

Effet de l'insertion des énergies renouvelables sur les réseaux d'électricité et de gaz

Compte rendu de la conférence du 5 décembre 2013

Intervenants :

- François BLANQUET, directeur du Pôle Réseaux de ERDF ;
- Patrick PELLE, directeur des Affaires Publiques et du Développement Durable de GRTgaz.

1. Première partie (F. BLANQUET) :

Dans cette intervention, l'expression « énergies renouvelables » (EnR dans la suite) désignera l'éolien terrestre (les installations éoliennes en mer sont raccordées au réseau de transport) et le photovoltaïque (PV dans la suite).

Les chiffres

Actuellement, 95 % de la puissance EnR installée (99,9 % en nombre) est raccordée au réseau de distribution, c'est-à-dire aux niveaux de tension HTA (20 kV) et BT (400 V), soit 10,8 GW (dont 3,5 GW de PV). En comparaison, l'Allemagne compte 50 GW de puissance EnR installée. L'évolution de la puissance EnR installée varie selon les scénarios retenus mais tous indiquent une augmentation significative. La dernière programmation pluriannuelle des investissements, publiée par l'administration, fixe, à horizon 2020, un objectif de 5,4 GW de puissance PV installée et de 19 GW de puissance éolienne à terre. Quant à l'Union française de l'électricité (UFE), elle évalue, à l'horizon 2030, que la puissance PV installée s'élèvera à 30 GW et la puissance éolienne à 28 GW. Par ailleurs, on constate que le rythme de raccordement des installations PV n'est pas stable et qu'il augmente sensiblement à chaque fin de trimestre en raison de la baisse des tarifs d'achat¹.

Les effets sur les réseaux (notamment financiers)

Les installations éoliennes sont généralement raccordées en moyenne tension et des renforcements du réseau sont, la plupart du temps, nécessaires (les lieux de production étant rarement des lieux de consommation). On retiendra également que 80 % des parcs éoliens sont raccordés sur des départs spécifiques. Pour les installations PV, on distingue trois gammes de puissance :

¹ En effet, soit les demandes de raccordement, en puissance, restent inférieures au plafond fixé par l'administration et le tarif d'achat reste inchangé, soit les demandes de raccordement, en puissance, dépassent le plafond et le tarif d'achat baisse. Les développeurs de projets ont donc tout intérêt à faire leurs demandes en fin de trimestre, ce qu'illustre le schéma de la page 4.

- supérieure à 250 kVA (HTA) : la problématique de raccordement est identique à celle des installations éoliennes ;
- comprise entre 36 et 250 kVA (BT ou HTA) : la plus difficile à gérer ;
- inférieure à 36 kVA (BT) : sans problème tant qu'aucune surproduction locale n'est constatée (situation actuelle).

Les coûts d'investissements correspondants au scénario de l'UFE, à types de projets inchangés, s'élèvent à 10 Md€². Naturellement, selon le niveau de tension, le coût unitaire de raccordement varie très fortement (du simple au quintuple) :

- 100 M€/GW en moyenne tension ;
- 250 M€/GW en basse tension (puissance supérieure à 36 kVA) ;
- 500 M€/GW en basse tension (puissance inférieure à 36 kVA)

Les contraintes et les solutions

En 2012, la puissance EnR installée est d'environ 11 GW et a produit une énergie de 16,9 TWh soit à peine plus de 4 % de la consommation française. Il est important de rappeler que cette production, outre sa prévisibilité limitée, se situe fréquemment loin des centres de consommation, est peu stable et n'est pas synchrone avec les pointes de consommation. La situation allemande permet de bien illustrer la question de la stabilité de cette production EnR puisque des variations de 20 GW sur une heure ont été observées.

Une insertion massive de production EnR sur les réseaux de distribution nécessite donc des actions spécifiques, en particulier la mise en place de plans de protection spécifiques pour faire face aux situations d'îlotage ainsi que le développement de solutions techniques alternatives (*smart-grids*) pour maintenir la tension, à moindre coût (au lieu de simplement renforcer le réseau), à un niveau normatif. Sur ce dernier point, le déploiement du compteur Linky permettra de disposer d'informations précises sur l'état du réseau, et notamment la tension, et permettra également l'échange d'informations avec les sites de production raccordés au réseau de distribution, ce qui permettra de les commander beaucoup plus facilement.

Des exemples « grandeur nature » se développent sur tout le territoire. Le projet Venteea porté par ERDF avec ses partenaires (notamment Enel) vise à tester des solutions permettant d'améliorer l'insertion et le pilotage de fortes puissances éoliennes sur un réseau rural, notamment par le développement d'une batterie d'une puissance de 2 MW (sur une heure).

Conclusion

Le métier actuel du distributeur est différent de celui d'il y a dix ans et sera encore différent dans dix ans. En effet, outre la problématique de l'intégration des énergies renouvelables, le développement du parc de véhicules électriques³ et la gestion active de la demande devraient constituer de nouveaux défis pour ERDF.

² Md = milliard, M = million

³ Voir sur ce sujet le support de présentation de la conférence du 18 septembre 2013 sur le site d'Intermines

2. Deuxième partie (P. PELLE) :

Rappelons pour commencer quelques chiffres intéressants : lors de la vague de froid de février 2012, la puissance appelée sur le réseau électrique à la pointe était d'environ 100 GW quand la puissance appelée sur le réseau gazier atteignait 158 GW.

Bien que la combustion du gaz naturel émette moins de CO₂ que le fioul ou le charbon, le gaz importé est intégralement d'origine fossile et il y a encore deux ans, les réseaux de gaz ne contenaient que du gaz importé. La production de gaz d'origine renouvelable est donc moins mature que la production d'électricité d'origine renouvelable.

A court terme, le gaz d'origine renouvelable ou biogaz sera produit par des méthaniseurs⁴, en décharge ou dans des installations dédiées (qui produisent environ 40 % de méthane et 40 % de dioxyde carbone). Plus de 400 projets sont en cours de développement sur le réseau exploité par GrDF avec un objectif de 1000 méthaniseurs (environ 3 TWh/an) en service en 2020. Le biogaz brut peut être utilisé pour produire de la chaleur et de l'électricité par cogénération ou être purifié en biométhane et être injecté dans le réseau (généralement de distribution) de gaz naturel ou servir de carburant pour véhicules.

Outre le biogaz ou sa version purifiée le biométhane, le gaz d'origine renouvelable pourrait être produit à partir des surplus d'électricité d'origine renouvelable. En effet, il est possible d'utiliser le surplus d'électricité produit par les éoliennes ou les installations photovoltaïques pour réaliser une électrolyse et produire ainsi du dihydrogène (H₂ dans la suite). Le procédé d'électrolyse est envisageable dans la mesure où les périodes de surproduction d'électricité sont d'une durée estimée entre trois jours et une semaine. Ce H₂ pourrait ensuite, soit être injecté dans le réseau de gaz (pilotes sur le réseau de transport prévus en 2016), soit stocké (il est important d'avoir en tête que les capacités de stockage françaises représentent environ 30 % de la consommation annuelle), soit être utilisé pour réaliser une méthanation, opération qui consiste à produire du méthane à partir de H₂ et de dioxyde de carbone (pilote envisagé en 2018). Le gaz produit à partir des surplus d'électricité est appelé « e-gaz ». A l'horizon 2050, l'objectif est d'absorber 25 TWh de production électrique en excès par électrolyse.

L'atteinte de ces objectifs passe également par des coopérations avec les autres transporteurs européens, concrétisées par un accord en avril 2013.

Conclusion

Le potentiel de production de gaz d'origine renouvelable à l'horizon 2050 est estimé à 220 TWh. Si la consommation française était réduite de moitié, valeur comprise entre la vision de l'ADEME et un scénario « -1 %/an », elle atteindrait environ 250 TWh, ce qui permettrait à la France d'approcher l'autosuffisance. Il s'agirait d'une révolution pour les gaziers. Cette production locale permettrait également le développement de nouvelles filières et de nombreux emplois locaux.

A terme les réseaux de transport de gaz se positionnent de façon complémentaires aux réseaux électriques pour maximiser l'utilisation du potentiel d'énergie renouvelable à l'horizon 2050.

⁴ Pour plus de détails, voir les supports de présentations et le compte rendu de la conférence du 6 novembre 2013 sur le site d'Intermines

3. Echanges avec la salle

Linky n'a-t-il pas été imposé par la Commission européenne ?

ERDF n'a pas du tout subi le développement du compteur « intelligent » Linky. Le plan d'affaires est équilibré pour le gestionnaire de réseaux de distribution : Linky permettra, par exemple, des gains significatifs avec la suppression des relèves manuelles des compteurs.

Qu'est-ce que les *smart-grids* ?

C'est une vaste question. Le compteur intelligent Linky est un élément de ce que l'on appelle les *smart-grids*. Il rendra possible la diminution des consommations par le pilotage de la charge mais également par une meilleure connaissance des profils de consommation des clients (en remplaçant les actuels profils statistiques) et permettra également d'améliorer la régulation des réseaux et d'augmenter l'automatisation de ces derniers. Les travaux de R&D sur la simulation d'arrivée d'un producteur sur le réseau de distribution permettent également d'envisager d'autres solutions que le simple renforcement du réseau en optimisant la gestion du réactif ou en optimisant le pilotage de moyens de stockage.

Le développement des éoliennes fait-il peser un risque sur l'équilibre offre/demande ?

Ce n'est pas ERDF mais RTE qui est chargé d'assurer l'équilibre offre/demande sur le réseau. Actuellement, il n'y a pas de risque lié au développement d'installations éoliennes en France. Les réseaux européens étant interconnectés, le risque pourrait éventuellement venir. En effet, l'Allemagne présente la particularité d'avoir une production éolienne très importante dans le nord du pays et en particulier en mer du Nord et d'avoir une production photovoltaïque importante dans le centre et le sud du pays. Or, il n'y a pas de synchronisation entre les zones de production (nord) et de consommation (sud), ce qui conduit à des congestions et l'observation de prix négatifs sur le marché allemand de l'électricité. On peut également ajouter que la production d'origine renouvelable peut être coupée par les gestionnaires de réseaux, avec indemnisation en schéma normal d'exploitation et sans indemnisation en schéma « N-1 ».

Qu'en est-il des réseaux à courant continu ?

Les réseaux à courant continu, aussi appelé *hypergrid* sont plutôt du ressort du gestionnaire du réseau de transport. Ce sont par exemple les types de réseaux qui pourraient être utilisés dans le cadre du projet « Desertec » qui vise à alimenter l'Europe à partir de fermes photovoltaïques installées dans le Sahara.

Existe-t-il des projets de méthanisation du gaz non exploité des mines ?

Dans le Pas-de-Calais, le grisou des mines est récupéré et est injecté dans le réseau de gaz. De nouveaux projets sont également à l'étude dans l'Est, portant sur la récupération du gaz de houille. A titre d'exemple, à Lens, l'équivalent de la consommation de gaz de la ville est récupéré.