



Compte rendu des travaux du Groupe Energie & Climat

Réunion du 20 Juin 2014

Les instruments de financement des investissements dans le secteur électrique en France et en Europe

Rédacteur : Michel Cruciani

Participants :

Juan ALARIO (BEI), Sylvie ANIEL (CEA), Pierre AUDIGIER (Ingénieur), Etienne BEEKER (CGSP), Mohamed BELACEL, Philippe BRABANT (Holding Verte), Marie-Christine CIMADEVILLA (Avocate), Françoise COLAS (EDF), Michel CRUCIANI (CGEMP - Université Paris-Dauphine), François DAUGY, Pierre DAURES (Intellact EURL), Guillaume DE LUZE (Société Générale), Jacques DE MEREUIL (AREVA), Lise DEGUEN (RTE), André FERRON (Confrontations-Europe), Claude FISCHER (Confrontations-Europe), Yohann FONTAINE (Contexte), Nicolas GAUBERT (FNTP), Marc GIFFON (ERDF), Anton HANNA, Philippe HERZOG (Confrontations-Europe), Bernard HOUSSET (ECHR), Victor KENIERES, Karina KOSTRZEWA – DOWGIELEWICZ (Ambassade de Pologne en France), Richard LAVERGNE (CGDD/DDD3), Philippe LAZZAROTTO (CFE-CGE Energies), Odile LE CANN (EDF), Richard LHAFIANE, Maria LYKIDI (Paris School of Economics), Anne MACEY (Confrontations Europe), Arthur MARENCO (AREVA), Jacques MASUREL (Sauvons le climat), Anne-Lise MEURIER (Ministère des Affaires Etrangères), Jean-Louis MOUELLO (EDF), Bénédicte NIEL (Sciences Po), Nicolas PIAU (GDF Suez), Bernard PRADES (GDF SUEZ), Henri PREVOT (Ingénieur général des Mines), Hervé QUELLIER (Ingénieur), Florence ROBIN (EDF), Marie-Ange SCHILLING (Confrontations-Europe), Maria SCOLAN (CDC Climat), Pascale TOURATIER (IUT de Troyes), Alain TURC (Economiste), Jean VERSEILLE (RTE), Michèle VIGNAUX (Professeur).

Claude Fischer ouvre la séance en indiquant que la présente réunion prolonge celle du 16 Mai 2014 et sera dédiée aux investissements de long terme dans le secteur de l'électricité : réseaux, capacités de production, recherche et développement... Ce sujet concerne de nombreux acteurs, bien représentés ici : opérateurs, agents des Etats, investisseurs financiers. Chacun d'eux porte une responsabilité spécifique, au niveau français, européen ou international, car l'Union Européenne, qui demeure dépendante de sources étrangères –et notamment fossiles- pour sa consommation, doit investir pour valoriser ses propres sources pour réduire sa dépendance et ses émissions de gaz à effets de serre, et coopérer pour réduire ses coûts et gagner en compétitivité..

Notre réunion vise à répertorier les outils existants et repérer ceux qu'il faudrait créer ou modifier, en vue de présenter ultérieurement des propositions à la Commission Européenne. Elles seront définies lors d'une conférence à Bruxelles le 30 Octobre prochain, entièrement tournée vers le financement de l'électricité décarbonée et compétitive. Pour aujourd'hui, le point de départ consistera à analyser le cycle d'investissement.

INTERVENTION DE JUAN ALARIO :

Juan Alario est Directeur Associé à la Banque Européenne d'Investissement (BEI), Conseiller Principal en énergie à la Direction des Projets. M. Juan Alario appuie son exposé sur des supports visuels, disponibles sur le site Internet de Confrontations-Europe.

Le contexte actuel n'est guère favorable aux technologies à bas carbone, car depuis 2010, les prix du charbon et du CO₂ sont orientés à la baisse et l'incertitude règne sur l'évolution de la réglementation d'appui aux énergies renouvelables dans beaucoup de pays. Le prix du quota de CO₂, combiné avec le faible prix du charbon, reste trop bas pour que la production d'électricité à partir de gaz puisse concurrencer celle émanant du charbon. Cependant, dans un cadre réglementaire favorable qui limite les risques et donc le coût de financement, il suffira d'une modeste hausse du prix du CO₂ pour que la production à partir de sources renouvelables ait un coût semblable à l'électricité à partir du gaz. Par ailleurs, même avec un prix du CO₂ quasiment nul, de nombreuses actions visant à améliorer l'efficacité énergétique sont rentables aujourd'hui, dès lors que l'on parvient à réduire les coûts de transaction.

Les investissements dans le secteur de l'énergie ont connu une phase de croissance entre 2005 et 2011, tirés par les investissements destinés à la production d'électricité d'origine renouvelable ; ils ont ensuite rapidement décliné. Ce phénomène cyclique reste proche du cycle des investissements observé dans l'économie générale (les investissements ont fortement diminué à partir de 2008). Les besoins actuels en investissements énergétiques sont plus modestes que prévu, en raison d'une part des surcapacités existantes dans le secteur de l'électricité et du gaz, et d'autre part des besoins inférieurs de capacité pour atteindre les objectifs des renouvelables, conjugués à la baisse du coût des énergies renouvelables. La Commission Européenne a procédé à une évaluation des montants à investir pour atteindre les objectifs 2020 dans le secteur de l'électricité ; elle les chiffre à :

- 50 milliards d'euros par an (G€/an) pour les énergies renouvelables (les chiffres plus récentes sont aux alentours de 30 G€/an),
- 40 G€/an pour les réseaux (principalement dans la distribution et dans les pays d'Europe orientale),
- 25 G€/an pour le remplacement des centrales fossiles ou nucléaires

Le vrai besoin concerne l'efficacité énergétique ; il est estimé à 80 G€/an, dont 60 G€/an pour les bâtiments.

A l'heure actuelle, l'essentiel du financement des investissements dans le domaine de l'énergie provient de sources privées. Des apports publics existent toutefois pour les actions relatives à l'efficacité énergétique, à côté des apports personnels et des financements externes ; pour les réseaux en revanche, il s'agit principalement de financement d'entreprise sur bilan propre et très partiellement de financement de projet. Dans le domaine des énergies renouvelables, l'Europe ne diffère pas du reste du monde, où financement d'entreprise et financement de projet se partagent le marché ; seuls les Etats Unis font exception, avec un recours plus significatif, mais qui reste modeste, aux obligations de projet¹.

Comment répondre aux besoins futurs ? Notons tout d'abord que l'on peut faciliter l'investissement par des mesures non liées aux ressources financières :

- pour l'efficacité énergétique, améliorer l'information par exemple, et mieux orienter les systèmes incitatifs existants ;
- pour les réseaux, simplifier les procédures et restructurer les tarifs ;
- pour les énergies renouvelables, simplifier la réglementation et abaisser le coût du capital.

S'agissant des ressources financières, une inquiétude surgit pour l'avenir. La part du financement d'entreprise a représenté environ la moitié des engagements passés, or les grandes entreprises historiques du secteur de l'électricité ont subi de plein fouet la crise du marché électrique en Europe, laminant leur rentabilité et les poussant à un endettement massif. La dégradation de leur bilan risque de limiter fortement leur capacité d'investissement dans les prochaines années.

¹ NDLR : Dans le présent compte rendu, les équivalents suivants sont retenus pour les expressions d'origine anglaise :

- Self financing : Apports personnels
- Equity : Prise de participation
- Corporate financing : Financement d'entreprise ou financement sur bilan propre
- Project finance : Financement de projet
- Project bonds : Obligations de projet

En conséquence, il devient impératif de favoriser l'accès à de nouvelles ressources, compatibles avec le financement de projet ou les obligations de projet. La tâche ne sera pas aisée, car les règles récemment adoptées pour encadrer les activités des banques pourraient limiter les volumes offerts de financement à long terme par ces dernières et renchérir leur coût. Un espoir réside dans l'implication de nouveaux acteurs, tels que les investisseurs institutionnels. Des difficultés spécifiques devront être surmontées pour l'investissement dévolu à l'efficacité énergétique. Les contraintes pesant sur les budgets publics imposent de réserver les aides aux actions les plus pertinentes ; un effort particulier sera nécessaire pour mobiliser les propriétaires fonciers, les fournisseurs d'énergie et les entreprises de services énergétiques (en anglais ESCOs).

La Banque Européenne d'Investissement (BEI) a consacré 12,3 G€ au secteur de l'énergie en 2013 (le financement maximal fut de 18,2 G€ en 2010) ; les plus grandes masses sont dédiées aux réseaux et aux énergies renouvelables, des montants moindres sont consacrés à la sécurité d'approvisionnement et à l'efficacité énergétique. Lorsqu'elle est sollicitée pour apporter son concours, la BEI procède à une évaluation des projets en fonction d'une grille d'analyse rigoureuse (elle est disponible sur son site Internet). A titre d'exemple, elle ne soutiendra que les centrales thermiques dont les émissions demeurent inférieures à 550 g CO₂/kWh. La BEI propose différentes formes d'aide, du prêt jusqu'à la prise de participation ; certaines de ces aides s'inscrivent dans des programmes comportant une part importante de conseil (exemples : programmes ELENA, JASPERS, JESSICA, Deep Green, etc.). Enfin, la BEI apporte un soutien régulier aux projets d'infrastructures prioritaires, en général en coopération avec la Commission Européenne ; elle prépare actuellement avec la Commission une offre d'obligations de projet.

Au terme de cette présentation, il apparaît que quatre sujets méritent des débats approfondis :

- Retrouver la concordance des signaux économiques avec les orientations politiques en faveur des énergies faiblement carbonées.
- Développer des solutions permettant d'accroître l'investissement destiné à l'efficacité énergétique.
- Réserver les fonds publics aux projets prioritaires.
- Faciliter le financement des projets prioritaires.

André Ferron réagit immédiatement en déplorant que la nouvelle réglementation du secteur bancaire restreigne ses possibilités d'engagement. Il se félicite en revanche que le Parlement Européen ait approuvé le projet d'un Fonds Européen d'Investissement à Long Terme.

Juan Alario confirme le paradoxe de la situation bancaire actuelle, qui offre des taux très bas (grâce à l'action de la Banque Centrale Européenne) mais qui rend les prêts moins accessibles... Les banques publiques, comme la BEI, la BPI en France ou la Green Bank au Royaume Uni, atténuent cette difficulté.

INTERVENTION DE NICOLAS PIAU

Nicolas Piau est responsable du département AIFA-B3G à GDF SUEZ, coordinateur pour les énergies renouvelables dans le monde à la Division Financière.

Les nouvelles règles bancaires auxquelles il vient d'être fait allusion ("Bâle III") ainsi que la législation concernant les assurances ("Solvency II") vont augmenter le coût du financement, ce qui amènera à réduire la durée des emprunts, même si quelques très bons projets à long terme pourront encore être financés. Ce durcissement apporte une salubrité nécessaire, car l'explosion des investissements constatée à partir de 2005 s'explique aussi bien par les subventions surdimensionnées (ayant entraîné l'apparition d'une véritable bulle des énergies renouvelables) que par le coût exceptionnellement bas du financement, autorisant des reports indéfinis du remboursement et des taux de marges insoutenables.

Cette évolution va creuser l'écart entre les acteurs, petits et grands. Les grands opérateurs, qui s'appuient sur un bilan significatif à l'échelle mondiale, pourront faire appel au marché international des capitaux. Pour eux, le choix du pays où investir sera déterminé par la réglementation en vigueur, et non pas par le Coût

Moyen Pondéré du Capital² (CMPC) dans ce pays. Les petits acteurs (qui ont représenté plus de 70 % des investissements dans les énergies renouvelables) resteront très sensibles à la fois à la réglementation du pays et au CMPC local, c'est-à-dire à la qualité des sponsors.

A l'échelle internationale, il n'y a pas de problème de liquidité : elle est disponible dès lors que la réglementation est favorable. Pour demeurer une zone attractive, l'Union Européenne devrait s'employer à harmoniser sa réglementation et à la mettre en conformité avec ses objectifs politiques ; on pense particulièrement au prix du CO₂. Alors qu'il devrait guider les choix vers les sources les moins émettrices (gaz, renouvelables, nucléaire), ce prix devient aujourd'hui une menace sur l'investissement...

Divers exemples illustrent l'abondance des liquidités disponibles :

- Les deux tranches du gazoduc Nord Stream, de 6,5 G€ chacune, ont été financées sans difficulté en 2005 et en 2011. D'une part, les analystes ont jugé que Gazprom présentait une solidité suffisante en raison de son monopole à l'exportation ; d'autre part, les agences de crédit à l'exportation d'Allemagne et Italie ont apporté les garanties nécessaires à l'obtention des prêts.
- Le projet de liquéfaction de gaz de Cameron, en Louisiane, d'un montant de 7,8 G€, a été sursouscrit. Le marché a jugé que l'encadrement réglementaire appliqué au gaz aux Etats Unis était stable et que les développeurs du projet étaient fiables.
- Le gisement de Kashagan (en Mer Caspienne) a drainé sans difficulté 160 G€, sur financement d'entreprise...

Abordons maintenant le marché électrique : la transformation en cours est frappante. Il y a quelques années, les grandes compagnies ("*utilities*") vivaient confortablement, protégées par des barrières à l'entrée face aux nouveaux concurrents. Ces derniers ne pouvaient espérer conquérir une fraction significative de la clientèle qu'en possédant toute la gamme des centrales : base, semi-base, pointe. On entre dans l'ère de l'inconfort et le secteur connaît désormais une forme de granulosité, avec de petits acteurs, sans grande expérience et faiblement dotés en capital, capables de lever des fonds suffisants pour s'installer sur la fraction la plus rentable du marché. Les grands opérateurs n'ont anticipé ni cette évolution ni ses conséquences sur les prix, et se retrouvent aujourd'hui condamnés à mettre des centrales sous cocon. La leçon de cette expérience se résume simplement : rien n'est figé.

D'autres évolutions peuvent survenir. Durant plusieurs décennies, le secteur électrique a connu peu de changements technologiques. Dorénavant, de véritables ruptures deviennent probables, en raison des nouveaux besoins qui apparaissent, pour la gestion des productions intermittentes (éolien, photovoltaïque) : elles pourront toucher la production aussi bien que les réseaux, par exemple avec les "réseaux intelligents" (*smart grids*), le stockage de l'électricité... Personne ne saurait prédire quand ces ruptures technologiques se produiront, mais il faut les prendre en compte dans toute perspective à long terme.

Un dialogue entre investisseurs et régulateurs aidera à élaborer une réglementation qui soit stable tout en évitant que les évolutions techniques créent des niches insoutenables. A titre d'exemple, une réglementation qui garantissait un taux de retour sur investissement de 14 % pour un parc éolien ne tournant que 1 600 heures par an n'était pas tenable. Une durée de fonctionnement d'au moins 2 200 heures par an aurait dû être exigée. Une réglementation traitant spécifiquement de la sécurité d'approvisionnement apparaît aujourd'hui nécessaire ; des mécanismes de capacité semblent appropriés pour rémunérer les centrales conventionnelles indispensables pour éviter les pannes.

INTERVENTION DE GUILLAUME DE LUZE

² NDLR : Le Coût Moyen Pondéré du Capital regroupe en un seul taux la rémunération attendue par les actionnaires (sous forme de dividendes) et celle exigée par les créanciers (par un taux d'intérêt). Par exemple, si les actionnaires espèrent une rentabilité de 12 % quand la banque applique un taux d'intérêt de 6 %, on conçoit que le CMPC sera différent selon que les sponsors apportent 40 ou 60 % du capital, et la banque le solde. En anglais : CMPC = WACC (*Weighted Average Cost of Capital*).

Guillaume de Luze est directeur au sein de la banque d'investissement de la Société Générale, responsable adjoint des financements de projets relatifs à l'électricité pour la zone EMEA.

La Société Générale concourt au financement de nombreuses réalisations dans le secteur de l'énergie. En 2013, environ 2 milliards de dollars (G\$) ont été apportés, toujours en mode "financement de projet", à une trentaine d'ouvrages allant de projets d'infrastructures au financement de centrale électriques en passant par l'éolien ou l'hydraulique, dans de nombreux pays du monde.

Au sein de l'Union Européenne, une grande partie des projets auxquels la Société Générale a apporté son concours dans le domaine de l'énergie visaient des projets relatifs à l'énergie éolienne ou photovoltaïque. Il s'agissait essentiellement d'ouvrages lancés dans les pays situés au Nord de l'Europe, soutenus par des sponsors aguerris et bénéficiant de tarifs d'achat garantis pour toute l'électricité produite (en anglais, *Feed in Tariff, ou FiT*). Cette structure, qui permet de sécuriser des cash-flows sur le long terme, a constitué un facteur incitatif majeur pour le développement des financement des projets renouvelables, en offrant une bonne visibilité sur les cash-flows projetés et un profil de risque acceptable, car limitant les incertitudes sur deux variables essentielles, le volume de la production et le prix de vente de l'électricité produite. Soulignons que dans le cas de l'électricité, le risque prix demeure particulièrement élevé, car il s'agit d'un produit qui ne se stocke pas, ce qui le rend très sensible à la volatilité des prix.

L'échantillon européen n'est pas représentatif du paysage mondial ! Il reflète la situation européenne dans laquelle pratiquement seules les énergies renouvelables offrent des garanties suffisantes aux investisseurs. Aux Etats Unis, par exemple, il en va différemment, et la Société Générale n'a pas hésité à s'engager sur des projets différents dont des centrales au gaz à cycle combiné. En France, un tel projet présenterait un profil de risque difficile à accepter, puisqu'on se trouve dans l'impossibilité de signer un contrat de vente à long terme garantissant un enlèvement du courant produit à un prix convenu. L'investisseur et les prêteurs seraient en outre confrontés à l'incertitude sur le prix du gaz au-delà du risque de marché.

Pour que l'Union Européenne retrouve son attractivité, il conviendrait qu'elle stabilise sa réglementation et la rende plus homogène. En France, les tarifs d'achat garantis ne sont signés que sur 15 ans pour les projets éoliens, alors que leur durée atteint 20 ans en Allemagne, ce qui avantage, bien sûr, ce pays pour le financement. A contrario, la décision brutale de certains pays (Bulgarie et Espagne) d'appliquer une réglementation rétroactive revenant sur les accords déjà signés constitue une catastrophe dans la mesure où cela risque d'affecter matériellement l'appétit des investisseurs et des banques à travailler avec ces pays.

Cela n'interdit pas de faire évoluer les règles. Ainsi, pour renforcer la sécurité d'alimentation, les mécanismes de capacité sont bien accueillis par les investisseurs, comme outils sécurisant le cash-flow. Ils approuvent également l'évolution de la réglementation afin d'éviter des dérives qui conduiront ultérieurement à des mesures avec effet rétroactif, une situation qui fera fuir les investisseurs.

Citons un exemple d'adaptation bien perçue par ces derniers : l'abandon des tarifs d'achat garantis (*FiT*) pour les technologies renouvelables matures. Le risque de marché est accepté dès lors qu'une visibilité est donnée sur le cash-flow par un instrument tel que le "contrat pour différence" (en anglais : *Contract for Difference, ou CfD*) ou grâce au principe de la "prime de marché" à la place du tarif d'achat garanti (en anglais, *Feed in Premium* ou *FiP*). Enfin, s'il appartient à la Commission Européenne de fixer un cadre commun, comme elle vient de le faire avec ses lignes directrices sur les aides d'Etat, elle devrait également veiller à éviter des disparités trop grandes entre les réglementations nationales, qui entravent les projets transfrontaliers.

Revenant sur le rôle des agences de crédit à l'exportation, il n'est pas abusif d'affirmer que les industriels européens sont orphelins, lorsqu'on les compare à ceux de Corée du Sud ou du Japon par exemple. Ces deux pays soutiennent les projets de leurs entreprises à travers l'octroi de prêts importants à des taux compétitifs. Cette aide a permis à de nombreux groupe asiatiques d'emporter des contrats importants dans le domaine de l'énergie et a probablement contribué par exemple à ce que le groupe coréen Kepeco emporte le marché des réacteurs nucléaires destinés aux Emirats Arabes Unis. L'aide de la COFACE ne suffit pas à combler le handicap dont souffrent les acteurs français ; pour preuve GDF Suez est contrainte de s'associer

à des investisseurs japonais ou Coréen sur certaines transactions pour bénéficier des meilleures conditions de financement disponibles.

Commentant les propos tenus par l'intervenant, **Juan Alario** apporte trois nuances d'appréciation :

- Les ressources financières sont abondantes pour les bons projets, mais l'amélioration de l'efficacité énergétique n'est pas considérée comme un placement sûr : certaines ESCOs ne trouvent des fonds qu'en les rémunérant à 8 %, ce qui est intenable.
- Le risque de rupture technologique se double d'un risque de rupture des modèles d'affaires.
- Les marchés financiers demeurent volatils, ce qui induit une fragilité spécifique pour les énergies renouvelables, intensives en capital. Ainsi, une augmentation de 500 points de base dans la rémunération du capital se traduit par une majoration de 5 % du coût du kWh sortant d'une centrale à cycle combiné au gaz naturel, mais une majoration de 35 % pour le kWh issu d'une ferme éolienne. Il apparaît donc indispensable d'abaisser le coût du financement pour les solutions intensives en capital.

INTERVENTION DE JEAN VERSEILLE

Jean Verseille est le directeur des Affaires Européennes de RTE et le président du comité R&D à ENTSO-E (association européenne des gestionnaires des réseaux de transport électrique). Son exposé est illustré par des slides disponibles sur le site Internet de Confrontations-Europe.

RTE est le plus grand gestionnaire de réseau de transport en Europe, exploitant plus de 100 000 km de circuits et connecté avec les deux grandes "péninsules électriques" que sont l'Espagne et le Royaume Uni. Pour les gestionnaires de réseau, le financement reste étroitement lié à la régulation. Celle-ci se trouve confrontée à d'importants besoins d'investissement sur l'ensemble de l'Europe, pour améliorer l'intégration du marché, s'adapter à un mix comportant de plus en plus de sources renouvelables, renforcer la sécurité d'alimentation et renouveler un parc comportant encore des ouvrages vieux de 80 ans ! Dans les 250 milliards d'euros (G€) nécessaires d'ici 2030, environ 50 G€ seront dédiés au renouvellement.

Pour la quasi-totalité de ses investissements, RTE recourt au financement d'entreprise³. Celui-ci pourrait se faire aussi bien par augmentation de capital que par la dette, mais depuis sa création RTE a procédé uniquement au financement par l'emprunt. Comme RTE, la plupart des gestionnaires de réseau sont devenus des porteurs de dette pour financer les infrastructures nécessaires à la réalisation de politiques énergétiques nationales et européennes.

L'enjeu à long terme consiste donc à recouvrer les coûts auprès des consommateurs d'électricité à travers les tarifs nationaux sur plusieurs décennies, l'amortissement étant calculé sur 40 ans. Les tarifs européens du transport électrique ont augmenté en moyenne au rythme "inflation + 1,04 %" par an, mais selon une étude universitaire, ce niveau ne permettra de financer que 47 % des besoins. Pour assurer la totalité des investissements nécessaires, l'augmentation devrait se situer à "inflation + 3,4 %" par an jusqu'en 2030. On notera que le résultat serait inchangé si le financement était obtenu par augmentation de capital.

Dans le cas particulier de RTE, les tarifs n'ont augmenté en moyenne qu'au rythme "inflation + 0,5 %" par an depuis 10 ans. Appelés TURPE (Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité), ces tarifs sont révisés une fois tous les 4 ans. Le TURPE 4 court sur la période 2013-2016 ; avec le niveau retenu par les pouvoirs publics et compte tenu des investissements à engager, la dette de RTE va augmenter d'environ 1600 Millions d'euros (M€). RTE a réussi à refinancer sa dette antérieure, qui avait déjà augmenté de plus de 300 M€ au cours de chacune des trois périodes antérieures (TURPE 1, 2 et 3), mais les gains obtenus ne compensent pas la hausse des investissements et des charges d'intérêt prévue pour la période 2013-2016.

³ Le financement de la nouvelle liaison France-Espagne constitue une exception : dans ce cas, une société de projet a été créée, dont les parts sont détenues à 50 % par RTE et 50 % par son homologue espagnol REE (Red Electrica Espana).

Le montant des investissements nécessaires reviendrait à doubler la taille de l'entreprise RTE si les consommations n'augmentaient pas ; il en résulterait une hausse de la part du transport dans la facture (elle représente actuellement environ 10 % de la facture d'un consommateur domestique). Cette augmentation reflète en partie celle du coût des projets ; ainsi, les liaisons off-shore coûtent beaucoup plus cher que la pose à terre, et l'obligation d'enterrer les lignes sur certains tronçons, comme dans le cas de la liaison France-Espagne, multiplie par 10 le coût des ouvrages. Notons au passage que les investissements sur les réseaux de transport interviennent à contre cycle de ceux qui concernent la production, et souvenons-nous également que le délai de développement des projets demeure extrêmement long (entre 7 et 10 ans).

DEBAT :

Guillaume de Luze constate en effet que les investissements concernant les réseaux passent presque toujours par du financement d'entreprise, et très rarement par financement de projet. Cependant, la présence fréquente de l'Etat au capital des gestionnaires de réseau leur permet d'obtenir des taux favorables pour les fonds à long terme levés sur les marchés. **Jean Verseille** confirme le bon accueil des marchés en prenant l'exemple de l'émission lancée par RTE début Juin, qui a collecté 600 M€ pour une durée de 15 ans dans de bonnes conditions.

Pierre Audigier craint que la future loi de transition énergétique engendre de nouvelles incertitudes pour les réseaux, avec la perspective de fermetures de centrales et l'apparition de nouveaux sites de production.

Jean Verseille souligne que RTE élabore des bilans prévisionnels bâtis sur différents scénarios, explorant les évolutions possibles de la demande et de la production. Les conséquences pour les réseaux sont complexes, le principal risque émanant de la durée des procédures. Par exemple, la fermeture de la centrale de Fessenheim nécessiterait de restructurer le réseau (il en serait de même pour d'autres centrales nucléaires relativement isolées, comme Le Blayais ou Golfech, où aucune autre source de production locale ne pourrait se substituer à ces installations).

Claude Fischer souhaite savoir comment RTE a pu faire face aux excédents de production arrivant d'Allemagne. **Jean Verseille** répond que le phénomène a été trop subit pour que RTE ait le temps d'adapter le réseau français (les gestionnaires de réseau allemand ont été eux aussi pris de court par la rapidité des changements). L'afflux de courant allemand exerce un fort impact sur les liaisons entre la France et l'Allemagne.

André Ferron s'interroge sur la nature des "réseaux intelligents" : évolution naturelle ou vraie rupture technologique ? Peuvent-ils se traduire par une réduction de l'ensemble des investissements ? **Jean Verseille** précise que les réseaux intelligents faciliteront l'adaptation de la demande face à une offre variable, mais ne permettront pas de réduire le montant des investissements requis. Une récente étude illustre les fluctuations de l'offre : dans un scénario où 60 % de la production européenne serait issue d'énergies renouvelables intermittentes, la capacité disponible oscillerait entre un excédent de 200 GW et un déficit de 400 GW...

A propos d'une offre excédant parfois la demande, **Guillaume de Luze** se demande si l'on peut mettre à l'arrêt des éoliennes lorsque leur production dépasse les besoins ? **Jean Verseille** répond que l'on met effectivement à l'arrêt les éoliennes excédentaires en Allemagne dans certains cas, mais cette décision coûte très cher⁴... **Nicolas Piau** souligne la différence de traitement qui est appliqué, selon la nature de la source : si GDF Suez ferme une centrale à gaz inutilisée, tous les coûts restent à sa charge. Cette situation

⁴ NDLR : En Allemagne, lorsqu'une unité renouvelable est mise à l'arrêt pour la sécurité du réseau, son propriétaire perçoit 95 % de la recette qu'il aurait encaissée en l'absence de cette décision. Cette indemnité est versée par le gestionnaire du réseau.

engendre parfois des surcoûts pour la collectivité, car en cas de besoin, les centrales à gaz peuvent monter en régime beaucoup plus rapidement que d'autres types de centrales, donc avec des coûts moindres.

INTERVENTION DE BENOIT LEGUET

Benoît Leguet est Managing Directeur, Directeur de la recherche à CDC Climat.

La CDC est à la fois un investisseur et un prêteur (via la BPI) dans les activités liées à l'énergie. Dans le secteur des énergies renouvelables, elle intervient par l'intermédiaire de sa branche CDC Infrastructures ; la CDC est par ailleurs actionnaire direct de la Compagnie Nationale du Rhône. Le projet de loi sur la transition énergétique prévoit de lui confier le fonds de garantie des prêts relatifs aux travaux d'amélioration de l'efficacité énergétique.

Le secteur européen de l'énergie est marqué par la chute du prix des quotas de CO₂ sur le marché ETS, tombé d'environ 30 €/t en 2006 à moins de 5 €/t en 2014. Pour les entreprises actives dans la production d'électricité, ce prix était destiné à remplir deux fonctions. A court terme, faciliter l'arbitrage entre gaz et charbon : ce rôle est bien tenu. A long terme, orienter les investissements vers les technologies les moins émettrices de CO₂ : le deuxième objectif n'est pas atteint. Deux raisons expliquent cet échec :

1. Les opérateurs constatent que le marché enregistre un surplus de quotas, résultant d'une allocation trop généreuse en début de période, quotas distribués gratuitement. Le surplus provient pour 30 % de la crise économique, qui a diminué la demande, et pour 50 % du développement des énergies renouvelables.
2. L'horizon temporel est trop court au regard de la durée de vie des équipements. La directive prise en 2009 donne une visibilité de 11 ans (jusqu'en 2020) ; en supposant que la directive prévue pour lui succéder soit signée en 2016, la visibilité passera à 14 ans (jusqu'en 2030). Il faudrait y voir clair jusqu'en 2050, mais la Pologne refuse la feuille de route "Climat" que la Commission Européenne voulait tracer à cet horizon.

Pour redresser la situation, la Commission Européenne propose une réforme du système ETS dans le "Paquet Energie & Climat 2030", consistant principalement à augmenter sa flexibilité. En résumé, alors qu'aujourd'hui l'offre demeure fixe alors que la demande varie (ce qui induit une fluctuation du prix du quota), demain l'offre pourra aussi varier. Pour la CDC Climat, il s'agit d'un premier pas intéressant mais insuffisant, notamment parce que sa mise en œuvre n'interviendra pas avant 2020, donc trop tard pour influencer sur les investissements considérables à engager dans le secteur électrique avant cette échéance. Selon les projections fournies par la Commission Européenne, si cette réforme entrait en vigueur en 2030, le prix du quota de CO₂ n'augmenterait que faiblement avant 2020 ; il n'atteindrait 40 €/t que vers 2030.

Une proposition alternative consisterait à réserver le système ETS au secteur électrique, les industries en étant exclues, ce qui éliminerait une source de distorsion dans la compétition internationale. Les industriels européens sont en effet doublement touchés par le prix du CO₂, par leurs émissions liés aux procédés de fabrication en premier lieu et par son impact sur le prix du courant en second lieu. En limitant le système ETS au seul secteur électrique, il serait plus facile de le réformer en profondeur et de protéger l'industrie par des mesures traitant spécifiquement de leur exposition au prix de l'électricité.

DEBAT :

Claude Fischer remarque que la Commission Européenne se préoccupe désormais des industries électro-intensives ; on en voit la preuve avec le "Plan Acier" récemment présenté.

Nicolas Piau cite les récents propos de Christophe de Margerie, président du groupe Total, appelant à une action déterminée contre le réchauffement climatique. Revenant sur le signal prix orientant les investissements, Nicolas Piau déplore que l'on construise encore des centrales au charbon qui vont durer 35

ans (même si leur amortissement économique se fait sur 25 ans), sur la base du différentiel de prix entre le charbon et le gaz qui est observé à court terme. En Chine, on évalue entre 2 et 5 % la perte de PIB imputable aux dégâts environnementaux. Nicolas Piau rappelle que le Canada n'a pas hésité à imposer la fermeture de toutes les centrales électriques au charbon d'ici 2028.

Etienne Beeker estime qu'une mesure aussi radicale est impensable pour l'Allemagne : elle étoufferait son économie.

Philippe Herzog le rejoint, considérant qu'en raison de leur faible croissance économique, leurs préoccupations démographiques et la faible qualité de leur formation, peu de pays européens peuvent se permettre d'adopter des dispositions aussi contraignantes. Il convient de prendre en compte tous les paramètres avant d'agir.

Benoît Leguet confirme que les dirigeants chinois ont pris conscience des conséquences économiques d'une dégradation de l'environnement et pourraient imposer des limites à l'utilisation du charbon ou des plafonds aux émissions de CO₂.

Lise Deguen rappelle que le "Paquet Energie Climat" approuvé en 2008 prévoyait de réduire de 30 % les émissions en 2020 (au lieu de 20 %) si la conférence de Copenhague aboutissait à un accord mondial, ce qui paraissait accessible à l'époque. Par ailleurs, des débats très vifs ont pris place lors des négociations entre Etats européens qui ont précédé l'adoption de ce paquet, au sujet d'une taxe aux frontières frappant les importations venant de pays sans politique climatique. Cette taxe a été rejetée au nom du libre-échange...

Françoise Colas déplore que le commissaire Oettinger persiste dans sa volonté d'interdire les contrats à long terme pour la vente de l'électricité et qu'il affirme ne voir aucune raison de changer la réglementation communautaire actuelle. Un pays comme l'Allemagne se montre beaucoup plus pragmatique, et retouche sa réglementation tous les ans. Françoise Colas s'interroge par ailleurs sur la capacité de l'Union Européenne à assurer le financement de la transition énergétique, dont le coût a été récemment évalué à 1 000 G€.

Juan Alario précise cette évaluation. Les besoins en investissements sont en fait estimés à 1 500 G€ entre 2015 et 2030, mais sans tenir compte des besoins spécifiques pour l'efficacité énergétique, qui se montent à 1 000 G€, voire 2 000 G€ si l'Union Européenne se fixe un objectif de réduction de ses émissions de gaz à effet de serre de 40 % d'ici 2030. Si l'on compare au rythme des investissements engagés avant l'apparition de la bulle des énergies renouvelables, les montants évalués pour 2030 demeurent accessibles. Encore une fois, la vraie difficulté consiste à financer les mesures d'efficacité énergétique dans les bâtiments.

Alexandre Bredimas considère également que le secteur du bâtiment rencontrera de sérieuses difficultés à attirer les liquidités nécessaires à l'amélioration de l'efficacité énergétique, en raison de la multiplicité des petits projets et du nombre des intervenants. Il redoute par ailleurs l'impact d'une baisse des consommations sur le chiffre d'affaires des entreprises du secteur de l'énergie. Enfin, il souhaiterait que l'on creuse davantage la question du modèle de marché vers lequel évoluer, notamment pour l'intégration des contrats de vente à long terme.

Jean-Louis Mouello constate que l'épargne mondiale reste considérable, mais comment la flécher vers le secteur de l'énergie ?

André Ferron s'étonne que l'on ait beaucoup parlé de la réglementation des marchés de l'énergie, mais que l'on n'ait pas évoqué celle des marchés financiers. Pourtant, on observe tous les jours que les PME se heurtent à de sérieuses difficultés pour se financer et que les grands groupes, de leur côté, testent des innovations, comme l'a fait voici peu GDF Suez avec ses "Green Bonds".

Nicolas Piau souligne que l'émission de Green Bonds par GDF Suez vise à élargir la palette des ressources financières. Lorsqu'on dispose d'une bonne gamme d'outils, le financement devient plus facile car on peut panacher les apports.

Claude Fischer remarque que l'énergie nucléaire présente de nombreux atouts propres à rassurer les financiers : stabilité des coûts à long terme, garanties publiques, technologie sûre...

Guillaume de Luze précise que les centrales nucléaires ne font pas appel au financement de projet sans recours. Cette énergie présente un profil de risque très particulier, car les financiers ne détiennent pas la compétence leur permettant d'évaluer les aléas toujours possibles et en particulier en ce qui concerne les risques de construction (délais, surcoûts, sous-performances) ou certains risques comme ceux liés à la phase de développement du projet, à son démantèlement ou les risques nucléaires proprement dits. Cela explique que le financement d'entreprise soit la méthode de financement la plus courante, comme à Flamanville 3, ou que des montages spécifiques soient conçus, comme à Olkiluoto 3 (en Finlande), ou encore que des organismes spécialisés tels que la COFACE apportent leur concours, comme à Taishan 1 et 2 (Chine). Signalons que le Royaume Uni pourra ouvrir une piste originale pour la centrale prévue à Henkley Point, qui bénéficiera de l'appoint de fonds souverains et s'appuiera sur des contrats pour différence, si la Commission Européenne donne son feu vert. Dans ce mode de financement, le risque pourrait être transféré hors bilan.

Juan Alario souhaiterait que l'on trouve également des pistes "hors bilan" pour financer les projets ne remplissant pas toutes les conditions fixées par les bailleurs de fonds. Il cite plus spécifiquement les travaux d'amélioration de l'efficacité énergétique, pour lesquels il n'existe pas de modèle communément agréé pour évaluer le retour sur investissement, car on compare dans ce cas les dépenses consenties à des dépenses évitées, et non pas à des recettes.

CONCLUSIONS :

Philippe Herzog remercie les intervenants pour leurs apports, qui enrichissent la vision de ce dossier complexe et aident à mieux préparer les Assises Européennes du Long Terme. Il en retient plus particulièrement deux aspects :

1. Faute de pouvoir valoriser correctement les effets externes de chaque projet (tels que son impact climatique), la valorisation s'effectue par le prix. Cette observation nous renvoie aux mécanismes de formation des prix. Ils émanent du marché et de la réglementation, et on a vu l'influence de cette dernière à travers les exemples du prix du CO₂ ou de la bulle des renouvelables. Le cas des réseaux est différent : ici, on ne parle plus de prix mais de tarif, articulé à une planification des investissements.
2. Le financement de projet va prendre une part croissante dans l'ensemble des investissements. Les critères de sélection des projets vont donc jouer un rôle encore plus important qu'aujourd'hui ; or ceux-ci sont mal adaptés aux cas de l'efficacité énergétique et des exportations. Par ailleurs, l'innovation technologique complique l'appréciation sur le long terme.

Claude Fischer remercie à son tour les intervenants et tous les participants. Elle rappelle que les Assises Européennes du Long Terme, organisées par Confrontations-Europe en Décembre 2014, se pencheront sur 4 secteurs d'activité : l'énergie, les technologies génériques, l'économie numérique et les transports. Auparavant, une conférence se tiendra à Bruxelles le 30 Octobre, dédiée au financement de l'électricité décarbonée ; sa préparation se poursuivra lors de la prochaine réunion du Groupe Energie, prévue le 12 Septembre 2014 sur l'efficacité énergétique, son coût et son financement.