

Compte-rendu de la réunion du 4 juin 2018

Couplage entre réseaux électriques et réseaux gaz : vers un smart grid gaz

1. Introduction

Organisation des réunions IDées

Alexandre ROJEY, Animateur IDées

Le [programme des réunions 2017-2018](#) est disponible sur le site de la Fondation :

Introduction

Jean-François LE ROMANCER, Animateur du Groupe IDées Énergies Renouvelables et Stockage de l'Énergie, Président de Keynergie

La présentation pdf est disponible sur le site de la Fondation

Le Cycle de réunions 2017-2018 est focalisé sur les thèmes de la flexibilité et de l'hybridation des réseaux énergétiques, en vue d'optimiser au meilleur coût l'intégration des énergies renouvelables. Le but poursuivi est de dégager à l'issue du cycle des pistes de réflexion pouvant conduire au montage d'un projet innovant à l'échelle d'une zone d'activité industrielle.

Au cours de la réunion précédente a été abordée la question de l'utilisation du vecteur froid pour contribuer à la flexibilité du système énergétique et à l'intégration des EnR. Le couplage du réseau électrique avec le réseau gaz est un sujet d'actualité. Un plan de déploiement de l'hydrogène pour la transition énergétique a été annoncé le 1er juin 2018 par Nicolas Hulot. Ce plan vise à créer une filière industrielle, à développer des capacités de stockage des énergies renouvelables ainsi que des solutions zéro-émission pour les transports.

2. Exposés

Power to gas

Sylvain LEMELLETTIER, Délégué Partenariats au Research and Innovation Center of Energy (RICE) de GRTgaz et Président du Club Power to Gas de l'ATEE

La présentation pdf est disponible sur le site de la Fondation

Le Power to Gas permet de stocker massivement des excédents d'électricité renouvelable en produisant de l'hydrogène ou du méthane, qui peuvent être injectés dans le réseau de transport. L'hydrogène est produit par électrolyse de l'eau et peut être transformé en méthane par une réaction de méthanation en présence de CO₂ récupéré sur une installation industrielle. Le développement de ces options vise à soutenir les réseaux électriques, à décarboner les gaz (industrie, tertiaire, domestique, mobilité ...) et les réseaux par l'injection de gaz neutre en carbone et remplacer du gaz naturel importé par du gaz de synthèse produit localement.

Le projet Jupiter 1000 vise à réaliser un démonstrateur innovant sur la plateforme INNOVEX à Fos-sur-Mer. Ce projet est porté par GRTgaz et ses partenaires et des

industriels locaux. L'installation sera équipée de deux électrolyseurs de 0,5 MW (électrolyse alcaline et PEM). Quatre éoliennes représentant 10 MW installés sont situées à proximité du site mais l'électricité à 100 % renouvelable sera soutirée via le réseau. Un industriel voisin de la plateforme INNOVEX fournira le CO₂ nécessaire à l'unité de méthanation. Le projet Jupiter 1000 est cofinancé par l'Union Européenne dans le cadre du fonds FEDER, par l'État dans le cadre des Investissements d'Avenir confiés à l'ADEME et par la Région Provence Alpes Côte d'Azur.

Les projets Power to Gas représentent un gros potentiel. En considérant des installations de 10 MW fonctionnant 2 500 h/ an, il en faudrait 100 en 2030 pour absorber 2,5 TWh et 1 000 en 2050 pour absorber 25 TWh (Certains scénarios prévoient des besoins supérieurs). Ils mettent en jeu de nombreuses synergies, mais il reste encore beaucoup de travail à faire (modèle technico-économique, tarifs d'achat, tarifs d'accès aux réseaux, autorisations administratives, etc.). L'enjeu est notamment de mieux évaluer la valeur apportée par une telle technologie au système électrique, c'est pour cette raison que RTE s'est associé au projet.

Le Club Power to Gas de l'ATEE vise à promouvoir la filière et à favoriser son émergence en réunissant les partenaires potentiels des projets concernés.

Nuclear energy and renewables in low-energy systems :costs and technical implications - A synthesis of OECD/NEA studies

Marco Cometto,
Analyste énergie de l'OCDE

L'agence OCDE/Nuclear Energy Agency a été fondée en 1958, avec la participation de 33 membres représentant 88% de la capacité nucléaire mondiale, pour aider à constituer les bases scientifiques, technologiques et juridiques d'une filière nucléaire sûre et pacifique.

Dans beaucoup de pays, notamment européens, la part de l'électricité produite par des sources renouvelables intermittentes tend à augmenter. Elle peut atteindre 20% ou plus.

L'OCDE/ NEA a cherché à modéliser le mix décarboné comprenant nucléaire et renouvelables qui permettrait de passer d'un mix à 68% de combustibles fossiles et 533 g CO₂/kWh, à un mix décarboné à 50 g CO₂/kWh. Il a fallu notamment analyser l'impact de l'intermittence des sources d'énergie renouvelable (notamment éolien) sur les autres sources de production et notamment le nucléaire.

À la suite d'un premier rapport publié en 2012, un nouveau rapport sera publié à l'automne 2018. Le nouveau rapport à paraître va présenter les résultats d'une modélisation portant sur deux régions, consommant toutes deux 537 TWh, représentatives des conditions respectives en France et en Allemagne, qui sont supposées interconnectées par une liaison électrique de 7,2 GW. La modélisation montre que plus la part de renouvelables est élevée, plus les besoins de flexibilité sont importants. Sur une base purement économique, le modèle conduit au choix du nucléaire sans renouvelables. Si la part de renouvelables augmente, la puissance nominale installée doit être beaucoup plus élevée (elle est multipliée par un facteur 3 dans l'hypothèse de 75% de renouvelables).

Le passage à un mix décarboné va accroître sensiblement la part des coûts fixes liés aux investissements, ce qui va contribuer à augmenter le risque financier. En outre, l'augmentation de la part de renouvelables conduit à un prix nul de l'électricité pendant un nombre d'heures croissant qui doit être compensé par un prix élevé pendant un nombre d'heures réduit. De ce fait, la valeur de l'électricité produite diminue avec le taux de pénétration des renouvelables.

Actuellement, les marchés de l'électricité ne sont pas organisés pour transmettre le bon signal prix. Comme ils sont basés sur un coût marginal, ils ne sont pas adaptés

pour des technologies intensives en capitaux et en particulier pour celles qui correspondent à un mix bas carbone.

Pour limiter les émissions de CO₂, il faudrait en outre introduire une taxe carbone.

3. Discussion / Conclusion

Débat animé par Jean-François LE ROMANCER, Animateur du Groupe IDées Énergies Renouvelables et Stockage de l'Énergie

Stockage d'énergie

- Les batteries des voitures électriques peuvent représenter un outil de flexibilité, mais la modélisation reste complexe. Il faudrait chiffrer la capacité disponible (1,6 TWh ?) et les besoins (70 TWh ?)
- Le stockage d'énergie ne se développe pas actuellement comme il faudrait en raison de l'absence d'un signal. C'est le cas notamment des STEPs.
- Les capacités de stockage sous forme de gaz naturel sont considérables (de l'ordre de 100 TWh) et beaucoup plus importantes que les capacités de stockage électrique (de l'ordre de 6 à 7 TWh).
- Le stockage, notamment celui de gaz naturel, conditionne la sécurité d'approvisionnement. L'ouverture des marchés a mené les vendeurs d'énergie à réduire les stocks et à favoriser des achats court terme sur les marchés. Actuellement, le régulateur se préoccupe de relancer les capacités de stockage, afin d'assurer un stock suffisant en début d'hiver.
- Concernant les opérations de stockage menées dans différentes régions du monde, il faut toujours prendre en compte le contexte local. Ainsi, en Australie, les batteries se sont beaucoup développées en raison de l'absence de réseau dans de vastes régions. En Californie, le contexte est également favorable, notamment en raison d'une défiance vis-à-vis du gaz naturel, suite à une explosion.

Pénétration des renouvelables

- Apple affirme produire sous forme renouvelable toute l'énergie que l'entreprise consomme. En fait, comme Apple reste connecté au réseau, il semble que ce ne soit vrai qu'en moyenne, les importations du réseau à certains moments de l'année étant compensées par des exportations à d'autres. Donc ce mode de calcul n'est possible que si les consommateurs de renouvelable restent minoritaires
- Dans le bilan économique, il faudrait tenir compte des subventions directes ou indirectes accordées au nucléaire et au pétrole, ainsi que des dépenses militaires associées à ces deux sources d'énergie.
- Dans le cas du nucléaire, il faudrait tenir compte des coûts très importants à supporter en cas d'accident. Dans le cas de Fukushima, il faut noter que les coûts les plus importants ont été causés par les opérations d'évacuation et par l'arrêt prolongé des centrales nucléaires, compensé par une production d'électricité à un coût beaucoup plus élevé.
- Il semble préférable d'admettre une pluralité d'options et d'optimiser le mix énergétique sur une telle base, plutôt que vouloir imposer une solution unique.



- La modélisation numérique pose toujours le problème de fonctionner en « boîte noire ». Toutefois, l'algorithme du MIT utilisé par l'OCDE/NEA peut être considéré comme « standard ».

Marchés de l'électricité

- Actuellement le marché est désorganisé. Toutes les installations de génération d'électricité n'opèrent pas sur le même marché.
- Pour aller vers un mix bas carbone, il faudrait taxer le CO2 et internaliser les coûts générés par l'intermittence de l'éolien et du solaire.
- La taxe CO2 reste un mécanisme difficile à appliquer et son niveau n'est pas non plus simple à fixer.
- Actuellement, le marché en Europe est morcelé, avec un impact très négatif sur la rentabilité des « champions » européens tels qu'EDF.
- Les mouvements de consolidation dans les renouvelables en cours actuellement en Europe autour des grands énergéticiens montrent qu'à la « dés-optimisation » (séparation des activités de production, transport, distribution, fourniture) du système énergétique par la commission, fait suite une sorte de « ré-optimisation » opérée par les énergéticiens.