

LES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES ET GAZIERS

SOCLES DE LA COOPÉRATION ÉNERGÉTIQUE EUROPÉENNE

Collectif d'experts « Énergie et environnement »*

* Cette Note fait partie d'une série sur l'énergie, fruit du travail collectif d'une cinquantaine d'experts qui souhaitent apporter leur contribution collective au débat sur la transition énergétique par l'intermédiaire de la Fondation Jean-Jaurès. Tous ne pouvant s'exprimer publiquement, nous ne citerons que quelques noms : Brigitte Bornemann, Damien Borot, Jean-René Brunetiere, Jean-Claude Derian, Jean-Pierre Favennec, Quentin Perrier, Jean-Philippe Rochon, Jacques Roger-Machart, Bernard Tardieu, Philippe Vesseron.

A lors que les gouvernements continuent de porter l'ambition de limiter le réchauffement climatique à 2 °C, le dernier rapport du GIEC anticipe une augmentation de 4,8 C à la fin du siècle si les émissions de gaz à effet de serre poursuivent leur tendance actuelle¹. La Conférence des parties sur le climat, qui se tiendra à Paris cette année, sera un maillon essentiel pour relancer une coopération internationale nécessaire. Mais celle-ci ne saurait suffire : la nécessité et l'urgence d'agir appellent à des actions à toutes les échelles.

Après la crise économique de 2008, la révolution des hydrocarbures non conventionnels en Amérique du Nord, le paquet climat-énergie européen et Fukushima, plusieurs États européens se sont engagés dans une transition énergétique ambitieuse². Le défi est de réussir à décarboner l'économie tout en préservant un approvisionnement énergétique fiable, à des prix accessibles pour les ménages et compétitifs pour les entreprises. La recherche de cet équilibre appelle à des arbitrages économiques et institutionnels, et à une plus grande efficacité au niveau du système énergétique dans son ensemble.

Le développement de l'utilisation de l'électricité et celui des énergies renouvelables électriques constitue un axe clé de décarbonation. Mais l'intégration de ces dernières pose des défis à l'ensemble du système électrique, actuellement conçu pour adapter la production à la demande, en acheminant la production de quelques grands centres jusqu'au consommateur. Comment gérer les variations parfois rapides de production renouvelable ? Assurer à tout moment une production suffisante pour satisfaire la demande ? Gérer des flux multidirectionnels provenant de nombreuses sources décentralisées ? Ces nouveaux enjeux de flexibilité, de capacité et de contrôle appellent à repenser le système électrique

1. IPCC, « Summary for Policymakers », in *Climate Change 2014, Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, 2014.

2. Le terme de « paquet climat-énergie » fait référence à un ensemble de textes législatifs européens adoptés fin 2008, définissant notamment trois objectifs environnementaux pour l'Union européenne, communément appelés les « 3 fois 20 » : atteindre 20 % de réduction des émissions de gaz à effet de serre par rapport à 1990, 20 % de renouvelables dans la consommation finale d'énergie en 2020, et 20 % d'amélioration de l'efficacité énergétique en 2020 par rapport à un scénario tendanciel établi. Seuls les deux premiers objectifs sont contraignants. Ces objectifs européens sont déclinés de façon différenciée pour chaque pays membre.

Voir notamment la décision No 406/2009/CE du Parlement européen et du Conseil, du 23 avril 2009 <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009D0406&from>

AVERTISSEMENT : La mission de la Fondation Jean-Jaurès est de faire vivre le débat public et de concourir ainsi à la rénovation de la pensée socialiste. Elle publie donc les analyses et les propositions dont l'intérêt du thème, l'originalité de la problématique ou la qualité de l'argumentation contribuent à atteindre cet objectif, sans pour autant nécessairement reprendre à son compte chacune d'entre elles.

dans sa globalité : depuis les centres de production jusqu'au consommateur, en passant par les réseaux de transport³ et de distribution⁴.

Moins médiatisé que son homologue électrique, le gaz possède aussi de nombreux atouts. Sa complémentarité avec les renouvelables électriques variables et la production de biogaz, son contenu en carbone plus faible que le charbon en font une énergie de transition indispensable. À plus long terme, le potentiel de l'hydrogène ou de la méthanation pourrait renforcer et prolonger le rôle des réseaux gaziers. Mais les risques géopolitiques d'approvisionnement de l'Europe tempèrent le développement de ce combustible prometteur.

Réussir la transition énergétique implique de faire face à ce double enjeu de sécurité énergétique en électricité et en gaz, tout en maîtrisant les coûts. Plaque tournante reliant producteurs et consommateurs, les réseaux seront au cœur des changements, comme en témoignent les 150 milliards d'euros d'investissement d'ici 2030⁵ annoncés par ENTSO-E⁶ pour les seuls réseaux de transport électrique en Europe. Les nombreux atouts des réseaux en font, en effet, un élément clé pour apporter de la flexibilité et de l'efficacité aux systèmes électrique et gazier. Les 315 milliards d'euros d'investissement annoncés par le président de la Commission européenne, Jean-Claude Juncker, représentent une opportunité de lancer le développement de ces infrastructures de long terme. Cependant, ces réseaux doivent aujourd'hui être pensés à une échelle transnationale. Si des coopérations existent déjà, des améliorations sont encore possibles pour utiliser au mieux leur potentiel et ainsi contribuer à la transition énergétique européenne.

Les réseaux électriques

Un facilitateur du déploiement des énergies renouvelables

Énergies renouvelables : un nouveau défi pour les systèmes électriques

Élément clé de la lutte contre le changement climatique, l'intégration d'énergies renouvelables intermittentes et décentralisées représente un défi majeur pour le système électrique aujourd'hui.

Parce que ces énergies sont intermittentes, l'adéquation entre offre et demande nécessite d'augmenter la flexibilité du système. Il faut pouvoir compenser les baisses parfois rapides de

3. Les réseaux de transport sont les réseaux de haute et très haute tension qui acheminent l'électricité depuis les unités de production françaises vers certains clients industriels et vers les réseaux de distribution.

4. Les réseaux de distribution sont les réseaux de basse et moyenne tension, qui établissent le lien entre les réseaux de haute tension (les réseaux de transport) et les consommateurs.

5. ENTSO-E, *10-year network development plan*, 2014, https://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP%202014/141031%20TYNDP%202014%20Report_.pdf

6. ENTSO-E est le réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité (*European Network of Transmission System Operators for Electricity*).

production d'électricité renouvelable, mais il faut également s'assurer de débouchés quand cette production est importante. La pénétration d'énergies variables renforce également le problème de l'ajustement aux pointes de demande, c'est-à-dire du bon dimensionnement des moyens de production thermique.

Parce qu'elles sont décentralisées, ces énergies renouvelables vont nécessiter de repenser l'ensemble du système électrique. Dans sa conception actuelle, des moyens de production dispatchables⁷ sont pilotés pour satisfaire la demande, en transférant l'électricité unilatéralement de quelques grands centres de production jusqu'aux consommateurs. Demain, ce système devra être à même de gérer des flux multidirectionnels, provenant de sources multiples dont la production sera en partie imprévisible et incontrôlable⁸. Ces adaptations appellent à une véritable révolution de l'architecture du système électrique dans son ensemble.

Pour répondre au mieux à ces défis, de nombreuses réponses doivent être menées de concert : centrales dites de *back-up*, évolution des règles de marché actuelles, gestion de la demande, efficacité énergétique ou encore stockage. Cependant, un dénominateur commun à toutes ces solutions se dégage : l'utilisation des réseaux électriques, véritable plaque tournante du système électrique.

De nouvelles raisons rendent les réseaux encore plus nécessaires

Le caractère décentralisé des énergies renouvelables appelle au développement de réseaux offrant plus d'informations, plus de communication et plus de moyens de contrôle à ses opérateurs : c'est ce qu'on appelle les réseaux intelligents ou *smart grids*, qui intègrent aux réseaux les technologies d'information et de communication (TIC). Les réseaux actuels permettent de mesurer la production des grandes centrales conventionnelles, mais doivent encore progresser quant à celles des panneaux solaires des particuliers ou des petits champs d'éoliennes⁹. En outre, les variations parfois brutales de production nécessiteront des réseaux plus robustes et plus rapides à réagir pour maintenir l'équilibre et la qualité du réseau. Une amélioration des infrastructures est donc nécessaire, notamment dans les réseaux de distribution. Et les enjeux sont à la mesure des investissements réalisés : en 2013, les investissements réalisés dans les réseaux français dépassent 5,5 milliards

7. De *dispatchable* en anglais, ce terme désigne la manière dont la production est contrôlée par un opérateur (comme une centrale à gaz), offrant ainsi une certaine flexibilité pour s'adapter à ses besoins.

8. Aujourd'hui, la production du solaire photovoltaïque et de l'éolien peut être prévue 24h en avance avec une précision de 90 %. Le contrôle de cette production progresse également, par exemple avec des limitations en cas de surproduction, même s'il n'est évidemment pas possible de décider du vent ou de l'ensoleillement.

9. Au 30 juin 2014, 17 % des installations photovoltaïques et 80 % des parcs éoliens sont télémesurés. Sources : ERDF, Panorama des énergies renouvelables au 1er semestre 2014, http://www.erdf.fr/medias/Institutionnel/ERDF_Panorama_ENR_S12014.pdf.

LES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES ET GAZIERS

SOCLES DE LA COOPÉRATION ÉNERGÉTIQUE EUROPÉENNE

d'euros – dont 4 milliards pour la distribution –, et ce montant croît rapidement d'année en année¹⁰.

En outre, les réseaux sont souvent un moyen économiquement intéressant d'apporter de la flexibilité au système électrique. En cas de panne d'un moyen de production ou de baisse de la production renouvelable, la centrale la plus rapide à démarrer peut être appelée. Les réseaux permettent également de mettre à profit les complémentarités de production des différentes technologies (par exemple, nucléaire français pour la base et centrales à gaz allemandes pour la pointe) et les complémentarités de demande – car le profil de consommation peut différer d'un pays à l'autre –, et favorisent le foisonnement¹¹ des énergies renouvelables.

Les énergies renouvelables sont parfois présentées comme un moyen d'accéder à l'autarcie électrique. Ceci est tout à fait possible dans les régions disposant de bonnes ressources et de la surface adéquate (l'Australie, avec son fort ensoleillement et sa superficie de toit par habitant la plus élevée au monde, est un candidat idéal) ou lorsque les réseaux électriques sont peu développés (comme en Afrique). Cependant, vu le coût toujours élevé des batteries ou autres moyens de stockage, le faible ensoleillement d'une majorité de l'Europe et surtout sa forte densité de population, cette autoconsommation semble encore loin d'être économiquement viable pour une majorité de la population européenne. En tout état de cause, les avantages du foisonnement et les économies d'échelle que permettent d'envisager les interconnexions à la plaque européenne continentale sont sans commune mesure.

Ainsi, les réseaux apportent d'autres bénéfices économiques et sociaux. En mutualisant les moyens de production, ils permettent de réduire les besoins en capacité de production¹², donc les coûts. Ils fournissent au consommateur l'électricité la moins chère à tout moment, et concourent à la solidarité entre régions en assurant la péréquation entre les régions productrices et des régions moins dotées en ressources et en centrales.

10. 1,5 milliards pour le transport par RTE, et 4 milliards pour la distribution (dont 3 milliards pour ERDF et 1 milliard pour les autorités concédantes). Sources : Cour des comptes, *Les concessions de distribution d'électricité : une organisation à simplifier, des investissements à financer*, <http://www.ccomptes.fr/Actualites/Archives/Rapport-public-annuel-2013-de-la-Cour-des-comptes-les-concessions-de-distribution-d-electricite-une-organisation-a-simplifier-des-investissements-a-financer>

ERDF, « La référence industrielle du service public de distribution d'électricité », dossier de presse, 2014, http://www.erdf.fr/medias/dossiers_presse/DP_ERDF_18072014.pdf

RTE, Schéma décennal de développement du réseau, Édition 2014, http://www.rte-france.com/sites/default/files/synthese_sddr_2014.pdf

11. Lorsque l'on parle des systèmes électriques, le foisonnement fait référence au fait de relier des énergies renouvelables sur une grande surface géographique, ce qui permet de réduire les fluctuations de la production. Par exemple, en reliant les façades maritimes atlantiques et méditerranéennes, on réduit les chances de n'avoir aucune production éolienne. Le même principe s'applique pour le solaire, où le foisonnement permet de limiter l'impact d'un nuage passager par exemple.

12. Ainsi en France, une puissance installée d'environ 100 000 MW permet de satisfaire une puissance totale souscrite d'environ 400 000 MW.

LES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES ET GAZIERS

SOCLES DE LA COOPÉRATION ÉNERGÉTIQUE EUROPÉENNE

Cette combinaison d'avantages fait que les réseaux apparaissent souvent comme le moyen le plus compétitif d'apporter de la flexibilité au système et d'intégrer des sources de production variables. Les réseaux sont donc un catalyseur du déploiement des énergies renouvelables. Ils constituent également des liens physiques entre États membres, qui peuvent servir de socle pour bâtir une transition énergétique européenne.

Est-ce à dire que le développement maximal des renouvelables et des réseaux est souhaitable ? Non bien sûr : il vient un moment où le foisonnement des productions intermittentes ne joue plus, il vient un moment où le coût d'une nouvelle ligne (y compris son coût politique face à la difficile acceptation par les populations) excède les bénéfices qu'il apporte au système. Donner un cadre européen au bon dimensionnement des investissements, qui forment un large partie du coût de l'électricité rendue chez le consommateur, est un enjeu premier.

Des coopérations transnationales indispensables

Les frontières de l'électricité ne sont pas les frontières des États. Pour bénéficier au maximum des avantages des réseaux en termes de complémentarité, de foisonnement et de mutualisation, des interconnexions transnationales sont nécessaires.

Pour ces raisons, de telles liaisons ont déjà été établies, et les États européens sont aujourd'hui interconnectés, et donc interdépendants. D'ailleurs, les marchés de l'électricité sont aujourd'hui couplés sur toute la plaque européenne nord-ouest, de la Finlande jusqu'au Portugal et du Royaume-Uni à l'Allemagne – soit environ 75 % de la consommation européenne¹³. Des coopérations entre États, ou entre régions de différents États, apparaissent donc doublement nécessaires, pour utiliser aux mieux le potentiel des réseaux et gérer ces multiples situations d'interdépendance.

Plus précisément, les réseaux européens fonctionnent selon une gouvernance hybride, avec un opérateur et un régulateur. Des coordinations renforcées sont donc nécessaires selon trois axes : entre les différents opérateurs de réseaux, entre les opérateurs et leurs régulateurs, et entre les divers régulateurs. Plusieurs organismes de coopération ont ainsi vu le jour. Au niveau européen, ENTSO-E regroupe depuis 2009 les gestionnaires de réseaux électriques et élabore un plan décennal de développement du réseau à titre informatif. Depuis mars 2011, l'ACER¹⁴ assure la coordination des agences nationales de régulation et, le cas échéant, tranche les litiges. Au niveau régional, l'initiative Coreso¹⁵, lancée en 2006, contribue à renforcer la qualité et la fiabilité de cinq gestionnaires de réseaux de

13. Ce couplage des marchés a débuté en 2006 avec la France, la Belgique et le Luxembourg, puis s'est étendu en 2010 avec l'Allemagne et les Pays-Bas, et en 2014 avec la Grande-Bretagne et les pays nordiques, ainsi que l'Espagne et le Portugal. L'Italie devrait suivre début 2015.

14. L'agence de coopération des régulateurs de l'énergie (*Agency for the Cooperation of Energy Regulators*).

15. Coreso, pour *COordination of Electricity System Operators*, est le premier centre de coordination technique régional pour les réseaux électriques.

transport¹⁶ (GRT) par une coordination opérationnelle renforcée. Cette action saluée par ENTSO-E devrait d'ailleurs être suivie par des coopérations similaires dans d'autres régions. Cependant, ces coopérations peuvent encore être renforcées afin de faciliter le développement des réseaux et d'utiliser tout leur potentiel.

Les pistes d'amélioration possibles

Réaliser des analyses socio-économiques concertées pour les interconnexions

Si les liaisons internationales sont souhaitables, leur mise en place est parfois difficile et coûteuse. Ainsi, la ligne actuellement en construction entre la France et l'Espagne n'a été décidée qu'après plus de vingt ans de négociations et n'a pu s'envisager, pour des raisons d'acceptabilité locale, qu'en souterrain et en courant continu, ce qui a multiplié son coût par huit par rapport au projet initial.

Les coopérations sur les interconnexions internationales sont en général plus complexes que les réseaux nationaux. Tout d'abord, ces réseaux doivent être approuvés par les régulateurs de chaque pays, et la question du financement débattue. Or, il est impératif mais difficile de quantifier les bénéfices pour les différentes parties prenantes. Un réseau améliore la sécurité d'approvisionnement des deux pays, mais les bénéfices ne sont pas nécessairement également répartis ; de même pour le solde d'exportations d'électricité, où un pays peut espérer sortir gagnant ; les lignes peuvent bénéficier à certaines agences de trading plutôt qu'au consommateur ; enfin, la commune d'implantation et les voisins d'une ligne n'ont pas d'intérêt à son existence.

Ces incertitudes liées aux interconnexions, tant sur les gains totaux que sur les impacts pour chaque acteur, sont un frein puissant à leur réalisation. Ces barrières peuvent être levées par une analyse socio-économique (c'est-à-dire du point de vue du bénéfice net pour la collectivité, en tenant compte des avantages tels que des émissions de CO₂ ou une consommation d'énergie fossile réduite), menée de façon concertée entre tous les acteurs : régulateurs, opérateurs, producteurs, États et citoyens, par une écoute réelle des parties prenantes et par des mécanismes transparents de fiscalisation et de compensations.

De telles démarches doivent être menées lors de tout projet d'interconnexion par les deux régions concernées. Mais il conviendrait également de conduire ces travaux à une maille européenne, afin de les intégrer à une vision globale et de long terme – notamment en accord avec le plan décennal élaboré par ENTSO-E, en impliquant de manière appropriée le Conseil, la Commission et le Parlement.

16. RTE, Elia, National Grid, 50hertz and Terna, qui couvrent ensemble environ 40 % de la population européenne.

LES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES ET GAZIERS

SOCLES DE LA COOPÉRATION ÉNERGÉTIQUE EUROPÉENNE

Croiser les prises de participation au capital : le moyen d'une meilleure gouvernance ?

Un nouveau mouvement apparaît en Europe, qui pourrait être mis à profit pour réduire davantage les frictions : l'ouverture des capitaux des GRT aux investisseurs – y compris aux autres GRT. L'ironie est que ces réseaux, longtemps considérés d'intérêt stratégique, sont aujourd'hui rachetés par des opérateurs non européens (au Portugal ou en Grèce), ce qui les place en position de force pour faire rentrer leurs fabricants de matériel dans les carnets de commande Européens. Mais, surtout, cela prive l'Europe d'une excellente opportunité de renforcer les coopérations entre ses États membres. Des prises de participation croisées, en alignant les intérêts économiques, seraient un moteur puissant de coopération. Sans affirmer la nécessité de ce levier, nous estimons qu'il mérite, lui aussi, une analyse coût-bénéfice.

Opérateur important, tant par sa taille que par ses activités de recherche, RTE¹⁷ pourrait jouer un rôle de premier plan dans ces opérations. Cependant, de nombreux pays ont transposé les directives du troisième paquet énergie en instaurant une séparation verticale complète (*ownership unbundling* – OU) entre les producteurs d'électricité et les GRT. En France, EDF est restée l'actionnaire unique de RTE. Ce dernier a donc le statut d'*independent system operator* (ITO), ce qui lui interdit d'entrer au capital d'un GRT ayant le statut d'OU dans une majorité de pays européens.

Pour que RTE ne soit pas absent de cette nouvelle Europe de l'électricité qui se construit, trois pistes semblent possibles. La première est le passage du statut d'ITO à celui d'OU pour RTE, donc une séparation complète avec EDF. Son acceptabilité politique et sociale suppose une parfaite clarté des intentions au service de l'intérêt des citoyens et des consommateurs. La seconde consisterait à assouplir les règles excluant les ITO à une échelle européenne, en modifiant le troisième paquet énergie-climat – ce qui paraît toutefois complexe. La troisième voie serait de modifier, à l'échelle nationale, pour chaque pays européen concerné, la transcription des directives européennes.

À terme, des participations croisées importantes appelleraient à mieux coordonner les actions des régulateurs, et inciteraient à un rapprochement, voire une fusion des régulateurs de quelques GRT. Ces fusions, si elles parviennent à regrouper trois ou quatre GRT, pourraient engendrer une dynamique amenant à une fusion progressive des régulateurs à un niveau européen. Cet unique régulateur européen serait plus à même de renforcer le marché intérieur de l'électricité et d'apporter une vision intégrée pour optimiser et planifier les capacités d'interconnexions.

17. RTE (Réseau de transport d'électricité) est une entreprise française, filiale d'EDF, qui gère le réseau public de transport d'électricité français.

Développer les coopérations transfrontalières entre réseaux de distribution

Des coopérations des réseaux de distribution entre régions frontalières peuvent également être très profitables. En effet, les énergies renouvelables décentralisées sont directement connectées à ces réseaux de basse et moyenne tensions. Or, passer par les réseaux de transport implique des coûts : installation de transformateurs, pertes lors de la conversion en haute tension... Sur quelques points frontaliers, une liaison transnationale par les réseaux de distribution peut être plus efficace.

Ces coopérations entre GRD¹⁸ sont en outre l'occasion de susciter un dialogue direct, donc de favoriser les efforts d'interopérabilité et de définition des normes entre GRD. Le développement du véhicule électrique est un exemple concret de ce type de coopération. Des villes frontalières bénéficieraient fortement d'infrastructures de charges et de véhicules compatibles entre les deux pays.

Les échanges et les concertations entre GRD sur ce thème doivent être renforcés, afin d'identifier les lieux et les projets à potentiel. Une mise en place rapide pourrait consister à renforcer l'association européenne des gestionnaires de réseaux de distribution, EDSO¹⁹, en créant un forum dédié à ce sujet.

Coopérer en recherche et développement

La mise en place des énergies renouvelables appelle à de nombreuses innovations technologiques, sur le stockage d'électricité, les lignes HVDC²⁰, le *power to gas*²¹ et l'utilisation de l'hydrogène, sur les smart grids et sur les énergies renouvelables elles-mêmes.

Combiner les efforts de recherche à un niveau européen permettra d'abord de partager les coûts de recherche. Une option serait de ressusciter le plan SET. Ce « plan stratégique européen pour les technologies énergétiques » lancé en 2007 est mort-né faute de financements.

Cette coopération en recherche et développement (R&D) doit également se traduire par un travail sur les normes, afin de soutenir l'innovation et d'assurer la compatibilité entre les technologies. Il serait en effet assez contre-productif que les réseaux intelligents français ne puissent pas communiquer avec leurs homologues allemands. Et il est bien plus facile de coopérer en amont – une fois les produits fabriqués et les infrastructures installées, les modifications sont bien plus difficiles. La définition de normes – volontaires

18. Gestionnaires de réseaux de distribution.

19. European Distribution System Operators' Association for Smart Grids.

20. Lignes haute tension à courant continu (*High Voltage Direct Current*).

21. Le *power to gas* consiste à utiliser la production d'électricité pour fabriquer du gaz – hydrogène ou méthane. Cette conversion est particulièrement intéressante en cas de surproduction d'électricité, par exemple de pic de production des renouvelables.

ou réglementaires – s'impose donc pour assurer l'interopérabilité des *smart grids* et des technologies qui y seront rattachées (panneaux solaires, lignes HVDC...). L'effort de normalisation pourrait également porter sur les données des compteurs intelligents, à l'instar de l'initiative *Green Button* aux États-Unis, pour favoriser l'accès aux tiers et l'essor de services et d'innovations, mais aussi définir les standards de sécurité et de respect de la vie privée.

Enfin, intensifier les efforts de recherche permettra d'identifier plus vite les technologies qui émergeront et de mieux apprécier l'horizon de leur rentabilité. Ces informations sont essentielles pour pouvoir développer en parallèle ou en amont les infrastructures adéquates, et notamment les réseaux, qui peuvent nécessiter des investissements lourds.

Coordonner les mécanismes de flexibilité et de capacité

L'intermittence des réseaux appelle à mettre en place et renforcer divers mécanismes de flexibilité. Mais ce problème sera mieux traité de manière européenne, en mettant en commun – grâce aux réseaux électriques – les ressources, les complémentarités des différents mix électriques et les surcapacités de production actuelles.

Avec la dérégulation du secteur électrique et la mise en concurrence des moyens de production, plus aucun acteur ne porte la responsabilité de la sécurité de l'approvisionnement. Le déploiement rapide des énergies renouvelables appelle de manière urgente à définir les procédures par lesquelles la responsabilité des fournisseurs est engagée. Cette réflexion doit être menée de façon coordonnée entre États européens, pour leur faciliter la formulation de réponses communes en aval. L'élaboration d'un mécanisme de capacité peut constituer un moyen efficace de répondre à ces enjeux.

Concilier intérêt général et enjeux locaux

Pour reprendre l'exemple de l'interconnexion France-Espagne nouvellement créée, les oppositions locales à cette ligne haute tension ont conduit à enterrer la ligne sur une longueur de 65 kilomètres. Ce qui a multiplié par huit le coût de l'infrastructure, portant la facture à 700 millions d'euros. Les montants en jeu soulignent que le recours systématique à l'enfouissement n'est pas une solution envisageable.

En Allemagne, plus de 80 % de la population soutient l'Energiewende²², et l'appropriation citoyenne des moyens de production a été jusqu'alors extrêmement forte : la moitié des capacités renouvelables installées en 2012 est détenue par des particuliers²³. Pourtant, les projets de lignes à haute tension rencontrent également de fortes oppositions. L'exemple emblématique est celui de la grande « autoroute de l'électricité » devant relier les moyens

22. La « transition énergétique » en allemand.

23. Rachel Guyet, Les paradoxes de la transition énergétique allemande, Ceri, septembre 2014, www.sciencespo.fr/ceri/fr/content/dossiersduceri/les-paradoxes-de-la-transition-energetique-allemande

de production du Nord – notamment les nouveaux champs d'éoliennes offshore – aux centres de consommation du Sud. Les vives oppositions des riverains sont renforcées par la volonté de certains Länder²⁴ de développer les énergies renouvelables – et donc de bénéficier de la manne des subventions – plutôt que de devenir dépendants d'autres régions. Cette ligne pourtant jugée prioritaire par le gouvernement n'a pour l'instant pas progressé.

Ces exemples soulignent l'importance de prendre en compte les réponses locales et régionales à ses grandes infrastructures. Un dialogue renforcé entre les gestionnaires de projet et les acteurs concernés (riverains, collectivités locales...), par exemple à travers la création de forums de discussion ou de consultations locales, doit permettre de clarifier les impacts sur l'homme et l'environnement, et de renforcer la concertation, donc la légitimité et l'acceptation de ces projets. Certaines situations peuvent également amener à définir de justes contreparties pour les nuisances occasionnées. Par exemple, les régions traversées par une ligne haute tension pourraient bénéficier d'une partie des avantages financiers de celle-ci, puisqu'elles en subissent les dommages fonciers et paysagers.

Les réseaux gaziers

Le gaz, une énergie de transition bloquée par des incertitudes géopolitiques sur l'approvisionnement

Une énergie à fort potentiel

L'attitude de l'Union européenne vis-à-vis du gaz est aujourd'hui ambiguë. Source d'énergie essentielle à de nombreux processus industriels ainsi qu'au chauffage des ménages, le gaz présente de nombreux avantages dans le cadre de la transition énergétique. Les centrales à gaz émettent deux fois moins de CO₂ que les centrales à charbon, moins de particules fines, et peuvent démarrer rapidement pour compenser la variabilité des énergies renouvelables. Les réseaux déjà construits permettent de l'acheminer et de le stocker dans les capacités souterraines et/ou les terminaux méthaniers. En outre, investir dans le système gazier ouvre la porte à l'hydrogène, au biogaz et au méthane de synthèse pour enraciner le gaz comme vecteur énergétique de demain. Enfin, le gaz est également une option intéressante pour le transport routier puisque les moteurs au gaz émettent moins de CO₂ que ceux à essence et quasiment pas de particules fines.

Cependant, le gaz reste une énergie fossile émettrice de CO₂. Investir inconsidérément dans des centrales à gaz, qui présentent un temps d'amortissement très long, peut amener à s'engager sur un sentier trop carboné. Le gaz ne peut donc prétendre résoudre seul la question de la décarbonation du système énergétique. Mais ses nombreux atouts en font un levier important pour accélérer la transition énergétique. Ainsi, l'Agence internationale

24. Division administrative allemande, comparable avec une région française.

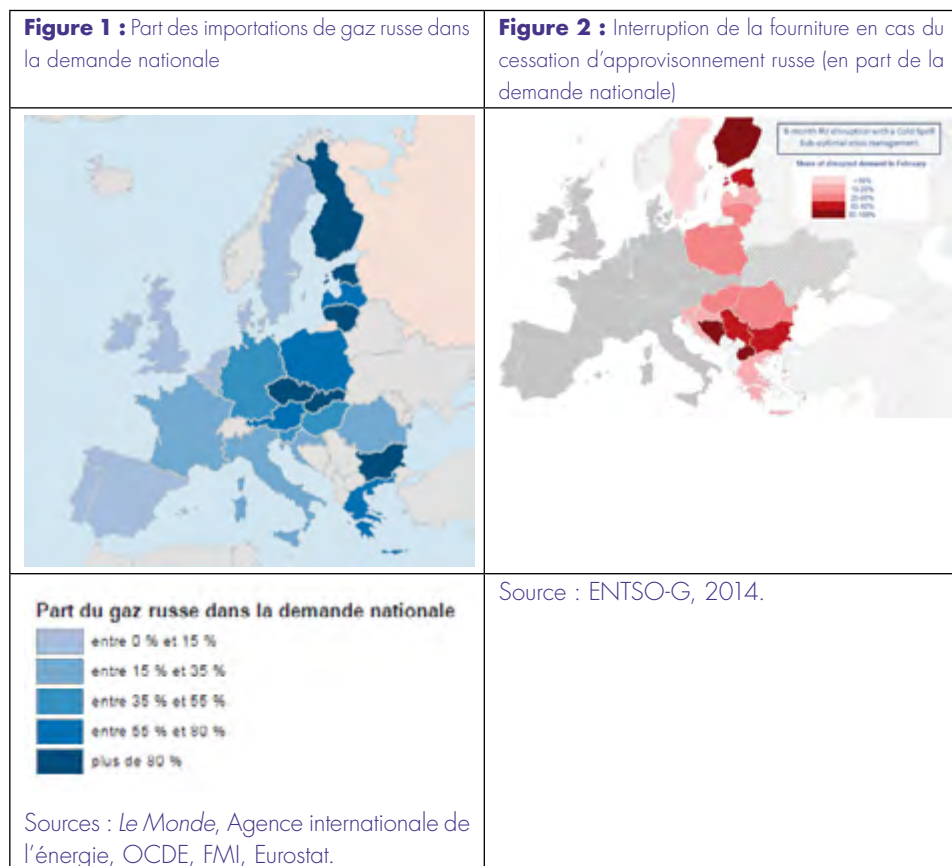
LES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES ET GAZIERS

SOCLES DE LA COOPÉRATION ÉNERGÉTIQUE EUROPÉENNE

de l'énergie évoquait en 2011 l'avènement d'un « âge d'or du gaz »²⁵, tandis que nombre de spécialistes le défendaient comme « combustible de transition » vers un système énergétique décarboné.

Une incertitude géopolitique

Cet enthousiasme autour du potentiel du gaz a été mis à mal en Europe par les tensions autour de la sécurité d'approvisionnement, avec les crises ukrainiennes de 2006, 2009 et 2014. La fourniture de gaz russe dépend en effet des relations de l'Union européenne avec ce pays, mais également des rapports entre la Russie et l'Ukraine, pays de transit encore important. L'Union européenne, qui importe environ 30 % de son gaz de Russie, reste vulnérable à une coupure des approvisionnements russes durant l'hiver. Cependant, cette moyenne cache des situations nationales extrêmement disparates (voir figure 1), puisque certains pays importent de Russie l'intégralité du gaz qu'ils consomment. Ces pays sont donc particulièrement vulnérables à une coupure d'approvisionnement russe, comme l'a souligné l'exercice mené récemment par la Commission européenne et ENTSO-G²⁶ (figure 2).



25. Agence internationale de l'énergie, *Are we entering a golden age of gas?*, *World Energy Outlook*, 2011. Disponible en ligne : www.worldenergyoutlook.org/goldenageofgas/

26. Le gestionnaire européen des gestionnaires de réseaux européens pour le gaz (*European Network of Transmission System Operators for Gas*).

LES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES ET GAZIERS

SOCLES DE LA COOPÉRATION ÉNERGÉTIQUE EUROPÉENNE

Les importations de gaz russe devraient même s'accroître à l'avenir, du fait de l'épuisement de la production européenne. La dépendance à Gazprom pèse donc à la fois sur le court et long terme.

Enfin, ces inquiétudes sont renforcées par le récent virage à l'Est de Gazprom. En mai 2014, après dix ans de négociations infructueuses, la Russie a soudainement signé un accord avec la Chine pour la construction d'un gazoduc de 38 bcm (soit 20 % des exportations russes vers l'Union européenne). La semaine suivante, des négociations ont débuté sur la création d'un autre gazoduc de 30 bcm reliant les deux pays. Enfin, en décembre 2014, Gazprom a annoncé l'abandon du projet de gazoduc *South Stream*, dont la construction avait été lancée en 2012 et qui devait approvisionner l'Europe d'une capacité supplémentaire de 63 bcm. En s'assurant d'autres débouchés pour son gaz, Moscou réduit sa dépendance de vendeur vis-à-vis de l'Europe et renforce la possibilité d'une utilisation géopolitique de cette ressource.

Face à ces risques croissants, des politiques doivent être menées pour renforcer la résilience du réseau à une réduction ou une coupure des importations de gaz russe. Des coopérations entre régulateurs plus poussées, des coordinations plus avancées des différentes infrastructures gazières, une diversification des approvisionnements en provenance du sud (Afrique du Nord, Méditerranée orientale) par gazoduc ou GNL et une définition plus claire de l'avenir du gaz en Europe doivent permettre d'obtenir rapidement des résultats significatifs.

Les pistes d'amélioration

Renforcer les coopérations entre régulateurs

À la différence de l'électricité, les interconnexions sont aujourd'hui extrêmement bien développées dans le gaz. La majorité du gaz consommé est importée des frontières européennes et transportée *via* des réseaux dans les différents pays membres. Les enjeux sont donc très différents du secteur électrique, caractérisé par un manque d'interconnexions. En gaz, la capacité installée est importante et doit même faire face à une décroissance de la demande qui pèse sur ses coûts.

Les opérateurs gaziers ont donc aujourd'hui une grande expérience du travail en commun, tant dans la construction de gazoducs transfrontaliers que dans la gestion opérationnelle. C'est davantage la multiplicité des régulateurs qui continue de poser des difficultés. Des arbitrages sont essentiels pour définir la répartition de coûts entre les différents usagers lors de la création d'une nouvelle interconnexion, et des régulateurs peuvent avoir des difficultés à s'accorder sur un montant équitable. Des incertitudes apparaissent également, notamment sur les investissements d'interconnexions entre deux opérateurs soumis à des régulateurs différents. Par exemple, un régulateur peut décider unilatéralement et *ex post* de réduire ou supprimer les débouchés d'une interconnexion cofinancée.

Pourtant, de nombreux gains en termes de sécurité énergétique pourraient être obtenus par la création d'interconnexions supplémentaires, la mise en place de *reverse flow* ou des accords sur le partage du gaz en cas de pénurie. Une plus grande coopération des régulateurs permettrait d'avancer sur ces thématiques. ENTSO-G, l'association des gestionnaires de transport de gaz créée en 2009, a constitué une première étape renforçant le dialogue entre opérateurs. Une coopération plus poussée pourrait être obtenue en renforçant des échelons intermédiaires. Cette avancée peut être réalisée au moyen d'une initiative régionale – à l'instar de Coreso dans le secteur électrique – se construisant autour de quelques grands régulateurs et s'étendant ensuite à d'autres pays.

Mieux intégrer les infrastructures gazières

Durant l'hiver 2013-2014, l'Europe a connu des tensions sur l'approvisionnement gazier, alors que le gaz était fourni normalement par la Russie et l'Ukraine. Les tensions sont venues d'un stockage insuffisant à l'approche de l'hiver, avec une sous-utilisation des capacités de stockage disponibles. En effet, le *market design*²⁷ actuel n'a pas incité les gaziers à stocker du gaz en prévision de l'hiver. Cette inefficacité évidente appelle à repenser le *market design* du stockage et, de façon plus générale, à mieux intégrer les marchés des différentes infrastructures gazières : réseaux, terminaux et stockages, afin de mieux répondre aux besoins de l'ensemble du système.

Définir la vision européenne sur l'avenir du gaz

Plus généralement, gestionnaires et régulateurs de réseaux pâtissent d'un manque de clarté politique. L'Union européenne mais aussi chacun de ses États membres semblent hésiter sur la marche à suivre.

La Commission européenne est encore hésitante sur la manière de gérer la sécurité d'approvisionnement gazier. Autrefois ignorée (« le marché y pourvoira »), cette question est devenue si cruciale pour la Commission après les crises ukrainiennes que certains envisagent maintenant de se passer de gaz à moyen terme. En France, la question du gaz a été étonnamment peu mentionnée dans le débat sur la transition énergétique. En Allemagne, de nombreuses centrales ont été mises sous cocon suite au déploiement des énergies renouvelables et à la compétitivité des centrales au charbon ; mais l'annonce récente du gouvernement de limiter les émissions de CO₂ pourrait rendre les centrales à gaz de nouveau compétitives²⁸. Ces incertitudes et ces revirements ne permettent pas de gérer sereinement des infrastructures gazières qui s'amortissent sur un temps long.

Les risques liés à l'approvisionnement russe ne doivent pas pour autant condamner cette source d'énergie utile et prometteuse. Une meilleure intégration des réseaux gazières et des

27. Ce terme désigne la conception de règles de marché.

28. *Le Monde*, « Les centrales au charbon menacées en Allemagne », 24 novembre 2014, www.lemonde.fr/planete/article/2014/11/24/les-centrales-au-charbon-allemandes-menacees_4528218_3244.html

LES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES ET GAZIERS

SOCLES DE LA COOPÉRATION ÉNERGÉTIQUE EUROPÉENNE

infrastructures de stockage peut permettre d'augmenter la résilience du système. En outre, le développement de l'offre de gaz naturel liquéfié permettra prochainement de pallier les éventuelles ruptures russes par un approvisionnement maritime, sans surcoût prohibitif. Enfin, la Russie restera dépendante de l'Europe comme client pour son gaz. Les nouveaux gazoducs mobilisent pour l'essentiel des champs différents, situés bien plus à l'Est, et les volumes consommés par l'Europe représentent pour la Russie un revenu conséquent.

S'il convient de desserrer l'étau russe, une politique gazière peut et doit être envisagée par l'Union. Cette clarification permettra une plus grande cohérence globale de la politique énergétique européenne. La substitution au charbon est possible avec un prix du CO₂ adéquat ; les nouvelles formes de gaz (hydrogène, méthane de synthèse, biogaz) nécessiteront la création et le soutien des filières ; les transports, une réglementation adaptée. Une feuille de route claire permettra de réduire l'incertitude actuellement très forte sur les volumes de gaz à moyen terme en Europe, et donc de préparer les infrastructures adéquates.

Conclusion

Le secteur de l'énergie en Europe fait aujourd'hui face à une crise du fonctionnement des marchés tels que dessinés dans les années 1990, à des préoccupations quant à la sécurité d'approvisionnement en électricité et en gaz, ainsi qu'aux défis de la décarbonation et de l'augmentation des coûts de l'énergie. Les réseaux possèdent un fort potentiel pour améliorer la sécurité d'approvisionnement, permettre l'intégration des énergies renouvelables et mieux gérer la demande ; mais ce potentiel ne sera pleinement exploité que grâce à des coopérations plus poussées qui dépassent l'horizon court-termiste des marchés actuels.

Les systèmes électriques doivent s'adapter au développement rapide de sources variables et décentralisées. Les interconnexions transfrontalières sont une piste importante pour faire face à ces nouveaux enjeux. Mais la construction de ces infrastructures de transport doit être précédée d'une analyse socio-économique, si possible à la maille européenne, afin de les inscrire dans un cadre de long terme et d'en identifier les gagnants et les perdants. Parmi les véhicules de coopérations renforcées, des prises croisées de participation au capital entre gestionnaires de réseaux pourraient aider à l'alignement de leurs intérêts économiques. Mais pour que RTE ne soit pas écarté du jeu, il pourrait être nécessaire de réaliser sa séparation patrimoniale complète avec EDF.

Des coopérations entre distributeurs d'électricité doivent également être renforcées aux frontières, afin de jouer efficacement sur les complémentarités entre régions. Une autre piste prometteuse est la mise en commun de programmes de R&D, avec un partage des fruits et des coûts, la création de normes communes et un effort d'interopérabilité des technologies. Enfin, les complémentarités entre les parcs électriques nationaux appellent à des partenariats sur les mécanismes de flexibilité et de capacité. Mais toutes ces pistes ne peuvent s'affranchir d'une prise en compte des enjeux locaux et des risques d'opposition.

Un dialogue renforcé entre les acteurs et, le cas échéant, des mécanismes de compensation pour les nuisances subies doivent être envisagés.

L'approvisionnement gazier est, quant à lui, soumis aux tensions géopolitiques entre l'Union Européenne, la Russie et l'Ukraine. Si la coordination des opérateurs de réseaux est avancée, c'est désormais du côté des régulateurs qu'il faut progresser. La mise en place de partenariats à la maille régionale, sur le modèle de Coreso, pourrait être une initiative intéressante. Une autre piste est une meilleure intégration des différentes infrastructures de transport, des terminaux et des stockages, qui fonctionnent aujourd'hui selon des marchés mal coordonnés pour les besoins du système, ce qui nuit au consommateur. Enfin, c'est surtout la question du futur du gaz qui doit être clarifiée, pour offrir une sécurité nécessaire à des investissements de long terme dans les infrastructures : comment l'Europe conçoit-elle la nécessaire interdépendance avec les grands pays producteurs et une diplomatie de l'approvisionnement en gaz (comme en pétrole) ?

Les complémentarités entre systèmes électriques et gaziers peuvent aussi être développées en assurant une rentabilité satisfaisante aux centrales électriques à cycle combiné gaz (CCG) ou en utilisant l'énergie électrique des heures creuses pour la production d'hydrogène venant enrichir le gaz.

Une coopération européenne renforcée dans les réseaux est aujourd'hui un levier essentiel pour éviter tout risque de pénurie et assurer la soutenabilité économique de la transition énergétique. Mais cette évolution ne peut s'envisager sans prendre en compte les autres aspects du système électrique, et notamment les difficultés rencontrées par les producteurs d'électricité. Les lieux de production sont en effet consubstantiels de l'intérêt d'une ligne électrique, et les investissements importants de ces infrastructures de transport nécessitent une stabilité sur un temps long. La recherche d'une efficacité pan-européenne ne peut donc faire l'économie d'une réflexion sur le fonctionnement du marché et la prise en compte du long terme²⁹.

Les pistes proposées peuvent être mises en place rapidement, et ainsi envoyer des signaux positifs pour la prochaine Conférence pour le climat, en donnant des exemples concrets de transitions énergétiques réussies et en soulignant la volonté des États européens de s'engager sur cette voie. À plus long terme, ces rapprochements entre opérateurs et régulateurs sont autant de petit pas qui renforcent les solidarités entre les États membres sur la question de l'énergie. Car la coopération ne se décide pas ; elle se construit dans la confiance et la durée, à travers la réalisation de projets communs concrets. Les difficultés que l'Europe rencontre aujourd'hui sont autant d'opportunités de trouver des solutions collectives et d'avancer dans la voie d'une Europe de l'énergie plus efficace et plus unie. Face au risque

29. Voir à ce titre *L'Europe de l'électricité doit changer de base*, collectif d'experts, Fondation Jean-Jaurès, 26 septembre 2014 ; disponible en ligne : www.jean-jaures.org/Publications/Notes/L-Europe-de-l-electricite-doit-changer-de-base

LES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES ET GAZIERS

SOCLES DE LA COOPÉRATION ÉNERGÉTIQUE EUROPÉENNE

NOTE n° 251 - Fondation Jean-Jaurès - 4 mars 2015

global du changement climatique, les solutions ne doivent plus être cherchées uniquement dans les frontières des États. Les réseaux électriques et gaziers, qui forment déjà un lien physique, peuvent être l'ancrage, le socle d'alliances économiques et politiques qui porteront la construction de l'Europe de l'énergie.

Annexe 1 : récapitulatif des propositions

Propositions pour les réseaux électriques

Réaliser des analyses socio-économiques concertées pour les interconnexions	<ul style="list-style-type: none"> • Réaliser des analyses socio-économiques transparentes, incluant les parties prenantes de chaque pays : opérateurs, régulateurs, États, citoyens, producteurs. • Inclure ces analyses dans la vision décennale d'ENTSO-E, en concertation avec la Commission, le Conseil et le Parlement européens.
Encourager les prises de participation croisées au capital entre gestionnaires des réseaux de transport	<ul style="list-style-type: none"> • Encourager les prises de participation croisées au capital entre GRT européens. • Acter une séparation entre EDF et RTE pour permettre à ce dernier de participer à ces mouvements de capital ; ou à défaut, obtenir des autres États européens un assouplissement des règles contrôlant les investissements dans les GRT. • À terme, réaliser des rapprochements, ou des fusions, entre quelques régulateurs pour initier une dynamique de rapprochement plus large, voire européenne.
Développer les coopérations transfrontalières entre réseaux de distribution	<ul style="list-style-type: none"> • Réaliser des connexions directes entre réseaux de distribution. • Renforcer les analyses et les concertations sur les potentiels de ces connexions, par exemple au sein d'EDSO.
Mettre en commun les efforts de R&D	<ul style="list-style-type: none"> • Mettre en commun des financements pour la recherche sur les réseaux et technologies associées : <i>smart grids</i>, stockage, lignes hautes tensions à courant continu... Un levier rapidement mobilisable consisterait à abonder plus significativement dans le plan SET (plan stratégique européen pour les technologies énergétiques). • Définir des normes communes pour ces technologies.
Coordonner les mécanismes de flexibilité	<ul style="list-style-type: none"> • Créer des mécanismes de flexibilité transnationaux, mettant à profit les ressources, les complémentarités entre mix énergétiques ou les capacités inutilisées dans certains pays. • Clarifier les responsabilités des acteurs quant à la sécurité d'approvisionnement. • Travailler à des mécanismes de capacité communs.
Concilier intérêt général et enjeux locaux	<ul style="list-style-type: none"> • Renforcer le dialogue et la concertation en amont des projets afin de limiter les oppositions locales au développement de nouvelles lignes, par exemple à travers la création de forums dédiés ou de consultations locales. • Clarifier les impacts sur l'homme et l'environnement. • Le cas échéant, définir les justes indemnités pour les nuisances occasionnées.

LES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES ET GAZIERS

SOCLES DE LA COOPÉRATION ÉNERGÉTIQUE EUROPÉENNE

Propositions pour les réseaux gaziers

Renforcer les coopérations entre régulateurs	<ul style="list-style-type: none">• Créer des instances de coopérations régionales, à l'instar de Coreso.
Mieux intégrer les infrastructures gazières	<ul style="list-style-type: none">• Modifier le <i>market design</i> du stockage pour mieux intégrer la notion de sécurité d'approvisionnement du système.• Mieux intégrer les différentes infrastructures, pour optimiser le fonctionnement et la résilience de l'ensemble du système.
Définir la vision européenne sur l'avenir du gaz	<ul style="list-style-type: none">• Continuer à améliorer la résilience du système aux éventuelles ruptures de fournitures de gaz.• Définir une feuille de route pour donner de la visibilité aux investissements et utiliser le potentiel du gaz pour la transition énergétique.

Annexe 2 : Contexte et déroulement des auditions du groupe « Énergie et environnement »

La transition énergétique a pour objectif de repenser en profondeur le fonctionnement des systèmes énergétiques actuels. Le défi est de combiner la sécurité d'approvisionnement dans un contexte de tensions géopolitiques autour de la fourniture de gaz, avec le déploiement des énergies renouvelables décarbonées en électricité et la recherche d'une meilleure efficacité énergétique et l'offre durable d'une énergie compétitive aux ménages et aux entreprises européens. Premiers concernés par ces enjeux, les réseaux seront une pièce maîtresse pour y faire face. Des coopérations transnationales renforcées permettront à la fois d'exploiter au maximum leur potentiel.

Le groupe de travail « Énergie et environnement » de la Fondation Jean-Jaurès s'est saisi du sujet et a procédé au quatrième trimestre 2014 à une série d'auditions de responsables et experts français et européens du domaine.

Quentin Perrier, membre du groupe, en a été le rapporteur.

Note de cadrage adressée aux personnes auditionnées

Fédérer les réseaux européens de transport d'énergie

Au printemps 2014, le président de la République a souhaité que la France lance une initiative pour une approche plus européenne de l'énergie et qu'une forme concrète lui soit donnée. Le groupe de travail « Énergie et environnement » de la Fondation Jean-Jaurès, à partir de réflexions qu'il a publiées depuis plus de deux ans, propose de jeter les bases d'une coopération étendue entre les gestionnaires des réseaux de transport (GRT). Celle-ci pourrait aller jusqu'à deux grandes co-entreprises européennes (l'une pour l'électricité, l'autre pour le gaz) qui seraient la colonne vertébrale d'un secteur énergétique européen plus intégré et mieux planifié.

Plusieurs attendus sous-tendent cette proposition. Conçue dans les années 1990, l'architecture des marchés européens de l'électricité et du gaz donne la primauté aux marchés de gros de court terme, pariant qu'il en résultera une concurrence efficace et intégratrice. Dans cette optique, les contrats de long terme sont largement proscrits tandis que les interventions des puissances publiques s'attirent le grief d'aide d'État. La fonction de GRT a été créée avec la principale mission de faciliter la possibilité physique des marchés commerciaux et financiers qui se sont ouverts.

L'électricité et le gaz ne sont pourtant pas de simples commodités dont les caractéristiques se résument dans un prix instantané. L'illusion a vécu. Aujourd'hui, tous les enjeux du secteur – la hausse des prix, la montée de la précarité des ménages, les soucis de sécurité d'approvisionnement, la lutte contre le changement climatique, l'intégration des énergies renouvelables, la bataille pour l'industrie et l'emploi... – proclament le besoin d'une approche plus politique et plus stratégique. Une architecture impuissante à donner des signaux de prix qui éclairent le long terme et qui fiabilisent les bonnes décisions d'investissement doit donc être réformée.

Le système électrique soulève des questions plus spécifiques. Comment s'assurer d'une capacité installée suffisante pour répondre aux aléas de l'offre et de la demande sans risquer le *black out* ? Avec le marché de gros, la rémunération de cette capacité est trop incertaine ; une intervention du régulateur est nécessaire ; les États membres l'ont entreprise, mais sans instrument de concertation. Comment déclencher les investissements dans les interconnexions, lorsque celles-ci diminuent le coût total de satisfaction de la demande,

mais créent, par le biais du marché de court terme, des gagnants et des perdants ? Il n'y a pas d'instrument d'ajustement économique.

Suffirait-il, pour vaincre ces difficultés et garantir la cohérence, que l'Union impose à ses États membres un mix énergétique cible (moyens de production électrique, sources d'approvisionnement gazier), tel celui de la « roadmap 2050 » proposée par la Commission européenne en 2011 ? Non : l'approvisionnement est une responsabilité souveraine ; les choix énergétiques sont de véritables marqueurs politiques et culturels des États. Même aux États-Unis, un tel fédéralisme énergétique n'existe pas.

L'approche pragmatique consiste dès lors à réformer l'architecture du marché. Dans le cadre des grands objectifs communautaires (compétitivité, sécurité, climat), chaque État membre doit pouvoir organiser des appels d'offres donnant lieu à des contrats de long terme entre les concurrents vainqueurs et un acheteur central. Celui-ci peut être le gestionnaire du réseau de transport, qui est le mieux à même d'analyser l'équilibre offre-demande à long terme et de garantir la cohérence entre investissements de production et investissements de réseau.

Les gestionnaires de réseau sont déjà habitués à travailler ensemble. Des progrès ont été réalisés dans l'utilisation des capacités d'interconnexions existantes ; des efforts communs ont permis l'aboutissement de projets nouveaux. Dans la conduite du système en temps réel, les pratiques d'information et de solidarité sont bien rôdées.

Avec une réforme des marchés européens de l'énergie qui rend une place première aux instruments de long terme, la coopération entre GRT peut aller beaucoup plus loin : coordination dans la durée des plans énergétiques de chaque État, conduite concertée d'appels d'offres pour développer et financer des interconnexions et des moyens de stockage tels les pompes hydrauliques, impulsion de la R&D dans les équipements de transport à haute tension... Deux cadres de travail sont envisageables : des coopérations spécifiques entre deux ou plusieurs gestionnaires, ou bien via leurs associations européennes, ENTSO-E pour l'électricité, au sein de laquelle RTE joue un rôle moteur, et ENTSO-G pour le gaz.

Pour approfondir cette proposition, pour définir plus précisément les contours qu'elle recevrait dans l'électricité ou dans le gaz, pour apprécier ses facteurs d'acceptation politique, le groupe de travail « Énergie et environnement » invitera divers acteurs à réagir et exprimer leur point de vue. Ces auditions se dérouleront sous la règle de « Chatham House ». L'objectif est de livrer, pour début 2015, une proposition techniquement pertinente, politiquement attractive et susceptible d'être largement soutenue.

LES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES ET GAZIERS

SOCLES DE LA COOPÉRATION ÉNERGÉTIQUE EUROPÉENNE

Liste des personnes auditionnées par le groupe

Personnalités invitées	Date
<ul style="list-style-type: none">• Fabien ROQUES (France)	29 septembre 2014
<ul style="list-style-type: none">• Dominique MAILLARD (France), président de RTE• Luc HUJOEL (Belgique), directeur général de Sibelga (distribution de gaz et d'électricité pour la Région de Bruxelles)	2 octobre 2014
<ul style="list-style-type: none">• Thierry TROUVE (France), directeur général de GRT GAZ• Claudé DESAMA (Belgique), ancien membre du Parlement européen, expert en énergie	13 octobre 2014
<ul style="list-style-type: none">• Marc-Oliver BETTZÜGE (Allemagne), professeur d'économie de l'énergie	16 octobre 2014
<ul style="list-style-type: none">• Robert DURDILLY, président de l'UFE• Alexandre GRILLAT (CGC)	20 octobre 2014
<ul style="list-style-type: none">• Marie-Claire CAILLETAUD (CGT)• Laurent HEREDIA (CGT)	6 novembre 2014
<ul style="list-style-type: none">• Dominique BOUSQUENAUD et Guy MARCHETTI (CFDT)	19 novembre 2014