



# Quelle évolution du business model des entreprises de réseau ?

Synthèse de conférence

---

Université Paris Dauphine-PSL, 19 novembre 2020



## INTERVENANTS

**Marie-Claire Aoun**

*Directrice des Affaires Institutionnelles, Teréga*

**Catherine Brun**

*Secrétaire générale & Responsable Affaires Publiques et Territoires, GRTgaz*

**Arié Flack**

*DG et Fondateur, Compagnie Financière du Lion*

## MODÉRATEUR

**Angelos Souriadakis**

*Senior Partner, Ylios*

**Synthèse n°57**

**19 novembre 2020**

**Imprimé en France**

**Université Paris Dauphine-PSL**

**Décembre 2020**

## Table des matières

Introduction.....	5
<b>L'exemple de GRTgaz.....</b>	<b>6</b>
Éléments de contexte.....	6
Enjeux.....	6
<b>L'exemple de Teréga.....</b>	<b>7</b>
Un business model en transformation.....	7
La forte implication du local.....	8
Travaux en cours.....	8
<b>Le point de vue d'un investisseur.....</b>	<b>9</b>
L'investissement dans les infrastructures de réseaux.....	9
De nouveaux profils d'investisseurs.....	10
<b>Échanges.....</b>	<b>11</b>

# Quelle évolution du business model des entreprises de réseau ?

## Introduction

**Angelos Souriadakis**  
Senior Partner, Ylios

*Le modèle de régulation spécifique aux infrastructures de réseau s'articule autour d'une logique visant à définir un tarif d'acheminement pour les opérateurs historiques et alternatifs utilisant ces réseaux. Cette rémunération couvre les coûts complets d'exploitation et de maintenance, ceux des « services système » et ceux relatifs aux opérations engagées pour le compte des usagers du réseau, ainsi qu'une rémunération raisonnable – éventuellement incitative – des investissements. Les récents choix de politique énergétique française conduisent à moyen terme à une réduction significative des volumes acheminés sur les réseaux gaziers, augmentant de facto les coûts d'acheminement et faisant courir le risque d'un coût prohibitif pour leurs utilisateurs. Des voies alternatives peuvent-elles être envisagées pour faire évoluer ce business model, en s'inspirant de pratiques d'autres pays ou d'autres secteurs confrontés à des enjeux similaires ?*

# Interventions

## L'exemple de GRTgaz

**Catherine Brun**

*Secrétaire générale & responsable Affaires publiques et Territoires, GRTgaz*

*GRTgaz est l'un des premiers TSO (« Transmission System Operator ») gaziers en termes de kilomètres de réseau en Europe. C'est aussi un opérateur de terminaux méthaniers via sa filiale Elengy.*

### Éléments de contexte

Plusieurs grandes tendances de fond sont à l'œuvre, remettant en cause le développement du gaz fossile. D'abord, l'engagement de la France et de l'Union européenne de neutralité carbone en 2050 conduit à remettre en cause toutes les énergies fossiles sur le long terme, y compris le gaz. Ensuite, l'environnement est devenu la première préoccupation des citoyens. Le gaz naturel qui, ironie de l'histoire, était encore vu comme une énergie propre il y a dix ans, voit son image se dégrader progressivement du fait des émissions de CO<sub>2</sub> fossile. Les fuites de méthane (CH<sub>4</sub>) sont également de plus en plus scrutées, qui plus est, du fait de la place spécifique de l'électricité et en particulier du nucléaire.

Le business model de GRTgaz, fondé sur des actifs régulés qui conduisent à une certaine rémunération, est donc fortement challengé.

### Enjeux

Comment soutenir l'activité sur le long terme, avec une image qui se dégrade et des consommations projetées à la baisse ? Plusieurs leviers peuvent être actionnés : un savoir-faire, des compétences et une réputation solide. À court terme, il existe une possibilité de diversification au niveau international, dans les zones qui connaissent encore un âge d'or du gaz – sous réserve que cette démarche soit en cohérence avec la stratégie des actionnaires. À moyen terme, il peut s'agir de transformer le CH<sub>4</sub> fossile par du CH<sub>4</sub> renouvelable. Cela implique de revoir complètement la vision de l'entreprise mais aussi le fonctionnement de son réseau, la maintenance de ses équipements, tout en tenant compte de l'écosystème. À long terme, d'autres solutions existent pour réduire encore l'empreinte carbone. Le développement de l'hydrogène (H<sub>2</sub>) que l'on imagine véritablement décoller aux alentours de 2030-2035, par exemple, passera très vraisemblablement par une logique de réseau, pour sécuriser les approvisionnements des clients, mais également à des fins de transit des pays fortement ensoleillés vers des pays en forte demande d'H<sub>2</sub> – ce qui

permettra la réutilisation des réseaux existants, « vidés » du gaz fossile initial. Là encore, l'enjeu industriel est de taille pour l'entreprise.

L'enjeu est également réglementaire. Le modèle actuel, simple et rodé, s'oriente vers des systèmes hybrides avec de la diversification d'activités hors régulé. De plus, la préparation de l'avenir H2 nécessite d'engager des opex voire des capex d'études et de prototypes sans nécessairement savoir quel sera le statut régulé ou non de l'hydrogène par pipe, ou sans savoir si finalement les solutions de consommation de gaz fossile + Captation/stockage de carbone ne seront pas les meilleures solutions économiques pour certains secteurs. En somme, le modèle passé s'applique de plus en plus difficilement, mais le modèle futur n'est pas encore clairement défini.

Sans compter la nécessaire transformation de l'image de GRTgaz, pour donner des gages de sa capacité à faire autre chose que du gaz fossile. La solution passe sans doute par la capacité de l'entreprise de s'engager sur une raison d'être, voire sur une logique d'entreprise à mission.

## L'exemple de Teréga

**Marie-Claire Aoun**

*Directrice des affaires institutionnelles, Teréga*

*Teréga, deuxième TSO gazier français, détient 16 % du réseau et 25 % des capacités de stockage en France. Cet opérateur entièrement « unbundlé » est détenu à environ 40 % par la Snam, opérateur d'infrastructures italien, à 30 % par le fonds souverain de Singapour et pour le reste par Predica et EDF Invest. Il se caractérise par un ancrage territorial fort, puisque son réseau se déploie dans 15 départements de Nouvelle Aquitaine et d'Occitanie. En outre, du fait des interconnexions avec l'Espagne, il occupe une position clé en Europe.*

### Un business model en transformation

Le modèle d'affaires a connu une première transformation conséquente ces dernières années : avec l'entrée en régulation du stockage en 2018, Teréga est devenu un opérateur 100 % régulé.

Le passage d'un modèle centralisé, sécurisé et avec une grande visibilité sur du moyen terme à un modèle plus incertain implique aussi une transformation interne de la culture d'entreprise – laquelle doit être recentrée autour des clients (expéditeurs, industriels raccordés au réseau, distributeurs, producteurs de biométhane qui injectent dans le réseau et, demain, producteurs d'hydrogène). Telle est l'ambition du projet « Impact 2025 », complété d'un programme de business excellence visant à accroître la performance des infrastructures et à réduire les coûts. La digitalisation tient une grande place dans ces approches.

Par ailleurs, depuis les années 1990, dans le cadre de la libéralisation des marchés et de leur intégration européenne, les travaux de Teréga, GRTgaz et la CRE ont permis la création d'une place de marché française unique, plus fluide, plus compétitive et plus interconnectée avec les places européennes. Pour limiter le coût de la transition énergétique, il est indispensable de s'appuyer sur cet existant, en tirant parti de la flexibilité des infrastructures et du stockage. Les études montrent aussi qu'il importe de penser le système énergétique dans son ensemble, avec l'électricité et le gaz.

En outre, alors que la réglementation interdit aux GRT (Gestionnaires de Réseaux de Transport) de jouer un rôle dans la production, Teréga a imaginé un nouveau business model pour répondre au moins partiellement aux nombreuses sollicitations des producteurs de biométhane : l'acquisition de parts dans une société de méthaniseurs proposés à la location.

## La forte implication du local

La stratégie nationale bas carbone de la France repose sur le seul scénario de l'électrification massive. Dans les schémas régionaux d'aménagement des territoires, toutefois, les perspectives de la consommation gazière sur le long terme s'avèrent plus ambitieuses. Et pour cause, la neutralité carbone peut être atteinte en s'appuyant en partie sur le gaz renouvelable. Qui plus est, les externalités positives sont très importantes, au-delà du seul secteur énergétique. Certes, le coût de production du biométhane est bien plus élevé que le prix de marché du gaz. Mais la filière est fortement mobilisée pour le réduire. Et ce différentiel peut être valorisé par des externalités, en termes d'emploi, de construction d'une chaîne de valeur industrielle pour l'hydrogène, de bénéfices pour l'agriculture ou encore de recyclage des déchets et d'économie circulaire. Il faudra en tenir compte dans la régulation de demain.

Par ailleurs, de nombreuses initiatives État/collectivités locales ou régions se développent, comme les initiatives Territoires d'industrie, pour faire émerger des projets concrets autour de la transition énergétique – dont plusieurs fiches action sont liées au biogaz et à l'hydrogène.

## Travaux en cours

Des études de faisabilité sont en cours, notamment avec l'Espagne, dans l'optique de la conversion des réseaux gaziers vers des réseaux 100 % H2 à horizon 2035-2040. Des études plus globales sont également conduites à l'échelle européenne, en vue de créer un European Hydrogen Backbone reposant à 75 % sur les structures existantes. Le champ des possibles est très ouvert et de nombreuses questions réglementaires sont posées.

Par ailleurs, dans le cadre de son programme de recherche et d'innovation « Impulse 2025 », Teréga travaille à une plateforme multi-énergies sur laquelle faire cohabiter plusieurs systèmes énergétiques. La multi-énergie sera d'ailleurs

au cœur des débats européens en 2021, conformément à la stratégie d'intégration sectorielle de la Commission européenne.

Enfin, le programme interne « Bilan environnemental positif » vise à réduire l'empreinte environnementale de l'entreprise et à atteindre la neutralité carbone à horizon 2025. En l'occurrence, Teréga a déjà réduit ses émissions de gaz à effet de serre de plus de 35 % entre 2012 et 2019.

## Le point de vue d'un investisseur

### Arié Flack

*DG et fondateur, Compagnie Financière du Lion*

*La Financière du Lion est une banque d'affaires spécialisée dans l'énergie, l'environnement et les infrastructures. Elle est intervenue comme conseil d'EDF et de Total dans la cession du terminal gazier de Dunkerque, notamment.*

### L'investissement dans les infrastructures de réseaux

Les opérateurs gestionnaires de réseaux gaziers ont longtemps été interdits aux investisseurs financiers, qui ne pouvaient y accéder qu'au travers des outils de dette. De fait, tant en France comme dans la majeure partie de l'Europe, ces réseaux étaient soit des actifs publics, soit des actifs détenus par des grands groupes. Qui plus est, ils fonctionnaient dans une économie de prix administrés. L'introduction d'une régulation économique – imparfaite – et l'ouverture à l'investissement privé ont créé une nouvelle ère.

Depuis les années 1990 et jusqu'au début des années 2010, les transactions autour des réseaux gaziers se sont traduites par des niveaux de valorisation exprimés en multiples de la base d'actifs régulés. Cette approche illustre la perception par les investisseurs financiers à la fois d'une croissance à venir et d'une rémunération permettant de payer une prime par rapport au rendement attendu. Il est intéressant de noter que, bien que la perception des investisseurs évolue s'agissant des réseaux européens, ce phénomène perdure : même si les business plans envisagent de plus en plus les réseaux comme des actifs plus ou moins matures, avec un potentiel de création de valeur de moins en moins lié à une trajectoire de capex permettant d'augmenter la base d'actifs régulés, les niveaux de valorisation et l'appétit des investisseurs restent très élevés. Ce phénomène s'explique à la fois par des taux d'intérêt très bas et par la vision plus rétrospective que prospective de la régulation économique des réseaux. Aussi les investisseurs financiers en infrastructures perçoivent-ils ces actifs comme leur permettant d'accéder à du rendement avec un niveau de risque relativement modéré et une génération de cash-flow importante.

## De nouveaux profils d'investisseurs

Jusqu'ici, les cessions de réseaux de transport de gaz ont plutôt concerné les pays d'Europe centrale et du Nord. En outre, elles attiraient soit des industriels, soit des investisseurs en capital – nouvelle génération des fonds d'infrastructures investissant pour compte de tiers, avec des objectifs de rendement élevé fondé sur la création de valeur. Depuis quelque temps, un point d'inflexion a été atteint. Ces actifs attirent désormais des investisseurs en direct – compagnies d'assurance, fonds de pension, fonds souverains – qui recherchent surtout de la stabilité et revoient à la baisse leurs attentes de rendement. De fait, ils anticipent que le gaz restera durablement l'un des éléments d'équilibrage du système énergétique européen face à la montée des renouvelables.

Quant à l'hydrogène, il est perçu comme le prochain boom après celui des renouvelables, mais un boom qui reste encore à venir.

# Échanges

## **Un participant**

À la lecture des évolutions en cours dans l'univers des télécoms et la valorisation de ces actifs, ne serait-il pas pertinent de distinguer le business model des entreprises de réseaux et celui des propriétaires d'infrastructures ? Les opérateurs gaziers n'auraient-ils pas intérêt à se dégager de certaines infrastructures, comme ceux de la téléphonie l'ont fait pour les pylônes et les tours ?

## **Arié Flack**

Dans le secteur énergétique, la distinction opco/propco n'est pas probante. Là où elle a été tentée, elle a donné lieu à des résultats mitigés.

Par ailleurs, une analogie peut être faite entre les réseaux gaziers et le filaire électrique : on annonce leur disparition, mais ils sont toujours là. En tout état de cause, les investisseurs sont assez satisfaits que les gérants d'infrastructures en soient aussi les propriétaires. Un basculement se produira peut-être quand les règles du jeu deviendront trop fortes pour permettre des investissements à long terme. Cette question s'est posée avec acuité lors du débat sur la régulation des infrastructures de stockage de gaz.

## **Un participant**

Quelle taille d'investissement est nécessaire pour permettre le blending des réseaux de gaz ?

## **Catherine Brun**

Nous imaginons plusieurs types d'infrastructures, avec du gaz « *blended* » hydrogène/CH<sub>4</sub> ou avec du CH<sub>4</sub> pur. Les réflexions en cours avec nos collègues européens laissent penser que nous utiliserons surtout les canalisations existantes « *retrofitées* », ce qui coûtera beaucoup moins cher que des canalisations neuves.

Un important travail de chiffrage reste à faire. Des programmes de recherche ont été lancés, dont il ressort déjà que jusqu'à 10 % d'hydrogène, l'adaptation de l'existant suffit. Un investissement paraît nécessaire au-delà de 20 %. Avec des canalisations d'hydrogène pur, les coûts de retrofit et d'adaptation les plus élevés concerneront les réseaux de distribution. Le retrofit devrait même être très compliqué.

### **Marie-Claire Aoun**

En complément, l'étude sur le coût de l'adaptation des canalisations, conduite dans la perspective du European Backbone en 2040 avec des canalisations gazières converties à l'hydrogène pur avance un coût de 0,17 €/kilo d'hydrogène pour 1 000 kilomètres. Cet ordre de grandeur est donc relativement modéré.

### **Un participant**

Vaut-il mieux transporter de l'hydrogène ou de l'électricité ?

### **Catherine Brun**

Le transport d'hydrogène via des canalisations existantes retrofitées coûtera bien moins cher que celui d'électricité.

### **Marie-Claire Aoun**

A l'échelle européenne, une comparaison menée par le cabinet Guidehouse entre un scénario avec une part minimale de gaz renouvelable (donc avec des solutions électriques notamment) et un autre avec une part importante montre qu'en s'appuyant sur le dispositif gazier existant plutôt qu'en utilisant un réseau complètement neuf et électrifié, l'économie serait de 200 Mds € par an d'ici 2050.

### **Une participante**

Comment valoriser les externalités positives des nouveaux gaz verts vis-à-vis des pouvoirs publics ?

### **Marie-Claire Aoun**

Le modèle de leur intégration dans la régulation et dans les tarifs de rachat est en cours de discussion. Ce sujet dépasse la seule sphère de la politique énergétique. Une approche totalement nouvelle de la régulation s'avère nécessaire.

### **Catherine Brun**

Un groupe de travail a été constitué au sein du comité stratégique filière pour valoriser les externalités. Il n'a pas encore abordé la question de l'intégration de leur valeur dans le prix. Par ailleurs, de la pédagogie est nécessaire pour montrer que tout n'est pas comparable : les ENR (Energies renouvelables)

gaz et les ENR électriques, par exemple, ne sont pas la même chose – donc leurs coûts non plus.

### **Une participante**

Quels acteurs sont impliqués dans le projet de plateforme multi-énergies de Teréga ?

### **Marie-Claire Aoun**

Il s'agit encore de R&I. L'étude Impulse bénéficie d'un soutien de la région Nouvelle-Aquitaine. Nos deux partenaires sont l'École polytechnique fédérale de Lausanne et l'université de Pau et des pays de l'Adour. Des discussions sont aussi en cours avec d'autres acteurs énergétiques.

### **Un participant**

Attendez-vous un signal incitatif des pouvoirs publics pour réfléchir à l'évolution de vos business models, ou est-ce votre logique interne et stratégique qui vous pousse à anticiper ?

### **Marie-Claire Aoun**

L'objectif est de trouver la solution la moins coûteuse pour le consommateur final.

Pour le biométhane, le cadre réglementaire a été construit ces dernières années. Il faut désormais accompagner la dynamique autour du plan européen de relance et de la transformation des réseaux pour accueillir l'hydrogène – marché encore très étroit. Cela impose de développer la production, les usages et le lien entre l'offre et la demande.

Sans parler de signaux incitatifs, nous avons besoin de pouvoir suivre le mouvement grâce à un cadre clair et des dispositions concrètes.

### **Catherine Brun**

Nous avons besoin de stabilité pour qu'un nombre croissant de producteurs se lancent dans le biométhane avec des business plans solides. Pour l'hydrogène, nous avons besoin de la construction d'une histoire collective entre les pouvoirs publics, le régulateur, etc. Sans elle, nous ne pourrions pas avancer de manière cohérente.

### **Arié Flack**

Je répondrai de façon moins politiquement correcte ! Les pouvoirs publics au sens large doivent bien comprendre que les investisseurs disposent d'éléments comparatifs et que le signal de décisions avec effet rétroactif est très mauvais, dans un univers dans lequel il existe une concurrence pour le capital.

S'agissant de l'hydrogène, le compte n'y est pas encore, en France. Il y a un effet d'annonce, mais pas d'histoire commune.

### **Catherine Brun**

Du point de vue réglementaire du gaz, le biométhane n'était pas un sujet. La problématique était la même que pour le CH<sub>4</sub>. Pour l'hydrogène, l'horizon est plus long et les incertitudes sont nombreuses.





*Chaire Gouvernance et Régulation*  
*Fondation Paris-Dauphine*  
*Place du Maréchal de Lattre de Tassigny - 75016 Paris (France)*  
*<http://chairgovreg.fondation-dauphine.fr>*