

Confrontations Europe Groupe Transition Energétique

Petit-déjeuner du 8 Février 2017

“L'évolution du réseau électrique dans la transition énergétique”

La présente note résume les apports des cinq intervenants :

- **Katrien PRINS**, Unité réseaux et initiatives régionales, DG Energie, Commission européenne
- **Bendt BENDTSEN**, Membre du Parlement européen, Parti populaire Conservateur Danois, Parti Populaire Européen
- **Michel DERDEVET**, Secrétaire Général et membre du conseil d'administration, ENEDIS
- **Matthias DÜRR** : Directeur des affaires européennes, AMPRION
- **Hervé LAFFAYE**, Directeur des relations internationales et européennes, RTE

Le texte effectue une synthèse entre leurs présentations liminaires et les réponses aux questions posées par l'assistance ou leurs contributions.

La séance s'est tenue en présence de Marcel Grignard, Président de Confrontations-Europe, Anne Macey, Déléguée Générale, Carole Ulmer, Directrice des Etudes. La réunion a été organisée par Alexandre Ferrafiat, Chargé de mission au Bureau de Bruxelles de Confrontations-Europe ; les débats ont été animés par Michel Cruciani, Conseiller Climat-Energie.

INTRODUCTION

Le 30 Novembre 2016, la Commission Européenne a publié son paquet d'hiver "*Une énergie propre pour tous les Européens*", qui comprend la révision ou l'introduction de huit législations concernant les renouvelables, l'efficacité énergétique et la performance énergétique des bâtiments, le marché de l'électricité et la sécurité d'approvisionnement en électricité, et enfin des règles pour un système de gouvernance de l'Union de l'Energie.

Ainsi, l'Union Européenne accomplit sa promesse de faire de l'année 2016-2017 "l'année de l'énergie". Avec ce paquet, la Commission affirme poursuivre deux visées :

- **Décarbonation** : Donner au marché les outils et les moyens pour accélérer la transition énergétique vers une économie bas carbone.
- **Européanisation** : Accélérer le passage d'une approche nationale à une approche régionale, prélude à une approche entièrement communautaire. La plupart des thèmes abordés visent une avancée au niveau de régions européennes, regroupant plusieurs pays (interconnexion transfrontalière, mécanisme de capacité, dispositifs de soutien aux renouvelables etc.). Le tracé de ces régions est parfois renvoyé à des instances techniques, telles qu'ENTSO-E.

Dans le cadre de cette européanisation, le rôle des gestionnaires des réseaux de transport et de distribution d'électricité est primordial. Le petit-déjeuner du 8 Février 2017 a permis de confronter la position des institutions européennes et les attentes des GRT et GRD sur un ensemble de sujets incluant les

mécanismes de financement, l'incitation à l'investissement, les défis et obstacles relatifs à la réglementation et à l'innovation.

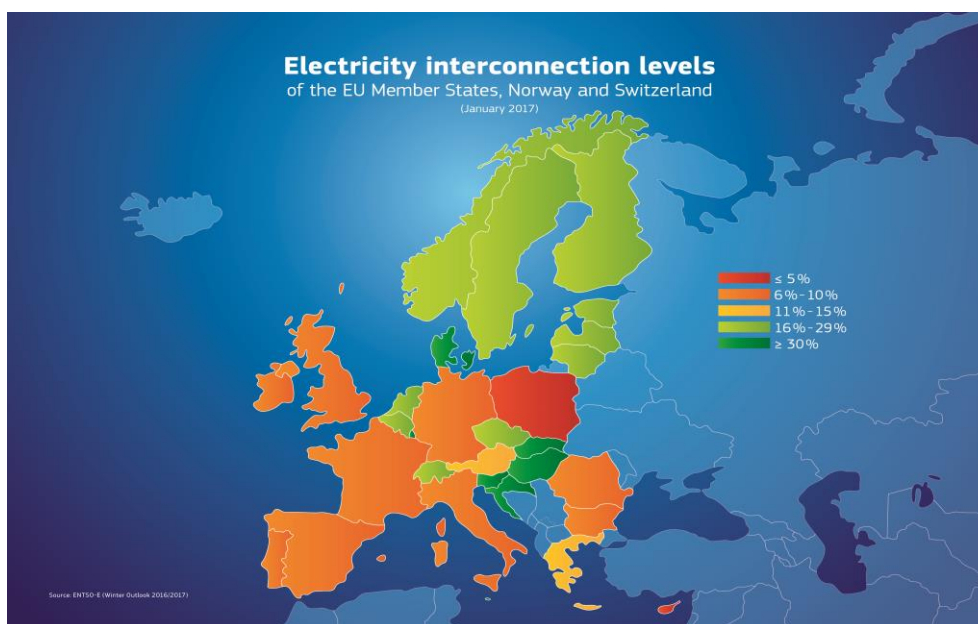
L'APPROCHE DES ACTEURS INSTITUTIONNELS, COMMISSION ET PARLEMENT

a) La priorité donnée aux infrastructures réseaux :

Le règlement 347/2013 concernant les orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes assignait au développement du réseau européen une triple mission : concourir au renforcement de la sécurité d'approvisionnement, à la compétitivité et à la durabilité. Avec le projet d'Union de l'Energie, on ajoute une vision politique : le réseau électrique est perçu comme l'outil permettant d'une part d'intégrer plus facilement les énergies renouvelables et d'autre part d'effacer les frontières des systèmes nationaux en équilibrant l'offre et la demande à l'échelle européenne (ou au moins régionale).

L'objectif fixé en 2009 devrait être atteint par quasiment tous les pays. Il demandait à chaque Etat d'atteindre en 2020 une capacité d'interconnexion avec ses voisins équivalente à 10 % de sa puissance installée. Un groupe d'experts de haut niveau étudie désormais la faisabilité d'un objectif de 15 % d'interconnexion en 2030 pour tous les Etats membres ; il rendra ses conclusions à la fin du semestre en cours. Toutefois, au stade actuel, un objectif unique semble inadapté face à la diversité structurelle des réseaux et chaque réalisation restera soumise à une étude coût-bénéfice.

La carte ci-dessous indique le niveau d'interconnexion de chaque Etat membre :



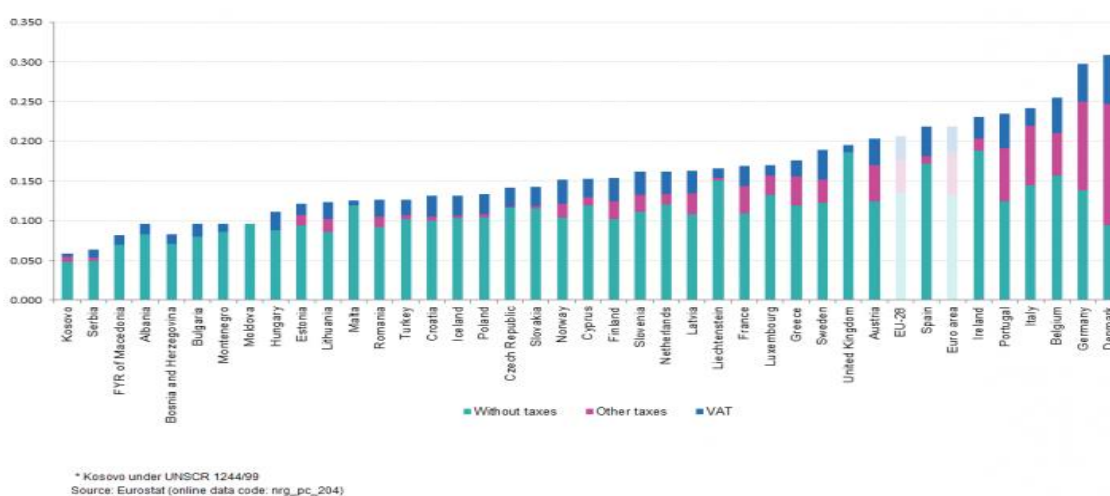
Source : ENTSO-E, winter outlook 2016-2017

Cependant, dans un contexte où la priorité est donnée à l'efficacité énergétique, l'extension programmée du réseau électrique suscite des interrogations. On peut craindre un risque d'investissement échoué (*stranded asset*) si moins d'énergie transite sur les ouvrages. Un objectif élevé d'interconnexion se justifie néanmoins si l'on donne une priorité absolue aux enjeux de sécurité d'approvisionnement et de concurrence, car elles favorisent la pénétration des sources renouvelables dans le système et réduisent de ce fait la dépendance aux importations d'hydrocarbures provenant de Russie et du Moyen-Orient. Elles permettent aussi d'accéder à chaque instant à la production de la centrale la moins chère sur la plaque interconnectée, et diminuent ainsi la part "fourniture" de la facture des consommateurs.

Ne risque-t-on pas d'accroître la fracture entre les régions d'Europe bien interconnectées et les régions périphériques ? Cette question se pose déjà à l'intérieur de plusieurs pays dont la géographie est hétérogène. Plusieurs de ces pays atténuent les disparités en appliquant un tarif d'acheminement unique, qui place tous les consommateurs à égalité. C'est en particulier le cas du Danemark, où existe une péréquation tarifaire pour les frais de réseau.

Bien interconnecté, le marché danois atteint un haut degré de compétitivité, tous les consommateurs ayant la faculté de se fournir auprès d'entreprises nationales et étrangères. On voit sur le graphique ci-dessous que la part "fourniture + acheminement" dans la facture d'un consommateur domestique figure parmi les plus faibles de l'UE 28 (barreau de couleur turquoise). Point faible : les consommateurs résidentiels sont fortement taxés (barreau rose) et la TVA est élevée.

Le tableau ci-dessous indique le prix de l'électricité (€/kWh) pour les consommateurs résidentiels dans les 28 Etats membres, en 2016. Nous pouvons observer que le prix danois atteignait à peu près 0,30 €/kWh dont 50 % de taxe. En comparaison, le prix en France avoisinait 0,15 €/kWh.



Source: Eurostat - Electricity prices for household consumers, 2016s1 (EUR/kWh)

b) Une aide au financement :

L'ampleur de l'investissement exige une hiérarchisation des projets. L'Union Européenne a défini des axes prioritaires de développement des réseaux. Ils incluent tous les ouvrages qui aident les États membres à intégrer physiquement leurs marchés de l'énergie, qui leur permettent de diversifier leurs sources d'approvisionnement, qui contribuent à mettre un terme à l'isolement énergétique de certains d'entre eux et qui favorisent la diffusion des productions renouvelables. Les ouvrages qui satisfont ces besoins prioritaires à l'échelle européenne peuvent recevoir le label "projet d'intérêt commun" (PIC) lorsqu'ils remplissent certaines conditions :

- Ils bénéficient de procédures accélérées pour la planification et l'octroi des autorisations (délai contraignant de trois ans et demi), une seule autorité étant désignée pour l'ensemble des autorisations.
- Les coûts administratifs sont abaissés grâce à des méthodes d'évaluation environnementale plus rapides et plus efficaces.
- La publication d'un manuel des procédures améliore la transparence du projet, permettant une meilleure participation du public.

Si tous les critères sont satisfaits, une assistance financière au titre du Mécanisme pour l'Interconnexion en Europe (doté de 5,85 milliards d'euros en prix courants pour la période 2014- 2020) devient possible sous la forme soit de subventions, soit d'instruments financiers mis à disposition, en coopération avec les institutions financières (la BEI, par exemple). Cette aide reste modeste au regard du coût des réalisations mais rassure néanmoins les apporteurs de capitaux. On compte actuellement 195 PIC qui contribueront à la réalisation des objectifs de l'Europe dans le domaine de l'énergie et du climat et concourent de manière déterminante à la réalisation de l'Union de l'Énergie.

Pour illustrer ce mécanisme par un exemple récent, mentionnons que le 21 Février 2017 la Commission Européenne a autorisé l'allocation au titre du Mécanisme pour l'Interconnexion en Europe d'une aide financière de 4 millions € pour la prochaine phase du projet d'interconnexion Celtic entre l'Irlande et la France, piloté par EirGrid et le GRT français RTE.

Ce mécanisme comporte cependant des points faibles. Peu de projets "smart grids" sont labélisés PIC et bénéficient des avantages prévus : il semblerait que cet instrument privilégie les projets de transport. Or dans un contexte de décentralisation de l'appareil productif, le rôle des "smart grids" ne cessera de croître. La Commission Européenne admet que seulement trois projets "smart grids" ont obtenu la qualification PIC, mais elle promet que la liste suivante en comprendra davantage.

- **Une gouvernance européenne :**

Au sein de la Commission et du Parlement, on estime que les interconnexions constituent un maillon déterminant pour progresser vers l'Union de l'Énergie. La fixation d'objectifs est certes nécessaire mais demeure insuffisante si les Etats membres ne s'engagent pas complètement. Pour illustration, entre l'Allemagne et le Danemark les interconnexions sont opérationnelles mais les obstacles administratifs et politiques restreignent parfois l'utilisation du potentiel. A Bruxelles, on craint toujours une approche protectionniste de la part de certains Etats Membres ; on se demande ainsi si les obstacles aux liaisons entre la France et l'Espagne ne résultent pas de manœuvres politiques, par exemple pour freiner la pénétration, sur le marché français, de l'énergie solaire produite en Espagne.

Tout protectionnisme national constitue un défi qui demande à être traité grâce à une véritable gouvernance européenne. Dans cet esprit, la réforme du marché contenue dans le "paquet d'hiver" accentuera l'ouverture des systèmes nationaux ; ainsi, l'éligibilité aux mécanismes de capacité s'appliquera à toutes les technologies et permettra la participation des productions situées au-delà des frontières.

L'APPROCHE DES GESTIONNAIRES DE RESEAUX

Les représentants des gestionnaires de réseau, transport (GRT) et distribution (GRD) ont exprimé également leur attachement à la réalisation de l'Union de l'Énergie. Ils saluent les avancées contenues dans le paquet "Une énergie propre pour tous", mais alertent toutefois la Commission et le Parlement sur les défis techniques et économiques auxquels ils sont confrontés.

- a) **Un modèle d'affaires en mutation :**

Trois phénomènes touchent les gestionnaires de réseaux :

- Le développement des réseaux de transport ne dépend plus uniquement de la situation nationale. Les réseaux nationaux doivent de plus en plus souvent s'adapter à des évolutions survenant dans les pays voisins, voire à l'échelle européenne. Alors que les réseaux suivaient jusqu'à présent l'essor des consommations, ils suivent désormais la croissance du parc de production. D'ici 2030, les capacités installées en énergies renouvelables atteindront probablement dix fois leur volume de l'an 2000, impliquant aussi une multiplication par dix de la longueur des ouvrages qui les desservent. La capacité totale du parc de production européen doublera, passant de 1 TW (2016) à 2 TW en quelques décennies, tandis que la consommation pourrait se stabiliser.

- La production repose sur une part croissante d'unités décentralisées. A titre d'exemple, en France, 95 % des nouvelles capacités renouvelables sont raccordées au réseau de distribution, qui gérait déjà 330 000 sites de production en 2016. Dans la nouvelle configuration du marché de l'électricité, les GRD joueront donc un rôle majeur, encore accru par le raccordement des bornes de recharge pour véhicules électriques et par la pose de compteurs communicants chez les consommateurs. Les GRD expriment donc leur satisfaction de se voir bientôt associés à la gouvernance du système électrique européen avec la création d'une entité leur donnant une voix dans les débats.
- La digitalisation des réseaux modifie les conditions d'exploitation des ouvrages. Elle permet une amélioration de la qualité de la desserte et une programmation affinée des investissements. S'agissant des données collectées, les GRD apprécient la clarification apportée par le paquet d'hiver, leur reconnaissant la fonction de "gestionnaires neutres" pour ces données. Cette fonction va prendre une ampleur considérable ; ainsi, en France, avec 35 millions de "compteurs intelligents", ENEDIS collectera en 2020 un volume de données 4 000 fois plus important qu'aujourd'hui.

b) Une contrainte financière grandissante :

La Commission estime à 1 100 milliards d'euros les besoins en investissements dans les infrastructures pour les dix prochaines années, dont 400 milliards d'euros pour les réseaux de distribution et 200 milliards d'euros pour les réseaux de transport. A cet égard, les GRT et GRD accueillent favorablement l'engagement de la Commission Européenne de soutenir l'investissement dans les réseaux, via notamment les Projets d'Intérêt Communs et le Mécanisme pour l'Interconnexion en Europe. En revanche, ils font part de leurs réserves sur l'abrogation de la directive 2005/89, prévue dans le paquet d'hiver, qui comportait des incitations à investir.

L'ampleur des sommes à réunir appelle un effort particulier pour créer un cadre légal attractif pour les investisseurs : réduire le nombre d'interlocuteurs et améliorer la coordination entre eux (gouvernements, régulateurs, autorités territoriales, gestionnaires des réseaux...), stabiliser la réglementation et donner de la visibilité aux financeurs afin d'abaisser la prime de risque qu'ils demandent, enfin rechercher de nouveaux capitaux mobilisables. Sur ce dernier point, une piste consisterait à drainer une partie de l'épargne populaire disponible au moyen d'un livret d'épargne européen, destiné spécifiquement aux infrastructures nécessaires à la transition énergétique.

A propos des ressources propres des gestionnaires, le paquet du 30 Novembre 2016 a fait surgir deux préoccupations :

1. En premier lieu, les textes prévoient une harmonisation des tarifs d'acheminement. S'agissant du transport, une telle harmonisation paraît pertinente ; la convergence des méthodes de détermination du tarif, sous la supervision de l'ACER, va dans la bonne direction. Elle semble moins justifiée au niveau de la distribution, compte tenu de la disparité des zones de distribution selon les pays. Quel que soit le mode de calcul, pour le transport comme pour la distribution, le tarif doit générer des ressources suffisantes pour permettre aux gestionnaires d'investir. Il conviendra tout spécialement de rester attentif au ratio entre les recettes liées aux volumes d'énergie acheminés et celles issues de la puissance souscrite par le consommateur (encore appelée prime fixe ou abonnement).
2. En second lieu, la proposition de révision du règlement 714/2009 dispose que la rente de congestion issue des interconnexions ne pourra être allouée qu'au renforcement des liaisons transfrontalières. Cette exigence peut se révéler contreproductive. Le financement des travaux repose généralement sur un ratio de 40 % de ressources propres et 60 % de prêts. Actuellement, les ressources propres proviennent en partie de la rente de congestion ; en privant les GRT de cette recette, on restreint leur possibilité d'emprunt, et donc leur possibilité de renforcer les ouvrages en amont de l'interconnexion. On restreint aussi la liberté de faire un autre usage de cette recette (comme baisser les tarifs ou réduire les coûts de fonctionnement), qui serait bénéfique au marché. Enfin, une

interconnexion financée hors ressources du GRT ne lui rapporte rien en fonctionnement normal, alors qu'elle peut lui coûter cher, notamment dans le cas d'une réalisation en haute tension à courant continu, comportant des risques technologiques spécifiques ou dans le cas d'une obligation de "redispatching" en période de surcharge.

c) Acceptabilité des ouvrages :

Pour mener à bien le développement des interconnexions et des réseaux nationaux, une pédagogie auprès du public demeure cruciale. Tous les GRT et GRD s'accordent à dire que l'acceptation locale constitue une contrainte importante. Les projets font souvent face à des réticences de la part des riverains ; les défenseurs des paysages veulent que l'on enfouisse les lignes mais les agriculteurs et les éleveurs s'y opposent...

Il a été remarqué que la justification d'un projet par sa dimension européenne suscite un rejet, avec le commentaire "Vous allez enrichir les traders londoniens". Les populations locales sont plus réceptives aux messages relatifs à la sécurité d'approvisionnement, la solidarité, la lutte contre le réchauffement climatique.

L'enjeu est énorme, mais la mise en place de canaux d'informations régulières auprès du public semble pertinente. A ce sujet, RTE avait lancé une expérience qui a démontré qu'en période de surcharge dans le réseau, la diffusion d'informations aboutissait à des gestes volontaires et civiques d'économie. En résumé, une approche reposant sur la bonne information favorise l'acceptation locale.

En complément des efforts de transparence autour du projet, il pourrait être envisageable de mettre en place un fond d'indemnisation pour les territoires concernés, voire rendre ces derniers copropriétaires des ouvrages. L'implication des acteurs locaux amorcerait une démarche "bottom-up". Enfin, les GRT souhaitent que l'acceptation locale soit considérée comme une externalité comptabilisée dans l'évaluation du coût.

d) Evolutions & Innovations :

Dans cette phase de transformation du marché de l'électricité, il convient de s'interroger sur certaines évolutions susceptibles de conséquences lourdes.

Il en est ainsi du stockage. Les gestionnaires de réseaux déplorent la volonté de la Commission de leur interdire de posséder, développer et gérer des unités de stockage. Pourtant, plusieurs expériences (telles que Nice Grid, soutenu par l'UE dans le cadre du programme Grid4EU) ont montré que l'utilisation de moyens de stockage au niveau des réseaux locaux aboutit à une optimisation économique. Par ailleurs, le stockage peut réduire les besoins en renforcements d'ouvrages ou au moins en retarder la réalisation. Par exemple, lorsque le vent souffle fort sur l'Allemagne, l'électricité produite dans certaines régions atteint un volume tel que le réseau local ne peut pas l'absorber. Un stockage temporaire évite une perte de production.

Les expériences évoquées ci-dessus indiquent que les unités de stockage ne trouvent une rentabilité suffisante que dans le cas d'une valorisation par les "services système". En autorisant les gestionnaires de réseau à gérer des unités de stockage à cette fin, le stockage connaîtrait un développement plus rapide en Europe qu'en restreignant leur usage aux seuls acteurs non régulés. Compte tenu des perspectives mondiales de développement, l'autorisation donnée aux GRD et GRT pourrait soutenir un projet en faveur d'une industrie européenne du stockage.

L'autoconsommation pose un autre défi. Le paquet "Une énergie propre pour tous" favorisera les expériences de "communautés locales de l'électricité". Il existe déjà environ un millier de micro-réseaux sur ce modèle aux Etats Unis, et on constate qu'ils restent tous raccordés au réseau de distribution local.

Personne n'envisage un système fermé sur lui-même, jouissant d'une autarcie énergétique. Il devient donc nécessaire de mettre au point rapidement un tarif adapté à ces raccordements qui jouent le rôle d'une assurance, sinon ce seront les consommateurs extérieurs à ces communautés qui supporteront l'essentiel des frais de réseau correspondants.

De façon plus générale, l'Europe de l'énergie ne sera pas composée de micro territoires isolés, c'est-à-dire non connectés. Bien au contraire, nous allons avoir des métropoles qui s'étendront et des zones rurales où se trouveront des centres de production renouvelable. Une réflexion s'impose dès maintenant sur le rôle des réseaux pour articuler ces composantes

Nous ne sommes qu'au début d'une période de ruptures technologiques ; en conséquence un effort soutenu de recherche reste indispensable, et le niveau pertinent pour cette R&D est européen. La concurrence mondiale exige une vision européenne de la R&D. En augmentant les efforts de R&D on peut espérer obtenir des gains substantiels dans les activités courantes. A titre d'exemple, une répartition optimale des flux d'électricité dans le réseau de transport évite le renforcement de lignes saturées ; cette réponse est évidemment plus économique et mieux acceptée par les riverains que le doublement des artères existantes, qui est parfois suggéré par divers acteurs.

e) Coopération renforcée.

Pour assurer la meilleure rentabilité aux investissements de long-terme colossaux qui sont prévus, la coopération et le dialogue entre les acteurs apparaissent plus que jamais indispensables. Il s'agit au premier chef des gestionnaires de réseaux, environ 2 600 GRD en Europe et à peu 40 GRT. Mais un renforcement de la coopération entre eux sous-entend aussi une coordination des régulateurs nationaux, sous l'impulsion de l'ACER. Plus la concurrence s'étend, plus on a besoin d'un régulateur disposant de moyens financiers et d'expertise technique.

La finalité d'une collaboration accrue entre GRT et GRD est multiple. Elle pourrait d'une part définir les limites techniques, par exemple afin de gérer les flux bidirectionnels d'un réseau à l'autre. Ces limites varient sensiblement d'un pays à l'autre ; actuellement 90 % de l'électricité de source renouvelable produite en Allemagne est gérée par le GRT alors qu'en France on observe une proportion inverse. D'autre part, la collaboration pourrait faciliter le maintien de la fréquence et de la tension. La fréquence reste suivie au niveau national, voire européen ; la tension relève largement du niveau local. Pour ces caractéristiques physiques, les gestionnaires de réseau proposent la création d'un indicateur européen, qui faciliterait le développement des "services systèmes".