



D. RISTORI
Directeur Général
ENER

Dossier pour le Directeur-Général

Réunion avec [REDACTED] GRTGAZ

Lundi 26 mars 2018

15h00 – 15h45

DM24 08/84

BRIEFING FOR THE DIRECTOR GENERAL

Dominique Ristori

Réunion avec [REDACTED]

GRTgaz

26/03/2018 DM24 08/84

SCENE SETTER:

Vous allez rencontrer [REDACTED] GRTgaz. Une rencontre a déjà eu lieu en janvier 2015.

Les sujets que GRT gaz souhaite évoquer sont :

- le paquet énergie propre,
- les travaux préparatoires de la Commission pour le nouveau paquet gaz,
- les actions de GRTgaz en faveur de la transition énergétique (pilote Power-to-Gas, soutien à la filière biométhane et mobilité gaz notamment).

GRTgaz a rejoint en 2013 l'initiative **Green Gas Initiative** à laquelle participent 7 entreprises européennes d'infrastructures gazières. [Energinet.dk (Denmark), Fluxys Belgium, Gasunie (the Netherlands), Gaznat (Switzerland), GRT gaz (France), ONTRAS (Germany) and Swedegas (Sweden)].

Les entreprises membres de l'initiative Green Gas Initiative sont convaincues que le gaz et les infrastructures gazières jouent un rôle clé dans l'atteinte des objectifs européens d'émissions de carbone à un prix raisonnable pour la société et les consommateurs et coopèrent afin de développer des lignes de conduite concrètes pour contribuer à obtenir une neutralité carbone à l'horizon 2050.

Gaz renouvelables dans l'UE en chiffres:

- En termes de consommation finale brute, les gaz renouvelables représente environ 7.5% de toute la consommation des renouvelables dans l'UE.
- On parle majoritairement de biogaz, et une petite part de biométhane (autours de 10%).

TWEET-BOX

Bonne réunion avec [REDACTED] @GRTgaz. Le biométhane et la mobilité gaz auront un rôle important dans la transition énergétique.

LINES TO TAKE:

Le Paquet Energie Propre

Market design et son lien avec le secteur gazier

- Le Paquet Energie Propre est de haute importance pour le secteur gazier dans la mesure où il assurera une plus grande flexibilité des marchés permettant au gaz de jouer pleinement son rôle dans le mix énergétique futur.
- Les négociations sont en cours et l'objectif est de parvenir à un accord sur l'ensemble du paquet d'ici la fin de l'année, comme annoncé par la Déclaration conjointe des trois Présidents.

La flexibilisation des prix

- La fin progressive des tarifs réglementés n'est pas un objectif en soi, mais une condition pour que les consommateurs puissent bénéficier pleinement de la transition énergétique. Cela permet l'essor d'une concurrence effective, et encourage les investissements et l'émergence de nouveaux acteurs sur le marché. Cela crée une saine émulation entre les acteurs du marché les incitant à offrir des nouveaux services se traduisant par des économies réelles sur la facture d'énergie de nos concitoyens.
- Ainsi, les consommateurs pourront enfin bénéficier directement et concrètement d'une intégration accrue des marchés de gros et de ses prix attractifs en Europe.

Le nouveau paquet gaz

- L'électricité renouvelable représentera la moitié du bouquet de production d'électricité de l'UE en 2030, ce qui exigera la flexibilisation du système énergétique.
- En outre, le biométhane et la mobilité gaz (l'utilisation accrue de gaz dans les secteurs du transport routier et du transport maritime) pourraient jouer également un rôle important dans la réduction des émissions polluantes.
- Par conséquent, l'un de nos principaux objectifs est de faire en sorte que les complémentarités entre le secteur électrique et le secteur gazier soient pleinement exploitées afin de réaliser nos objectifs de décarbonisation (le couplage de secteurs).

Travaux préparatoire du nouveau paquet gaz

- La Commission prépare actuellement une étude sur le **couplage sectoriel**. Cette étude se déroulera dans le courant de l'année 2018 et analysera les interactions et synergies possibles entre le gaz, l'électricité et le secteur du chauffage, ainsi que les perspectives des gaz renouvelables et décarbonisés dans la transition énergétique. L'objectif de l'étude est d'évaluer si (et comment) le gaz et les infrastructures gazières peuvent

fournir une solution efficace en terme de coûts pour la décarbonisation du mix énergétique européen.

- Sur l'avenir des **infrastructures gazières**, la Commission (ENER B1) a lancé une étude pour élaborer différents scénarios énergétiques jusqu'en 2050. Ces scénarios seront ensuite utilisés et testés avec les infrastructures et les règles existantes afin d'en tirer des conclusions pour la politique en matière d'infrastructures. L'étude devrait rendre son rapport en août / septembre 2018.
- Sur la base de ces études (et l'étude Quo Vadis) nous développerons notre vision du couplage sectoriel.
- Ceci pourrait être suivi par une révision plus large de la législation gazière avec une étude d'impact et l'élaboration de propositions législatives en 2019. De telles propositions pourraient être adoptées sous la prochaine Commission en 2020.

Soutien à la filière biométhane et mobilité gaz

- L'actuelle directive sur les énergies renouvelables favorise le développement des gaz renouvelables tel que le biométhane. En effet, le biométhane:
 1. Compte envers l'objectif contraignant de 20% pour l'UE à l'horizon 2020 des énergies renouvelables dans la consommation l'énergie globale
 2. Compte pour atteindre l'objectif sectoriel des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie dans le transport, de 10% dans chaque état membre, pour 2020.
- La proposition de la Commission de révision de la directive sur les énergies renouvelables pour la période 2020-2030 reconnaît très largement le potentiel des gaz renouvelables tel que le biométhane et renforce les dispositions sur le gaz renouvelable.
- Au-delà de 2020, la Commission considère que les gaz renouvelables ont un potentiel d'intérêt particulier en terme de:
 1. Nouvelles sources de gaz propre = réduction émissions de GES (biogaz, biométhane, Power to gas vert - Hydrogène vert, Méthane vert -, pyrogazéification) à utiliser pour la production d'électricité/production de chauffage/injecter dans le réseau gazier/utiliser dans les transports/utiliser par l'industrie dans la fabrication d'énergie/la manufacture etc.
 2. Amélioration de la gestion des déchets (biogaz, biométhane, Pyrogazéification)
 3. Soutien au développement rural (biogaz, biométhane, Pyrogazéification)
 4. Sécurité énergétique (biogaz, biométhane, P2G vert, Pyro)
 5. Solution au problème de stockage d'électricité (vert: 'curtailment') (Power to gas vert)

Contacts:



BACKGROUND

Quo Vadis study

The “Quo Vadis” study assessed whether the full implementation of the Third Energy Package and the gas network codes we have developed in the last 6 years has been sufficient in creating a truly competitive, integrated gas market. Today’s gas market fundamentals are quite reassuring already. Additional regulatory measures appear to be most needed in case such a low-price context will not prevail long-term.

Therefore, to constrain upstream market power, topics under discussion in relation to the EU gas regulatory framework are in particular.

i) a potential tariff reform and

ii) measures to promote commodity and capacity release.

In addition, in view of the level of competition and market integration remaining strongly disparate across the EU, iii) consideration may be given to geographically targeted, temporary EU-level measures.

Cross-border market mergers may be beneficial in and of themselves but without tariff reform they may themselves lead to unwanted market segmentation.

Sector coupling

Key issues to consider in the sector coupling study will likely include:

i) regulatory framework for power-to-gas projects in relation to possible support schemes (and how and whether to harmonise those);

ii) the notion of unbundling between TSOs and power-to-gas facilities (and possible disadvantages thereto);

iii) technical standards for gas infrastructure and equipment in a system beyond natural gas; iv) the likely changing relationship between DSOs and TSOs with increasing volumes of decarbonised gas;

v) the changing role and nature of large parts of the European gas infrastructure owing to significantly lower import flows and more domestic or EU cross-border flows; and

vi) generally, the overall approach to regulation in a possible decarbonised gas sector that may vary from Member State to Member State in view of objective differentiated potential for decarbonised gas production.

B.1 infrastructure study

The B.1 study "The role of the Trans-European gas infrastructure in the light of the 2050 decarbonisation targets" is focusing on the role of transmission gas infrastructure in the coming decades in the frame of the decarbonisation process, on a qualitative basis (no modelling). The project will run for 8 months. The kick-off meeting took place in December 2017 and the final study is expected in August 2018.

Future gas demand

There is uncertainty about future gas demand which depends on many factors. However, with decreasing domestic production, the EU’s import needs will grow in the short and medium-term. We currently see the band of 350-410 bcm as the most likely for EU gas demand in 2030 (EU 2016 reference scenario vs. EUCO30).

Based on our EU reference scenario 2016:

- We expect that the consumption of natural gas will slowly decline towards 2030 and 2050 in the residential and also in the industry and services sectors, due to energy efficiency gains and technology developments.
- In the heating sector, gas has currently an over 50% share. However, our scenarios do not show an increase of this share in the mid- and long-term.
- Consumption of natural gas in the electricity generation will decline slowly up to 2020 where the trend will turn around and consumption will grow again due to higher coal prices and a more favourable coal-to-gas price ratio.

Gas in electricity generation

Natural gas is a fossil fuel, but has the advantage of being the least carbon emitting fossil fuel. Based on the Paris Agreement - EU's 2030 targets - we committed to a decarbonisation with EE and RES agenda. However, wind and sun will for the foreseeable future not be enough to meet the ever increasing demand for electricity.

Gas could be the winner among conventional fuels. Compared to coal and oil due to
1) less CO₂ emissions and compared to nuclear
2) more flexible as a complementary source to RES and no safety/nuclear waste issues (plus less capex intensive).

We have seen in the last couple of years that gas fired power plants lost ground against coal fired ones in the EU. However, due to rising coal and falling gas prices, the switching of gas for coal fired power plants was one of the key themes in European energy markets since mid-2015. Switching drove a 20 bcm/a recovery in power sector gas demand last year. This reversed the downtrend in European gas demand across the previous five years. The UK was one of the main drivers supported by a carbon floor price (i.e. pricing CO₂ Emissions certificate at a higher level, thereby supporting the competitive advantage of lower CO₂ emission from gas fired generation).

Whether this will be a long-term revival and also happening in other EU markets remains to be seen as it depends on so many parameters, which are not necessarily of EU origin. According to some analysts the current relation between power, coal, gas and emission prices is close to trigger even more switching if the gas price declines another 1-2 €/MWh. The success of "unconventional" gas being fracked in the US changed market fundamentals and transferred the US from an importing to an exporting country of gas. LNG as "marginal" gas supply source for Europe will be the key parameter, but it will depend on Asian demand whether we will see a further price decrease and more LNG coming to Europe. If LNG imports continue to rise, power sector switching will be the primary mechanism that allows European hubs to absorb more gas.

From the EC point of view, we cannot change the economics, but we need to ensure that there are no market barriers that could worsen the situation for gas fired generation in the future. The legal framework needs to be robust but adaptable to cater for the policy goals of having a competitive, sustainable and secure internal gas market. This will result in competitive and fair gas prices and should in the end lead to gas playing its role in power markets as well.

Biométhane et biogaz

Le biométhane est une forme de gaz renouvelable. Le biométhane résulte de l'épuration de biogaz pour le rendre utilisable comme carburant dans les transports ou acceptable pour le réseau de gaz naturel

Le biogaz est produit par la fermentation de matières organiques en l'absence d'oxygène. Ce sont les matières organiques qui libèrent le biogaz lors de leur décomposition selon un processus de fermentation (méthanisation)

Selon l'Association Européenne du Biogaz, il y avait en 2016 503 installations de biométhane en Europe, équivalent à une production annuelle de 17,264 GWh, dont 196 installations en Allemagne, 93 au Royaume Uni, 71 en Suède, et 26 en France [d'après les chiffres de GRDF, fin 2017 il y aurait 45 installations de biométhane en France].

En terme de matières premières, la répartition de ces 503 installations est: 55% issu de l'agriculture, 23% à partir de déchets organiques et 15% à partir d'eaux usées (= 93%), pour les parts principales.

Les différentes filières de gaz renouvelables

Les gaz renouvelables sont issus de trois principales filières :

La méthanisation : voie biologique qui utilise des micro-organismes pour décomposer la matière organique et produire un mélange appelé biogaz, principalement composé de méthane et de dioxyde de carbone. Une fois épuré le biométhane a des propriétés thermodynamiques équivalentes au gaz naturel. La matière organique provient de l'agriculture (déjections d'élevage, résidus de culture, cultures intermédiaires, herbe), de l'industrie (sous-produits et effluents de l'agroalimentaire), des boues de stations d'épuration urbaines, et des déchets alimentaires et ménagers.

La pyrogazéification : voie thermochimique au sens large, permettant de produire à partir de matière organique un gaz de synthèse appelé syngas (composé principalement de méthane, hydrogène, monoxyde de carbone et dioxyde de carbone). Le procédé peut être complété par une méthanation ou une séparation pour obtenir un gaz dont les propriétés thermodynamiques sont équivalentes au gaz naturel. La pyrogazéification concerne principalement les matières ligno-cellulosiques sèches : bois et produits dérivés, pailles, et différents sous-produits ligneux de l'agriculture. Elle peut également concerner des déchets, typiquement des Combustible Solide de Récupération.

Le power-to-gas (PtG) : procédé de conversion d'électricité renouvelable en gaz de synthèse. La première étape est constituée par une électrolyse produisant de l'hydrogène (power-to-H₂). Une deuxième étape peut être ajoutée pour convertir l'hydrogène en méthane par l'intermédiaire d'une réaction de méthanation (power-to-CH₄). Cette dernière réaction nécessite une source de CO₂.



