demandes plus récentes dans des délais acceptables.

Parmi les 79 demandes de permis de recherche encore à l'instruction, 35 d'entre elles visaient initialement des gaz ou des huiles de schiste et la mission estime que le rapport établi par les pétitionnaires à l'été 2011 pour détailler les approches techniques qu'ils envisageaient et dans lequel ils

**DÉLAIS D'INSTUCTION
DES DEMANDES DE PERMIS EXCLUSIFS**

se sont engagés à ne pas recourir à la fracturation hydraulique ne suffit pas toujours à établir une nouvelle cohérence entre les objectifs recherchés, les moyens mis en œuvre et les engagements financiers correspondants.

En outre, l'appel à la concurrence et le choix des pétitionnaires sont intervenus dans un contexte qui a beaucoup évolué, qu'il s'agisse du choix des techniques utilisables, de l'attention apportée aux enjeux environnementaux ou du prix de marché des hydrocarbures. Il est aussi rappelé que l'article 552 du code civil pose en règle que « *la propriété du sol emporte la propriété du dessus et du dessous* » et que le code minier, qui lui est postérieur, ne déroge à cette règle que pour un motif d'intérêt général incontestable. L'État n'est ainsi jamais tenu d'accorder un permis exclusif de recherche.

Dans ce contexte et au terme notamment d'un entretien approfondi avec le Président de la Section des Travaux Publics du Conseil d'État, la mission recommande pour tous les dossiers anciens non susceptibles d'une issue favorable à court terme l'envoi d'un courrier aux pétitionnaires concernés leur confirmant que l'administration n'entend pas revenir sur la décision de rejet implicite de leur demande, les prévenant qu'elle s'apprête à déclarer ouvertes à de nouvelles demandes de permis de recherche les zones concernées et les avisant qui leur est loisible de déposer une nouvelle demande.

Afin de permettre au BEPH de donner la priorité à la restauration de délais de traitement acceptables pour les demandes récentes, la mission suggère de confier à une équipe dédiée et temporairement affectée à cette tâche le tri des demandes devant faire l'objet de cette procédure de confirmation par courrier des rejets implicites déjà intervenus.

| | |
|---|---|
| **Recommandation n° 4.** | Mettre à jour la carte des permis miniers en ouvrant à de nouvelles demandes les zones libérées par l'application de la recommandation précédente. |

Selon l'analyse du Conseil d'État recueillie par la mission, les demandes de permis de recherche, quand elles ont donné lieu à une décision implicite de rejet, ne font plus en droit obstacle à une nouvelle demande de permis sur la zone considérée. Or une partie importante du territoire français est aujourd'hui fermée à la prospection et à l'exploitation d'hydrocarbures conventionnels du fait de demandes anciennes, souvent antérieures à l'interdiction de la fracturation hydraulique et qui avaient donné lieu à un appel à concurrence dans un contexte très différent de celui qui prévaut aujourd'hui.

Sans dénier à l'ancien pétitionnaire le droit de manifester de nouveau son intérêt pour la zone qu'il a convoitée, la mission estime juridiquement fondé, possible et souhaitable d'accepter et d'instruire d'éventuelles nouvelles demandes portant sur la même zone. Par sécurité juridique, dans une telle situation, l'arrêté d'octroi d'un permis minier à un nouvel opérateur devrait viser la première pétition et être notifiée au pétitionnaire initial - en confirmant ainsi par une décision explicite la décision implicite de rejet.

L'accumulation des retards et les litiges induits par la polémique sur les hydrocarbures non-conventionnels crée des imbroglios. La mission signale à titre d'illustration le cas de la concession d'hydrocarbures conventionnels de Nonville, attribuée le 17 juillet 2009, dont l'extension envisagée et justifiée se heurte à la fois à deux situations bloquées sur les zones adjacentes :

- D'un côté, celle de l'ancien permis de Nemours (annexe 7, permis n° 572), accordé pour trois ans le 3 juin 2004, prolongé le 16 juin 2008 pour cinq ans, échu le 16 juin 2012 du fait du rejet explicite le 14 février 2012 d'une demande de mutation et de seconde prolongation - l'arrêté de rejet, motivé notamment par la recherche d'hydrocarbures non-conventionnels, étant attaqué devant le tribunal administratif de Melun. De manière incompréhensible, la zone correspondante était indiquée comme libre sur la carte du BEPH au 1er juillet 2014, mais le permis de Nemours est réapparu sur la carte au 1er janvier 2015 (codifié comme en instance

de seconde prolongation).

- De l'autre, l'absence de réponse donnée à la demande de permis Samois-sur-Seine (cf. annexe 6, demande n° 1640), déposée le 25 mai 2010, puis à la demande de permis Fontainebleau (n° 1644) déposée le 29 octobre 2010. La concurrence a été réglée le 19 mai 2011. La DREAL a établi son rapport le 6 décembre 2012 plus de six mois après le rejet implicite des demandes. L'instruction locale a été close le 26 février 2013. Le BEPH a établi une note technique le 6 mars 2014. Plus de cinq ans après le dépôt de la demande, ni la consultation du public, ni celle du CGEIET n'a été engagée.

Au cas d'espèce, il nous semble que l'application des recommandations précédentes pourrait au moins pour partie clarifier la situation.

| | |
|---|---|
| **Recommandation n° 5.** | Ne pas hésiter à rejeter les demandes de permis de recherche insuffisamment convaincantes, en tenant plus largement compte de la qualité des études préalables, de la proximité d'une zone déjà explorée ou exploitée par les demandeurs, de l'efficacité et de la compétence dont les pétitionnaires ont pu faire preuve, particulièrement en ce qui concerne la protection de l'environnement. |

A quelque échelon de décision que ce soit, la mission a vu peu d'exemples d'avis recommandant le rejet d'une demande. Soit une demande est recevable, soit elle ne l'est pas encore. Les avis de la DREAL et du préfet sont soit favorables, soit réservés, mais jamais défavorables, comme s'il fallait préserver une liberté de choix à l'échelon central. L'instruction centrale, à l'usage, ne s'est pas montrée plus restrictive que l'échelon déconcentré. Sauf rares exceptions, les demandes ne donnent pas lieu à des rejets explicites.

Il semble de ce fait exister un biais général tendant à ne pas suffisamment discriminer les qualités des opérateurs. Comme indiqué plus haut, la mission considère qu'il est important que l'administration s'attache à démontrer son indépendance et son impartialité. Ses avis favorables seront d'autant moins critiqués que ses critères d'appréciation et de sélection seront transparents, objectifs et dûment respectés.

| | |
|---|---|
| **Recommandation n° 6.** | Assurer vis-à-vis du public et des opérateurs une meilleure transparence des critères et des conséquences des choix publics. Respecter la lettre et l'esprit des nouvelles règles de participation du public. Clarifier les conséquences que l'administration tire de la loi interdisant la fracturation hydraulique, les critères d'analyse de la capacité financière des opérateurs, les règles que l'administration se fixe pour arbitrer les situations de concurrence. |

La décision prise en 1995 d'abandonner sans substitut l'enquête publique jusqu'alors pratiquée en cas de demande de permis de recherche (une enquête publique étant toutefois effectuée avant toute autorisation de travaux de forage), comme la décision prise en 2006 de ne plus publier les décisions de rejet, a pu contribuer à un certain sentiment d'opacité et donner prise à la contestation des gaz de schiste.

Dans plusieurs domaines, l'administration devrait encore aujourd'hui se montrer plus transparente, aussi bien vis-à-vis du public que vis-à-vis des opérateurs (cf. paragraphe 2.3, page 34). Cette observation vaut au sein même de l'administration, où des incompréhensions entre les cabinets et les services semblent fréquentes.

**DÉLAIS D'INSTUCTION
DES DEMANDES DE PERMIS EXCLUSIFS**

Ainsi, le raisonnement finaliste, qui interprète la loi de 2011 comme faisant perdre au gaz et huiles de schiste leur caractère concessible, dès lors qu'en l'état des connaissances aucune technique éprouvée et légale ne permet leur extraction, utilisé pour motiver plusieurs arrêtés de rejet, n'a pas été rendu public : à notre connaissance, aucune circulaire ne présente ce raisonnement comme la position de l'administration française ; tandis que les arrêtés de rejet sont confidentiels.

Il conviendrait également d'élaborer, puis de faire connaître et respecter une doctrine d'analyse des demandes. Ce besoin apparaît particulièrement aigu s'agissant des capacités financières. À cet égard, la mission recommande, en prenant garde de ne pas écarter tous les nouveaux entrants, de privilégier les opérateurs intervenant à travers une structure juridique établie dans un État de l'Union Européenne et correctement capitalisés au regard de leurs engagements financiers. Il est essentiel que le pétitionnaire, ou la holding qui le détient et lui apporte sa garantie, publie des comptes et un rapport d'activité aisément accessibles et répondant à des normes comptables exigeantes.

Il apparaît également nécessaire que l'administration encadre et fasse connaître les critères de règlement de la concurrence qu'elle applique. L'expérience montre qu'il est préférable d'éviter l'association d'un trop grand nombre d'opérateurs sur un même permis. Les situations de concurrence devraient, plutôt que par des associations forcées, se résoudre par un partage de zones ou le choix, selon des critères objectifs et connus à l'avance, d'un opérateur au détriment des autres. Sans méconnaître la cessibilité des permis miniers et la vie des affaires, ni la nécessité de nouveaux entrants, une préférence devrait être accordée aux opérateurs présentant des gages de stabilité.

La prospection et l'exploitation des hydrocarbures conventionnels sont exercées depuis longtemps et dans des conditions généralement sereines dans une grande partie de l'Ile-de-France et de l'Aquitaine. Le maintien ou le rétablissement de cette sérénité suppose une communication pertinente.

L'initiative consistant à permettre au public d'accéder sur le site du MEDDE à des informations, classées par département et relatives à chaque demande de permis de recherche en cours d'instruction et à chaque permis de recherche déjà attribué[1] est excellente et il est regrettable que cette information ne soit plus mise à jour depuis 2013.

Comme on l'a vu (cf. paragraphe 2.3, page 34), la participation du public désormais requise avant l'attribution d'un permis exclusif de recherche ne pas doit être traitée par l'administration comme une obligation de pure forme, mais comme une occasion d'exprimer ses vues et de rechercher l'adhésion du public. C'est aussi, à chaque fois, une occasion de rappeler qu'un permis de recherche ne vaut pas autorisation de travaux, laquelle ne peut être délivrée qu'après une enquête publique.

La procédure de participation du public devrait intervenir dès que l'ensemble des demandes concurrentes ont été collectées sur une zone donnée, sur la base des demandes et des notices d'impact établies par les opérateurs ; de préférence sur le site de la ou des préfectures concernées ; sous la responsabilité d'un commissaire-enquêteur ou d'un membre de l'administration extérieur à la DGEC (par exemple, le CGEDD ou le CGE).

Enfin, les arrêtés d'octroi de permis exclusif de recherche, voire de prolongation, peuvent ponctuellement être enrichis de dispositions précisant ou restreignant l'autorisation, s'agissant par exemple de ce que le pétitionnaire peut ou ne peut pas faire sur l'emprise d'un parc national régional (cf. ci-dessus, page 53) l'exemple des permis exclusifs de recherche Vauvert-Gallician et la Crau), ou de contraintes de calendrier par rapport à des activités touristiques.

Le corps de l'arrêté pourrait aussi comporter, s'il apparaissait dans certains cas particuliers nécessaire de lever des ambiguïtés par rapport à des objectifs non-conventionnels, une disposition indiquant par exemple que : *« Eu égard à la loi du 13 juillet 2011 interdisant la fracturation hydraulique et à l'absence en l'état actuel des connaissances de méthode alternative, des forages ne pourront être autorisés que s'ils*

[1] http://www.developpement-durable.gouv.fr/-Permis-de-recherche-carte-des-.html

**DÉLAIS D'INSTUCTION DES DEMANDES DE PERMIS EXCLUSIFS**

*visent à démontrer l'existence de réservoirs conventionnels d'hydrocarbures, exploitables par des techniques admises et éprouvées* ».

| | |
|---|---|
| **Recommandation n° 7.** | Veiller à l'alignement des missions du BEPH par rapport à celles, plus générales, de la DGEC Le BEPH est issu du « *Service de Conservation des Gisements d'Hydrocarbures* » (SCGH), service extérieur du ministère chargé de l'industrie, créé par un décret du 2 décembre 1958 et *« chargé d'une part de la collecte, de la conservation et de la diffusion des échantillons, documents et renseignements relatifs à la recherche et à l'exploitation des hydrocarbures liquides ou gazeux et, d'autre part, de la coordination des mesures de contrôle de la production de ces gisements* ». |

Or la présentation des missions du BEPH dans le portail d'accès aux données pétrolières nationales[1] est assez différente : la gestion des données de forage et de sismique ayant été délégué au BRGM, il incomberait au BEPH de « *gérer, valoriser et promouvoir le domaine minier "hydrocarbures" français* ». En particulier, le BEPH mettrait *« son expérience au service des entreprises pétrolières pour les conseiller dans le montage de leurs dossiers* ».

Cette présentation nous semble devoir être révisée et le rôle du BEPH clarifié, en conformité avec celui attribué dès l'origine au SCGH et avec les objectifs de la direction de l'énergie[2] : « *La direction de l'énergie élabore et met en œuvre la politique destinée à assurer la sécurité de l'approvisionnement de la France en énergie et en matières premières énergétiques. Elle assure le bon fonctionnement des marchés finals de l'énergie, dans des conditions économiquement compétitives et respectueuses de l'environnement et des enjeux liés au changement climatique. Dans l'ensemble de ces domaines, elle veille au développement des technologies faiblement émettrices de dioxyde de carbone* ».

L'équilibre parfois difficile à trouver entre compétitivité économique et développement durable, au cœur des missions du BEPH, repose sur une objectivité et une absence de parti-pris qui ne doivent pas pouvoir prêter à discussion.

**À suivre...**

[1] http://www.beph.net/presentation.asp

[2] Article 4 du décret n° 2008-680 du 9 juillet 2008 portant organisation de l'administration centrale du ministère de l'écologie, de l'énergie, du développement durable et de l'aménagement du territoire.