

Les opportunités d'investissement dans les projets des nouveaux terminaux méthaniers en France

29-09-2009



par Mounir Meddeb
et Jean-Régis Gallizia,
avocats à la Cour,
Ashurst LLP



Aux termes du Plan indicatif pluriannuel des investissements dans le secteur du gaz pour la période 2009-2020 élaboré par le Meeddat, la consommation de gaz naturel devrait augmenter en France « pour atteindre en 2020 des valeurs supérieures de 10 à 20 % à celles d'aujourd'hui, du fait notamment du développement du gaz dans l'industrie et pour la production électriques » (1).

Le Plan indicatif modère cette conclusion en tablant sur une stabilisation voire une baisse de la consommation de gaz et d'électricité du fait des mesures adoptées dans le cadre du Grenelle de l'environnement. Toutefois, force est de constater que ces mesures ne sont pas encore appliquées et que leur effet tangible est difficilement quantifiable, notamment en raison des incertitudes quant aux niveaux d'économie d'énergie qui seraient atteints et aux moyens de production d'électricité de source renouvelable qui seraient installés d'ici à 2020. Ainsi, pour ce qui concerne plus particulièrement le développement du gaz naturel dans la production électrique, « depuis 2006, une quarantaine de projets de centrales ont fait l'objet d'une demande d'étude de raccordement auprès des [gestionnaires de réseaux de transport]. À ce jour, douze contrats de raccordement ont été signés avec GRTgaz, dont quatre donneront lieu à une mise en gaz en 2009, quatre en 2010 et quatre en 2011. Ces projets représentent une puissance électrique totale de l'ordre de 6 000 MW (2) ».

Sur le plan européen, le Plan indicatif précise que « l'Union européenne sera elle-même confrontée, au cours des dix prochaines années, à deux défis majeurs sur les marchés mondiaux du gaz naturel :

- la décroissance rapide (de l'ordre de - 40 %) de sa production intérieure [de gaz naturel] ;
- la demande croissante et concurrente des autres continents sur un marché qui se mondialise de plus en plus (3).

Ainsi l'on estime que la croissance de la consommation de gaz en Europe sera de l'ordre de 2 à 2,5 % d'ici à 2015. De même, la dépendance vis-à-vis des importations de gaz devrait également s'accroître pour atteindre 80 % en 2015 (près de 50 % en 2008).

Une baisse de l'ordre de 2 % de la consommation de gaz devrait être enregistrée en 2009 au niveau mondial. Toutefois, il ne s'agit pas d'un phénomène structurel mais d'une baisse due notamment à la chute de la production dans des secteurs très consommateurs en gaz tels que la chimie ou la sidérurgie.

Outre le gaz naturel produit par les états membres de l'Union européenne, le gaz qui y est consommé est importé via les gazoducs ou les terminaux méthaniers de regazéification. Les gazoducs représentent un moyen d'importation sûr dans la mesure où ils évitent en principe toute possibilité d'arbitrage quant à la destination du gaz acheminé. Toutefois, la crise russo-ukrainienne a démontré la fragilité d'un tel approvisionnement (4).

Dans ce contexte, le gaz naturel liquéfié (GNL) est appelé à connaître une forte croissance. Ainsi, la demande européenne en GNL pourrait augmenter de 9,5 % par an d'ici à 2015 et représenter 30 % du gaz consommé en Europe en 2030. En France, la part de marché du GNL, déjà de 30 % aujourd'hui, devrait croître dans des proportions similaires. Tirant la conclusion de cette croissance, le Plan indicatif pluriannuel des investissements dans le secteur du gaz conclut qu'« il en résulte des besoins d'investissements dans les grandes infrastructures nationales au cours des prochaines années : nouvelles chaînes portuaires de regazéification, qui multiplient les possibilités d'ajustement entre l'offre et la demande, et raccordement de ces terminaux au réseau [...] (5) ».

Au niveau européen, le rôle croissant que devraient jouer les terminaux méthaniers en matière de sécurité d'approvisionnement se manifeste à travers l'importance reconnue à ces infrastructures dans le programme d'aide mis en place par la Commission européenne en faveur du secteur de l'énergie ou dans le projet de nouveau règlement sur la sécurité d'approvisionnement en gaz adopté par la Commission européenne le 16 juillet 2009 (6). Cela est confirmé par le projet de directive gaz tel qu'il devrait être approuvé dans le cadre du troisième « paquet énergie » qui indique que « le rôle du GNL dans l'approvisionnement en gaz de l'Union européenne gagne constamment en importance, et des investissements considérables sont prévus ou en cours dans les terminaux GNL (7) ».

La place croissante du GNL dans la consommation de gaz en France et en Europe et le rôle stratégique que les terminaux méthaniers sont amenés à jouer en matière de sécurité d'approvisionnement font de ces infrastructures une

formidable opportunité d'investissement.

Souhaitant tirer profit de ce potentiel de développement et du cadre de régulation favorable mis en place en France dans le cadre du régime juridique de l'exemption à l'accès des tiers au réseau, plusieurs projets de terminaux méthaniers ont été lancés. Avant d'entamer la phase de construction, les porteurs de ces projets souhaitent s'associer, selon différentes modalités, à des partenaires financiers ou industriels pour développer ces projets.

Les nouveaux terminaux méthaniers : un cadre de régulation favorable

En France, deux terminaux, gérés par GDF Suez, sont actuellement en service (Fos Tonkin et Montoir). Un troisième terminal appartenant à la STMFC, société détenue par GDF Suez et par Total, est en cours de construction (Fos Cavaou) (8).

Actuellement, quatre projets de terminaux possibles ou éventuels existent à des degrés divers d'avancement. Il s'agit du :

- projet de terminal d'EDF, via sa filiale Dunkerque LNG, à Dunkerque dont l'entrée en service est prévue en 2014 ;
- projet de terminal de 4Gas au Verdon-sur-Mer, dont l'entrée en service est prévue en 2012 (9) ;
- projet de terminal de Poweo, de la Compagnie industrielle maritime et de Verbund, via leur filiale de Gaz de Normandie à Antifer, dont l'entrée en service est prévue en 2012 ;
- projet de terminal de Shell et de Vopak LNG Holding BV à Fos-sur-Mer dont l'entrée en service est prévue en 2015 (10).

Les terminaux de Montoir et de Fos Tonkin sont régulés. Il en sera de même pour le terminal de Fos Cavaou lorsqu'il sera opérationnel. En revanche, les projets à venir devraient, en principe, bénéficier d'une exemption de l'accès des tiers au réseau.

Le principe de l'accès des tiers au réseau

L'accès des tiers au réseau représente le droit pour tout utilisateur d'une infrastructure énergétique, qu'il s'agisse d'un consommateur éligible, d'un producteur ou encore d'un expéditeur, d'utiliser cette infrastructure moyennant le paiement d'un droit d'accès. Ce principe découle de la théorie des facilités essentielles.

Les infrastructures énergétiques soumises à ce principe sont dites régulées dans la mesure où elles font l'objet d'une régulation exercée par une autorité publique. En France, il s'agit de la Commission de régulation de l'énergie (CRE). En effet, en Europe et en France, les terminaux méthaniers sont en principe considérés comme de l'aval gazier et sont régulés, contrairement notamment aux États-Unis où les terminaux sont considérés comme faisant partie de l'amont gazier et ne font donc pas l'objet d'une régulation (11). Ainsi, la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie dispose dans son article 2 que « *les clients éligibles [...], les fournisseurs [...] et leurs mandataires ont un droit d'accès aux [...] installations de gaz naturel liquéfié [...]. Un droit d'accès aux mêmes ouvrages et installations est également garanti [...] pour assurer l'exécution des contrats de transit de gaz naturel entre les grands réseaux de transport de gaz à haute pression au sein de l'Espace économique européen. Les opérateurs s'abstiennent de toute discrimination entre les utilisateurs ou les catégories d'utilisateurs* ».

L'objet de cette régulation peut concerner un périmètre plus ou moins étendu. Toutefois, les aspects essentiels sur lesquels s'exerce cette régulation sont généralement les conditions d'accès à l'infrastructure et les modalités de son utilisation. Au titre des conditions d'accès, la fixation du tarif d'accès est un élément crucial (12). En effet, ces infrastructures étant généralement détenues par des entreprises en monopole ou disposant d'une large position dominante, il est dès lors essentiel que les concurrents puissent accéder à cette infrastructure dans des conditions non discriminatoires.

Cet accès aux terminaux méthaniers est une condition indispensable pour l'existence d'un véritable marché dynamique du gaz. À cet égard, les engagements proposés par GDF Suez dans le cadre du recours de la Commission européenne à son encontre pour abus de position dominante (13) ont été favorablement accueillis dans la mesure où ils consistent notamment à baisser la part de réservations de capacités de GDF Suez dans les infrastructures d'importation (gazoducs et terminaux) à moins de 50 % à partir de 2014 (14).

L'exemption au principe de l'accès des tiers au réseau

Des exemptions au principe de l'accès des tiers au réseau sont possibles pour de nouvelles infrastructures gazières sur le fondement de l'article 22 de la directive 2003/55/CE du 26 juin 2003 telle que transposée en France par la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières et le décret n° 2005-877 du 29 juillet 2005 relatif aux dérogations pour l'accès à certaines infrastructures gazières. Aux termes de cet article, « *les nouvelles grandes infrastructures gazières, c'est-à-dire les interconnexions entre États membres, les installations de GNL ou de stockage peuvent, sur demande, bénéficier d'une dérogation aux dispositions figurant aux articles 18, 19, 20 et à l'article 25, paragraphes 2, 3 et 4* » sous réserve du respect d'un certain nombre de conditions limitativement énumérées par l'article 22.

Le principe et les conditions d'obtention de l'exemption devraient être maintenus dans la future directive gaz (15).

Dans le cadre de cette procédure d'exemption et afin de mettre un peu en place un cadre de régulation incitatif et transparent, la CRE a constitué en 2008 un groupe de travail dont le rapport de synthèse a été publié en avril 2008. L'une des principales recommandations de ce rapport est de renforcer l'attractivité du marché français de gaz naturel et « *de créer un climat favorable au développement de nouveaux terminaux méthaniers, éventuellement par des possibilités d'exemption de l'accès des tiers* » (16).

En vertu de cette exemption, les différents acteurs du marché ne pourront pas opposer aux exploitants des nouveaux

terminaux méthaniers le principe de l'accès des tiers au réseau. De même, ils ne pourront pas se voir appliquer le tarif régulé.

Un tarif régulé peut représenter pour un investisseur un facteur de stabilité du rendement de son investissement. Cela sera d'autant plus le cas avec la mise en place progressive d'un système de régulation incitative pour calculer le tarif d'accès régulé. Toutefois, l'exemption permet aux exploitants disposer librement d'une large part des capacités du terminal, de négocier les modalités financières de l'accès au terminal méthanier et d'obtenir ainsi un meilleur rendement. C'est à cette condition que des projets de terminaux pourront aboutir.

Les détenteurs des projets en cours de développement en France ont annoncé leur intention de demander l'exemption. Celle-ci devrait en principe leur être accordée, comme cela a déjà été le cas, à ce jour, pour tous les nouveaux projets en cours de développement en Italie, aux Pays-Bas ou au Royaume-Uni, même si le périmètre de cette exemption peut varier. En effet, l'exemption peut ne pas être accordée pour tous les articles cités par l'article 22 de la directive de 2003. De même, l'exemption peut ne pas être octroyée à l'ensemble des capacités d'un terminal, une partie des capacités demeurant régulée.

Régime juridique de l'exemption

Les conditions d'octroi de l'exemption

Cinq conditions cumulatives sont prévues par l'article 22 de la directive du 26 juin 2003 pour accorder l'exemption à un nouveau terminal méthanier (ou à un terminal dont la capacité a été augmentée de manière significative). Il s'agit :

- du renforcement de la concurrence et l'amélioration de la sécurité d'approvisionnement ;
- du niveau de risque de l'investissement qui n'aurait pas été réalisé sans l'exemption ;
- de la séparation juridique de l'exploitant de l'infrastructure des gestionnaires des systèmes au sein desquels elle sera construite ;
- de la perception de droits d'accès auprès des utilisateurs de l'infrastructure ;
- de l'absence de toute atteinte à la concurrence, au bon fonctionnement du marché intérieur ou à l'efficacité du marché réglementé.

Ces conditions ont été explicitées par la Direction générale du transport et de l'énergie dans sa note interprétative du 16 janvier 2004 (17).

Transposant la directive du 26 juin 2003, la loi du 9 août 2004 a repris dans son article 1er les deux premières conditions uniquement. Le décret du 29 juillet 2005 a repris quant à lui dans son article 2 paragraphe 3 ces deux conditions ainsi que la condition relative à l'absence d'atteinte au bon fonctionnement du marché du gaz.

La non-reprise de certaines conditions prévues par l'article 22 de la directive ne signifie pas pour autant que ces conditions ne seraient pas appliquées. D'une part, la directive est, sur ce point, claire et inconditionnelle et bénéficie, concernant les conditions de l'exemption, d'une application directe. D'autre part, la CRE a indiqué à différentes reprises, et notamment lors de la consultation publique concernant le projet du terminal d'EDF à Dunkerque lancée le 16 février 2009, que les conditions prévues par l'article 22 seront examinées pour chaque projet (18).

La démonstration du respect de ces conditions constitue l'élément clé de la procédure d'exemption. Si les conditions relatives à la séparation juridique et à la perception du droit d'accès sont aisément démontrables, l'exercice pour les trois autres conditions est loin d'être évident. Pour la condition de la séparation juridique, il suffit en effet pour les groupes intégrés de créer une filiale dédiée, qui détient et exploite le terminal. Il en va de même pour la perception de droits d'accès au terminal spécifiques dans la mesure où un groupe intégré ne pourra pas couvrir les coûts de l'infrastructure par les redevances de transport réglementées.

Pour les trois autres conditions, la réunion de compétences juridique, économique et technique est nécessaire afin de démontrer l'accroissement prévisible de la concurrence du fait de l'investissement projeté et que l'exemption ne met pas un opérateur en position dominante. Certains acteurs du marché ont ainsi critiqué l'éventuelle exemption qui pourrait être accordée à EDF pour son projet à Dunkerque en raison de sa position dominante sur le marché français de l'énergie. Or, comme l'a indiqué la CRE dans son analyse préliminaire du projet à Dunkerque, il convient de souligner qu'EDF ne bénéficie pas d'une position dominante sur le marché de gros du gaz naturel en France. Dans ce contexte, l'article 4 du décret du 29 juillet 2005 apporte quelques indices utiles pour opérer cette appréciation. Ainsi, sont visées les capacités supplémentaires résultant de la nouvelle infrastructure, la durée des contrats ou encore les circonstances nationales. De même il faut démontrer que le niveau de risque supporté par les porteurs du projet aurait fait obstacle à son financement par les tarifs publics dans le cadre d'un terminal régulé. Dans ce cadre, une appréciation de la proportionnalité du risque par rapport à l'étendue de l'exemption doit être effectuée afin d'envisager une demande portant sur l'ensemble ou uniquement sur une partie des capacités et afin de proposer une durée d'exemption permettant un retour raisonnable sur investissement. Comme l'indique la Direction générale du transport et de l'énergie dans sa note du 16 janvier 2004, « *plusieurs éléments importants doivent être déterminés, et notamment les coûts estimés des projets, ainsi que les recettes à court terme, le retour sur investissement attendu, la période d'amortissement prévue et les hypothèses concernant le coût du capital* » (19) ».

Au-delà de ces critères, la CRE a apporté dans la synthèse de la consultation publique portant sur les principes de régulation des terminaux publiée le 21 juillet 2008 (20) quelques précisions sur la façon avec laquelle elle envisage d'apprécier les demandes d'exemption. Ainsi, elle a indiqué notamment que :

- elle ne rendra un avis favorable à la demande d'exemption que si les conditions financières de remise sur le marché des capacités non utilisées sont clairement définies et publiées ;
- elle sera très attentive aux modalités d'attribution des capacités, aux résultats de ces attributions et à leur impact sur le bon fonctionnement du marché et qu'elle se réserve la possibilité de demander dans son avis qu'une procédure d'open season soit imposée ;
- une même société, y compris les sociétés liées, ne devrait pas détenir plus de 66 % des capacités. Si tel était le cas, le

porteur de projet devra faire la preuve, au moment de l'examen du dossier d'exemption, qu'il a fait ses meilleurs efforts pour favoriser l'engagement d'autres parties prenantes.

La décision d'octroi de l'exemption se fera, dans le cadre d'une procédure en trois étapes, sur la base d'une analyse au cas par cas tenant compte de la position de l'opérateur porteur du projet, des caractéristiques de l'infrastructure, des modalités contractuelles envisagées, etc.

La procédure de l'exemption

Trois autorités interviennent en matière d'octroi d'une exemption à un terminal méthanier :

- une autorité décisionnaire : le ministre en charge de l'énergie ;
- les dossiers de demande d'exemption sont adressés au ministre chargé de l'énergie dans les conditions de l'article 2 du décret du 29 juillet 2005. Si le dossier est complet, le ministre saisit la CRE pour avis et notifie à la Commission européenne, dans un délai de trois mois à compter de la réception du dossier, son projet de décision ainsi que toutes les informations utiles ;
- le silence du ministre pendant plus de huit mois à compter de la réception du dossier complet vaut décision de rejet de la demande d'exemption.

Une autorité consultative : la CRE

La CRE dispose d'un mois pour instruire le dossier de demande d'exemption et vérifier que le projet répond à l'ensemble des critères décrits ci-dessus. Consciente du peu de temps accordé à l'instruction de dossiers très complexes sans qu'elle dispose d'une expérience et d'une pratique établies dans ce domaine, la CRE a décidé d'instaurer une étape supplémentaire précédant la saisine formelle du ministre.

Ainsi, afin de préparer son analyse dans le cadre du projet d'EDF, la CRE a demandé à Dunkerque LNG de lui transmettre un pré-dossier (21) dont l'examen a été précédé par le lancement d'une consultation publique. Dans le cas du terminal d'EDF, le premier dont la CRE a été saisie, le pré-dossier a été également transmis à la DGEC (Direction générale de l'énergie et du climat). Cela est de nature à contribuer à préparer la position du ministre en amont et éviter tout risque de divergence entre les appréciations portées par la CRE et par le ministre.

Dans ce contexte, la préparation du pré-dossier revêt un intérêt capital pour l'obtention d'une décision favorable à l'opérateur. En effet, en cas de position favorable lors de cette étape préliminaire et sous réserve de la prise en compte des éventuelles demandes de modification qui pourraient être formulées par la CRE voire la DGEC, l'exemption devrait être octroyée lors de la phase formelle.

Lors de cette phase, la CRE analyse le dossier de demande d'exemption et transmet son avis au ministre. À moins que le dossier formel ne diffère sensiblement du pré-dossier, la CRE ne devrait pas consulter à nouveau les acteurs du marché, d'autant qu'elle ne dispose que d'un mois pour se prononcer.

Le 27 juillet 2009, la CRE a indiqué avoir adopté le 23 juillet 2009 un avis concernant le projet de terminal d'EDF à Dunkerque et l'avoir transmis au ministre en charge de l'énergie et a précisé que cet avis sera publié lors de la publication de la décision ministérielle (22).

Certes, l'avis de la CRE ne constitue pas un avis conforme et le ministre peut décider à l'encontre de l'avis de la CRE. Néanmoins, il est fort probable que le ministre choisisse de suivre l'avis de l'autorité de régulation.

Il convient de préciser que l'exemption est susceptible de révision dans le cadre de circonstances qui sont détaillées dans l'avis émis par la CRE (23). Ainsi, la révision de la décision d'exemption peut aboutir à une limitation de son périmètre ou à la fin de l'exemption. Conformément à l'article 7 du décret du 29 juillet 2005, la CRE est consultée avant toute décision du ministre mettant fin à l'exemption.

Une autorité de contrôle : la Commission européenne

Conformément aux dispositions de l'article 22 paragraphe 4 de la directive du 22 juin 2003, l'autorité compétente, en l'occurrence le ministre en France, notifie sa décision d'exemption ainsi que les informations utiles à son appréciation. S'il s'agit en revanche d'une décision de refus de l'exemption, le ministre n'est pas tenu de la notifier à la Commission européenne. En cas de contestation de la décision du ministre, le porteur du projet ne pourra pas saisir la Commission européenne mais peut entamer un recours en annulation à l'encontre de la décision.

Les informations demandées concernent notamment les motifs de la décision, l'analyse de l'incidence sur le bon fonctionnement du marché intérieur du gaz naturel, les raisons justifiant la durée de l'exemption et la part de capacités exemptée et la contribution de l'infrastructure à la diversification de l'approvisionnement en gaz.

La Commission dispose d'un délai de deux mois - délai qui peut être prolongé d'un mois en cas de demande d'informations supplémentaires - pour demander au ministre de modifier ou d'annuler sa décision d'exemption. Si le ministre refuse d'obtempérer dans un délai de quatre semaines à compter de la notification de la décision de la Commission européenne, cette dernière peut prendre une décision dans le cadre de la procédure fixée par la décision du Conseil du 28 juin 1999 (24).

Au vu des conditions devant être réunies et de la procédure à suivre, l'obtention d'une exemption pour un terminal méthanier ne constitue pas une mission aisée. Toutefois, c'est la condition indispensable pour que des projets de terminaux méthaniers soient développés en France par des investisseurs privés.

Il est probable que les quatre projets à l'étude en France n'aboutissent pas tous. Cela dépendra notamment de l'issue de la procédure de demande de dérogation et de l'obtention des différentes autorisations administratives. Pour autant, ainsi que nous l'avons souligné ci-dessus, le développement de terminaux méthaniers pourra être attractif pour des acteurs stratégiques et financiers qui souhaitent s'associer au porteur de projet. Or, compte tenu des besoins de financements très significatifs requis par de tels projets, les porteurs de ceux-ci pourront être enclins à rechercher des partenaires.

C'est d'ailleurs ce que confirme la création de la filiale commune de Shell et de Vopak pour développer le projet Fos FASTER.

La création de partenariats pour le développement du projet

En règle générale, le porteur du projet gèrera de manière autonome la phase préliminaire du projet (négociations avec les autorités portuaires, démarches auprès des autorités administratives et auprès du gestionnaire de réseau auquel le terminal sera raccordé, négociations de protocoles d'accords portant sur la réservation de capacités, etc.). Une fois ces premières étapes franchies, il pourra, soit entamer des discussions avec des partenaires potentiels, soit poursuivre le développement du projet et réaliser la construction du terminal ainsi que sa mise en exploitation avant d'inviter des partenaires à le rejoindre. Quel que soit le stade de l'entrée des nouveaux partenaires au capital de la société, celle-ci pourra prendre la forme d'une syndication progressive du capital ou bien être réalisée en une seule fois avec l'ensemble des candidats partenaires sélectionnés.

Dès la phase préliminaire, le porteur du projet aura généralement déjà constitué une société ad hoc afin de développer et exploiter le projet. S'il initie à ce stade un dialogue avec des partenaires potentiels, cela lui permettra notamment de trouver un financement complémentaire en fonds propres ou en quasi-fonds propres afin de financer la construction du terminal méthanier tout en réduisant sa propre exposition sur le projet concerné.

Il convient d'observer que l'entrée d'un ou de plusieurs nouveaux partenaires dans la société ne présente habituellement pas d'originalité particulière sur le plan juridique par rapport à une opération classique de joint-venture ou de co-investissement. Cependant, compte tenu de la nature spécifique des activités conduites par la société et de la durée de son exploitation prévisionnelle, y compris au-delà de la période d'exemption, certains éléments peuvent présenter un particularisme, dont l'audit conduit par les partenaires pressentis avant leur entrée au capital de la société et l'organisation des relations entre les partenaires pendant la durée du projet et les modalités de sortie de ces derniers du capital de la société.

L'entrée au capital du futur partenaire : audit juridique préalable et souscription d'actions de la société

Préalablement à son entrée au capital, un futur partenaire souhaitera, en fonction de l'état d'avancement du projet, examiner plus particulièrement les points clés suivants :

- le périmètre, la durée et le caractère définitif de l'exemption tels qu'ils ont été analysés en première partie ;
- les accords de réservation de capacités à long terme déjà conclus ou les protocoles négociés en ce sens ainsi que les accords entre le porteur initial du projet et la société dans la mesure où ces accords détermineront le revenu d'exploitation du terminal ;
- les différents accords à conclure avec le gestionnaire du réseau gazier et notamment la contractualisation du raccordement au réseau ;
- les aspects relatifs à la maîtrise des terrains sur lesquels le terminal sera développé ;
- l'état d'avancement des dossiers de demande de l'autorisation d'exploitation et des autorisations en matière environnementale et d'urbanisme. Si ces autorisations ont été délivrées, il convient de s'assurer de leur validité et de leur périmètre ainsi que de l'absence d'éventuels recours.

L'entrée du nouveau partenaire dans la société sera habituellement réalisée par voie d'augmentation du capital de cette dernière. Afin de répondre aux exigences éventuelles du nouveau partenaire, des actions nouvelles conférant des droits politiques et/ou financiers spécifiques dites actions de préférence pourront être émises dans le cadre de cette augmentation de capital.

De la même manière, des instruments représentatifs de créance permettant un accès immédiat ou à terme au capital de la société pourront être émis. Le nouveau partenaire pourra également entrer au capital de la société par voie d'acquisition d'une partie des actions détenues par l'associé initial. Dans cette hypothèse, ce dernier réduira ainsi le montant de son investissement au sein de la société. L'associé initial pourra alors céder une partie de ses actions au nouveau partenaire tout en demandant à celui-ci de participer à la souscription concomitante d'actions nouvelles. Le nouvel investisseur acquerra le cas échéant les actions sur la base d'un contrat d'acquisition qui pourra comporter certaines garanties.

Les relations entre les associés de la société de projet

Quelle que soit la durée de leur partenariat, l'associé initial et le ou les nouveaux entrants auront tout intérêt de convenir de règles précises régissant leurs relations dans la société dans le cadre d'un pacte d'associés.

En l'espèce, il sera notamment important pour le nouvel associé de demander l'insertion dans ce pacte d'une clause relative à l'utilisation des fonds apportés ainsi que l'instauration d'une clause plafonnant son engagement maximum dans la société. Corrélativement, le porteur du projet souhaitera que ses partenaires s'engagent à apporter des fonds propres d'un montant minimum prédéterminé.

En outre, l'horizon de la participation des différentes parties au projet n'étant pas forcément le même, les clauses relatives au contrôle de l'actionariat et à la liquidité de l'investissement de chacune des parties devront être étudiées avec une attention particulière. Elles viseront typiquement à assurer une certaine pérennité de la participation des parties au capital de la société, à encadrer les modalités et conséquences d'opérations ultérieures sur le capital de la société (émission de nouveaux titres de capital, par exemple) et à assurer que le porteur du projet puisse avoir un droit de regard sur les personnes qui pourront à terme remplacer ses partenaires sauf à ce qu'il ne préfère racheter lui-même leur participation.

1. http://www.developpement-durable.gouv.fr/cgi-bin/industrie/frame23e.pl?bandeau=/energie/politiqu/be_polit./politiqu/rev-ppi-pip.htm, p.8.

2. http://www.cre.fr/fr/documents/consultations_publicques, p. 3.
3. Plan cité supra, p. 7.
4. Le gazoduc Nabucco devrait, lorsqu'il sera mis en place, alléger la dépendance de l'Europe vis-à-vis du gaz russe. L'approvisionnement via ce gazoduc demeure néanmoins incertain dans la mesure où seul l'Azerbaïdjan s'est engagé, pour le moment, à y recourir pour acheminer du gaz.
5. Synthèse 2009, Programmations pluriannuelles des investissements de production d'électricité et de chaleur, Plan indicatif pluriannuel dans le domaine du gaz. <http://www.developpement-durable.gouv.fr/energie/sommaire.htm>, p. 5.
6. Proposition de règlement du Parlement européen et du Conseil concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz et abrogeant la directive 2004/67/CE, COM(2009) 363/4.
7. Proposition de directive modifiant la directive 2003/55/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel, COM (2007) 529, p. 19.
8. Fos Tonkin et Montoir ainsi que Fos Cavaou, lorsqu'il sera achevé, sont gérés par GDF Suez via sa filiale Elengy. Le terminal de Fos Cavaou, censé entrer en service en 2007, a subi plusieurs retards et vient de voir son autorisation d'exploitation annulée par le tribunal administratif de Marseille.
9. Le 3 décembre 2009, le préfet a déclaré irrecevable, en l'état, la demande d'autorisation d'exploitation ainsi que la demande de permis de construire en raison d'une incompatibilité avec le Schéma directeur d'aménagement et d'urbanisme. Par ailleurs, selon des informations parues récemment dans la presse, le grand port maritime de Bordeaux n'aurait pas renouvelé la convention de réservation du terrain sur lequel devrait être construit le terminal.
10. Initialement porté par Shell, le projet désormais sera développé par Fos Faster LNG Terminal, filiale de Shell (10 %) et de Vopak (90 %).
11. Suite à la décision de la FERC (Federal Energy Regulatory Agency), de 2002, dite décision Hackberry.
12. Les stockages de gaz ne sont pas concernés par cet aspect de la régulation dans la mesure où les tarifs de stockage ne sont pas régulés et que l'accès aux capacités se fait en fonction du portefeuille du fournisseur conformément à un mécanisme mis en place par l'autorité administrative.
13. Ces engagements ont été publiés au Journal officiel de l'Union européenne n° C156 du 9 juillet 2009, p. 25.
14. Communiqué de presse de la Commission européenne, IP/09/1097 du 8 juillet 2009.
15. Proposition de directive modifiant la directive 2003/55/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel, COM (2007) 529, article 22.
16. http://gttm.cre.fr/080414Rapport_GTTM_VF.pdf, p. 6.
17. Note relative aux dérogations à certaines dispositions du régime d'accès des tiers aux réseaux, http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/interpretative_notes/doc/implementation_notes/exemptions_tpa_en.pdf.
18. Consultation publique relative à la demande d'exemption envisagée par la société Dunkerque, LNG pour son projet de terminal méthanier à Dunkerque. <http://www.cre.fr/fr/content/download/8125/144893/file/090216NoteTechniqueConsultationExemptionDunkerqueLNG.pdf>.
19. Note citée I, p. 5.
20. Consultation du 21 juillet 2008, <http://www.cre.fr/fr/content/download/7882/141471/file/081127SyntheseCP2008ATTM.pdf>.
21. Consultation publique du 16 février 2009 citée supra, p. 1.
22. CRE, Bulletin électronique n° 402.
23. Consultation publique du 22 juillet 2008 citée supra, p. 23.
24. Décision n° 1999/468/CE fixant les modalités de l'exercice des compétences d'exécution conférées à la Commission, *Journal officiel des Communautés européennes*, n° L184 du 17 juillet 1999, p. 23.