

# Stockage souterrain de gaz

Les raisons de la désaffection  
observée aujourd'hui en France

# Stockage souterrain de gaz : les raisons de la désaffection observée aujourd'hui en France

## Résumé

Ces trois dernières années, les processus de vente de capacité en France ont mis en évidence une désaffection croissante des expéditeurs pour le stockage de gaz.

Cette désaffection s'inscrit dans un contexte gazier spécifique : la constitution d'une « bulle gazière » en Europe sous l'effet de la récession économique et de la réorientation des flux GNL<sup>1</sup>, avec pour conséquence la baisse des spreads intersaisonniers (illustration 1).

Nous avons tenté d'analyser cette désaffection en termes d'écart de perception de la valeur du stockage entre les vendeurs et les acheteurs. Nous avons donc interrogé une quinzaine d'expéditeurs afin de comprendre quelle était leur approche de la valorisation du stockage<sup>2</sup>. Les expéditeurs interrogés, en France et hors de France, représentent l'ensemble des catégories de clients : des fournisseurs intégrés, des traders adossés à des

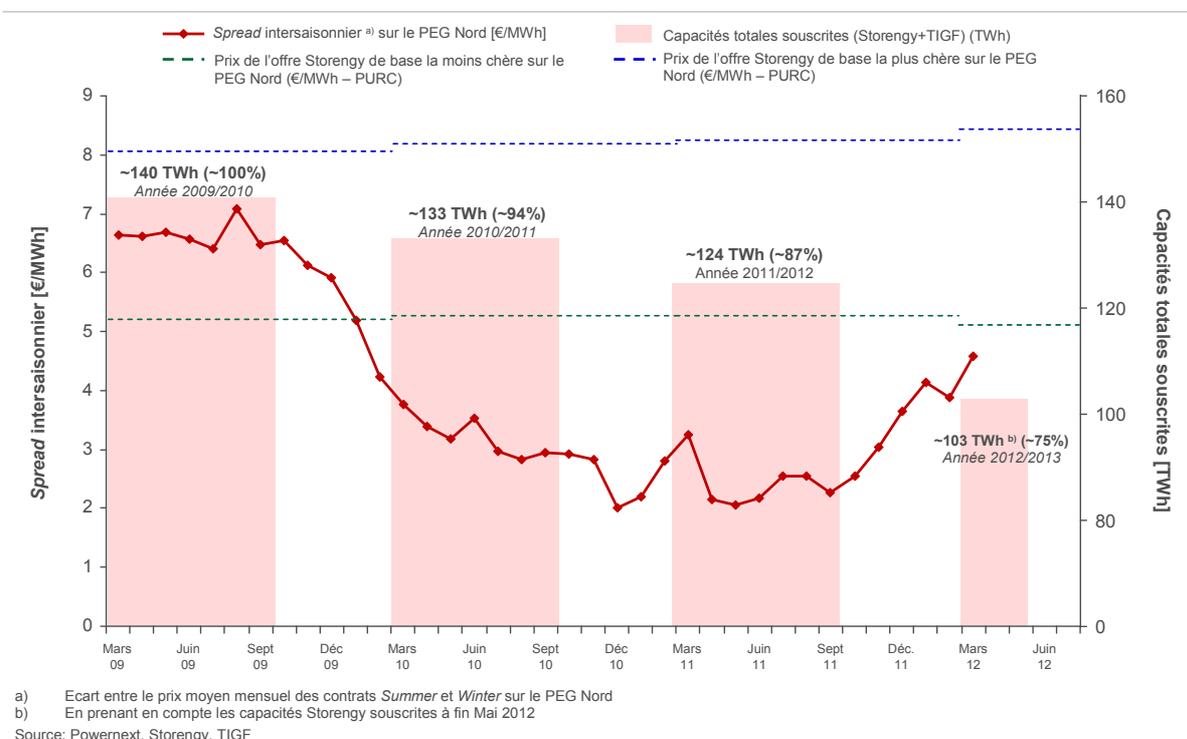
producteurs, des traders bancaires, des traders purs ou encore des grands consommateurs.

Cette étude fait ressortir trois archétypes d'acheteurs de stockage dont les approches de valorisation et les décisions d'achat se différencient en termes de rationnel économique, de critères et de gouvernance :

- les **fournisseurs « own use »** pour lesquels la « juste » valeur du stockage est celle qu'ils peuvent passer à leurs clients en préservant une marge commerciale acceptable
- les **fournisseurs « matures »** pour lesquels le stockage doit être compétitif par rapport à d'autres instruments de couverture
- les **« traders purs »** pour lesquels les prix de vente du stockage doivent ménager des opportunités d'arbitrage profitables

Les quinze expéditeurs interrogés se

Illustration 1 : Evolution du spread intersaisonnier sur le PEG Nord et des ventes de stockage en



a) Ecart entre le prix moyen mensuel des contrats Summer et Winter sur le PEG Nord  
 b) En prenant en compte les capacités Storengy souscrites à fin Mai 2012

Source: Powernext, Storengy, TIGF

- 1) Le développement massif de l'exploitation de gaz non conventionnel aux Etats-Unis a conduit à un effondrement des prix locaux du gaz et a eu pour conséquence l'arrêt des importations de GNL
- 2) Travaux conduits en mai et juin 2012

répartissent sur cette grille de lecture en faisant apparaître des **schémas « hybrides »**, reflétant des situations spécifiques (illustration 2).

Techniquement, pour tous les acteurs d'une taille et d'une sophistication suffisante (les archétypes 2 et 3 de la segmentation ci-dessus), le stockage en France entre totalement en concurrence avec de multiples sources de flexibilité en Europe, pour le moins en ce qui concerne les zones de marché liquides. Toutefois cette concurrence s'exprime non pas au travers d'un « marché de flexibilité » mais au travers du marché du gaz lui-même ; pour la quasi-totalité des fournisseurs matures, l'optimisation du stockage est réalisée indépendamment du portefeuille aval : **l'optimisation « mark-to-market »** est systématique pour toutes les composantes du portefeuille. Inversement, les expéditeurs de l'archétype 1 analysent la valeur du stockage dans une approche « own use » (à opposer au mark-to-market).

Le stockage présente néanmoins quelques spécificités qui peuvent justifier, le cas échéant, une demande pour un prix supérieur à la valeur ressortant directement du marché : la disponibilité de **flexibilité intra-day** (alors que les marchés sont moins liquides ou que d'autres sources de flexibilités tels que les stockages virtuels sont indisponibles) ou la capacité à couvrir des volumes non-standards (valeur de dentelle) par exemple.

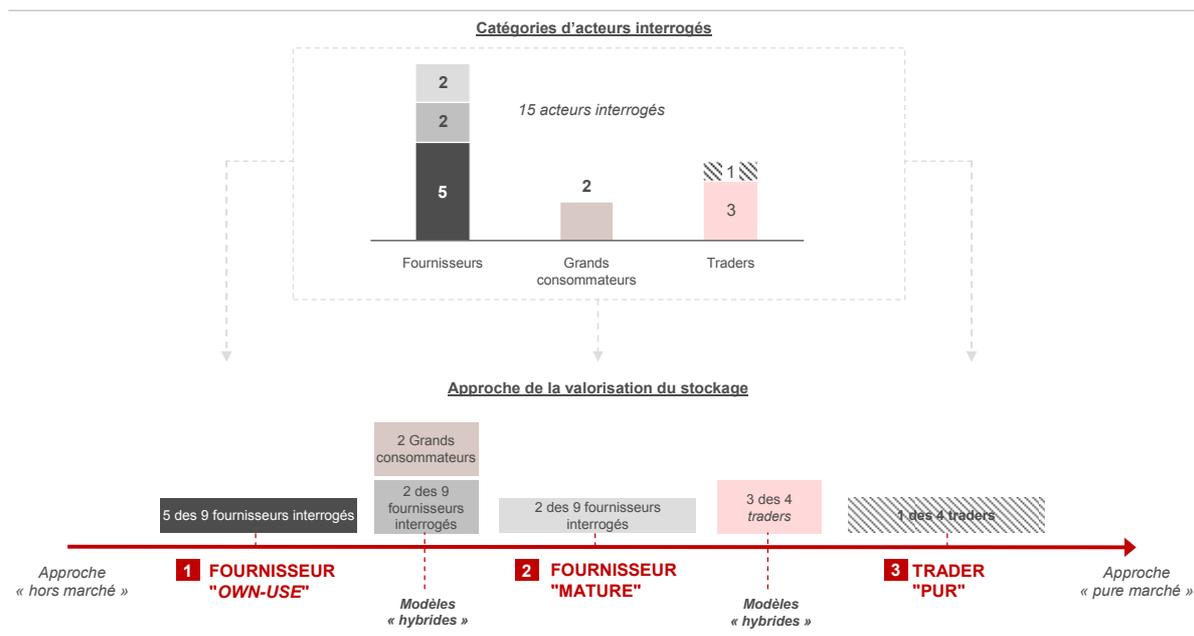
Tous les expéditeurs confirment prendre en compte la **valeur d'option** dans leur estimation

de la valeur d'un stockage. Cependant, selon certains, la valeur d'option du stockage est en réalité faible, non pas tant en raison du manque de volatilité actuel, qu'à cause des contraintes diverses qui pèsent sur sa mise en œuvre (respect du niveau de stock au 1er novembre, tunnel, facteur de réduction, interruptibilité de l'accès depuis ou vers le réseau...).

De fait, pour nos interlocuteurs, cette valeur d'option ne permet pas de justifier l'écart entre spread intersaisonnier et prix de commercialisation du stockage, et ce d'autant moins qu'il convient de prendre un spread net d'un coût de capital qui est significatif. A l'inverse, l'offre de stockage présente une survalueur par rapport à une offre spread marché : une valeur liée au risque d'exécution en regard des bids-asks présents à l'écran dans un marché dont la profondeur est incertaine.

Notre étude suggère qu'en pratique, la valorisation du stockage en France ne passe pas par des outils de valorisation sophistiqués : pour les acteurs qui disposent de tels outils (les acteurs les plus matures, actifs sur des marchés très liquides tels que le NBP par exemple), le caractère imparfait du marché du gaz en France (même au PEG Nord) rend délicate l'utilisation de modélisations stochastiques des prix de marché (moteurs de simulation Monte-Carlo par exemple). En conséquence, même pour les acteurs plus sophistiqués, les méthodes de valorisation sont relativement élémentaires : seules les valeurs les plus « évidentes » semblent intéresser, dans un arbitrage sans risque.

Illustration 2 : Distribution des expéditeurs interrogés et répartition selon les archétypes identifiés



Notre étude suggère également que certains opérateurs n'ont pas le temps de pricer tous les produits proposés. Il est donc possible que la valeur de certaines offres soit ignorée faute d'analyse.

Notre étude montre enfin que la **valeur stratégique** du stockage est, en pratique, absente des raisonnements économiques d'évaluation de l'opportunité d'achat du stockage, soit en raison d'une mauvaise appréciation des obligations d'un fournisseur de la part des expéditeurs, soit d'une ambiguïté même dans le cadre réglementaire en vigueur.

Or, « le système gazier français ne garantit une sûreté de fonctionnement au risque d'aléa climatique 2% que si les stockages sont pleins en début d'hiver ». Mais, ceux-ci ne sont

aujourd'hui plus remplis par les expéditeurs, en raison de l'écart entre prix et valeur de marché. Cet écart entre prix et valeur de marché serait alors interprétable comme une *missing money* comparable à celle constatée, pour les capacités de pointe des marchés électricité, entre des prix spot et des coûts de remplacement de ces actifs. Poursuivant le parallèle, nous soulevons l'hypothèse de la nécessité de l'évolution du *market design* du système gazier pour qu'un « marché de capacité » rémunère cette valeur de capacité, que ne révèle pas le marché « énergie » du gaz en l'état, et puisse ainsi couvrir les coûts complets de stockage afin de garantir la sûreté de fonctionnement du système gazier français dans la durée.

## 1. Trois archétypes d'acheteurs

### Premier archétype : Fournisseurs « *own use* »

Le premier archétype correspond à des expéditeurs disposant d'une implantation modeste en France. On y trouve des fournisseurs émergents sur le marché français, s'adressant principalement à de grands clients industriels (segments de clients ne portant pas obligation de souscription de stockage) mais également de nouveaux entrants sur le marché de masse ou encore des distributeurs régionaux. Leur gestion de portefeuille est locale ; ils peuvent ne pas disposer de contrats d'approvisionnement long terme en France. Leur accès à des sources de flexibilité hors de France est limité en raison de la taille de leur équipe, de leur manque d'expérience et de la taille de leur position.

Les équipes locales sont largement autonomes et réalisent elles-mêmes leurs optimisations aux différents horizons de temps. Le recours à un éventuel *trading* « maison-mère » est limité à l'exécution des ordres de l'équipe commerciale locale.

La valeur du stockage est analysée dans une approche « *own use* », en regard de la valeur qu'il permet de dégager pour une couverture du portefeuille aval. Dans les conditions de marché actuelles (*spreads* intersaisonniers faibles), le stockage sert principalement à couvrir le risque volume (et la couverture du risque prix associé à ce volume) du portefeuille de clients.

Typiquement, un spécialiste du segment des clients industriels va proposer à ses clients des contrats à prix fixe dans un tunnel de consommation (par exemple +/- 20% autour d'une consommation nominale) : les volumes nominaux sont souscrits en *back-to-back* ; le risque volume résiduel dans la tolérance tunnel est couvert par le stockage. Les offres commerciales sont donc construites autour du stockage. Dans ces conditions, le coût du stockage est à mettre en regard de la marge commerciale : celle-ci doit permettre de justifier l'écart entre *spread* et prix du stockage.

Pour un fournisseur émergent sur un segment de marché compétitif, celui des industriels, la pénalisation sur la marge commerciale résultant de la sous-optimisation du *portfolio management* est le prix à payer pour acheter des parts de marché en France. Pour un fournisseur déjà installé, le prix du stockage, passé au client dans le *mark-up* flexibilité, doit lui permettre de rester compétitif.

Les outils de valorisation *ex-ante* du stockage sont limités. La véritable question est celle des volumes de stockage à acheter pour rester

« Quand le *spread* est à 4 euros et le stockage est proposé à 5,40 euros, il ne reste à justifier que 1,40 euros sur la marge commerciale, ce que nous sommes en mesure de faire »

compétitif, dans le cadre de la définition d'une politique de risque groupe. Une estimation *ex-post* de l'intérêt du stockage est parfois réalisée dans le cadre d'un *back-testing*, notamment pour justifier des stratégies de couverture vis-à-vis des maisons-mères.

Cette estimation met aujourd'hui en évidence que le stockage n'est pas la meilleure solution économique ; pour certains de ces acteurs

« obligés » en raison d'un portefeuille comprenant des clients particuliers ou MIG (Mission d'Intérêt Général), le cadre réglementaire contraignant en France peut entraîner un ressenti émotionnel important quant à cet écart entre valeur perçue et prix de vente pratiqués. Cependant, celui-ci ne change pas les décisions d'achat de ces clients « *own use* ».

## Deuxième archétype : Fournisseurs « mature »

Le deuxième archétype correspond à des fournisseurs de taille significative, ayant déjà une activité établie en France. Leur taille et leur expérience leur permet un accès aisé à l'ensemble du marché européen. Une gouvernance stricte sépare les activités commerciales et les activités de trading ; les premières sont responsables de l'agrégation du portefeuille aval, des prévisions de consommation, de la structuration du portefeuille amont et de l'optimisation moyen-terme. Les secondes sont responsables de la fourniture de signaux de prix, de la structuration de produits « exotiques », de la recherche de contreparties pour ces produits, et de l'optimisation de court-terme. Dans le cadre de cette gouvernance, l'activité commerciale spécifie son besoin de modulation et le *trader* trouve la solution la plus compétitive. Ces fournisseurs sont dotés de contrats d'approvisionnement long-terme : une partie de la modulation peut-être trouvée dans le cadre des flexibilités « offertes » dans ces contrats. Au-delà, pour ces acteurs, le stockage est directement en concurrence avec les marchés aux différents *hubs*, le stockage sur différentes géographies, le GNL ou bien encore toute autre source de flexibilité alternative telle que la production *swing* ou des stockages virtuels. Sont évoqués de façon plus marginale la flexibilité provenant de contrats interruptibles (volumes limités) ou le stockage virtuel que

constitue le compte d'Ecart de Bilan Cumulé (gestion de la tolérance d'écart via l'EBC) du processus d'équilibrage de GRTgaz (cette flexibilité est toutefois en train de diminuer et est difficilement pilotable pour les plus petits acteurs). Dans ce cadre et dans le contexte marché actuel, la désaffection pour le stockage s'explique pour ces acteurs uniquement en termes de compétitivité : les souscriptions de stockage seront dès lors limitées aux seules obligations.

« Nous sommes en mesure de nous procurer de la modulation pour le tiers du prix demandé par les opérateurs de stockage en France »

Dans tous les cas, la gouvernance conduit à une double optimisation « *mark-to-market* » sur deux comptes de résultats séparés : une optimisation de la marge commerciale et celle de la marge *trading*.

Ces acteurs souscrivent les volumes de stockage sur la base de leurs obligations mais, aujourd'hui, ne vont pas au-delà car les signaux de prix ne sont pas favorables. Leur attitude vis-à-vis des obligations de détections qui pèsent sur eux, est de questionner la robustesse juridique de ces dispositions ; certains s'attendent même à ce que l'un ou l'autre des fournisseurs obligés prennent l'initiative d'engager une procédure contentieuse.

## Troisième archétype : « Trader pur »

L'approche de valorisation du stockage est purement financière : pour cette catégorie d'acteurs, le marché a toujours raison et capture toute la valeur des produits ; un *trader* n'a pas de besoin physique de stockage : il se contente d'arbitrer les produits qui sont présents sur le marché ; si le prix du stockage est en dehors du prix de marché, il n'en achète pas. Les *traders* se démarquent dès lors des fournisseurs « matures » : si ces acteurs

n'achètent pas de stockage, ce n'est pas en raison d'une insuffisante compétitivité, c'est parce qu'il n'existe aucune opportunité d'arbitrage profitable sur la base des prix

« Toutes les offres sont bonnes à prendre lorsqu'elles permettent de dégager de la valeur »

« A la différence d'un fournisseur, un trader n'a aucun besoin de stockage »

demandés aujourd'hui pour le stockage.

Leur base d'expérience leur permet de construire des modèles de valorisation quantitatifs qui sont les déterminants de leur avantage concurrentiel. La performance de ces modèles est toutefois limitée par le caractère imparfait du marché du gaz en France.

Ces acteurs interviennent suivant trois modalités, le stockage étant à chaque fois un instrument envisageable :

- **Trading pour compte de tiers** : ils structurent des produits exotiques et réalisent l'*origination* d'instruments de couverture de risque pour des *utilities* ou des clients industriels
- **Trading pour le compte d'une société sœur de commercialisation ou de production, dans une approche d'Asset-Backed Trading** : il s'agit pour eux de réaliser la valeur des flexibilités implicites des actifs de leurs sociétés sœurs, afin de dégager une valeur supérieure à celle vue par le marché
- **Trading pour compte propre (Proprietary Trading)** : cette approche de *trading* spéculatif, consistant à laisser des positions ouvertes pour saisir des opportunités de marché, est réalisée dans le cadre d'une politique de risque encadrée (supervision d'une *value-at-risk*). Toutefois, pour les

traders filiales de groupes bancaires, les contraintes prudentielles en vigueur aujourd'hui, nécessitent de mobiliser des fonds propres à un niveau dissuasif en regard des profits espérés sur le marché du gaz

Les *traders* interrogés sont le plus souvent totalement indifférents quant à l'écart entre les prix pratiqués en France et la valeur qu'ils y voient : leur rôle est d'arbitrer des opportunités ; s'il n'y a pas d'opportunité, ils se dirigeront vers d'autres produits. Certains soulignent toutefois l'écart culturel qui existe entre des opérateurs qui sont dans une logique de marché et ceux qui sont dans une logique de prix administré : en particulier, le processus de commercialisation en France relève de schémas totalement étrangers aux modes de fonctionnement des *traders*, que ce soit en termes de réactivité ou de capacité réservée et *a fortiori* concernant la fixation des prix : pour un *trader*, seules des enchères sont à même de donner une vraie valeur au stockage.

Les **modèles « hybrides »** présentent des schémas de valorisation alternatifs : comme l'a illustré l'actualité récente, un producteur voit de la valeur à disposer de stockage au plus proche de ses clients fournisseurs<sup>3</sup>. Sa filiale de *trading* intégrera cette valeur dans ses arbitrages.

Illustration 3: Caractérisation des archétypes acheteurs de stockage

	1 FOURNISSEUR "OWN USE"	2 FOURNISSEUR "MATURE"	3 TRADER "PUR"
<b>Evaluation de la valeur</b>	← "(prix stockage – <i>spread</i> ) > marge commerciale nette" →	"Le <i>trading</i> fourni les signaux de prix"	"Le marché a toujours raison" →
<b>Optimisation</b>	← Marge commerciale p/r marché de détail →	Double optimisation <i>mark-to-market</i>	Marge <i>trading</i> p/r marché de gros →
<b>Position v/v du stockage</b>	← "Subissent le prix" →	"Mettent en concurrence"	"Font le prix" ? →
<b>Approche analytique</b>	← Contrôle <i>ex-post</i> + tentative émergente de modélisation stochastique →	Déléguée au <i>trading</i>	Modèles sophistiqués mais mise en œuvre parfois délicate →
<b>Politique de risque</b>	← <i>Back-to back</i> →	<i>Back-to-back</i>	Spéculatif (positions ouvertes + pilotage V@R) →
<b>Motivation</b>	← "Emotionnel" →	"Procédurier" ?	"Financier" →

3) Accord début juin 2012 entre Gazprom et Naftogaz pour stocker en Ukraine du gaz destiné aux clients européens

## 2. Concurrence entre stockage et autres sources de flexibilité : une concurrence parfaite sur le PEG Nord

Techniquement, pour tous les acteurs d'une taille et d'une sophistication suffisantes (les archétypes 2 et 3 de la segmentation ci-dessus), le stockage en France entre totalement en concurrence avec de multiples sources de flexibilité en Europe, pour le moins en ce qui concerne les zones de marché liquides, dont le PEG Nord : les expéditeurs peuvent trouver de la flexibilité sur les marchés aux *hubs* gaziers du nord de l'Europe (TTF, NBP, Zeebrugge), ils peuvent transporter de la flexibilité de stockages situés en dehors du territoire national, organiser des livraisons de GNL ou bien encore avoir recours à des sources de flexibilité alternatives telles que la production *swing* ou des stockages virtuels.

Le stockage était en revanche incontournable, quelque soit son prix, lorsque les marchés n'étaient pas liquides : les infrastructures d'importation étant insuffisantes pour satisfaire la demande à la pointe hivernale, un expéditeur s'exposait à un risque de défaut de liquidité s'il n'avait pas stocké de gaz pour alimenter ses clients ou déboucler ses positions. Mais le développement d'interconnexions avec les réseaux du Nord de l'Europe et le

développement de terminaux méthaniers a permis de développer considérablement la liquidité au PEG Nord.

*« Les prix et les volatilités des marchés TTF, PEG, ... étant globalement très corrélés, si une capacité de stockage est moins chère aux Pays-Bas, nous achèterons cette capacité là plutôt qu'en France, quitte à expédier plus de gaz que prévu initialement sur TTF [...] il est impossible de vendre à 7 euros en France ce qui est vendu à 3 euros sur TTF »*

Par ailleurs, certains expéditeurs analysent la désaffectation actuelle pour le stockage en termes de surcapacité de stockage à l'échelle européenne : comme dans toute activité d'infrastructure, on assiste à des cycles : manque de capacité conduisant à des prix élevés conduisant à des investissements nouveaux pour capturer la valeur conduisant à une situation de surcapacité conduisant à des prix bas conduisant à un retrait de capacités conduisant à un manque de capacité etc. Le phénomène est par ailleurs amplifié par la crise économique qui conduit à une contraction des volumes de vente.

## 3. Approche globale de valorisation : une optimisation mark-to-market

Toutefois, cette concurrence s'exprime non pas au travers d'un « marché de flexibilité » mais au travers du marché du gaz lui-même : pour la quasi-totalité des fournisseurs, l'optimisation du stockage est réalisée indépendamment du portefeuille aval : cette optimisation *mark-to-market* (par opposition à l'approche « *own use* ») est systématique pour toutes les composantes du portefeuille.

*« On n'utilise pas le gaz du stockage pour sourcer le client sans avoir validé qu'il n'y a pas de meilleure option sur le marché [...] en conséquence, on ne connaît pas la valeur du stockage tant qu'on ne sait pas à quel prix on a vendu le gaz qu'on a stocké »*

Toutefois, le stockage présente quelques spécificités qui peuvent justifier, le cas échéant,

une demande au-delà de la valeur de marché : la disponibilité de flexibilité *intra-day* (alors que les marchés sont moins liquides), la disponibilité 24/24 et 7/7 du stockage, la capacité à couvrir des volumes non-standards (valeur de dentelle), la couverture de risque sur des périodes ou des mois traditionnellement moins liquides, la « simplicité » de mise en œuvre pour couvrir un portefeuille aval (notamment pour un « petit » expéditeur ne disposant pas des ressources nécessaires pour bien utiliser le marché), la valeur d'aversion au risque d'exécution des bids sur le marché, etc... Enfin, certains expéditeurs soulignent l'enjeu de stabilité réglementaire dans l'utilisation des interconnexions : l'introduction de *flow commitments* pour protéger certains marchés nationaux en cas d'aléa climatique, redonnerait de la valeur au stockage.

#### 4. Valeur intrinsèque : ne pas oublier le coût du capital

Si la notion de valeur intrinsèque du stockage (valeur en regard du *spread* intersaisonnier) prête peu à l'ambiguïté, plusieurs expéditeurs rappellent toutefois que la valeur du stockage est une valeur du *spread* nette d'un ensemble de coûts qu'il ne faut pas sous-estimer :

- Les coûts d'injection & soutirage (~0,45 €/MWh) et de réservation de capacités d'acheminement vers/depuis le stockage
- Le **coût du capital** relatif à la valeur d'achat du gaz stocké pour la saison (~0,8 €/MWh<sup>4</sup>)

A l'inverse, l'offre de stockage présente une survaleur par rapport à une offre *spread* marché : une valeur liée au risque d'exécution en regard des *bids-asks* présents à l'écran dans un marché dont la profondeur est incertaine.

« Le stockage a la capacité de capturer une valeur d'aversion au risque d'exécution sur les ordres marché »

#### 5. Valeur d'option : en pratique, les contraintes pèsent sur cette valeur

Cette valeur d'option, encore appelée valeur extrinsèque ou valeur temps, est celle qu'un opérateur peut retirer de son stockage en saisissant des opportunités de marché à court terme ; elle est directement dépendante de la volatilité des marchés. Les acteurs relevant des archétypes 2 et 3 confirment tous prendre en compte la valeur d'option dans leur estimation de la valeur d'un stockage.

L'estimation de cette valeur d'option ainsi que les méthodes mises en œuvre pour la calculer sont le point clé qui confère à chaque intervenant un avantage concurrentiel par rapport à ses concurrents qui, autrement, ont la même appréciation de la valeur intrinsèque.

Certains expéditeurs soulignent que la réalisation de la valeur d'option est indispensable non pas tant pour réaliser un profit que pour réduire la charge imposée que constitue la souscription obligatoire de stockage.

Certains expéditeurs soulignent que la valeur d'option du stockage est en réalité faible, non pas tant en raison du manque de volatilité actuel, qu'à cause des contraintes diverses qui pèsent sur sa mise en œuvre (respect du niveau de stock au 1er novembre, tunnel, facteur de réduction, interruptibilité de l'accès depuis ou vers le réseau...) : finalement, la flexibilité court terme valorisable n'est pas aussi importante qu'anticipé *a priori*.

« Dans les conditions de marché actuelles, nous ne souhaitons pas acheter de stockage, mais nous sommes réglementairement obligés de le faire ; dès lors, nous cherchons à optimiser les capacités en portefeuille non pas pour gagner de l'argent mais pour en perdre le moins possible »

Enfin, si, conceptuellement, un stockage peut être optimisé conjointement avec un autre actif tel qu'une CCGT, le *Clean Spark Spread* étant aujourd'hui défavorable, aucune valeur supplémentaire ne peut être créée.

#### 6. Valeur stratégique : elle est ignorée

D'un point de vue théorique, en plus des valeurs intrinsèque et extrinsèque, il est usuellement distingué une valeur

« stratégique » au stockage correspondant à la sécurisation d'approvisionnement (disponibilité physique du gaz dans les lieux de

4) Hypothèse : prix d'achat du gaz : 23€/MWh; Coût du capital : 7%/an; Immobilisation du capital sur 6 mois

consommation) en cas de rupture d'approvisionnement, pour cause d'aléa climatique extrême par exemple.

En pratique, notre étude montre que cette valeur stratégique est absente des raisonnements économiques d'évaluation de l'opportunité d'achat du stockage ; en réponse à nos questions, les arguments les plus souvent avancés sont les suivants :

**« Aucun risque de manquer de gaz, même en cas d'aléa climatique extrême : dans un marché aussi liquide que celui que l'on connaît aujourd'hui il y aura toujours du gaz à acheter ; c'est le marché qui va réguler la disponibilité physique du gaz »**

L'absence de gaz (au moins au PEG Nord) est, en première approche, une hypothèse unanimement réfutée : les plus petits expéditeurs argumentent de leur taille pour justifier leur confiance en leur capacité à trouver le gaz nécessaire en toutes circonstances ; mais même pour les plus gros, le développement des infrastructures et la liquidité qui en a résulté sont, pour les expéditeurs interrogés, une garantie absolue de disponibilité physique du gaz ; les aléas récents (vague de froid début février et grève des dockers à Fos) l'ont d'ailleurs confirmé, selon eux. C'est le marché qui va réguler la disponibilité du gaz : en cas de tension importante, les prix vont s'envoler, des cargaisons GNL seront re-routées pour profiter de l'opportunité prix et le gaz sera disponible.

**« Cette valeur de disponibilité physique, palliant à la congestion des infrastructures de transport, doit être payée par les opérateurs de transport aux opérateurs de stockage »**

En deuxième approche, si le stockage a une valeur pour résorber des congestions régionales, cette valeur est pour l'opérateur de transport : en effet, le stockage est une alternative à la construction de nouvelles infrastructures de transport. C'est donc au périmètre du transporteur que doit être évaluée l'économie du stockage dans sa valeur stratégique : c'est le transporteur qui économise des investissements capacitaires. La valeur stratégique doit donc être payée dans le cadre des tarifs d'acheminement. Un raisonnement similaire existe dans le domaine de l'électricité pour les effacements de consommation en réponse aux congestions du réseau de RTE en Bretagne ou PACA.

**« Cette valeur stratégique est déjà payée dans le cadre des obligations de détention de stockage »**

En troisième approche, si valeur stratégique il y

a, c'est justement celle correspondant au différentiel de prix et de valeur de marché auxquels sont soumis les obligations de détention de stockage pour les clients résidentiels et MIG ; un fournisseur respectant ces obligations de détention paye donc déjà cette valeur stratégique ; néanmoins, sans obligation, les fournisseurs interrogés n'achèteraient pas ces capacités au prix demandé sur la base de cette valeur stratégique.

De façon générale, plusieurs expéditeurs considèrent que ce n'est pas au marché de gérer ce risque « stratégique » mais aux pouvoirs publics et que la charge doit alors être redistribuée sur l'ensemble des consommateurs ; la constitution d'une obligation de stock stratégique similaire à celle en vigueur dans le pétrole est évoquée.

**« Nous ne courrons pas de réel risque si nous devons faire défaut »**

Lorsque nous soulignons que les obligations de détention d'une couverture stockage ne portent que sur une fraction du portefeuille, alors que les obligations de service associées à la licence de fourniture de gaz portent sur l'intégralité du portefeuille (y compris donc les clients industriels) et qu'en conséquence, un fournisseur faisant défaut mettrait à risque sa licence, nos interlocuteurs proposent plusieurs objections :

*« Notre licence nous autorise à faire défaut pendant 5 jours »*

*« En dernier recours, c'est GRTgaz qui gère le risque d'approvisionnement de nos clients : si nous faisons défaut, le problème serait géré par le mécanisme de règlement des écarts ; GRTgaz injecterait le gaz nécessaire pour rétablir l'équilibre mais nous ferait porter les conséquences financières »*

*« Si nous faisons défaut, nous ne serions pas les seuls : on ne va tout de même pas retirer la licence de tous les fournisseurs de gaz »*

*« Si le gaz devait manquer, nous serions probablement dans un cadre de force majeure et dans ce cas, nos obligations réglementaires tombent »*

Ces objections suggèrent soit une méconnaissance des obligations portées par le statut de fournisseur de gaz soit une ambiguïté réelle des textes réglementaires.

### **Article 3**

Le bénéficiaire d'une autorisation de fourniture est tenu d'assurer, **sans interruption**, la continuité de fourniture de gaz **à ses clients** dans la limite des quantités, des débits et des clauses stipulées par le contrat qui le lie à ces derniers. La fourniture de gaz peut toutefois être réduite ou interrompue, pour autant que la réduction ou que l'interruption soit nécessaire ou inévitable :

1. En cas de force majeure ou de risque pour la sécurité des personnes et des biens ;
2. En cas de travaux programmés ou de raccordement sur les réseaux ou d'entretien des installations existantes. »

### **Article 4**

« Pour les clients mentionnés à l'article 1er [ie les clients domestiques et les clients non domestiques assurant des missions d'intérêt général] et les clients non domestiques n'ayant pas accepté contractuellement une fourniture susceptible d'interruption, le fournisseur doit être en mesure d'assurer la **continuité de fourniture** même dans les situations suivantes :

- disparition pendant six mois au maximum de la principale source d'approvisionnement dans des conditions météorologiques moyennes ;
- hiver froid tel qu'il s'en produit statistiquement un tous les cinquante ans ;
- température extrêmement basse pendant une période de trois jours au maximum telle qu'il s'en produit statistiquement un tous les cinquante ans. »

### **Article 6**

« En cas d'impossibilité pour leur fournisseur d'honorer ses engagements contractuels, une fourniture de dernier recours est garantie **aux clients non domestiques qui assurent une mission d'intérêt général**, visés à l'article 1er.

Cette fourniture est assurée, **les cinq premiers jours, par les gestionnaires de réseaux de transport**.

À l'issue de ce délai, [...] ils peuvent, s'ils le souhaitent, faire appel au fournisseur de dernier recours [...] »

## **7. Outils mis en œuvre dans la valorisation du stockage : des approches relativement élémentaires en raison du caractère imparfait du marché du gaz**

**N**otre étude suggère qu'en pratique, la valorisation du stockage en France ne passe pas par des outils de valorisation sophistiqués : pour les acteurs qui disposent de tels outils (les acteurs les plus matures, actifs sur des marchés très liquides tels que le NBP par exemple), le caractère imparfait du marché du gaz en France (même au PEG Nord) rend délicate l'utilisation de modélisations stochastiques des prix de marché (moteurs de

« Rien ne sert de faire tourner des Monte-Carlo s'il existe un risque de saturation sur la connexion Nord-Sud »

simulation Monte-Carlo par exemple). En conséquence, même pour les acteurs plus sophistiqués, les méthodes de valorisation sont relativement élémentaires : seules les valeurs les plus « évidentes » semblent intéresser, dans un arbitrage sans risque.

## **8. Impact des caractéristiques des offres et du processus commercial sur la valeur du stockage : toutes les offres ne seraient pas *pricées***

**L**es expéditeurs interrogés conviennent que les offres proposées en France sont suffisantes pour couvrir l'ensemble des attentes. L'innovation sur l'offre (offres pluriannuelles, options incluses...), à elle-seule,

ne permettra pas de réconcilier prix et valeur perçue par les expéditeurs. Certains produits sont plus prisés que d'autres, mais toujours dans une approche valeur / prix (produits sans tunnel par exemple).

« *Le mauvais stockage chasse le bon stockage : le marché s'oriente aujourd'hui vers les stockages les moins chers même si ceux-ci sont les moins performants* »

Nos entretiens suggèrent même que le foisonnement des offres résultant de la volonté de Storengy de couvrir l'ensemble des attentes des expéditeurs, dans leur diversité, pourrait être contreproductif : en effet, certains opérateurs n'ont pas le temps de *pricer* tous les produits proposés. Il est donc possible que la valeur de certaines offres soit ignorée par manque de temps.

« *On n'a pas le temps de pricer tous les produits ! Il y a même des gros qui ont lâché l'affaire et n'essaient plus de valoriser les nouveaux produits* »

Les expéditeurs plus petits évoquent toutefois l'intérêt du service de « gestion conjointe » proposé par TIGF, leur facilitant la gestion de l'optimisation de leur capacité.

« *Le mécanisme de droits et le calendrier de commercialisation nous permet d'arbitrer le stockage pendant plusieurs mois sans avoir à payer pour cette option* »

Concernant le processus de commercialisation, les détenteurs de droits valorisent l'option gratuite que leur donne le calendrier de souscription. Les acteurs plus petits apprécieraient que le calendrier soit avancé afin de leur permettre de synchroniser leurs réservations avec leur processus de planification commerciale de fin d'année.

## 9. Vers une remise en cause du *market design* gazier actuel, en miroir des débats en cours sur le mécanisme de capacité pour le système électrique ?

Les commentaires recueillis sur la valeur stratégique soulignent un paradoxe : de l'avis même de nos interlocuteurs « le système gazier français ne garantit une sûreté de fonctionnement au risque d'aléa climatique 2% que si les stockages sont pleins en début d'hiver ». Or, le marché conduit à une valorisation du stockage à un niveau « marginal » de bouclage qui ne reflète sans doute pas sa valeur stratégique. Vendus à un prix supérieur à cette valeur « marginale » du marché, les stockages ne trouvent pas preneurs hors obligation.

Un parallèle peut dès lors être dressé avec la question de la mise en place d'un mécanisme de capacité dans l'électricité : les prix de marché, résultant d'une optimisation de court

terme (sur un coût marginal de production), ne permettent pas de couvrir les coûts de remplacement des actifs de production de pointe ; le *market design* doit donc évoluer pour que ces capacités trouvent la juste rémunération qui garantit leur présence et, donc, la sûreté de fonctionnement du système. Nous soulevons ici l'hypothèse que, pour le système gazier également, le *market design* actuel ne permet pas de dégager des prix qui couvrent les coûts complets du stockage ; ces prix sont pourtant nécessaires pour que soient réalisés des nouveaux investissements (sous hypothèses de croissance de la demande) ou, le cas échéant, les investissements de remplacement qui garantiront le maintien d'une sûreté de fonctionnement du système gazier.

### A propos des auteurs

**Alexandre Hoffer** (consultant) et **Pierre Germain** (directeur associé) au sein du bureau parisien d'E-CUBE Strategy Consultant.

Pour plus d'information sur cette étude, vous pouvez les contacter par e-mail à [e3@e-cube.com](mailto:e3@e-cube.com)

PARIS - MUNICH - CHENNAI - HONG KONG



[www.e-cube.com](http://www.e-cube.com)

350 rue Saint-Honoré,  
75001 Paris  
France  
+33 (0)1 83 95 46 80

b | c a | m  
Kunstmänn Straße 5  
80997 München  
Germany

Plot 64, 2nd link street  
Nehru Nagar, O.M. Road,  
Thiruvanniyur,  
Chennai - 600 041 INDE  
+91 (0) 98 4033 1364

Unit 1305, Tower II, Metroplaza,  
23 Hing Fong Road, Kwai Fong,  
N.T. Hong Kong, CHINE  
+85 2 8127 7577 (HK)  
+86 1521 8869 869 (CN)