JEAN-CLAUDE DEPAIL, président du Groupement d'infrastructures européen (GIE)

« Dans le contexte actuel de crise économique, l'Europe doit se fixer des objectifs énergétiques en adéquation avec ses moyens »

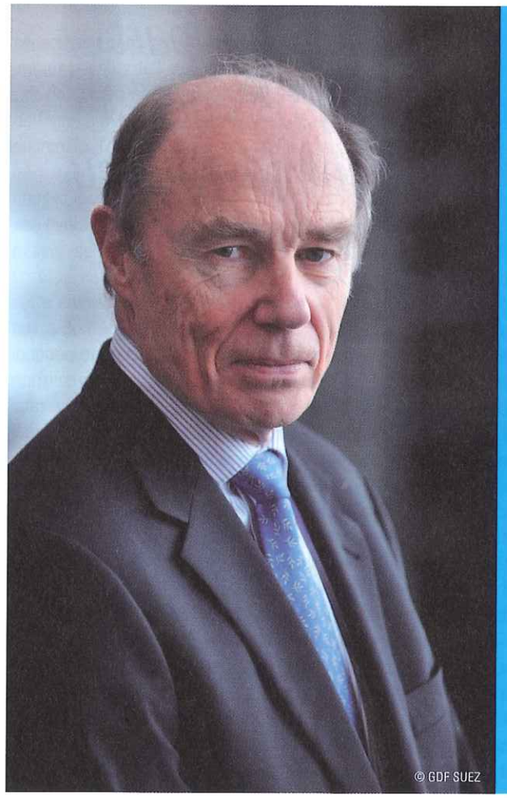
Quel est le rôle de GIE[1], notamment par rapport aux associations plus spécialisées qu'il regroupe (GTE, GSE, LNGE) et à d'autres organismes comme l'Entsog ?

L'association GIE, que j'ai l'honneur de présider, défend les intérêts des opérateurs d'infrastructures gazières auprès des institutions européennes (Commission européenne, Parlement européen, Conseil), des régulateurs et des parties prenantes. Nous avons actuellement 67 membres répartis dans 25 pays. L'association comporte trois « colonnes » : GTE[2] représentant les transporteurs gaziers, GSE[3] représentant les opérateurs de stockage et GLE[4] représentant les opérateurs de terminaux méthaniers. Notre mission est de contribuer activement à la construction d'un marché gazier compétitif en Europe, s'appuyant sur un cadre régulatoire stable et prévisible et sur un climat d'investissement sain. Pour sa part, la création de l'Entsog[5] a été prévue par la troisième directive. Sa mission est de produire des documents détaillés (codes européens d'accès aux réseaux, ou *network codes*) de nature à faciliter les flux transfrontaliers et contribuer à l'intégration du marché énergétique européen. Ces codes réseaux doivent être conformes aux orientations cadre de l'Acer[6]. Vous pouvez constater que les deux missions sont très différentes : GIE et ses colonnes exercent plutôt une activité d'influence tout en contribuant de manière positive à l'achèvement du marché intérieur de l'énergie, alors que l'Entsog est mandaté par la Commission européenne pour produire des codes réseaux conformes au cadrage de la Commission et de l'Acer.

Les messages en provenance de l'UE semblent contradictoires, oscillant entre renforcement des investissements pour l'intégration du marché et trajectoire poussant vers la sobriété énergétique. De quelle visibilité les opérateurs d'infrastructures ont besoin dès aujourd'hui pour réaliser les bons investissements ?

Par ailleurs, le contexte économique affecte les consommations de gaz des industriels et l'attractivité du charbon pénalise les centrales à gaz. Dans ces conditions, le développement de nouvelles infrastructures est-il vraiment utile ?

Tout d'abord, un constat : l'Europe ne pourra atteindre ses objectifs de politique énergétique et ses cibles en matière de climat sans des investissements significatifs dans les infrastructures énergétiques. Pourquoi ? La politique énergétique de l'UE repose sur trois piliers que sont la sécurité d'approvisionnement, la compétitivité et le développement durable. Chacun d'eux appelle des investissements. S'agissant de la sécurité d'approvisionnement en gaz, nos marchés dépendent de plus en plus de producteurs extérieurs à l'Union. Nous importons aujourd'hui 65 % de notre gaz de pays non membres de l'UE. Ce taux passera à 80 % en 2020. Il faudra donc construire plus de routes pour amener ce gaz qui viendra de sources de plus en plus éloignées. Pour que le gaz reste compétitif, il est essentiel de diversifier les sources d'approvisionnement et de faciliter les flux de gaz à travers l'Europe. Quant au développement durable, là encore les infrastructures gazières joueront un rôle clé. La transition vers une économie peu carbonée, voulue par l'UE, va nécessiter des infrastructures énergétiques plus flexibles, capables à la fois d'alimenter des centrales à gaz en soutien des énergies renouvelables intermittentes et de stocker l'énergie excédentaire produite par celles-ci. La Commission européenne a évalué le besoin à 70 milliards d'euros. Mais pour que ces investissements se réalisent, encore faut-il que le climat d'investissement soit sain, c'est-à-dire que le cadre régulatoire assure aux investisseurs une rémunération adéquate et stable des actifs. En effet, les activités d'infrastructures gazières s'inscrivent dans le long terme, avec des temps de retour de trente à cinquante ans et des durées d'amortissement souvent supérieures. Sur le plan européen, tout porteur de projet doit ainsi être convaincu que le rôle du gaz est assuré sur la durée de vie des actifs, c'est-à-dire aujourd'hui au-delà de 2050. La *roadmap* 2050 publiée par la Commission européenne a suggéré que le secteur électrique soit décarboné à hauteur de 85-95 %. Selon la même *roadmap*, des technologies de décarbonisation, telle que le CCS *[carbon capture and storage, technique de capture et de stockage géologique du CO_2, NDLR]*, devraient être en place dans notre secteur. Si le CCS est disponible et déployé à grande échelle, le gaz pourrait ainsi être considéré comme une technologie à faible teneur en carbone. Dans le cas contraire, le rôle à long terme du gaz serait cantonné à la fonction de *back-up* des énergies renouvelables. Or le futur du CCS dépend en grande partie de l'acceptation du public et des prix du CO_2. Son utilisation à large échelle en 2030 dépend aussi des investissements réalisés dans cette technologie. Par ailleurs, j'ai répété à maintes reprises que des cibles ambitieuses en matière de décarbonisation ne font sens que si elles sont partagées au niveau international. Si l'Europe agit seule, ses efforts seront inutiles et elle perdra en compétitivité. Elle doit se fixer des objectifs énergétiques en adéquation avec ses moyens et en s'attachant à préserver la compétitivité de nos industries en Europe.



© GDF SUEZ

Jean-Claude Depail, directeur général adjoint de GDF SUEZ en charge de la branche infrastructures depuis mars 2010, a été réélu président du GIE pour un mandat de deux ans par l'assemblée générale de l'association, réunie à Cracovie (Pologne) les 24 et 25 mai 2012 pour la 10e conférence annuelle du GIE.
Jean-Claude Depail intègre Gaz de France au sein du service des études économiques de la direction économique et commerciale en 1973, puis la direction production transport où il occupe notamment, à partir de 1983, le poste de chef de département du service études en charge du dimensionnement du réseau de transport.
En 1986, il est nommé délégué régional à Angoulême au sein de la Compagnie française du méthane, filiale d'Elf, Total et Gaz de France. En 1990, il revient à Gaz de France en tant que directeur de la région Normandie de la direction production transport.
À partir de 1993, il rejoint la direction commerciale, en charge notamment de la relation avec les grands clients industriels. Dans ce cadre, il est chargé en 1998 de préparer l'organisation commerciale de Gaz de France pour les grands clients suite à l'adoption de la première directive gaz et occupe, dès 1999, le poste de directeur de Gaz de France grands comptes. En 2000, Jean-Claude Depail est nommé directeur marketing et ventes de Gaz de France négoce.
En juillet 2003, il devient directeur de la direction négoce en charge des approvisionnements gaz, de l'optimisation et de la gestion du bilan gaz, et de la vente aux grands clients en Europe. Jean-Claude Depail a été directeur délégué de la branche global gaz et GNL de juillet 2007 jusqu'à mars 2010.

Le troisième paquet sur le marché intérieur de l'énergie présente le principe des infrastructures prioritaires et signale également la création du label « projet d'intérêt européen ». Quelles sont ces infrastructures ? Quels sont les critères de sélection ? Quels avantages offre le label ?

En premier lieu, quel est l'objectif du paquet infrastructures, projet de règlements publié en octobre 2011 ? Il s'agit d'identifier et d'encourager les projets d'intérêt commun (PIC) qui contribuent le plus à l'achèvement du marché intérieur de l'énergie. La sélection des projets qui bénéficieront du label PIC repose sur l'évaluation des impacts transfrontaliers, du rapport coût-bénéfice, mais aussi de la contribution à l'intégration des marchés, à la sécurité d'approvisionnement, à la concurrence et à la durabilité. GIE estime que les indicateurs retenus par la Commission pour l'évaluation préalable des projets manquent de clarté et d'objectivité. Les porteurs de projets ont en particulier souffert d'un manque de visibilité, d'autant que la Commission a lancé le processus de sélection avant même l'adoption du règlement correspondant. Il est par ailleurs regrettable que les opérateurs de terminaux et de stockage soient insuffisamment associés à ce processus.

« Les fournisseurs comptent pour une large part s'approvisionner sur les marchés de gros pour alimenter leurs clients, mais comment garantir au plus fort de l'hiver la liquidité de ces marchés ? »

L'un des principaux bénéfices attendus de ce dispositif porte sur la délivrance des permis de construire pour les PIC : la procédure de délivrance sera de la compétence d'une seule autorité nationale et ne devrait généralement pas excéder trois ans et demi. L'autre bénéfice attendu est la possibilité de subventions et de prêts, dans certaines conditions. Sur ce point, GIE estime qu'un financement des projets par le marché devrait être la règle, mais nous admettons que certains projets ne pouvant être financés par la demande, mais générant des externalités positives (contribution à la sécurité d'approvisionnement par exemple), puissent recevoir des subventions ou tout support financier en provenance de l'UE. À condition toutefois que ces aides ne créent pas de distorsion économique et ne nuisent pas à des investissements existants ou à des projets économiquement viables, qu'ils soient PIC ou non. Les avantages supposés du label PIC restent bien sûr à confirmer dans les faits. En matière de financement, le bénéfice à attendre est conditionné par la future adoption du règlement sur le « Connecting Europe Facility » (CEF). Or, le montant du CEF consacré à l'énergie a été réduit par le Conseil européen de 9,1 à 5,1 milliards d'euros, dont potentiellement 75 % seraient destinés aux projets électriques. Nous suivons de près les travaux du Parlement européen qui décidera du montant finalement dédié aux infrastructures gazières.

L'activité stockage traverse une sévère période de turbulences, certains sites sont mis sous cocon. Il est devenu moins onéreux d'acheter son gaz sur les marchés en hiver plutôt que de le stocker en été. Quelles sont les répercussions de cette situation pour les opérateurs ? Cela remet-il en cause la sécurité énergétique ? Pensez-vous que cette situation soit durable ?

Les problèmes actuels des stockages résultent principalement de la bulle gazière que connaît actuellement l'Europe (excédent de gaz par rapport à la demande) et du sentiment qu'il n'y a pas de risque de manque de gaz, même en hiver. Ceci entraîne une baisse des écarts de prix entre l'été et l'hiver (*spread* saisonnier). Dans ces conditions et comme vous le signalez, les fournisseurs préfèrent acheter du gaz sur les marchés aussi bien en hiver qu'en été, plutôt que stocker du gaz en été pour l'hiver. Dans cette période de bulle gazière, d'autres sources de modulation saisonnière deviennent très compétitives : flexibilité des contrats d'approvisionnement, concurrence d'autres opérateurs de stockage en Europe, modulation apportée par les marchés de gros. Tout cela est rendu possible par les investissements de fluidification consentis ces dernières années sur les réseaux de transport et qui permettent de transporter de la modulation jusqu'aux marchés de gros. Bien sûr cela pose des problèmes d'invendus pour les stockages dans l'ensemble de l'Europe, mettant ainsi en risque l'ensemble du système gazier. J'en veux pour preuve la situation difficile qu'a traversée la Grande-Bretagne à la fin du mois de mars. Des températures basses conjuguées à des incidents techniques sur les sources d'approvisionnement et à la rareté des cargaisons GNL ont conduit le pays au bord de la rupture d'approvisionnement, avec notamment pour conséquence 23 000 foyers privés d'électricité selon la presse. Pourquoi ? Les opérateurs avaient rempli les stockages avant l'hiver à un niveau inférieur aux années précédentes. La situation en France me paraît tout aussi préoccupante. En effet, les responsabilités en matière de sécurité d'approvisionnement y sont éclatées entre plusieurs acteurs, opérateurs d'infrastructures et fournisseurs de gaz. Les règles qui ont été définies dans un contexte de pénurie des stockages ne sont plus adaptées à ce nouveau contexte. Elles sont aujourd'hui insuffisantes pour garantir collectivement que les clients seront alimentés en pointe de froid. En février 2012, et cet hiver encore, les infrastructures ont fait face et le gaz n'a pas manqué, mais l'hiver 2012 a été bien moins rigoureux que le risque climatique dimensionnant, dit « R2 % ». Et pourtant le système était en extrême tension et ce malgré un niveau de stock relativement élevé en début d'hiver, grâce aux décisions que nous avions prises de remplissage de volumes supplémentaires. Les fournisseurs comptent pour une large part s'approvisionner sur les marchés de gros pour alimenter leurs clients, mais comment garantir au plus fort de l'hiver la liquidité de ces marchés ? Le marché ne garantit pas la disponibilité physique du gaz. En effet, j'observe que les capacités maximales d'entrée sur le réseau de transport, ajoutées aux faibles niveaux d'émissions enregistrés dans les terminaux méthaniers et aux débits de soutirage que les fournisseurs souscrivent dans les stockages, ne permettent pas de couvrir les besoins de l'ensemble des consommateurs. Il apparaît donc bien nécessaire de renforcer les règles du jeu, de façon à assurer la robustesse du système gaz dans son ensemble. Nous avons d'ores et déjà engagé les contacts nécessaires avec les pouvoirs publics pour les alerter et nous nous mettons à leur disposition pour étudier avec eux une évolution des obligations de service public. Enfin, vous m'avez demandé si cette situation me semblait durable. Lorsque nous serons sortis de la crise économique et de cette situation de bulle gazière, le système ne reviendra pas à son état antérieur à la crise. Il sera différent et il évoluera : depuis 2008, les réseaux de transport ont été renforcés partout en Europe, ce qui autorise et encourage, comme je l'ai déjà évoqué, le transport de modulation au lieu de réaliser celle-ci au plus près des marchés au moyen des stockages, mais les besoins de flexibilité seront aussi renforcés compte tenu du développement des énergies renouvelables qui sont par nature intermittentes. Ceci doit doublement nous encourager à revoir les règles du jeu.

La consommation de GNL en Europe a fortement chuté en 2012. Quelles sont les répercussions pour le fonctionnement des terminaux méthaniers ? Quelles sont les perspectives dans ce secteur ?

La sous-utilisation des terminaux est la conséquence des différences de prix du gaz entre les différents marchés : américain, européen et asiatique. Pour les fournisseurs, envoyer des méthaniers en Asie au lieu de livrer le GNL dans les terminaux européens permet de vendre ce gaz à meilleur prix, alors qu'en Europe le marché peut être alimenté par du gaz *spot*, disponible. Cela permet également de diminuer les risques de *take-or-pay*. Comme dans le cas des stockages, cet arbitrage est rendu possible par la fluidité des marchés de gros et la capacité du réseau de transport à amener du gaz depuis des points terrestres jusqu'aux clients, plutôt que depuis les terminaux. Il est probable que cette situation perdurera encore quelque temps. L'avenir des terminaux passe à mon sens par la diversification des offres, qu'il s'agisse des services de rechargement de navires, de l'offre de transbordement, du *retail LNG*, c'est-à-dire le ravitaillement des flottes de camions et de navires, etc. Il faut voir demain les terminaux, non plus justement comme des points terminaux mais comme des *hubs* capables notamment de fonctionner à rebours.

Le GNL carburant pour les navires semble avoir un avenir. Quelles infrastructures cela nécessite ?

Le GNL est effectivement de plus en plus utilisé comme carburant dans les transports maritimes, ainsi d'ailleurs que dans les transports fluviaux. Cependant, les infrastructures pour le ravitaillement en GNL des navires sont encore très peu développées. Mais des projets sont en cours dans de nombreux pays européens. En France, une solution a été mise en place avec des bateaux avitailleurs qui se rendent auprès des navires dont les soutes doivent être rechargées, sans création pour autant d'un point de rechargement dans chaque port. La Commission européenne, consciente de l'intérêt que présente le développement dans l'Union de carburants de substitution au fuel, a lancé début 2013 une série de mesures ambitieuses visant précisément à mettre en place dans toute l'Europe des stations pour des carburants propres et à établir des normes communes. Ce paquet « énergie propre et transports » ne se limite pas au seul GNL et couvre de nombreux carburants de substitution : l'électricité, l'hydrogène, les biocarburants – dont le biométhane et le gaz naturel comprimé. Il ne se limite pas non plus au seul transport maritime mais concerne les différents modes de transport qui existent dans l'Union. Outre l'utilisation du GNL dans les transports maritimes et fluviaux, la Commission envisage des incitations dans le transport routier. L'Union ne compte en effet qu'une quarantaine de stations de ravitaillement. La Commission propose que d'ici 2020 des stations de ravitaillement soient installées tous les 400 km le long des routes du réseau central transeuropéen de transport. Pour les ports européens, la Commission propose que pour le même horizon 2020 des stations de ravitaillement soient installées dans tous les principaux ports maritimes de l'Union et qu'à l'horizon 2025 les principaux ports fluviaux soient également équipés de ces stations. Ce futur cadre harmonisé devrait contribuer au développement des infrastructures nécessaires et favoriser l'augmentation de la part des carburants propres dans le bilan énergétique européen. GIE suit et encourage son développement.

Le troisième paquet sur le marché intérieur de l'énergie prévoit l'élaboration de codes de réseau européens. En quoi cela impacte l'activité des opérateurs ? Participez-vous à l'élaboration de ces codes ? Si oui, de quelle façon ?

Le règlement 715/2009 prévoit une liste de douze thèmes devant faire l'objet de codes réseaux. Les cinq principaux codes sont les suivants : le code de réseau portant sur les congestions (CMP, ou congestion management procedures), publié en août 2012 ; le code CAM concernant les mécanismes d'allocation de capacités, qui vient quant à lui d'être adopté en comitologie le 15/04/2013 ; deux autres codes sont bien avancés : le code équilibrage validé par l'Acer fin mars et entrant dans le processus de comitologie courant 2013, et le code interopérabilité, qui a déjà fait l'objet de nombreuses consultations ; quant au code de réseau sur l'harmonisation des structures tarifaires, il ne pourra être développé qu'après la publication des orientations cadre de l'Acer, prévue cet automne. Le GIE suit la rédaction de ces codes réseaux, communique avec les institutions européennes, participe activement aux réu-

« L'ouverture des marchés n'est pas qu'européenne. Il s'agit d'un mouvement mondial. »

nions organisées par l'Entsog et répond aux différentes consultations. Notre objectif est de présenter la position argumentée des transporteurs, opérateurs de stockage et terminaux méthaniers et, dans certains cas, de proposer des solutions alternatives dans un esprit constructif. Dans mon rôle de président du GIE, je porte les positions de nos infrastructures auprès des institutions (la Commission européenne, l'Acer, etc.), au forum de Madrid, dans les différents congrès et conférences. Dans certains cas, le champ d'application des codes ne concerne que les points d'interconnexion des réseaux de transport. Mais souvent les terminaux méthaniers et les opérateurs de stockage sont indirectement concernés. Nous veillons à ce que les décisions ou règles retenues pour le transport soient viables et acceptables pour les opérateurs d'infrastructures et pour nos clients.

Les réseaux en France se préparent à accueillir du biométhane et même à l'avenir du méthane de synthèse. Est-ce que cette évolution est partagée par l'ensemble des opérateurs européens ?

Les opérateurs de transport et de distribution français sont en effet partenaires et conseillers énergétiques des producteurs de biométhane[7], auxquels ils proposent d'ores et déjà des solutions de raccordement, d'injection et d'acheminement. Le méthane de synthèse[8], ainsi d'ailleurs que l'hydrogène, sont quant à eux des vecteurs énergétiques dont le développement interviendra plus progressivement, pour prendre une part significative du mix énergétique sans doute à partir des années 2030. Du biométhane d'aujourd'hui à l'hydrogène ou au méthane de synthèse de demain, cette évolution confère aux réseaux gaziers un rôle essentiel dans l'acheminement d'énergies renouvelables de diverses origines : méthanisation de déchets, gazéification de biomasse, micro-algues, mais aussi électricité d'origine éolienne ou photovoltaïque. À l'horizon 2050, une bonne part du gaz acheminé dans les réseaux de distribution pourrait être ainsi d'origine renouvelable selon des scénarios proposés par l'Ademe et GrDF, scénarios figurants parmi ceux retenus dans le débat qui a lieu en France sur la transition énergétique. Il s'agit là d'un véritable relai de développement et d'une opportunité pour les opérateurs gaziers : grâce à leur étendue et leur capacité, les réseaux gaziers serviront les objectifs nationaux et européens en matière de développement durable. Dans ces conditions, il n'est pas étonnant que l'ambition des réseaux français soit partagée par l'ensemble des opérateurs européens. Energinet, Fluxys et Gasunie ont ainsi signé en 2012 une déclaration commune promouvant un objectif d'acheminement de gaz 100 % vert à l'horizon 2050 ; d'autres opérateurs ont d'ores et déjà rejoint cette initiative lors de la Gas Week 2013, organisée à Bruxelles par GasNaturally fin avril. Ces nouveaux vecteurs énergétiques gazeux sont actuellement développés selon des modalités spécifiques aux pays. Ainsi, en Allemagne, où les propriétaires de bâtiments doivent intégrer une part d'énergie renouvelable dans la production de chaleur, le biométhane est une option souvent retenue, favorisée par des effets d'échelle liés à une industrialisation particulièrement avancée de la filière, puisqu'il y a dans ce pays des installations agricoles de grande taille qui utilisent des cultures dédiées à la production énergétique. L'Allemagne est également avancée dans le domaine de la recherche et des essais sur le méthane de synthèse, car la pénétration particulièrement forte des énergies éolienne et photovoltaïque l'oblige à se doter des moyens de stockage de cette électricité intermittente. En France, 370 projets d'injection de biométhane sont à l'étude, dont 300 concernent les réseaux de distribution ; l'injection est effective à Lille (Nord) et le sera à Forbach (Moselle) dans les prochaines semaines. À plus long terme, dans le cadre du programme des investissements d'avenir, le projet GRHYD a été retenu fin 2012. Mené par GDF SUEZ au sein d'un groupement de douze partenaires, il a pour objectif de transformer en hydrogène de l'électricité issue d'énergies renouvelables et produite en dehors des périodes de consommation, pour la valoriser via les usages du gaz naturel. Une station de bus GNV sera adaptée au mélange hydrogène-gaz naturel, à hauteur de 6 % d'hydrogène puis progressivement jusqu'à 20 %. Un nouveau quartier d'environ

200 logements sera alimenté par un mélange d'hydrogène et de gaz naturel acheminé par le réseau de distribution, dans des proportions d'hydrogène variables.

L'ouverture des marchés a permis l'arrivée de nouveaux acteurs sur le secteur du gaz, aux pratiques commerciales nouvelles. Quelles sont les conséquences sur le fonctionnement des infrastructures gazières ?

Tout d'abord, cette ouverture n'est pas qu'européenne. Il s'agit d'un mouvement mondial. Dans les pays émergents cette évolution est en cours, en commençant par les réseaux de transport : Turquie, Inde, Indonésie, Brésil, plus d'autres à venir dans les prochaines années. Il me semble que le premier effet de l'ouverture est que les infrastructures doivent permettre à certains acteurs du marché de réaliser des arbitrages entre les différentes sources de gaz pour optimiser leurs coûts d'approvisionnement et à d'autres d'accéder avec la plus grande fluidité aux stockages et aux points d'échange de gaz pour capter les différences de prix dans le temps et entre différentes places de marché. Mais pour que cela soit possible, il a fallu et il faudra encore renforcer les infrastructures, pour permettre au gaz de cheminer alternativement par plusieurs routes jusqu'aux places de marché. D'où, il est vrai, un certain surdimensionnement par rapport à l'époque des énergéticiens intégrés. Mais ce surdimensionnement est à l'avantage des clients finaux, car il permet de mettre en concurrence les sources de gaz entre elles et aboutit finalement à une baisse des prix de gros. Cette baisse des coûts d'approvisionnement est plus forte que le surcoût d'accès aux infrastructures occasionné par les renforcements, ces derniers étant d'ailleurs réalisés à la demande du marché. J'ajoute que ce surdimensionnement bénéficie à la sécurité d'approvisionnement : d'autres routes du gaz sont possibles en cas de source ou d'infrastructures défaillantes. L'arrivée des nouveaux acteurs apporte également un changement dans les systèmes d'information. Pour que les clients des infrastructures puissent exploiter au mieux les capacités et les options qui leur sont offertes, ils doivent disposer d'informations de qualité, en nombre, en précision, pour certaines en temps réel. C'est le sens du perfectionnement continu des systèmes d'information (SI) des opérateurs, qui apportent des informations toujours plus nombreuses et rapides sur l'état d'utilisation des ouvrages, les éventuelles restrictions de capacités, les différentes données statistiques. J'ai en tête la récente mise en ligne de Smart GRTgaz, qui répond à cet enjeu. Il faut toutefois noter que ces investissements dans de nouveaux SI ont un coût, même si cela reste marginal par rapport aux bénéfices apportés aux client.

Le GIE couvre l'ensemble du domaine des infrastructures, à l'exception de la distribution. Pensez-vous que cette situation soit pérenne ou qu'elle soit amenée à évoluer à moyen terme ?

Cela dépend avant tout des intérêts exprimés par les distributeurs, regroupés actuellement au sein de diverses associations : Eurogas, via son comité de distribution, Cedec et Geode, et d'autres associations. Jusqu'à une période récente, les sujets européens avaient peu concerné les distributeurs, hormis les prévisions économiques concernant le gaz et son rôle. J'observe maintenant que les nouvelles propositions législatives et les codes réseaux ont des impacts directs ou indirects importants sur leur activité. À titre d'exemple, le code réseau équilibrage va modifier la façon dont seront transmises les informations par les distributeurs aux transporteurs. Également, le code réseau interopérabilité concerne directement la distribution, s'agissant des questions de qualité du gaz et d'odorisation. Enfin, le code réseau sur l'harmonisation de la structure tarifaire pourrait avoir des impacts très importants dans la mesure où ce code devrait traiter des tarifs en sortie de réseau de transport. Le GIE est naturellement prêt, comme il l'a toujours été, à étudier toute coopération avec les distributeurs. ■

Propos recueillis par la rédaction de *Gaz d'aujourd'hui*

[1]GIE : Groupement d'infrastructures européen.

[2]GTE : Gas Transport Europe.

[3]GSE : Gas Storage Europe.

[4]GLE : Gas LNG Europe.

[5]Entsog : European Network of Transmission System Operators for Gas.

[6]Acer : Agence de coopération des régulateurs de l'énergie.

[7]Le biogaz est un gaz composé en majorité de méthane produit par méthanisation (fermentation en l'absence d'air) de matières organiques, notamment de déchets (ménagers, agricoles, boues de stations d'épuration…) ou de cultures énergétiques. Après une épuration poussée, le biogaz a des qualités chimiques similaires à celles du gaz naturel : on parle alors de biométhane.

[8]Le méthane de synthèse est obtenu par un procédé chimique, à partir d'hydrogène (H_2) et de dioxyde de carbone (CO_2).