

LES ENTRETIENS EUROPEEN

30 Octobre 2014 au CESE, Bruxelles



Comment financer le passage à une électricité décarbonée et compétitive en Europe ?

ACCUEIL PAR CLAUDE FISCHER

Directrice d'ASCPE-Les Entretiens européens et Présidente d'honneur de Confrontations Europe



Claude Fischer souhaite la bienvenue à tous les participants. Elle rappelle que la conférence de ce jour a été préparée par plusieurs réunions du Groupe Energie & Climat de Confrontations Europe et s'inscrit dans le cadre des Assises Européennes du Long Terme « Bâtir une stratégie de l'investissement » des 3 et 4 Décembre 2014 à Bruxelles avec 60 orateurs de haut niveau¹.

Elle remercie Pierre-Jean Coulon, membre du Comité Economique et Social Européen, partenaire des Entretiens Européens, et qui nous fait le plaisir de nous accueillir dans ses locaux, puis présente Nick Butler et André Ferron.

OUVERTURE DES TRAVAUX, PAR PIERRE-JEAN COULON

Pierre-Jean Coulon exprime le grand plaisir



qu'il ressent à accueillir aujourd'hui les participants au nom de la société civile européenne, dans cette institution destinée à lui donner une voix. En sa qualité d'adhérent

à l'association Confrontations Europe, il apprécie le sérieux des études menées par les groupes de travail, dont les animateurs sont réellement pro-européens.

Pierre-Jean Coulon rejoint pleinement l'analyse que Philippe Herzog développe dans

AUDITION 1 : NICK BUTLER

Nick Butler préside l'Institut des Sciences Politiques du Kings College, à Londres

Construire un système électrique décarboné : des investissements considérables à financer sur la longue période à des coûts raisonnables



Nous vivons dans un cadre qui a été tracé entre 2007 et 2008. Accordons-nous un moment de recul pour examiner ce qui fonctionne et ce qui ne fonctionne pas actuellement dans le secteur de

l'énergie, en gardant la perspective d'une économie à bas carbone.

Au plan mondial, l'offre excède la demande. Une longue période de prix élevés a encouragé l'investissement dans les nouvelles technologies, stimulant la production de pétrole et gaz, y compris bien sûr les gaz de schiste. Simultanément, la consommation a progressé moins vite que prévu grâce aux mesures d'efficacité énergétique, notamment

son dernier livre, sur le rôle des réseaux comme vecteur de solidarité économique, sociale et environnementale. L'édification des réseaux nécessite des apports de fonds et la présente conférence visant à éclairer les pistes envisageables pour le financement des ouvrages semble donc vraiment bienvenue.

Il est sain que cette approche soit résolument européenne, car comme l'a souligné l'avis du Comité Economique et Social Européen sur le marché intérieur de l'électricité, les frontières nationales entravent encore trop souvent le passage du courant au sein de la communauté. Au-delà des modalités pratiques sur le financement, le débat de ce jour pourra également ouvrir une réflexion sur les finalités de ce marché. Pour le Comité Economique et Social Européen, il s'agit de viser un "mieux être énergétique" ; il pourra être atteint si tous les acteurs, à l'image de ceux réunis ici, demeurent vigilants sur cet objectif et recherchent en permanence le consensus pour progresser.

en Europe, aux Etats Unis et au Japon. Enfin, les politiques publiques en faveur des énergies renouvelables ont abouti à la mise en service de nouvelles capacités de production. L'offre étant supérieure à la demande, les prix baissent.

Au plan européen, le consensus qui existait en 2008 s'est évanoui. Il reposait sur quatre convictions dont les fondements se sont révélés erronés :

On pensait que les prix du gaz et du pétrole augmenteraient continument ; ils baissent.

On comptait sur le prix du carbone pour guider les choix ; ils ne jouent plus aucun rôle, de sorte que le charbon redevient avantageux.

Un accord mondial à Copenhague devait réduire le handicap de compétitivité des pays engagés dans la lutte contre le changement climatique, il n'a pas été signé.

Enfin, l'Europe escomptait tirer un avantage industriel en développant les énergies renouvelables avant le reste du monde, mais elle se retrouve en position d'importer ses équipements.

Face à ce résultat imprévu, la Commission Européenne entend créer une "**union de l'énergie**". Cette réponse semble inadéquate, car les raisons qui ont empêché son émergence demeurent inchangées :

Les infrastructures, l'industrie, les régulations, restent basées au plan national.

Il n'existe pas de consensus sur l'objectif d'une telle union : les priorités varient selon les Etats. Un profond désaccord subsiste sur les sources à exploiter : pas de nucléaire pour l'Allemagne, pas de gaz de schiste pour la France, pas d'éoliennes terrestres pour le Royaume Uni...

On affirme qu'une telle union verrait le jour en cas de crise, et on cite l'évolution en Ukraine, mais il est probable que la situation se stabilise, car la Russie ne veut pas renoncer à ses exportations de gaz vers l'Europe et celle-ci ne veut pas prendre les armes contre la Russie, sauf menace contre les Etats Baltes.

Dès lors, comment accomplir une **transition énergétique** ? Il est clair que les objectifs arrêtés pour 2030 ne suffiront pas à stimuler les investissements. Il est clair également qu'en l'absence d'un accord mondial à Paris en 2015, l'opinion publique remettra en cause les orientations actuelles aboutissant à majorer le coût de l'énergie, avec des soutiens massifs à certaines sources faiblement carbonées, tandis que le marasme économique et le chômage seront aggravés par le bas prix des combustibles fossiles dont jouissent les principaux concurrents industriels de l'Europe.

Une **adaptation de la politique européenne** apparaît donc essentielle, avec l'objectif d'abaisser le coût des sources alternatives. Les dernières projections démographiques entrevoient une population de 11 à 12 milliards d'habitants à la fin du 21^{ème} siècle ; en l'absence d'une énergie faiblement carbonée à bas prix, ils auront recours au charbon, bon marché mais polluant. Deux pistes apparaissent ouvertes pour une nouvelle politique européenne : développer les réseaux de transport à grande puissance pour faciliter l'accès de tous les consommateurs aux sources d'électricité les moins chères et stimuler la recherche, notamment dans le stockage de l'électricité, en n'abandonnant pas ce secteur aux universités américaines. Ces deux voies permettront aux énergies renouvelables de se développer non plus en fonction de politiques de soutien erratiques mais à un rythme naturel, reposant sur des investissements rationnels, et donc selon un processus reproductible dans le monde entier.

DEBAT AVEC LA SALLE

Claude Fischer aimerait un éclairage sur la politique énergétique du Royaume Uni. Sur ce pays, **Gaëlle Hossié** (France Stratégie) demande que l'on évoque le marché de capacité ; elle demande également si le niveau de 10 % d'interconnexion répond à l'attente de l'intervenant en matière de développement des réseaux. **Eberhard Rhein** (European Policy Centre) souhaite connaître le point de vue de l'intervenant sur l'avenir de la fusion nucléaire. **Fernand Felzinger** (IFIEC) s'interroge tout haut : les arguments présentés étant connus depuis longtemps, quelles erreurs avons-nous commises depuis 2008 en matière de communication ? **Lise Deguen** (RTE) apporte quelques précisions sur les résultats du Conseil Européen du 23 Octobre 2014. Enfin **Mark Johnston** (European Policy Centre) ironise sur la politique énergétique commune, en déclarant qu'elle sera plus facile à fixer lorsque le Royaume Uni aura quitté l'Union Européenne...



Réponses de **Nick Butler** :

La **politique énergétique britannique** se résume en deux mots : un gâchis complet. La sixième économie du monde est menacée de pénurie d'électricité, voire de blackouts. C'est l'échec total à créer un cadre favorable à l'investissement qui a amené à la mise en place d'un marché de capacité, à la veille de la fermeture d'anciennes centrales à charbon, alors que la solution la plus économique consisterait à en construire de nouvelles.

Au sujet des **réseaux de transport** de l'électricité, l'objectif ne concerne pas spécifiquement les interconnexions mais les "super grids", réseaux à très grande puissance reposant sur des technologies de nouvelle génération, avec des pertes très faibles.

La fusion nucléaire illustre la propension européenne à éparpiller les crédits de recherche sur trop de projets alors que les Etats

Unis les concentrent sur un petit nombre de thèmes.

En réponse à l'IFIEC, l'approche de l'industrie européenne depuis 2008 est apparue trop négative, sans proposition d'alternative aux hypothèses qui, il est vrai, se sont révélées fausses. En 2014, le centre de gravité politique a basculé à l'Est, et les pays de l'Europe de l'Est ont exercé une pression déterminante sur le consensus final pour 2030.

AUDITION 2 : CLAUDE FISCHER ET ANDRÉ FERRON

Des options pour une politique énergétique européenne climatique, compétitive et solidaire

Claude Fischer est Directrice d'ASCPE-Les Entretiens européens et Présidente d'honneur de Confrontations Europe

André Ferron est chercheur à Confrontations Europe

Claude Fischer rappelle à nouveau que les propositions qui vont suivre ont été élaborées à partir des travaux du Groupe Energie & Climat de Confrontations-Europe, dont une synthèse figure dans le dossier remis à chaque



participant. Ces propositions se fondent sur l'analyse de la stratégie adoptée en 2008, consistant à associer l'approfondissement du marché intérieur de l'énergie avec trois objectifs quantitatifs (les "trois fois 20 % pour 2020"). **André Ferron** résume les conclusions de Confrontations-Europe :

L'échec apparaît nettement. Les investissements ont reculé (en 2013, ils restent 20% en dessous de ceux de 2007), et ceux qui ont eu lieu ont été focalisés sur les technologies renouvelables intermittentes, l'éolien et le solaire, au détriment du nucléaire ou du charbon propre (avec Capture Stockage du Carbone), et ce, au prix de subventions coûteuses pour les consommateurs et les budgets publics. Les objectifs 2020 seront peut être atteints dans un contexte de stagnation,

mais les systèmes nationaux de soutien ont abouti à une fragmentation du secteur électrique européen plus importante que jamais, tandis que prix négatifs et blackouts menacent l'existence même des marchés spot et la stabilité des systèmes.

La nouvelle **stratégie 2030** adoptée par le Conseil ne corrige ce défaut qu'à la marge, alors qu'elle va devoir s'inscrire dans une relance massive des investissements, souhaitée par la Commission Juncker, qui vise 300 milliards d'euros d'engagements supplémentaires. On continue de traiter séparément objectifs et marché, quand un marché stable et prévisible constitue la base d'une relance compétitive. Or l'ACER, le régulateur européen, entame ses travaux pour aboutir en 2025 à un nouveau modèle de marché ("Bridge to 2025") conçu uniquement pour mieux intégrer l'intermittence du solaire et de l'éolien, encore plus flexible qu'aujourd'hui et donc plus imprévisible, au risque d'entraver toujours davantage l'investissement de long terme nécessaire !

Pour Confrontations-Europe, la **relance de l'investissement** passe par :

Une véritable négociation sur le mix européen et un compromis sans exclusive, que nous appelons "Pacte Européen de Solidarité Énergétique". Il permettra à chaque Etat membre d'effectuer ses choix propres, mais avec des règles communes relatives à la décarbonation de la production électrique.

Un effort pour surmonter l'aversion au risque des financeurs privés sans enfoncer les budgets publics. Il s'agit d'inciter à un investissement privé le moins coûteux possible, avec un soutien public minimum pour contenir les dettes publiques. Cette démarche est d'ores et déjà entamée, par exemple avec le Paquet Infrastructures, ses "project bonds" pour les "projets d'intérêt communautaire" à critères bien définis. Il convient d'étendre cette démarche au-delà des réseaux.

Il en résulte les propositions suivantes :

La fixation d'un seul objectif, la réduction des émissions de gaz à effet de serre. Cet objectif unique sera accompagné d'une réforme du système ETS afin qu'il donne un signal prix du CO₂ incitatif à long terme.

Un débat sur le mix décarboné et la place laissée à l'énergie nucléaire.

Il faut trouver un modus vivendi entre les opposants et les partisans de cette énergie, donnant aux Etats qui souhaitent s'appuyer sur celle-ci pour réduire leurs émissions le droit à des règles de marché autorisant un investissement compétitif. Cela suppose un modèle qui ne sera pas cantonné à un marché spot hyper-flexible adapté au solaire et à l'éolien ; il accordera une valeur à la stabilité et pourra comprendre trois compartiments :

un marché spot flexible tel que l'envisage par exemple l'ACER ;

un marché "à la britannique" basé sur des contrats à long terme type CfD, garantissant une rémunération des coûts fixes sur une durée suffisante après mise en concurrence ;

un marché de contrats à long terme mais échangeables entre producteurs et consommateurs "à la finlandaise", ou "à la française" type Exeltium.

A plus long terme, le modèle de marché évoluera pour intégrer le fait que les coûts de combustible vont diminuer au bénéfice des coûts fixes, la facturation au kWh reculera, celle au kW progressera.

Des fonds et des sociétés de projet labellisés. Cette proposition suppose de réaliser l'inventaire des innovations financières existantes et de parvenir à un label européen qui autoriserait l'accès aux garanties publiques réduisant les risques pour les apporteurs de fonds, par le biais d'instruments tels qu'un "Livret d'Epargne Européen pour l'électricité décarbonée", un statut-type de "Société de Projet d'électricité décarbonée" et des "obligations de projets d'électricité décarbonée".



Un Sommet annuel participatif de la transition énergétique européenne.

Nous proposons de créer un rendez-vous annuel réunissant avec le Conseil et le Parlement tous les fora de l'énergie associés au Dialogue du CESE, pour faire le suivi du mix européen, des marchés intérieurs de l'énergie et l'inventaire des problèmes à résoudre. Il servirait à la Commission pour élaborer son programme de travail. Ce rendez-vous pourrait être précédé de conférences européennes dans chaque Etat membre.

TABLE RONDE 1

Les opérateurs électriques présentent leurs projets et s'interrogent sur l'efficacité du système financier et du cadre européen pour leurs financements



INTRODUCTION PAR GAEL GLORIEUX

Responsable de communication "Affaires Publiques" à Eurelectric

Gael Glorieux présente les intervenants et introduit le débat en rappelant que l'Agence Internationale de l'Energie évalue à 1 000 milliards d'euros la somme à investir dans le système électrique européen d'ici 2020 pour

parvenir à un outil de production décarboné. Eurelectric accorde la priorité à l'objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre, ce qui l'a amené à formuler des critiques à l'encontre du "Paquet" d'objectifs arrêtés pour 2020 et à accueillir positivement les orientations pour 2030. Ces dernières retiennent un objectif de réduction de 40 % des émissions ; Eurelectric s'en félicite mais souligne qu'il ne faut pas oublier les exigences de sécurité d'approvisionnement et de compétitivité. Eurelectric se réjouit également que le cadre envisagé pour 2030 soit davantage inspiré par une approche marché et souhaite que l'on renonce à des objectifs fixés au niveau national. Si l'on revient à 2020, le principal obstacle à surmonter concerne l'investissement. Eurelectric plaide pour un abandon aussi rapide que possible des subventions, dont l'effet pervers est patent : surinvestissement dans les filières pour lesquelles elles sont élevées, sous-investissement dans les autres.

INTERVENTION DE BRIGITTE BORNEMANN

Brigitte Bornemann est directrice des publications auprès de Marine Renewable Energy



Brigitte Bornemann effectue une courte intervention liminaire pour attirer l'attention des participants sur des sources d'énergie renouvelable dont

il sera très peu parlé dans la suite de la journée : les énergies marines. Elle souligne l'importance des réseaux de transport à haute puissance ("super grids") pour le déploiement de l'énergie éolienne offshore, car les différents gisements de vent en zone maritime sont complémentaires, ce que montre clairement une carte des vents. De son côté, l'énergie des courants marins va connaître son premier test à échelle industrielle avec le lancement d'un appel à manifestation d'intérêt en France, dans le Raz Blanchard. Un atout particulier pour les énergies marines provient de la bonne répartition des zones possibles d'exploitation

dans toute l'Union Européenne, avec par exemple des perspectives intéressantes en Mer Baltique.

INTERVENTION DE FREDERIC LANOË

Frédéric Lanoë, Country Manager d'EDP-R France & Belgique, préside l'association France Energie Eolienne



EDP-R exploite un parc de 8,2 GW d'unités de production d'électricité de sources renouvelables dans le monde et a été retenu dans le consortium chargé de construire les fermes éoliennes offshore des sites de Noirmoutier et Le Tréport en France.

Les énergies renouvelables sont abondantes, bon marché, favorables à la préservation du climat et créatrices d'emplois. Selon l'Agence Internationale de l'Energie, leur part dans le mix électrique mondial (en incluant l'hydroélectricité) dépasse déjà celle du gaz en 2014 ; ensemble, les sources éoliennes et photovoltaïques dépassent la part de l'énergie nucléaire. Au sein de l'Union Européenne, l'énergie éolienne a attiré 30 % des investissements en production électrique en 2013.

Les arguments en faveur de l'énergie éolienne ne manquent pas :

Grâce aux progrès techniques et à l'accroissement de la hauteur des machines, les éoliennes tournent désormais dans les régions faiblement ventées, comme la Bourgogne.

La production éolienne est deux fois plus importante en hiver qu'en été et suit donc la demande ; la prévision s'améliore ; elle se situe à + ou - 5 % pour le lendemain.

Le stockage ne devient nécessaire qu'au-delà d'une part de 30 % d'éolien dans la production. En développant sa production éolienne, l'Allemagne a pu réduire la part de sa production au charbon de 66 % en 1986 à 46 % en 2013.

Le coût est tombé à 80 €/MWh (à comparer aux 110 € pour le nucléaire en Grande Bretagne) et se situe donc au même niveau que

celui des sources conventionnelles au Brésil, en Chine ou en Afrique du Sud.

L'énergie éolienne favorise l'emploi, les avancées technologiques, l'indépendance énergétique, le développement local.

Plusieurs des plus grandes entreprises mondiales du secteur éolien sont encore basées en Europe (Enercon, Gamesa, Vestas, etc.), mais **leur avenir apparaît incertain**, car le reste du monde est devenu plus dynamique, tandis que la politique énergétique de notre continent fait preuve de confusion. Ainsi, l'objectif en énergies renouvelables (27 %) arrêté pour 2030 est inférieur au niveau souhaité par la profession (30 %) et on impose trop tôt la vente de l'électricité sur le marché, au risque de majorer le coût du capital : une hausse de 1 % de ce coût se traduit par une augmentation de 10 % du coût du courant produit par une éolienne. Par ailleurs, le marché fonctionne mal :

Le prix des énergies conventionnelles n'intègre pas toutes les externalités.

Le fonctionnement des Bourses de l'électricité impose une clôture des opérations trop éloignée du moment de la livraison.

L'écart entre la prévision et la réalisation est laissé entièrement à la charge des producteurs.

Les tarifs réglementés de vente et la concentration des fournisseurs faussent la concurrence.

Ces phénomènes sont aggravés par **la situation interne à certains pays**. Par exemple, le délai d'instruction des projets atteint six ans en France : quelle visibilité peut-on avoir sur le marché dans six ans ? Autre exemple, on accuse l'énergie éolienne d'avoir précipité la chute des prix de marché, quand les causes sont plutôt à chercher du côté de la crise économique et du bas prix du charbon. Les mécanismes de capacités vont pénaliser les énergies renouvelables : pour un pays comme la France, ils ne sont pas nécessaires avant un parc intermittent d'environ 70 GW. Face à l'intermittence, les bonnes réponses consistent à mettre en place un dispositif d'ajustement à l'échelle de l'Europe et à stimuler la gestion de la demande.

Enfin, les fermes éoliennes offshore sont promises à un bel avenir si l'on considère que 70 % de la surface de la planète est maritime. Un pays comme la Japon l'a compris, et

développe des prototypes d'éoliennes flottantes adaptées à son littoral. L'Union Européenne fait preuve de naïveté en refusant de **soutenir son industrie** dans ces secteurs d'avenir au-delà du dispositif NER 300.

INTERVENTION DE DENIS LINFORD

Directeur des Projets Spéciaux, en charge de l'Economie à EDF Energy



Denis Linford occupait la fonction de directeur de la politique et de la régulation au sein du groupe EDF Energy durant l'élaboration de la réforme du marché électrique

en Grande Bretagne. EDF Energy est le premier producteur d'électricité du Royaume Uni avec un parc de centrales nucléaires, au gaz, au charbon et énergies renouvelables ; le groupe alimente 20 % du marché des professionnels et 5,5 millions de consommateurs domestiques.

Le Royaume Uni se trouve face au défi de devoir remplacer 40 % de son parc de production avant 2030, dans une période où les importations de gaz vont augmenter, ce qui induit un risque pour la **sécurité d'approvisionnement**. Simultanément, on vise une **réduction des émissions** de CO₂ en mettant en service des centrales faiblement émettrices et une baisse des émissions des secteurs du transport et de la chaleur. Mais ce renouvellement comporte **un coût qu'il s'agit de contenir**, car les prix du courant ont déjà augmenté en raison de la hausse des prix du gaz. Pour limiter le coût supporté par le consommateur, on compte aussi sur l'amélioration de l'efficacité énergétique. Le gouvernement britannique considère que ces objectifs ne pourront pas être atteints par le seul fonctionnement du marché "energy only".

La réforme du marché de l'électricité repose sur deux mécanismes principaux et deux dispositions additionnelles :

Un **marché de capacité** centralisé complètera le marché "energy only". Il

assurera que la puissance installée est suffisante pour équilibrer la demande en assumant la double fonction de répondre aux pointes de consommation et inciter à la construction de nouvelles installations si nécessaire. Sa constante de temps sera de quatre ans. Ce marché sera ouvert aux offres d'effacement de la demande et aux fournitures arrivant du continent par les interconnexions. Des **contrats pour différence** (CfD) offriront un tarif d'achat garanti aux unités de production faiblement carbonées, soutenant ainsi l'investissement. Environ 4,5 GW de projets éoliens ou à biomasse ont déjà bénéficié de ces contrats, et un CfD sera aussi signé pour la future centrale nucléaire à Hinkley Point. Les contrats deviendront progressivement neutres au regard des technologies proposées. Cette évolution sera facilitée par un prix du CO₂ élevé ; une taxe additionnelle s'appliquera au prix issu du système ETS, de façon à instaurer un **prix plancher**.

Une **norme** plafonnera les émissions des nouvelles centrales à 450 g de CO₂ par kWh.

Le dispositif britannique apparaît indispensable pour faire face aux quatre **défaillances du marché** actuel :

Les revenus issus du marché "energy only" aux heures de pointe demeurent trop faibles pour financer l'équipement ("missing money") : il faut les compléter par un paiement de capacité. Le marché n'incite pas spontanément à la diversification des sources.

Le marché ne donne pas une visibilité suffisante pour stimuler les sources à bas carbone, qui exigent des investissements initiaux élevés.

Les risques spécifiques à l'énergie nucléaire appellent des instruments ciblés, que le marché ne sait pas établir.

Le contrat pour différence constitue une réponse adéquate. Il est proportionné aux besoins, place les opérateurs en concurrence, ne couvre qu'une partie des risques et évite les surcompensations, car le bénéficiaire du contrat rembourse les trop perçus lorsque le prix du marché dépasse le tarif garanti ("strike price").

INTERVENTION DE CATHERINE VANDENBORRE

Responsable financière du groupe Elia, s'exprimant au nom d'ENTSO-E



Les énergies renouvelables, intermittentes et décentralisées, se développent à grande vitesse en Europe, sous mettant le système électrique à d'importantes des flux importants et volatiles. Le phénomène va s'amplifier en fonction des objectifs arrêtés pour 2030, **multipliant les défis** pour la stabilité du système et la disponibilité des ressources.

A l'heure actuelle, il n'existe pas de moyens de stockage qui soit économique à grande échelle. L'utilisation du **réseau pour gérer l'intermittence** apparaît comme la solution la moins coûteuse. Les gestionnaires des réseaux de transport, regroupés dans ENTSO-E, se préparent à faire face à cette situation d'abord sur les ouvrages, avec le plan de développement à 10 ans, puis sur les procédures, avec les codes de réseau et la coordination opérationnelle, enfin avec des suggestions pour faire évoluer le modèle de marché et accentuer l'effort de recherche.

Le plan de développement des réseaux de transport à 10 ans ou TYNDP² constitue une obligation depuis 2009 ; il garde un caractère indicatif. Dans l'édition 2014, le TYNDP évalue à 150 milliards d'euros les investissements à engager sur les réseaux d'ici 2030, afin de renouveler ou construire 50 000 km de lignes à haute tension, dont 23 000 en aérien. Le réseau rénové pourra accueillir jusqu'à 60 % de capacité renouvelable en 2030 et permettra de réduire de 20 % les émissions en CO₂ du secteur électrique. A ces besoins au niveau communautaire s'ajouteront les investissements décidés au niveau national ; au total l'enveloppe à prévoir atteint **250 milliards d'euros**.

² TYNDP: Ten Year Network Development Plan

Le principal défi au développement des réseaux concerne **l'acceptation publique**. Un effort de sensibilisation devrait être entrepris auprès des populations afin que les besoins soient mieux compris et les avantages procurés par les réseaux mieux perçus. Par ailleurs, il serait souhaitable d'alléger les démarches administratives, sources de retard pour 30 % des projets, et de stabiliser la réglementation relative aux ouvrages.

Enfin, la **structure tarifaire** du transport nécessite une adaptation afin de garantir le financement des travaux et une meilleure prise en compte des coûts spécifiques aux flux transfrontaliers. Les investissements prévus au niveau communautaire se traduiront par une hausse de 1 à 1,15 €/MWh, soit 1 % environ d'une facture, mais l'augmentation devrait être compensée par une baisse de 2 à 5 €/MWh sur l'essentiel de la composante "fourniture" de cette facture, grâce à l'accès permanent aux centrales les moins chères.

INTERVENTION DE FERNAND FELZINGER

Président de IFIEC Europe



La fédération internationale des consommateurs industriels d'énergie (IFIEC) recouvre de nombreux secteurs. Les affiliés à IFIEC Europe

représentent une consommation totale équivalente à celle de la France, en gaz comme en électricité.

Nos membres attachent la plus grande importance au **coût total de l'énergie**. Nous avons soutenu les trois piliers de la politique énergétique européenne (prix abordable, environnement préservé, approvisionnement sécurisé), mais nous constatons que le critère de durabilité est devenu prioritaire tandis que celui de compétitivité est oublié... Cela transparait bien dans l'évaluation des prix diffusée par la Commission Européenne en janvier 2014 : les prix européens de l'énergie

sont nettement plus élevés que les prix américains, chinois, indiens, russes, etc. Cela provient non seulement des prix transmis par le marché, mais aussi des surcharges, accises et multiples taxes additionnelles, ainsi que du coût lié à la protection du climat.

Notre industrie fournit encore 30 millions d'emplois, mais 3,8 millions d'emplois ont été perdus depuis 2008. L'énergie intervient tout au long de la chaîne de fabrication des produits manufacturés ; la promotion d'énergies non compétitives a détérioré les coûts propres à chaque maillon de cette chaîne et a freiné les investissements, y compris ceux qui auraient exercé un effet bénéfique sur le climat.

Il est indispensable de **limiter dorénavant toute nouvelle augmentation des coûts** et de piloter la transition énergétique par la maîtrise des dépenses et leur optimisation dans le temps, en s'interdisant de développer massivement des filières technologiques encore immatures, fussent-elles à la mode. Prétendre que ces filières créent des emplois est factice si chaque emploi est subventionné à hauteur de 65 000 € par an !

Nous venons d'entendre que les investissements requis dans le secteur énergétique sont estimés à 1 000 milliards d'euros, ce qui entraînera une sévère augmentation des factures, et on voudrait nous convaincre qu'il n'y a pas d'autre solution. En fait, on peut réduire ces investissements si l'on choisit systématiquement les **solutions les moins coûteuses**, les "options sans regret" : On peut donner la priorité aux interconnexions, mais renoncer à étendre le réseau pour connecter chaque panneau photovoltaïque jusque dans les endroits les plus reculés.

On peut améliorer l'efficacité énergétique, mais on peut aussi encourager la gestion de la demande grâce à une réglementation adaptée, ce qui réduit les besoins en capitaux.

On peut garder des centrales en "backup" en optant pour les réserves stratégiques plutôt qu'en ajoutant une nouvelle strate sur les factures avec les mécanismes de capacité, qui ne devraient être envisagés qu'en dernier recours.

La proposition relative aux contrats à long terme donnerait effectivement de la visibilité,

mais les grands consommateurs souhaitent que les prix soient établis après une mise en concurrence. Un contrat à long terme avec un prix de 92 £/MWh ne nous intéresse pas ! L'industrie a besoin d'un prix beaucoup plus bas.

INTERVENTION DE FABIO BULGARELLI

Directeur Régulation Européenne à ENEL SpA



La situation en Italie reste comparable à celle qui prévaut dans les autres pays européens. Guidés par des signaux de court terme, les opérateurs ont trop investi dans les outils de production conventionnels, ce qui a entraîné **une surcapacité et une chute des prix**. La surcapacité en centrales conventionnelles se mesure en comparant la puissance appelée en pointe (53,9 GW) à la puissance disponible à la pointe : 74 GW. Nous sommes dans une industrie cyclique et nous traversons actuellement le creux : les prix ne permettent plus de recouvrer les coûts. Le "*clean spark spread*", indicateur de la rentabilité de la production au gaz, s'est effondré de 20,5 €/MWh en 2003 à 0,1 €/MWh en 2013... Dans le même intervalle, 80 milliards d'euros ont été investis dans les sources renouvelables, dont 70 milliards d'euros entre 2010 et 2013 ! Une capacité additionnelle de 30 GW d'énergies renouvelables a été mise en service, grâce à un prix d'achat garanti oscillant entre 80 et 120 €/MWh pour l'éolien, 146 et 498 €/MWh pour le solaire.

Le régime de soutien aux énergies renouvelables a changé. Entre 2001 et 2012, il était bâti sur le modèle des certificats verts ; depuis 2013, pour toutes les énergies renouvelables sauf photovoltaïque, on est passé à un régime de tarifs d'achat garantis, fixés au terme d'enchères, avec un plafond arrêté à 5,8 milliards d'euros d'investissements. Pour l'énergie photovoltaïque, on a appliqué un mécanisme de primes versées en complément des ventes sur le marché entre 2005 et Juillet 2013 ;

depuis cette date, le soutien se résume à l'exonération des charges de réseau et de système pour l'énergie autoconsommée.

Les réseaux ont également bénéficié d'investissements considérables, estimés à plus de 25 milliards d'euros depuis la libéralisation du secteur électrique italien, encouragés par une régulation incitative. La rénovation des ouvrages a permis **d'améliorer la qualité** (le temps de coupure a baissé de 159 à 41 minutes par an entre 2000 et 2013) mais aussi de réduire la composante "acheminement" de la facture, de 30,9 à 29,5 €/MWh entre 2000 et 2014, soit - 28 % en termes réels. Pour la période à venir, la régulation incitative vise à concentrer l'investissement pour le réseau de transport sur les moyens destinés à réduire les cas de congestion ; pour le réseau de distribution, elle vise à favoriser la production décentralisée. A l'échelle européenne, la Commission estime que les investissements dans la distribution seront cinq fois supérieurs à ceux du transport jusqu'en 2050.

Pour l'avenir, ENEL considère que les objectifs récemment arrêtés pour 2030 nécessitent **trois évolutions** :

La mise en œuvre de contrats à long terme obtenus par mise en concurrence.

Un développement des sources renouvelables guidé par le prix du CO₂ ; à défaut par un tarif d'achat découlant d'un appel d'offres. Toutes les énergies renouvelables devraient participer à l'équilibrage du système par des mécanismes de marché ou, pour les énergies non matures, par des mécanismes de capacité.

Des tarifs d'usage des réseaux reflétant les coûts et un abandon des subventions encourageant l'autoconsommation.

Par ailleurs, ces objectifs imposent aux gestionnaires d'investir dans les réseaux intelligents et les villes intelligentes. En ce qui concerne l'efficacité énergétique, son amélioration proviendra en partie du transfert vers l'électricité de certains usages (voiture électrique, cuisson par plaques à induction...).

Les évolutions procèdent du **cadre réglementaire** ; comme l'a souligné le récent lauréat du prix Nobel d'économie Jean Tirole, une bonne régulation vise en même temps à minimiser les coûts pour la collectivité et encourager l'innovation.

DEBAT AVEC LA SALLE

Bernd Doehnert (Westinghouse Electric Company) considère que l'enjeu du stockage ne se limite pas aux pays à forte pénétration d'électricité d'origine renouvelables, mais aussi à ceux à forte part d'énergie nucléaire, tels que la France, connaissant des écarts considérables entre la consommation de base et de pointe. Il souligne que le coût des énergies renouvelables demeure élevé si on prend en compte les dépenses supplémentaires de réseaux qu'elles engendrent, et ces coûts ne baisseront pas pour la filière éolienne offshore. A l'inverse, le coût de l'énergie nucléaire pourrait diminuer si les pays européens s'entendaient sur des normes de sûreté communes ; il va également baisser avec l'arrivée prochaine d'une génération de réacteurs nucléaires de petite puissance. **Mark Johnston** (European Policy Centre) se demande comment ménager une place pour les contrats à long terme. Faudra-t-il une quatrième directive sur le marché intérieur de l'électricité ? **André Ferron** (Confrontations Europe) estime que la Commission Européenne a admis implicitement le besoin de ce type de contrats dans le "plan acier" qu'elle a présenté. **Eberhard Rhein** (European Policy Centre) souhaite que l'on définisse les interconnexions vraiment prioritaires.

Réponses des Intervenants :

Fernand Felzinger cite l'exemple de la Finlande, qui s'est fixé un prix cible de 23 €/MWh, c'est-à-dire un prix compétitif à l'échelle mondiale. L'industrie européenne a besoin de ce type de démarche, quelle que soit la technologie retenue pour y parvenir et quelle que soit la forme juridique donnée aux contrats à long terme.

Fabio Bulgarelli insiste sur la nécessité de rester dans un cadre concurrentiel pour promouvoir les énergies renouvelables. Le prix du CO₂ aurait dû constituer une incitation suffisante ; cette réponse a échoué ; il convient de rechercher d'autres solutions qui conservent le principe d'une mise en concurrence. Jusqu'à présent, l'intégration du marché européen a été visée uniquement à travers les prix spot, fixés la veille pour le lendemain ("*day ahead*") ; on ne peut s'en contenter. Il faut passer désormais à une intégration acceptant les contrats à long terme

et réduisant le coût de la garantie de livraison. Les marchés de capacité représentent un premier pas vers la prise en compte du long terme lorsqu'ils sont bien conçus.

Pour **Catherine Vandenborre**, chaque tronçon du réseau est important si l'on veut que le consommateur bénéficie à tout instant de la production la moins chère possible. Pour cela, il faut par exemple que le consommateur espagnol soit relié aux pays scandinaves à travers la France et l'Allemagne.

Denis Linford rappelle que la première source d'électricité renouvelable en France demeure l'hydraulique, offrant d'importantes possibilités de modulation. Les besoins de ce pays ne résident donc pas tant en capacités de stockage qu'en gestion de la puissance appelée à la pointe. Les mécanismes de capacité y apportent un élément de réponse.

Brigitte Bornemann souligne que les énergies marines renouvelables permettent de s'engager dans un cycle économique vertueux, impliquant un important volet Recherche & Développement et un financement par les acteurs, territoires et consommateurs.

AUDITION DE DOMINIQUE OCHEM

Dominique Ochem est Directeur adjoint de la Direction de l'Energie Nucléaire au CEA (CEA-DEN).



La Loi de Transition Énergétique en cours d'adoption en France ménage un rôle majeur à **l'énergie nucléaire**, énergie non émettrice de gaz à effet de serre, en lui accordant une part de 50 % du mix électrique national et en pérennisant à son niveau actuel la capacité installée. En France, le prix du courant issu de l'énergie nucléaire intègre tous les coûts, y compris ceux du démantèlement futur et de la gestion des déchets radioactifs. La Cour des

Comptes a confirmé que les incertitudes subsistant sur ces deux chapitres pourraient engendrer une augmentation des coûts, mais sans impact substantiel sur l'équilibre économique de la filière.

La Direction de l'Energie Nucléaire du CEA (DEN) est centrée sur la **Recherche & Développement** et sur la qualification des matériaux, en particulier leur comportement sous irradiation. Le CEA emploie 15 000 salariés (dont 4 000 pour la DEN) et gère 10 sites nucléaires. Ses ressources proviennent en partie de l'Etat, et en partie de contrats avec des partenaires privés, venant essentiellement d'EDF et AREVA.

Les installations du CEA ont été financées par l'Etat, mais elles ont besoin aujourd'hui de rénovations pour satisfaire aux nouvelles contraintes de sûreté ; Par ailleurs, des investissements sont également nécessaires pour construire les prototypes des réacteurs du futur.

La dotation de l'Etat ne suffira pas, les sommes nécessaires correspondant à plusieurs milliards d'euros pour les 10 ans qui viennent. A titre d'exemple l'Etat a prévu une contribution exceptionnelle de 0,9 milliard d'euros pour les études du prototype Astrid (réacteur de génération IV) et pour le réacteur expérimental Jules Horowitz en cours de construction. Pour combler les besoins, il faut donc se tourner vers les sources possibles d'autres apports :

Les fonds Euratom sont presque intégralement absorbés par les recherches sur la fusion nucléaire. On ne peut compter que sur 50 millions d'euros pour toute l'Europe ; sur ces fonds, la France reçoit déjà 3 millions d'euros au titre de programmes menés conjointement avec d'autres pays mais ce « guichet » n'est absolument pas à la hauteur du besoin.

Il reste donc les partenaires privés, français ou étrangers, que l'on peut associer soit à la construction, soit à l'exploitation d'outils de recherche, et que l'on rémunère par les services fournis. On notera que ces services peuvent être rendus à des partenaires étrangers concurrents d'AREVA, par exemple, de même qu'AREVA peut financer des programmes de recherche dans des laboratoires étrangers concurrents du CEA.

Trois exemples illustrent cette démarche :

Pour **le réacteur Jules Horowitz** (*Nuclear Test Reactor*), l'Etat français ne voulait pas s'engager au-delà de 50 % de l'investissement. Le CEA a vendu des "droits d'irradiation" à un consortium qui gèrera ces droits et facturera aux utilisateurs les coûts d'exploitation de la machine et ses moyens de calcul (le CEA restant propriétaire d'environ 40% des droits d'accès, et étant également l'opérateur du réacteur). A ce jour, 12 partenaires venant de 9 pays ont rejoint le consortium.

Les réacteurs de quatrième génération commenceront à être déployés vers 2040. Le réacteur **Astrid** fait partie de cette génération ; ce sera un démonstrateur des innovations à apporter à la filière des réacteurs rapides à caloporteur sodium pour les amener aux critères de la génération IV.. Les études d'ingénierie vont s'étaler jusqu'en 2019 ; à cette date, la décision de construction dépendra du tour de table de financement qui comprendra des partenaires externes, réunis à nouveau dans un consortium international. A l'heure actuelle, le Japon a déjà confirmé son intérêt en s'engageant Dans les phases actuelles d'étude.

Le projet **Allegro** vise à étudier une autre technologie pour la quatrième génération, celle du refroidissement par un gaz. Il réunit les contributions de 5 pays membres de l'Union Européenne et bénéficiera d'un appoint sur les fonds structurels européens.

DEBAT AVEC LA SALLE

Claude Fischer remarque que dans le cas du CEA, la réduction des subventions publique a comporté une conclusion heureuse : le resserrement des coopérations internationales. **Eberhard Rhein** (European Policy Centre) demande quelle est la motivation des partenaires privés pour investir sur ces projets à risque.

Dominique Ochem lui répond qu'en contribuant au financement, les opérateurs sécurisent leur accès à des outils de recherche précieux dans leur domaine d'activité. A titre d'exemple, les industriels peuvent tester les conséquences de l'allongement de la durée de vie des réacteurs sur les matériaux.

TABLE RONDE 2

Réponse du secteur financier – public et privé – aux opérateurs et présentation des risques et des opportunités des investissements sur le marché européen

La Table Ronde est animée par Jean-Pol Poncelet, directeur général de FORATOM



Jean-Pol Poncelet introduit la Table Ronde en insistant sur les besoins en investissements de tout le secteur électrique : production, transport, distribution, gestion de la demande et efficacité énergétique. Mais comment investir dans un marché dérégulé, dans lequel 28 Etats mènent 28 politiques nationales ? Il présente ensuite les intervenants et leur donne la parole.

INTERVENTION D'ANA AGUADO

Directrice générale de EDSO for Smart Grids



L'un des objectifs majeurs du secteur électrique européen consiste à développer les **réseaux intelligents** ("smart grids"), qui vont faciliter l'exploitation au niveau local des ouvrages. Cet objectif répond à l'évolution du paysage énergétique européen, marqué par l'essor des productions locales. A l'heure actuelle, la majeure partie des installations éoliennes et photovoltaïques sont raccordées au réseau de distribution. Les investissements nécessaires sur les réseaux de distribution ne concernent pas seulement leur capacité, mais aussi les outils de gestion.

Aujourd'hui, la part imputable aux réseaux dans **la facture** des consommateurs est voisine de la part dévolue à la fourniture et de celle constituée par les charges et taxes. Dans les prochaines années, les coûts de la part "réseaux" du système électrique vont augmenter ; il faut donc que les gestionnaires des réseaux de distribution puissent répercuter cette hausse auprès des consommateurs, en interrompant la tendance à la baisse des tarifs poursuivie jusqu'ici. Il conviendra également de modifier la structure des tarifs, afin qu'ils soient basés sur leur capacité et non plus sur l'énergie acheminée.

Enfin, les **projets d'intérêt commun** qui vont ouvrir droit à des financements privilégiés ont été conçus pour les réseaux de transport, alors que la distribution fait face à des besoins encore plus élevés que le transport. Par ailleurs, l'accès à ces financements avantageux passe par des procédures très complexes, inaccessibles aux petits opérateurs, car ils induisent des coûts de transaction trop onéreux.

INTERVENTION DE JUAN ALARIO

Directeur associé, chargé du secteur électrique à la BEI



Afin d'atteindre les objectifs du Paquet Energie pour 2020, il convient d'investir entre 100 et 115 milliards d'euros par an, mais 80 % de cette somme, soit environ 85 milliards d'euros par an, ne concerne pas le secteur énergétique à proprement parler : il s'agit des investissements à réaliser pour améliorer **l'efficacité énergétique**, parmi lesquels il faudrait dédier environ 60 milliards d'euros par an dans les immeubles à rénover. Au sein du secteur électrique, les investissements destinés à la production à partir de sources renouvelables d'ici 2020 sont évalués à un niveau inférieur à celui des années passées. En revanche, les besoins relatifs aux réseaux appellent une multiplication par 1,5 ou 2 des montants investis dans la période 2000 – 2010. Pour l'efficacité énergétique, le

coefficient multiplicateur serait probablement 3 ou 4.

Les risques encourus par les investisseurs varient beaucoup selon la destination des fonds. Pour les énergies renouvelables, ils sont de trois ordres : risque de marché, risque lié à l'évolution de la réglementation, risque technologique dans certaines filières. Pour les réseaux, le seul risque provient des possibles changements réglementaires. Pour les énergies fossiles, le principal risque reste celui du marché. Dans tous les cas, les risques ont beaucoup augmenté ces dernières années. En ce qui concerne l'efficacité énergétique, ils demeurent difficiles à évaluer.

Le **financement des investissements** dans le secteur électrique passe principalement par deux voies : financement d'entreprise (ou financement sur bilan propre, "*corporate financing*") et financement de projet ("*project finance*"). Ces deux voies se rétrécissent : les entreprises du secteur électrique traversent des difficultés financières et les banques sont assujetties à de nouvelles règles limitant leurs apports et majorant leurs coûts. Pour les investissements relatifs à l'efficacité énergétiques, le défi consiste à trouver de nouveaux contributeurs : particuliers, compagnies de services énergétiques (ESCO)...

La Banque Européenne d'Investissement possède une longue tradition de prêts au secteur énergétique. Elle a développé des instruments spécifiques pour le financement des projets d'infrastructure prioritaires, le plus souvent en lien avec la Commission Européenne, tels que les obligations de projet ("*project bonds*"). Elle a lancé également des initiatives en faveur de l'efficacité énergétique, avec le programme ELENA ou les outils JESSICA, Deep Green, etc.

INTERVENTION DE NICOLAS PIAU

Responsable Energies Renouvelables à la Direction Financière, GDF Suez

Dans le secteur de l'énergie, il existe **un décalage** frappant entre les priorités politiques et les signaux

économiques. A titre d'exemple, l'Union Européenne a adopté un objectif ambitieux de réduction des émissions de gaz à effet de serre pour 2020, tout en distribuant massivement des quotas gratuits du système ETS, au point qu'on se trouve face à deux milliards de tonnes d'équivalent CO₂ en excès, ce qui a entraîné un effondrement du prix.



Les deux interventions précédentes viennent d'attirer notre attention sur l'urgence qui concerne les investissements dans les réseaux de distribution. Il est clair que ces investissements ne pourront être lancés ni par financement d'entreprise, ni par financement de projet. Une source d'inspiration pour rassembler les fonds nécessaires provient du modèle du **Master Limited Partnership** aux Etats Unis, qui a été largement mis en œuvre dans le financement des exploitations de gaz de schiste, à hauteur d'environ 500 milliards de dollars. Dans ce modèle, les gains sont détaxés et sont systématiquement réinvestis. La réussite de ce modèle suppose que l'industrie soit intéressée par d'autres sources de profit, tiré indirectement de la réussite du projet, que la réglementation soit stable, et que les revenus soient prévisibles.

Nous avons aussi entendu qu'un lien très fort existera demain entre l'énergie et les **technologies de l'information de la communication**. Ce lien semble déjà mis en œuvre en Corée du Sud, aux Etats Unis et au Japon. L'observation de ce qui s'y passe amène à s'interroger sur les choix faits en Union Européenne. En effet, c'est en impliquant les clients que ces pays développent une partie des projets, car les clients sont amenés à améliorer les performances de leurs équipements en fonction du coût des énergies dont la production est décentralisée. Mentionnons à cet égard que Samsung investit 10 milliards de dollars par an pour mettre au point des "appareils intelligents" (*smart appliances*).

Cette interrogation prend d'autant plus d'importance que le risque technologique est devenu aujourd'hui sérieux pour les investisseurs, qui privilégient dorénavant les projets à haute intelligence embarquée.

INTERVENTION DE ROMAIN TALAGRAND

Responsable Financement de Projets dans le secteur électrique, BNP Paribas



Les limites apparaissant dans les voies traditionnelles que sont le financement d'entreprise et le financement de projet amènent à rechercher de nouvelles solutions.

Ces nouvelles solutions exigent un **cadre favorable** pour émerger ; or le cadre s'est plutôt dégradé au sein de l'Union Européenne ces dernières années. Pour les activités régulées (les réseaux et les énergies renouvelables), un nouveau cadre apparaît indispensable si l'on veut restaurer la confiance. Dans le cas des activités dérégulées (la production à partir de sources conventionnelles), le prix a perdu sa signification, de sorte que seul le financement d'entreprise était encore possible... mais nous savons que les entreprises ont perdu une large part de leurs capacités d'intervention. Pour attirer de nouveaux investisseurs sur ces activités, le Royaume Uni n'a pas hésité à les sortir du cadre existant.

Où chercher les fonds nécessaires ? Puisque les banques sont soumises à des contraintes restreignant leurs possibilités d'apports de fonds, il convient de faire appel à de **nouvelles sources**, telles que les investisseurs institutionnels, les fonds privés, et l'épargne des consommateurs. Ces acteurs nouveaux venus dans le secteur de l'énergie, sans expérience de ses singularités, vont demander une réduction des risques. Pour réduire les risques, la meilleure solution consiste à aménager les règles du marché de façon à donner de la visibilité sur le signal prix et à lui conférer la plus grande stabilité possible.

DEBAT AVEC LA SALLE

Yves Desbazeille (EDF) évoque la réforme du système ETS. **Nicolas Piau** considère que le dispositif comporte une faiblesse majeure : le prix du CO₂ dépend principalement de facteurs politiques. **Ana Aguado** indique à titre personnel sa préférence pour une taxe sur le CO₂.

Roland Tavitian (LECE) mentionne les factures personnalisées que certaines compagnies américaines envoient à leurs clients, sur lesquelles figurent des éléments de comparaison avec la consommation de voisins habitant le même type de logement. **Ana Aguado** confirme que ces informations pourront apparaître sur les factures de clients européens équipés de compteurs intelligents, mais un opérateur ne gagne pas d'argent avec ce service... **Nicolas Piau** précise que les compagnies américaines ne basent pas ces informations sur des mesures provenant de compteurs intelligents : il s'agit le plus souvent de simulations obtenues à l'aide de logiciels spécialisés. Ces informations font partie des services que les compagnies américaines développent, dans un esprit de transparence à l'égard de leurs clients. Ces derniers disposeront bientôt d'applications pour smartphones leur offrant de nombreuses possibilités ; elles commencent avec des messages d'alerte tels que "Vous avez laissé le four allumé". On estime à 700 000 le nombre de sites déjà équipés de dispositifs permettant ce type d'applications aux Etats Unis.

Randall Bowie (Rockwool International AS) estime que des "obligations vertes" (*green bonds*) pourraient attirer les investisseurs internationaux si elles bénéficiaient d'une forme de garantie. Pour **Juan Alario**, la difficulté consiste à éviter que ces obligations vertes se substituent à des investissements qui auraient trouvé d'autres canaux de financement en leur absence. **Romain Talagrand** regrette que la définition des obligations vertes demeure très vague, de sorte qu'elle s'applique à une large gamme de produits. Le financement de l'efficacité énergétique constitue un véritable défi, car contrairement aux énergies renouvelables, on ne s'appuie pas sur des actifs, on n'enregistre aucun revenu.

Michel Cruciani (CGEMP – Université Paris-Dauphine) revient sur le souhait exprimé par Ana Aguado d'une tarification pour l'usage des réseaux qui serait assise sur la capacité : elle réduirait l'incitation à améliorer l'efficacité énergétique chez le consommateur. **Ana Aguado** estime que la nécessité d'investir dans l'efficacité énergétique ne serait guère affaiblie.

Lise Deguen (RTE) demande quelle sera l'origine des 300 milliards d'euros promis dans le plan Juncker. **Juan Alario** répond que le plan demeure encore en cours d'élaboration.

Claude Fischer attire l'attention sur la longue durée de vie des installations de productions, supérieure à 20 ans en moyenne, et pouvant atteindre 60, voire 100 ans dans le cas de l'énergie nucléaire. Comment financer les centrales nucléaires compte tenu de cette particularité ? Pour **Nicolas Piau**, le financement des grands projets ne pose pas de problème spécifique, car les partenaires qui apportent les fonds propres (*sponsors*) sont de grandes entreprises, généralement bien notées sur les marchés financiers, intéressés à la production et détenant la compétence requise pour garantir l'achèvement des travaux ainsi que le cash-flow ultérieur. Sur ces projets, les banques prennent davantage de risques que les investisseurs privés, car elles possèdent une connaissance du secteur supérieure à celle de ces derniers. Le cas de l'énergie nucléaire est différent : la nature spécifique des risques amène les investisseurs à exiger des garanties particulières. Pour **Romain Talagrand**, les risques de l'énergie nucléaire impliquent en fait une garantie de l'Etat (telle que celle accordée par le gouvernement britannique à Hinkley Point) compte tenu notamment de la longueur des temps de retour. Les risques seront partagés entre plusieurs investisseurs, qui vérifieront aussi la solidité des sponsors.

Jean-Pol Poncelet souligne l'ironie d'une situation dans laquelle la dérégulation conduit à demander une garantie de l'Etat ! Le Royaume Uni, qui a été le moteur de la dérégulation, devient aujourd'hui



le moteur du retour de l'Etat... Pour **Juan Alario**, alors que la tendance à la libéralisation a commencé vers 1990, il semble que l'on assiste en effet à un retour progressif de l'Etat depuis 2007. **Ana Aguado** confirme l'importance de l'engagement de l'Etat ; elle estime cependant que le gouvernement britannique aurait pu atteindre son objectif de sécurité d'approvisionnement à meilleur prix en développant davantage les réseaux avec le continent.

Bernd Doehnert (Westinghouse Electric Company) demande pourquoi la BEI n'intervient pas par prise de participation, au cas par cas, sur certains projets, en capital risque. **Juan Alario** indique qu'il existe un organisme dédié aux apports en capital, le Fonds Européen de Capital Risque. La BEI consacre déjà des sommes importantes au secteur de l'énergie par ses canaux habituels d'intervention : environ 11 milliards d'euros par an, et ce montant atteint 18 milliards d'euros certaines années.

Claude Fischer souhaite connaître les critères de choix guidant l'engagement de la BEI sur un marché en surcapacité, et ses modes de travail avec les banques nationales.



Juan Alario répond que la BEI n'apporte jamais plus de 50 % des prêts, le complément est laissé à la charge des banques spécialisées dans chaque pays, telles que la CDC en France, la Green Bank au Royaume Uni, etc. qui s'appuient sur le signal prix pour sélectionner les projets. Les nouvelles activités, notamment les services aux consommateurs tels que ceux décrits à propos des Etats Unis, se développent en faisant appel à une panoplie d'instruments financiers : capital risque, société de projet, etc. **Nicolas Piau** considère que si l'Union Européenne était plus ambitieuse non seulement dans la définition de sa politique énergétique mais surtout dans sa mise en œuvre, cela dégagerait l'horizon pour les investisseurs. Au sujet du plan Juncker, les canaux habituels de financement ne suffiront pas à lever 300 milliards d'euros. On

n'atteindra cette somme qu'en incluant les investissements que certaines sociétés seront prêtes à engager, par exemple des entreprises comme Rockwell, Saint-Gobain Holcim ou Lafarge dans l'efficacité énergétique.

TABLE RONDE 3

La réponse des acteurs institutionnels pour un cadre de marché efficient



Michal Kurtyka, président d'Energy Design, ouvre la table ronde et remercie les panélistes qui se présentent brièvement : **Marco Landolfi**, représentant de la présidence italienne au Conseil de l'Union européenne, s'occupe de la coordination du secteur énergie, des transports et des télécommunications digitales à la représentation permanente de l'Italie à Bruxelles. **Dominique Ristori** est directeur général de l'énergie à la Commission européenne. **Bente Hagem** est vice-présidente du conseil d'administration de ENTSO-E. **Philippe de Backer** est député européen belge, membre du comité ITRE industrie, recherche et énergie. **Antonin Ferri**, conseiller énergie à la représentation permanente de la France à Bruxelles, remplace l'Ambassadeur français à Bruxelles Pierre Selal, qui s'excuse de ne pas avoir pu se libérer.

INTRODUCTION DE MICHAL KURTYKA

Président d'Energy Design

Michal Kurtyka introduit le débat en se référant à l'intervention de **Nick Butler** lors de la première table ronde : la complexification de notre débat sur l'énergie en Europe vient en partie du fait que nous émotivons et idéologisons ce débat.



La Pologne est perçue en Europe comme un pays de charbon, or la Pologne consomme moins de charbon que l'Allemagne. De plus, la Pologne diminue sa consommation de charbon alors qu'elle augmente en Allemagne. La Pologne est également perçue comme un pays qui refuse toute politique de climat mais les émissions de CO₂ par têtes d'habitants sont moindres qu'au Danemark, pays champion de la lutte contre le changement climatique.

Michal Kurtyka souligne qu'il ne s'agit pas ici de hiérarchiser les états, mais plutôt de montrer que l'idéologisation du débat crée une stigmatisation des pays, ce qui ne permet pas de **trouver des solutions** qui pourraient satisfaire l'Europe dont nous faisons tous partis. En effet, ce vieux continent avec treize nouveaux pays membres a tout intérêt à se retrouver sur la scène mondiale, y compris avec la Pologne, où la question climatique a provoqué de nombreux débats depuis 2008 jusqu'à aujourd'hui.

Après cette introduction sur la Pologne, **Michal Kurtyka** présente les grands enjeux de l'Union européenne en matière d'énergie.

Il rappelle que les **objectifs du paquet Energie-Climat** "trois fois 20 pour l'Horizon 2020" sur les émissions de CO₂, sont atteints à cause des effets de la crise économique qui a engendré une diminution de la consommation d'énergie.

Sur **l'efficacité énergétique**, la présentation de Juan Alario de la Banque Européenne d'Investissement a montré que nous ne savons pas exactement combien la BEI a dépensé pour l'Efficacité énergétique, ce qui ne permet pas d'évaluer si les objectifs en la matière ont été atteints.

Concernant les **renouvelables**, on assiste à une renationalisation des politiques énergétiques.

Michal Kurtyka revient sur l'exemple de la Pologne afin d'illustrer les problématiques auxquelles les 28 pays sont confrontés pour construire politique européenne commune. En effet, la Pologne, qui dépend à plus de 90% du charbon pour sa production d'électricité, se trouve pénalisé par la **décarbonation de**

l'économie européenne. En effet, dans un monde moderne il faut être capable de se diversifier et de sortir d'un fonctionnement monoculture.

Il s'interroge sur l'ensemble des mesures mises en place par l'Union européenne pour moderniser le secteur énergétique. Il reprend l'exemple de la Pologne pour illustrer son propos : en 2008, la Pologne a reçu les allocations gratuites de l'Union européenne pour moderniser le système de production électrique. Il travaillait sur un projet de construction d'une tranche de centrale au charbon au sud de la Pologne (900 MW, 45% d'efficacité) qui devait remplacer 4 vieilles tranches (35 d'efficacité). Ces allocations concernaient la modernisation des tranches existantes et non pas la construction de nouvelles tranches. Le résultat est que des infrastructures vieilles de 40 ans sont modernisées pour prolonger leur durée de vie de 10 ans au lieu de construire de nouvelles infrastructures qui brûleraient 30% de charbon de moins, qui aurait de meilleurs paramètres écologiques. Le constat tiré de cet exemple est que les sommes d'argent sont dépensées pour faire durer un vieux système, ce qui n'est ni compétitif, ni écologique.

Dans ce cadre, ***Michal Kurtyka*** pose la question suivante à l'ensemble des panélistes : L'Europe veut-elle réellement cela ? Comment peut-on faire pour que les mesures que nous mettons en place puissent contribuer à améliorer les choses ? Les pays plus pauvres ne visent pas tant les vingt ou trente prochaines années mais plus de satisfaire les populations l'hiver prochain.

INTERVENTION DE MARCO LANDOLFI

Coordinateur Energie, télécommunication et transport à la Représentation Italienne à Bruxelles

Marco Landolfi présente les réalisations de la Présidence italienne au cours du dernier semestre.

La priorité a été de remettre la croissance et la création d'emplois au centre de l'agenda européen et de ***relancer les investissements*** dans tous les secteurs de l'économie. L'énergie est bien sûr au centre de ce dessein stratégique, et a d'ailleurs été identifiée comme l'un des cinq piliers



stratégiques. L'Italie a ainsi appelé à la création d'une union énergétique pour assurer une ***énergie compétitive, soutenable et sûre.***

La question a été dès le début du semestre : comment contribuer à ce développement, comment soutenir les investissements, spécialement dans le secteur clef des infrastructures ?

Le premier point a été de faciliter par le Conseil européen avec un accord sur ***l'objectif 2030*** qui repose ***la sécurité énergétique, le marché intérieur unique, et l'union européenne de l'énergie.***

Pour arriver à cet accord, plusieurs débats ont eu lieu avec non seulement les ministres de l'énergie et de l'environnement mais aussi avec la commission des finances. Cela permettra de présenter des propositions fortes pour le sommet sur le Climat en 2015 à Paris. Ce n'est pas un accord parfait et beaucoup d'éléments doivent encore être décidés, notamment sur la distribution des efforts.

Aujourd'hui la présidence italienne attend les directives de la prochaine commission mais elle vise le prochain défi en décembre sur les conclusions du marché de l'énergie, pilier fondamental de l'union européenne de l'énergie. On en a beaucoup parlé concernant les relations extérieures notamment avec la crise en Ukraine mais l'union énergétique ne peut pas se concevoir sans un ***marché unique au niveau intérieur***, sans pour autant se réaliser contre ou vis-à-vis de l'extérieur.

INTERVENTION DE DOMINIQUE RISTORI

Directeur général à la DG Energie de la Commission européenne



En termes d'approche, ***Dominique Ristori*** souhaite rappeler que beaucoup avaient parié sur un échec de l'accord au sein du Conseil européen. Pour aboutir à cet accord, il y a eu deux vagues de

réunions au cours de ces six derniers mois, ainsi qu'un énorme travail des délégations bilatérales et multilatérales en particulier avec Bulgarie et la Roumanie, qui ont permis de préparer le terrain pour un accord commun.

La signature de l'accord s'est déroulée dans un climat extrêmement favorable. Tous les leaders qui se sont exprimés, y compris ceux qui

étaient ciblés comme les plus difficiles pour différentes raisons, par exemple la ministre polonaise ou le premier ministre néerlandais, ont marqué leur satisfaction par rapport à un accord globalement satisfaisant et le meilleur possible. Cela signifie que les 28 états membres peuvent réussir à s'entendre sur quelques objectifs communs.

Comparée aux autres grands ensembles économiques dans le monde, l'Union européenne réussit à avoir une position commune et arrêtée sur les négociations concernant la prochaine conférence mondiale sur le climat. L'Union européenne donnera ainsi le ton et une dynamique pour les négociations, notamment pour rediriger l'ETS en termes de prix du carbone avec une réserve de capacité et une modernisation des appareils industriels. Afin d'atteindre les objectifs 2030, **Dominique Ristori** souligne que les pays peuvent choisir de faire plus d'efficacité énergétique ou de diversifier leur mix énergétique. Ce choix découle de la situation historique et géographique, et des ressources de chacun des états membres.

Concernant les renouvelables, leur développement avait nécessité beaucoup de soutien et de financement. Aujourd'hui ces énergies (photovoltaïques et éoliennes) sont devenues largement compétitives. Dans ce contexte, les renouvelables ont besoin de systèmes nationaux de support et des marchés plus étendus, d'où l'importance fondamentale donnée au marché intérieur européen.

Afin de répondre aux ambitions du Conseil, il faut établir des liens entre les différents indicateurs pour progresser plus rapidement, en particulier en ce qui concerne les régulateurs et gestionnaires de réseaux.

Pour l'efficacité énergétique, **Dominique Ristori** rappelle que l'obtention des 30% n'avait pas été facile parce que l'aspect coût avait été privilégié à l'instar de l'aspect de l'investissement. En effet, si l'on veut réellement relancer l'économie, si l'on veut progresser en matière de sécurité énergétique et avancer sur le chantier de la lutte climatique, il faut mettre en avant **l'efficacité énergétique**.

Il faut porter une attention particulière sur les bâtiments publics : hôpitaux, écoles, bâtiments administratifs qui sont dans un état déplorable dans plusieurs parties de l'Europe, du nord au sud et de l'est à l'ouest. Cela constitue une chance énorme pour relancer la création d'emplois non-délocalisables par un effort conjugué qui sera profitable à l'économie européenne en générale.

D'autre part, ce qui paraît le plus important c'est l'identification des **secteurs prioritaires** : il faut agir en particulier envers le bâtiment qui représentent environ 40% de la consommation énergétique, le chauffage

représente 44% de la consommation de gaz en Europe mais aussi le transport en développant l'électromobilité dans les villes. Car 70 % de nos concitoyens sont concentrés dans les villes qui sont devenues des zones de pollutions et de congestions à la fois.

Enfin l'Europe pourrait être un leader dans le monde au moment où les autres grands compétiteurs, en particulier les chinois, sont face à un enjeu majeur compte-tenu de leur développement démographique et de la très mauvaise qualité de l'air dans les grandes villes. Cela constitue donc un boulevard ouvert en termes de développement économique, à condition de savoir le prendre.

Concernant l'hiver à venir, le Conseil européen a mis l'accent sur **l'importance du stockage** : plus de 90% du stockage de gaz est rempli à l'heure, ce qui donne à l'Europe une marge de manœuvre importante par rapport à la Russie. L'accent a également été mis sur le développement des revers flow, et sur l'accélération des infrastructures manquantes, notamment les terminaux LNG. De plus, les travaux qui ont été effectués avec les gestionnaires de réseaux ont renforcé le degré de résistance du système énergétique européen. Pour conclure, il est important de faire souffler un vent d'optimisme : **Dominique Ristori** rappelle que l'on a trop l'habitude de ne véhiculer que des aspects négatifs. Il est bon de revenir à des fondamentaux qui donnent beaucoup d'espérance.

INTERVENTION DE BENTE HAGEM

Vice-présidente du conseil d'administration, ENTSO-E



Bente Hagem introduit son propos : "le futur est incertain mais électrique". Elle souligne que les prix de l'énergie vont être réduits drastiquement mais que le coût des infrastructures et des systèmes connexes vont augmenter. Les

opérateurs des systèmes de transmission (OST) vont être chargés de développer ces systèmes et ces infrastructures.

En guise d'exemple, Statnett, société norvégienne de transport d'électricité, a récemment eu la permission de la part du gouvernement norvégien de raccorder par câbles le Royaume Uni et certaines régions de l'Allemagne, en coopération avec le réseau national et TNET Germany. Ce projet

représente trois milliards d'euros d'investissement d'ici 2020.

Le plan de **développement des réseaux** pour les dix ans à venir d'ENTSO-E s'élève à 150 milliards d'euros pour les réseaux européens et pour les OTS, 250 milliards d'euros. Cela devrait permettre à l'Europe d'opérer son virage vers les énergies renouvelables et de réduire les émissions de CO2 de 20% d'ici 2030 pour le secteur électrique tout en rendant ce secteur plus compétitif.

Comment soutenir ces investissements avec un **cadre d'investissement favorable** ? De bons facteurs de financement sont nécessaires pour la construction de ces infrastructures. Il y a trois préconditions importantes : 1) un cadre national réglementaire stable avec un retour sur investissements qui soit suffisamment attractif pour les investisseurs. 2) Des actions car les entreprises en ont naturellement besoin. Certaines TSO sont en parti étatisées, or les états ne sont pas toujours suffisamment solides pour attirer des capitaux. Il faut donc prendre ces décisions et prévoir ce genre de dispositif en amont. Par exemple, il existe des types d'emprunts hybrides, par exemple en Allemagne, TNET et Mitsubishi ont coopéré dans des investissements d'infrastructures pour construire des fermes éoliennes. 3) Les fonds sécurisés et les prêts des banques européennes d'investissements sont des outils très importants qui peuvent être utilisés pour stimuler les investissements dans des régions d'Europe qui connaissent des situations financières critiques.

Pour conclure et résumer : un **cadre de régulation stable** est tout à fait vital et les OTS et ENTSO-E vont investir.

INTERVENTION DE PHILIPPE DE BACKER

Membre de la Commission ITRE du Parlement européen

Suite à la consécration de la **nouvelle**

Commission européenne

la semaine dernière au Parlement et les nouveaux débats, trois points essentiels sont à retenir : 1) 300 milliards d'euros doivent être investis dans les infrastructures énergétiques, 2) la construction d'un marché



unique est capital, 3) ainsi que l'union de l'énergie.

La politique énergétique et climatique est incontournable pour stimuler la croissance en Europe.

Sur le plan des investissements, il y a d'importantes sommes d'argent disponibles. Il faut attirer plus d'investisseurs institutionnels, comme les banques d'état, commerciales et autres. Il y a également une volonté de créer un effet de levier par rapport au budget européen. Concernant l'efficacité énergétique et les 30% contraignants pour les émissions de CO2, il s'agit d'objectifs très clairement adoptés par l'ensemble de la majorité des états membres. Dans certains pays nous sommes arrivés à un taux de 20 à 28%, il faut donc étudier avec précaution par quels moyens stimuler une augmentation des énergies renouvelables dans la part des mix énergétiques nationaux. On constate que d'énormes progrès en matière d'efficacité énergétique ont été réalisés dans le domaine de la construction et des transports.

En ce qui concerne **l'Union énergétique**, la commission a beaucoup débattu sur ce sujet.

La notion de marché lui fait cependant défaut, en effet les marchés pourraient permettre de répondre aux objectifs à condition que les coûts soient internalisés. Cela est évidemment un facteur clef dans le cadre des débats et discussions concernant l'énergie, à savoir un système reposant sur l'internalisation des marchés. Avec le système l'ETS, on a vu la chute des prix du CO2 et toute une série de retards au niveau de l'adaptation des marchés. Selon **M. de Backer**, plutôt qu'une union énergétique, une union pleinement intégrée des marchés énergétiques est souhaitable.

Philippe de Backer soulève la question suivante : Quelle est la meilleure façon de constituer cette **union intégrée des marchés énergétiques** ? Premièrement, une réelle intégration des marchés au niveau européen et au niveau national. Cela nécessite que les états membres ouvrent la discussion sur la fiscalité énergétique. En effet, ce débat n'a jamais été mené à terme au sein du conseil des ministres européens mais une réouverture de ce débat est aujourd'hui nécessaire pour une harmonisation fonctionnelle et opérationnelle. Deuxièmement, il faudrait investir d'avantage si l'on veut augmenter la connectivité et ainsi éviter la fragmentation de ces marchés. Troisièmement, l'intégration de l'externalité des coûts afin d'assurer un cadre permettant l'intégration des coûts du recyclage des déchets nucléaires par exemple. C'est à partir de cela que l'on pourra voir émerger une répartition beaucoup plus efficace des ressources pour le plus grand bien de tous.

INTERVENTION D'ANTONIN FERRI

Représentant de la France à Bruxelles,
section énergie

Antonin Ferri reprend la remarque



introduitive de **Michal Kurtyka** concernant l'opposition entre sécurité d'approvisionnement et durabilité des politiques énergétiques. En effet, si nous devons réaliser une union européenne de l'énergie, ce sera nécessairement une union qui intégrera à part égale l'ensemble des trois piliers d'une politique énergétique qui sont : **sécurité d'approvisionnement, durabilité et compétitivité**.

La question de construire un cadre énergétique pour l'horizon 2030 est contre-productif avec la nécessité d'assurer les approvisionnements de tous les pays membres pour cet hiver. En effet, les conclusions du Conseil pour 2030 en matière de climat ne serviront pas pour l'hiver 2014/2015, en revanche, elles seront extrêmement utiles pour l'hiver 2029/2030. C'est pour cela qu'il est important de traiter indépendamment ces questions de la crise d'approvisionnement gazière dans le cadre de la crise ukrainienne et l'approche que l'on retiendra pour le long terme pour 2030 et pour 2050.

Cette union de l'énergie devrait avoir une approche intégrée reprenant à la fois la sécurité d'approvisionnement, l'ambition climatique et la compétitivité. L'ambition climatique peut également renforcer notre sécurité d'approvisionnement.

À propos du financement de la **transition énergétique** vers l'utilisation d'une énergie décarbonée, de nombreux éléments ont déjà été abordés, **Antonin Ferri** propose une réponse synthétique sur la vision française. Cela repose essentiellement sur deux leviers pour essayer de favoriser ce financement. Le premier levier c'est le **cadre réglementaire** qui enverrait des signaux prix à long terme pour permettre aux investisseurs et aux opérateurs économiques de se positionner sur les investissements. Ces signaux prix doivent intégrer des externalités mais aussi la rémunération des investissements effectués, ainsi que des coûts fixes des installations de production. Le deuxième levier c'est celui des **investissements publics**, cela peut être lié à l'intervention soit des états membres soit des interventions européennes. Je pense ici au paquet emploi, investissement, croissance, que

le président Junker a mentionné. L'essentiel des investissements viendra du secteur privé mais les investissements publics ont un rôle essentiel à jouer pour accompagner, orienter et « inciter » certains investissements privés.

Concernant le cadre réglementaire, un pas extrêmement important a été réalisé avec l'adoption du Conseil européen, certes toute la mise en musique législative reste à faire. Ce sera l'objet des propositions de la commission dans les mois à venir. Le Conseil européen a été extrêmement clair sur les ambitions qu'il porte pour 2030, il a réaffirmé le rôle central de l'ETS, comme faiseur de stabilité. Il a également réaffirmé qu'il y aura un signal prix sur le long terme avec une externalité. Enfin, le Conseil a confirmé qu'il y aurait une incitation de long terme sur le développement des renouvelables et sur l'efficacité énergétique.

Les leçons du cadre 2020 ont été retenues, les formes des objectifs pour 2030 ont ainsi été modifiées pour 2030 par rapport à ce qui avait été fait pour 2020.

Enfin deux derniers éléments concernant le cadre réglementaire qui ne sont pas directement liés aux recommandations du Conseil européen mais qui devront faire l'objet d'un débat dans les mois et les années à venir : Une évolution des **mécanismes de soutien** aux énergies renouvelables est nécessaire, avec d'un côté des objectifs qui ont changé depuis 2020 et qui ne comprennent plus d'objectifs contraignants nationaux, mais bien un objectif commun européen. Il faudra ajuster les mécanismes de soutien et peut-être les faire converger entre états-membres et à l'échelle européenne. De plus, il va falloir mettre en œuvre un cadre réglementaire concernant la valorisation de l'électricité sur le marché.

Le deuxième levier d'action est celui de l'investissement public. La puissance publique a en effet un rôle pour aider et orienter les investissements privés au niveau national en France, notre loi de transition énergétique pour la croissance verte prévoit déjà un paquet de financement important pour accompagner les investissements fixés à l'horizon 2030. Cela repose sur l'utilisation de politique fiscale en faveur de l'amélioration de l'efficacité énergétique dans le secteur du bâtiment et en faveur de l'achat de véhicules plus sobres en consommation d'énergie et sur la création d'un fond d'investissement.

L'effort doit provenir à la fois des états membres et de la commission européenne, notamment avec le paquet de 300 milliards pour la croissance, les investissements et l'emploi.

DEBAT AVEC LA SALLE

Question d'*Ana Aguado* : *M. Ristori* a dit que chaque état membre décidera à l'avenir de son mix énergétique, or la politique énergétique européenne va s'avérer plus difficile. Le meilleur moyen de coordonner cette politique est de développer les réseaux. *M. Ristori* a ensuite parlé du mécanisme de distribution des coûts pour les réseaux. Lorsque nous aurons un réseau pan-européen, les coûts pourront-ils servir à rééquilibrer les investissements dans le secteur de l'énergie car nous savons que les réseaux seront plus importants que la production d'énergie.

Bente Hagem répond à la question : sur la manière dont on peut optimiser le réseau européen, il existe une catégorisation des réseaux qui serait des plus bénéfiques pour l'Europe. Si on obtient des fonds, ils devraient être consacrés à ceux qui éprouvent le plus de difficultés en matière de financement.

Dominique Ristori ajoute : environ 650 millions d'euros ont été mis à disposition pour le montage de nouveaux projets en Europe. L'un des principaux défis concerne la région baltique, encore trois pays membres dépendent à 100 % du réseau russe, ce qui est inacceptable. Nous ne pourrions parler d'un marché réellement intégré seulement lorsque les pays baltes seront entièrement reliés aux autres pays européens. Il faut donc demander aux différents acteurs d'investir plus dans les réseaux. A ce sujet, les conclusions du Conseil sont limpides, elles concernent l'importance des PIC pour le marché intérieur.

Bente Hagem ajoute : en effet, la région de la mer baltique représente un défi majeur, il est donc important de souligner que la Finlande et la Suède ont adopté des mesures dans ce sens. Un câble relie aujourd'hui la Suède à la Lettonie, et il y a des investissements massifs pour relier la Pologne et la Lituanie.

Question de *M. Meijer* : il s'interroge sur le rôle que les biocarburants auront à jouer dans la transition énergétique de l'Europe. Qu'en est-il du transport durable au sein de l'Union européenne ? Comment assurer la transition vers des moyens plus durables et pérennes vers une mobilité décarbonée ? Concernant le nucléaire, la Commission européenne attribue des subventions pour le développement de ce secteur car il a été décrété que le nucléaire devait faire partie du mix énergétique. Or, il y a également l'objectif d'assurer la promotion des renouvelables. Comment subventionner l'ensemble des formes d'énergie et est-ce viable de soutenir toutes les formes d'énergie ?

Réponse de *Philippe de Backer* : en tant que responsable politique, il est difficile de dire que l'avenir sera électrique ou que l'avenir sera biocarburant. Par rapport au transport durable, des technologies immatures ont fait leurs apparitions sur le marché. Dans ce cadre, faut-il des subventions permanentes ? Il est important d'avoir d'abord les bons outils et les bons indicateurs.

Réponse de *Dominique Ristori* : la question de la subvention du nucléaire en Europe, relève de l'aide d'Etat, qui reste l'une des autorités les plus fortes et les plus indépendantes. En ce qui concerne les renouvelables, les subventions resteront possibles et continueront de permettre ce genre d'énergie. Pour les biocarburants, la technologie ne sera pas forcément mature, cependant un certain nombre de projets se développent actuellement et nous devons faire tout notre possible pour intégrer toutes les formes d'énergie dans le plan Junker. Pour conclure, la question énergétique ne concerne pas seulement l'Europe, mais aussi les pays émergents. L'Afrique concentre 13% de la population mondiale et beaucoup de réserve énergétique, notamment du charbon, du gaz, de l'uranium mais ne représente que 4% de la production énergétique. Il est nécessaire d'en finir avec la pauvreté énergétique, de développer les ressources et de mieux les distribuer afin de soutenir le développement économique des pays émergents.

CONCLUSIONS

Philippe Herzog félicite les promoteurs de



ces entretiens qui ont été très riches en réflexions tout au long de cette journée. Il rappelle qu'il travaille depuis plusieurs années sur l'investissement de long terme. En

préambule,
l'énergie

constitue un cas d'école pour tous ceux qui souhaitent comprendre les objectifs et les difficultés que rencontre l'UE quand il s'agit d'investissement. Tout comme le numérique qui représente l'un des enjeux majeurs des années à venir. Il reprendra quelques points importants pour la conclusion :

Nous avons débattu ce matin de la stratégie européenne. **Nick Butler** a souligné qu'une stratégie européenne existe et a fait consensus mais il ne faut pas abandonner les objectifs que nous avons concernant le climat. Nous avons fait face à certains problèmes lors de la mise en œuvre, notamment la fragmentation des marchés intérieurs et les divisions entre états. Nous allons donc vers une nouvelle stratégie et révisons actuellement la stratégie de l'Horizon 2020 : les ajustements sont intéressants. Ils donnent de la flexibilité et ils s'intéressent à la cohésion de l'UE, ce qui est fondamentale car il y a une fragmentation et divisions entre états membres ainsi qu'un refus de certaines politiques, de la part de la Pologne par exemple. Cela nous a permis de nous remettre en question et cela signifie que la critique est permise. L'optimisme de Philippe Herzog se fonde sur le fait qu'il y a une meilleure conscience et une meilleure appréhension des problèmes. Néanmoins, il rappelle que nous devons nous intéresser beaucoup plus aux problèmes de mise en œuvre des objectifs généraux.

Il y a une sorte de flottement concernant le mix de chacun des pays membres, or il faudra faire attention à comment les mesures concernant le mix énergétique sont appliquées dans chaque pays. Concernant l'efficacité énergétique, il faut la penser par l'économie politique. Essayons donc de travailler dans ce cadre, sans se leurrer sur la difficulté de la tâche qui est devant nous.

Il est important de rappeler ici que les travaux de Confrontations Europe sur le Pacte de solidarité énergétique ont marqué des points. Ce n'est pas exactement la configuration systématique qui avait été entreprise mais les problèmes de cohésion et de diversité dans une entreprise commune sont présents. On ne parle plus de « stratégie européenne à l'Horizon 2020 » mais on parle aujourd'hui d'Union de l'énergie. Le changement de sémantique est donc à interpréter positivement.

Quelle est la bonne entrée pour la mise en œuvre de l'Union énergétique ? L'entrée par la question de l'investissement est novatrice. C'est ce que **Juan Alario** a montré concernant le travail de la BEI en matière d'investissement pour l'avenir.

D'abord, **le plan Junker ne pourra être réussi sans d'importants progrès de**

coordination mais surtout ne doit être compris que comme la première étape d'un dispositif central pour une reprise durable des stratégies d'investissement qui suppose des engagements vers l'avenir et une acceptabilité sociale à décliner dans les différents pays.

Nous acceptons ce que propose la BEI comme un ensemble de points importants mais tout en posant de bonnes questions :

Il est nécessaire de lister et de travailler sur les différents types d'investissements à opérer car ils présentent tous des caractéristiques différentes.

Y a-t-il des besoins en capacités ? Oui malgré l'existence de surcapacité car il y a des besoins de remplacement d'anciennes infrastructures et des projets de modernisation sont en cours. Le cœur de l'Union de l'énergie se trouverait dans les Smarts Grids. En effet, nul est nécessaire de développer les Smarts Grids, mais aussi des infrastructures de stockage. Il faudra donc trouver une complémentarité concernant les investissements. Les Smarts Grids représentent un facteur réel de solidarité. Cela permettra à chacun d'acquérir une sécurité énergétique mais suppose une très forte volonté politique dans la mise en œuvre. Les choix politiques dans le domaine de la recherche, développement, et de l'innovation pour le développement de l'efficacité énergétique seront également fondamentaux pour le futur.



Le troisième point concerne la valorisation et la sélection de projets : nous avons besoin de projets privés et publics. Il faut une complémentarité entre le public et

le privé car la plupart des projets se réaliseront par un partenariat public-privé. Cela soulève une fois de plus la question du marché.

En effet, nous avons besoin d'un système de régulation adapté avec des outils et des signaux. Et il est important de signer des contrats long termes même si cela peut poser des problèmes. Nous avons également besoin d'acquérir une rentabilité dans une conjoncture contrainte future et une aversion aux risques moindres.

Il faut réduire les primes de risque et avoir un bon taux d'actualisation, mais aussi abaisser le coût du capital pour réduire les primes de risques.

Philippe Herzog souhaite insister sur un élément fondamental qui est celui du risque. On constate que le risque ne cesse d'augmenter. Dans ce cadre, comment financer des projets avec des primes de risques trop élevées ? Il serait nécessaire de promouvoir des risques partagés. Ce qui découle de bons choix politiques : il faut internaliser les effets externes, malgré les difficultés que cela représente. Or, il faut d'abord convaincre les banques et les acteurs financiers. Cela soulève également la question de l'existence d'une structure adéquate. En effet, nous avons besoin d'un vrai système de prêt. La BEI a de l'avance dans ce domaine, cependant elle doit également travailler avec les systèmes nationaux et avec les systèmes bancaires sur le Fond Européen d'Investissement à conditions de promouvoir un fonds d'investissement énergétique. Il serait intéressant de créer une sorte de forum des acteurs privés publics qui ferait office de levier.

Pour conclure, tout cela suppose une acceptabilité, c'est-à-dire une cohérence entre les changements des modèles sociaux et les choix d'investissements. On peut en effet penser que les Smarts Grids poseront des problèmes d'acceptabilité sociale. Aussi, la notion de précarité énergétique est un élément essentiel à prendre en compte dans ce contexte de définition des nouveaux axes énergétiques européens.

