

Le charbon aussi, c'est mauvais pour les bronches

Après la polémique sur les chiffres des victimes des particules fines du gazole, va-t-on avoir un scandale avec les émissions du charbon ? Un rapport accablant d'une coalition d'ONG et de diverses organisations de la société civile européenne, la *Health and Environmental Alliance* (HEAL), chiffre pour la première fois les méfaits de la production d'électricité à partir du charbon. Le coût en santé publique pour l'Europe serait de 15,5 à 43 milliards d'euros par an : « *une facture que payent les individus, les budgets nationaux pour la santé et l'économie en général à cause des pertes de productivité* ». Certes, cela touche les pays les plus dépendants du charbon, tels la Pologne (plus de 8 mds€), l'Allemagne et la Roumanie (6 mds€ chacune) qui totalisent à eux trois la moitié de l'impact sanitaire de l'électricité au charbon en Europe. Ils sont suivis par la Bulgarie, la Tchéquie, la France, la Grèce et le Royaume-Uni. Mais ce n'est pas tout, le rapport « *La facture de santé impayée : comment les centrales au charbon nous rendent malades* » avance des estimations de 18 000 décès prématurés, 8 500 cas de bronchite chronique, et plus de 4 millions de journées de travail perdues chaque année.

Bien que les centrales au charbon ne soient responsables que d'une petite partie de la pollution de l'air, « *elles sont la plus importante source de pollution d'origine industrielle* ». Et les auteurs du rapport de demander des normes d'émissions plus sévères, en matière de particules fines, de SO₂ et surtout de NOx, qui contribue directement à la formation d'ozone. Mais ils estiment aussi que ces chiffres des coûts du charbon en matière de santé devraient influencer sur les décisions en matière de politique énergétique. D'autant que le charbon, avec l'écroulement du marché du carbone européen, revient à la mode : « *une menace significative pour la santé des gens à court et à long terme* », selon Pieter Liese, eurodéputé allemand. Car se tourner vers les centrales au charbon « *verrouille pour une quarantaine d'année* » une pollution de l'air récurrente. Quant à l'oxymore « charbon propre », c'est un « *mythe* » : le rapport souligne qu'aucune loi n'oblige à fermer une vieille centrale polluante lorsqu'on construit une centrale au charbon très efficace. La France n'abrite pas une des 20 centrales les plus polluantes d'Europe, certes. Mais avec 41 % de son électricité d'origine fossile venant du charbon, le coût pour la santé publique est estimé de 700 M€ à 1,9 md€/an. En d'autres termes, la France peut ajouter un coût sanitaire de 8,7 cts€/kWh au prix de son électricité provenant de ses centrales au charbon, bien au-dessus de la moyenne européenne (5,3).
(Correspondance particulière de Bruxelles).

SOMMAIRE

ÉLECTRICITÉ

Les prochains EJP régionaux devront être plus justifiés..... 2
Hornaing : La CGT et FO assignent la direction d'E.ON en justice..... 2

NUCLÉAIRE

Suisse : Berne propose d'arrêter Mühleberg au plus tard en 2022..... 2
Chine : Areva a achevé les 1^{ers} assemblages de combustibles pour les EPR..... 3
Inde : Kudankulam 1 sera mis en exploitation en avril prochain..... 3

ÉNERGIE

Développement durable : Transposition du droit européen 4
Suède : Vattenfall se déleste surtout en Allemagne 4
UE : Remise à jour des données d'Eurostat sur les prix du gaz/électricité..... 4
Russie : GE s'engage dans une modernisation de l'île Sakhaline 6

CHARBON

Inde : En 2030, le charbon représentera plus de la moitié du mix..... 6

ÉNERGIES RENOUVELABLES

Guadeloupe : Dérogation à la loi Littoral pour les éoliennes..... 7
Belgique : La majorité se déchire au Parlement wallon au sujet de l'éolien..... 7
UE/Chine : L'Afese juge injustifiée la déclaration de produits solaires chinois 7
Canada : Alstom entre sur le marché de l'éolien..... 8
Monde : La BM met sur pied un fonds pour la géothermie..... 8

L'ENDROIT DU DÉBAT

Un socle de connaissances pour débattre... 9

ENTRETIEN

Jan Horst Keppeler, professeur d'économie, Université Paris-Dauphine 10 à 13

DOCUMENTS

Comment financer la rénovation énergétique ? (Débats BIP-Enerpresse)... I à V

 L'INDICE DE L'ÉLECTRICITÉ
ENERPRESSE

45,96 € (par MWh)



ÉLECTRICITÉ

FRANCE

Les prochains EJP régionaux devront être plus justifiés

Dans une délibération datée du 31 janvier et rendue publique mercredi 6 mars, la CRE a approuvé l'accord pour la mise en œuvre d'effacements de consommation régionale via un EJP régional de novembre 2012 à mars 2013, accord conclu le 31 octobre 2012 entre RTE et EDF. Les deux entreprises avaient déjà fait de même pour l'hiver 2010-2011. Les deux régions concernées sont la Bretagne et Provence-Alpes-Côte d'Azur (PACA). Pour la région Bretagne, RTE considère que le volume contractualisé dans le cadre de l'appel d'offre « expérimentation effacement Bretagne » est insuffisant au regard des contraintes d'exploitation. Seuls 70 MW sur 100 MW espérés ont été contractualisés. Notons que si cette prestation EJP ne peut actuellement être fournie que par EDF, RTE s'est déclaré prêt à contractualiser dans les mêmes conditions avec tout autre acteur qui viendrait à pouvoir offrir les mêmes capacités d'effacement.

Pour l'hiver prochain, la CRE demande à RTE que la transmission du prochain contrat concernant les effacements de consommation régionale soit accompagnée : d'éléments démontrant également que le GRT a cherché à mobiliser les capacités d'effacement éventuellement disponibles en région PACA avant de s'engager dans une contractualisation avec EDF concernant les EJP dans cette région ; et d'une étude démontrant que « les modalités financières proposées sont exemptes de tout financement croisé indu ». RTE a pris l'engagement d'arrêter le recours à ce dispositif dès que l'alimentation des régions Bretagne et Provence-Alpes-Côte d'Azur (PACA) sera suffisamment robuste.

FRANCE

Hornaing : La CGT et FO assignent la direction d'E.ON en justice

Les syndicats CGT et FO de la centrale d'Hornaing (Nord), qui avaient appelé à la grève, mardi (cf. *Enerpresse* n°10777), ont assigné en référé E.ON France pour s'opposer à la fermeture du site prévue le 31 mars prochain, ont indiqué, mercredi, des sources syndicales. L'audience est prévue le 12 mars devant le Tribunal de Grande Instance de Douai. Les deux syndicats estiment en effet que la direction d'E.ON a délibérément choisi de casser le site industriel pour se recentrer sur d'autres activités jugées plus rentables pour les actionnaires. La direction s'était engagée à maintenir la production à base de charbon jusqu'au 31 décembre 2015 au minimum, lors de la signature d'un accord de fin de conflit avec la CGT et FO au début 2010 après un mouvement social, a affirmé un délégué CGT de la centrale. « La direction n'a rien respecté, la fermeture de la centrale est une violation de l'accord signé », a-t-il souligné.

NUCLÉAIRE

SUISSE

Berne propose d'arrêter Mühleberg au plus tard en 2022

Le gouvernement bernois a proposé mercredi, dans le contre-projet à l'initiative « Mühleberg à l'arrêt » (déposé en février 2012 par un groupe de citoyens après la catastrophe de Fukushima), d'arrêter la centrale de Mühleberg le plus tôt possible mais au plus tard en 2022. C'est la première fois qu'un canton fixerait une date-butoir pour l'arrêt d'une centrale nucléaire existante. Indépendamment du contre-projet et de cette prise de position, la centrale devrait être mise à l'arrêt rapidement si la sécurité n'était plus garantie, a assuré Berne. L'initiative populaire demandait, quant à elle, un arrêt immédiat mais une telle décision pourrait entraîner des coûts importants pour le canton, a affirmé l'exécutif. Celui-ci devrait, par ailleurs, l'imposer en sa qualité d'actionnaire majoritaire de BKW et s'exposerait alors à des prétentions en dommages et intérêts émanant des autres actionnaires (des entreprises juridiquement

indépendantes établies en Suisse, Allemagne, France et Italie), pouvant se chiffrer en centaines de millions de francs suisses.

En outre, le gouvernement bernois souhaite **que la décision de l'arrêt de la centrale soit prise en accord avec son exploitant BKW** et celui-ci a approuvé, mercredi, dans un communiqué, une sortie programmée du nucléaire, après avoir pris connaissance du contre-projet. Lors de l'élaboration de la nouvelle stratégie du groupe, celui-ci a s'est en effet basé, pour des raisons de planification, sur une durée d'exploitation de Mühleberg jusqu'en 2022, rappelle-t-il dans ce texte. D'ici fin 2013, BKW prendra une décision de principe quant à la poursuite de l'exploitation de la centrale en tenant compte de tous les aspects pertinents, poursuit-il. Différentes dates de mise à l'arrêt ainsi que les paquets d'investissements correspondants seront évalués.

Le contre-projet fait l'objet d'une consultation jusqu'à la fin mai. Le gouvernement adoptera ensuite le texte à l'intention du Grand Conseil.

Greenpeace, qui avait affirmé en février dernier, sur la base d'études de deux experts, que Mühleberg n'offrait pas toutes les garanties en cas de tremblement de terre, a jugé le contre-projet inacceptable. Il ne constitue pas seulement une concession faite aux intérêts de BKW mais démontre avant tout l'incapacité des autorités à protéger la population, a déclaré l'association écologiste.

CHINE

Areva a achevé les 1^{ers} assemblages de combustibles pour les EPR

Areva vient d'achever dans son usine de Romans (Drôme) **la première campagne de fabrication d'assemblages de combustibles destinés au réacteur EPR n°1 de Taishan**, a indiqué le groupe, mercredi, dans un communiqué. Ces réacteurs ont été conçus spécialement pour ce réacteur de 3^e génération. Ils permettent en effet, souligne Areva, d'augmenter sensiblement les performances du réacteur en termes de sûreté et de compétitivité. Un cœur de réacteur EPR est constitué de 241 assemblages de combustibles. La fabrication du 1^{er} cœur de l'EPR de Taishan sera réalisée en trois campagnes et les assemblages seront livrés au client TNPJVC en 2014.

INDE

Kudankulam 1 sera mis en exploitation en avril prochain

Le réacteur n°1 de la centrale nucléaire à technologie russe de Kudankulam, dans l'État du Tamil Nadu, dont la mise en exploitation a été plusieurs fois retardée (cf. *Enerpresse* n°10694) suite à des manifestations d'habitants réclamant l'arrêt du chantier inauguré en... 2002., sera mis en exploitation en avril prochain, a annoncé, mercredi, le ministre d'État indien, V. Narayanasamy. « *Nous faisons tout pour mettre en exploitation des réacteurs 1 et 2 de la centrale respectivement en avril et en octobre 2013* », a-t-il détaillé dans une lettre adressée au Parlement et citée par la chaîne *NDTV*. Les travaux de construction du 1^{er} réacteur sont terminés et la construction du 2^e sera prochainement achevée. La centrale est protégée contre les tsunamis, les ouragans et les inondations, a-t-il précisé.

Ce projet a été conçu aux termes d'un accord de coopération intergouvernementale signé le 20 novembre 1988 entre l'ex-URSS et l'Inde et d'une annexe à cet accord signée par la Russie et l'Inde le 21 juin 1998. La première phase du projet prévoyait la construction de deux réacteurs VVER-1000 de 1 000 MW chacun. À la fin 2008, les parties ont signé un accord sur la construction de quatre autres réacteurs sur le même site.

EN BREF

MONDE Yukiya Amano a, comme prévu (cf. *Enerpresse* n°10777), **obtenu un second mandat de quatre ans à la tête de l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA)**, a décidé

le conseil des gouverneurs, mercredi, à Vienne. Il était le seul candidat à sa succession. Sa nomination doit encore être entérinée en septembre par l'Assemblée générale de l'AIEA, qui réunit 159 pays. Ce second mandat débutera en décembre.

ÉNERGIE**FRANCE****Développement durable : Transposition du droit européen**

La ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie a présenté, mercredi, en conseil des ministres **un projet de loi portant diverses dispositions d'adaptation de la législation au droit de l'Union européenne dans le domaine du développement durable**. Il s'agit notamment de l'article 8 de la directive 2012/27/UE du 25 octobre 2012 relative à l'efficacité énergétique. « *La directive instaure un audit énergétique obligatoire dans les grandes entreprises (5 000 au total)*, indique le communiqué de presse du conseil des ministres. *Cet audit doit être réalisé par des personnes qualifiées ou agréées. La directive imposant la réalisation du premier audit avant le mois de décembre 2015, il était nécessaire de prévoir dès 2013 des dispositions permettant la montée en puissance du dispositif* ». Selon cet article 8, les États membres doivent en effet promouvoir la mise à disposition d'audits énergétiques de haute qualité, de même que définir, aux fins de ces audits, des critères minimaux transparents et non discriminatoires.

SUÈDE**Vattenfall se déleste surtout en Allemagne**

Vattenfall a annoncé mercredi la suppression de 2 500 emplois, dont 1 500 en Allemagne, d'ici à la fin 2014. Ces suppressions représentent 7,6 % des effectifs au 31 décembre dernier. Dans un communiqué, le groupe énergétique public suédois a justifié cette décision par la « *nécessité de s'adapter* » et de trouver de nouvelles « *synergies et économies* », sur fond de « *faible demande en électricité, surabondance de droits d'émission de CO₂, surcapacités de production et prix bas sur le marché de l'électricité* ». « *Plusieurs initiatives pour abaisser les coûts sont maintenant lancées, se concentrant particulièrement sur les fonctions administratives. Ces mesures devraient selon les prévisions réduire les effectifs totaux d'environ 2 500 salariés d'ici à la fin de 2014* », a expliqué le groupe. Outre l'Allemagne, ces suppressions de postes doivent toucher surtout les Pays-Bas (500) et la Suède (400). Le directeur général, Oeystein Loeseth, cité dans le communiqué, a dit vouloir parvenir à cet objectif « *d'une manière socialement responsable et en étroite coopération avec les représentants du personnel dans toutes les unités et les pays concernés* ». Il n'a cependant donné aucune estimation du nombre de licenciements à craindre.

UNION EUROPÉENNE**Remise à jour des données d'Eurostat sur les prix du gaz/électricité**

Eurostat vient de publier la dernière mouture de ses données semestrielles sur l'évolution des prix de l'électricité et du gaz, une étude qui couvre non seulement les 27 pays membres de l'UE mais y associe d'autres pays comme la Norvège, la Turquie, la Croatie, l'ex-République yougoslave de Macédoine, l'Albanie, la Bosnie-Herzégovine, le Monténégro et l'Islande. À noter que le tableau récapitulatif des 35 pays pris en considération, qui présente l'évolution des prix (convertis en euros par kilowattheure), a été établi **sur la moyenne de chaque premier semestre des trois dernières années (en l'occurrence 2010, 2011 et 2012)**.

Pour ce qui concerne l'électricité, il ressort de ce tableau que lors du premier semestre de 2012, les prix les plus élevés pour les ménages - sur la base d'une famille moyenne - ont été constatés au Danemark, à Chypre et en Allemagne. Le prix de l'électricité pour les ménages au

Danemark (0,300 €/kWh) était ainsi plus de trois fois supérieur à celui de la Bulgarie (0,085 €/kWh). Celui de la France, quant à lui, ressort à 0,141 €/kWh. Alors que le prix moyen dans l'UE-27 (prix pondéré en fonction de la consommation nationale la plus récente pour le secteur des ménages, à partir des données de 2011) ressort à 0,186 €/kWh. Il est intéressant de relever que pour les consommateurs domestiques, le montant relatif de la contribution fiscale est le plus faible au Royaume-Uni (4,7 %) – où un taux relativement bas de TVA est appliqué au prix de base et où aucun autre impôt n'est appliqué. À l'autre extrémité, les taxes les plus élevées sont constatées au Danemark – où plus de la moitié du prix final (56 %) est constitué des impôts et accises.

En matière d'évolution, globalement sur 2008-2012, les prix de l'électricité à usage domestique ont augmenté en 2008, sont restés stables ou ont même diminué en 2009, mais ont augmenté de nouveau en 2010, 2011 et en 2012. Entre le premier semestre 2011 et le premier semestre de 2012, les prix de l'électricité pour les ménages ont augmenté dans la plupart des États membres de l'UE. Les plus fortes augmentations de prix entre les États membres entre 2011 et 2012 ont été observées à Chypre (+ 36 %) et au Portugal (+ 20 %) tandis que les prix ont baissé de 8 % en Espagne. À équivalence de pouvoir d'achat, par rapport au coût des autres biens et services, l'électricité pour les ménages revient le plus cher à Chypre, en Hongrie et en Allemagne. L'électricité est relativement bon marché en France et en Finlande.

S'agissant des consommateurs industriels, c'est à Chypre, à Malte et en Italie que les prix de l'électricité au cours du premier semestre de 2012 ont été les plus élevés. Le prix de l'UE-27 en moyenne (là encore en incorporant une pondération en fonction de la consommation nationale) s'élève à 0,117 €/kWh (la France se situant en-dessous avec 0,097 €/kWh). En matière de fiscalité, il n'existe pas de taxes sur l'énergie en Lettonie, à Malte et en Roumanie. Dans les pays où c'est le cas, le niveau le plus élevé a été constaté en Italie, où plus d'un quart du prix final (28 %) est constituée des impôts et taxes. Sur cinq ans, les prix de l'électricité à usage industriel ont augmenté en 2008 et pendant le premier semestre de 2009, diminué au cours du second semestre de 2009, et de nouveau augmenté en 2010, 2011 et en 2012. Entre le premier semestre 2011 et le premier semestre de 2012, les prix de l'électricité industrielle ont augmenté dans la plupart des États membres de l'UE. Les plus fortes augmentations de prix ont été observées à Chypre et en Irlande, tandis que les prix ont baissé au Danemark (- 7 %), en Suède et en France (- 5 % dans chaque cas). En Norvège, les prix de l'électricité pour les consommateurs industriels ont même diminué significativement (- 18 %).

Côté gaz, sur les mêmes bases que précédemment, les prix pratiqués pour les consommateurs domestiques au cours du premier semestre de l'année 2012 ont été les plus élevés en Suède, au Danemark et en Italie. Les plus faibles prix du gaz naturel pour les ménages dans l'UE ont été constatés en Roumanie, en Pologne et en Bulgarie. Le prix en Suède (0,119 €/kWh) était quatre fois celui facturé en Roumanie (0,028 €/kWh). En France, il a été de 0,058 €/kWh. Le prix au niveau de l'UE-27 en moyenne a lui-même été de 0,063 €/kWh.

Pour les consommateurs domestiques, à l'instar de l'électricité, le montant relatif de la contribution fiscale est le plus faible au Royaume-Uni (4,8 %). Tandis que les taxes les plus élevées, là encore, sont facturées au Danemark, où plus de la moitié du prix final est constitué des impôts et taxes. Entre 2011 et 2012 d'un premier semestre sur l'autre, les prix du gaz naturel domestique ont augmenté dans la plupart des États membres (Chypre, Malte, la Grèce et la Finlande n'ayant pas signalé ces prix). Les plus fortes hausses ont été observées en Lettonie (+ 31 %), en Espagne (+ 26 %) et en République tchèque (+ 25 %). À pouvoir d'achat équivalent, le gaz naturel pour les consommateurs domestiques est le plus cher en Bulgarie et en Slovénie. Il est relativement bon marché au Luxembourg et au Royaume-Uni.

Enfin, pour les consommateurs industriels, les prix du gaz naturel au premier semestre 2012 ont été les plus élevés au Danemark et en Slovénie, les prix les plus bas ayant été observés

en Roumanie, au Royaume-Uni et en République Tchèque. Les prix du gaz turcs sont toutefois en deçà de ce niveau. Et, par conséquent, inférieurs à la moyenne de l'UE, qui s'élève elle-même à 0,040 €/kWh (contre 0,037 €/kWh en France). Pour les consommateurs industriels, le poids relatif de la contribution fiscale dans l'UE-27 est le plus faible en Espagne, en Lituanie, en Bulgarie et en Pologne, où aucune taxe énergétique ou autres n'est appliquée. Les taxes les plus élevées sont facturées au Danemark, où près de la moitié du prix final est constitué des impôts et accises.

Le prix gaz naturel dans le secteur industriel a augmenté en 2008, diminué en 2009, mais augmenté de nouveau entre 2010 et 2012. Entre le premier semestre 2011 et le premier semestre de 2012, les prix du gaz naturel à usage industriel ont augmenté dans les 23 États membres de l'UE qui ont déclaré ces prix, sauf en Irlande. Les plus fortes augmentations de prix d'un premier semestre sur l'autre entre 2011 et 2012 ont été observées en Hongrie (+ 79 %) et en Italie (+ 34 %).

RUSSIE

GE s'engage dans une modernisation énergétique de l'île Sakhaline

General Electric a signé un MoU avec le gouvernement de la province de Sakhaline, pour réaménager le paysage énergétique de cette île russe, au large de la Sibérie, connue pour sa richesse en hydrocarbures, a annoncé mercredi l'énergéticien. Cette entente consiste à joindre leurs forces afin de réaliser des projets pour produire de l'électricité. L'accord concerne une large gamme des technologies de GE, telles que des turbines à gaz dérivées, des moteurs à gaz, du charbon gazéifié et de l'éolien. Le « MoU avec GE soutient l'initiative du gouvernement russe de moderniser l'infrastructure énergétique du pays », a constaté le vice-Premier ministre de Sakhaline.

CHARBON

INDE

2030 : Le charbon représentera plus de la moitié du mix

Lors de la présentation du budget 2013-2014, mardi, le ministre indien du Charbon, S.K. Srivastava a estimé que **son pays demeurerait lourdement dépendant du charbon pour les 20 prochaines années, malgré les efforts nationaux pour diversifier le mix énergétique** en investissant dans l'hydraulique, le nucléaire (cf. *Enerpresse* n°10752) et l'éolien (cf. *Enerpresse* n°10777), d'après *Power Engineering International*. Le ministre a déclaré que le gouvernement fédéral prévoyait une production électrique issue à **52 % du charbon en 2030, contre 57 % aujourd'hui**. Ainsi sur les 700 GW de capacité escomptés en 2030, le charbon serait à l'origine de 365 GW. Afin de stimuler la production de ce secteur face à une demande croissante, S.K. Srivastava a annoncé la préparation d'un modèle de partenariat public-privé pour la compagnie d'état Coal India. « Nous travaillons sur ce sujet avec le ministère des finances et la commission d'aménagement et cela devrait être prêt dans 2 ou 3 mois », a déclaré l'homme d'État dans un entretien téléphonique avec *The Wall Street Journal*.

EN BREF

BELGIQUE La plupart des fabricants de chaudières belges ont constaté un recul de 15 % de leur chiffre d'affaire en 2012, suite à la suppression de la réduction d'impôt pour les dépenses aux travaux d'économie d'énergie, selon *L'Echo*. Cette mesure d'austérité a été décidée en 2011, lors de la formation du gouvernement fédéral.

ÉNERGIES RENOUVELABLES**GUADELOUPE****Dérogation à la loi Littoral pour les éoliennes**

La délibération du 8 octobre 2012 du Conseil régional de la Guadeloupe relevant du domaine de la loi relative à l'implantation des éoliennes en zone littorale a été publiée au *Journal Officiel* du 5 mars. Cette délibération instaure « *une dérogation à la loi Littoral pour l'implantation d'éoliennes* », souligne le SER dans un communiqué publié mercredi 6 mars. Mais hélas les professionnels font remarquer que cette mesure bien qu'indispensable n'est pas suffisante pour la réalisation de projets éoliens avec stockage. « *En effet, le cadre fiscal de ces derniers demeure incertain et la cohabitation avec les radars de Météo France est impossible dans les conditions actuelles sur des territoires aussi restreints* », estiment Jérôme Billerey, président de la Commission des régions ultramarines du SER, et Jean-Louis Bal, président du SER.

Le Syndicat des énergies renouvelables relève toutefois que cette décision va permettre de lever un certain nombre de freins concernant des projets éoliens en attente (cf. *Enerpresse n°10774*). En particulier, « *les trois projets, représentant 15 MW, lauréats de l'appel d'offres de novembre 2010 et dont les résultats avaient été publiés en février 2012 par le Gouvernement, vont pouvoir être lancés* ». Le Conseil régional de la Guadeloupe dispose du droit d'édicter des règles spécifiques en matière de maîtrise de la demande d'énergie, de réglementation thermique et de développement des énergies renouvelables.

BELGIQUE**La majorité se déchire au Parlement wallon au sujet de l'éolien**

De nouvelles tensions sont apparues, mercredi, au sein de la majorité, lors d'un débat au Parlement wallon consacré au nouveau cadre pour l'éolien (cf. *Enerpresse n°10768*), indique *La Libre Belgique*. Les parlementaires PS et cdH ont en effet adressé de vives critiques aux ministres écologistes Philippe Henry et Jean-Marc Nollet. Parmi les griefs figure l'impact du développement de l'éolien sur la facture d'électricité du citoyen, l'impact sur le paysage et sur la santé ou encore l'absence de débat. « *On est en train de faire tourner la planche à certificats verts* », a protesté Dimitri Fourny (cdH). « *C'est la faillite des ménages ! C'est insupportable !* », a renchéri Claude Eerdekens (PS). Tandis que la députée cdH, Savine Moucheron, arguait : « *L'éolien ne peut être développé à tort et à travers ainsi qu'à tout prix, aux dépens de la sérénité de nos quartiers, sous unique prétexte d'utilité publique et pour le plus grand bonheur de quelques promoteurs* ». Edmund Stoffels (PS) a, quant à lui, appelé à l'organisation d'un vaste débat de société sur ce point.

Face à la proclamation de ce désaccord, le MR s'est interrogé sur la cohésion de la majorité. « *À la place du gouvernement, j'oserais poser la question de confiance. La confiance est morte* », a lancé Serge Kubla, alors que Philippe Henry et Jean-Marc Nollet rappelaient que le gouvernement, dans son ensemble, s'était accordé sur ce nouveau cadre. « *C'est le fruit d'un long travail et d'un accord au sein du gouvernement* », a insisté le ministre wallon de l'Énergie, Jean-Marc Nollet.

UNION EUROPÉENNE/CHINE**L'Afase juge injustifiée la déclaration de produits solaires chinois**

Suite à la réglementation européenne concernant la déclaration de produits solaires importés de Chine (cf. *Enerpresse n°10777*), l'**Alliance pour une Énergie Solaire Abordable** (Afase) affirme par la voix de son porte-parole Till Richter que cette procédure, « *qui débute à compter du 6 mars, est totalement injustifiée* ». La déclaration est une formalité administrative qui permettra à l'Union européenne d'imposer des droits compensatoires sur ces produits de

manière rétroactive. « *Bien que cette déclaration ne signifie pas pour autant que l'UE imposera en définitive des droits compensatoires, l'incertitude créée par cette annonce a d'ores et déjà un impact négatif notable sur le marché* », ajoute le directeur général de Richter Solar.

« *L'imposition rétroactive de droits compensatoires contreviendrait au droit européen, qui énonce explicitement que de tels droits peuvent s'appliquer rétroactivement uniquement lorsque les importations augmentent très fortement, ce qui n'est manifestement pas le cas en l'espèce* », souligne l'Afase. Till Richter conclut en accusant « *SolarWorld et tous les autres industriels désireux d'entraver le marché* ». Ceux-ci « *peuvent sans doute tirer profit de cette source d'incertitude, mais la grande majorité d'entre nous, présents tout au long de la chaîne de valeur européenne, s'opposent à cette procédure illogique* ».

CANADA

Alstom entre sur le marché de l'éolien

Grâce à un accord conclu avec NaturEner Energy Canada pour la fourniture de 144 MW d'éoliennes qui seront installées au sein des parcs éoliens WildRose appartenant au Canadien, dans la région d'Alberta, Alstom fait son entrée sur le marché canadien du secteur, indique, jeudi, le groupe dans un communiqué. L'accord comprend 138 éoliennes ECO 110 de 3 MW et une prestation de services de dix ans pour la réalisation de la maintenance. Ces projets, d'un montant d'environ 420 millions d'euros, devraient être enregistrés par Alstom au cours de l'exercice 2013/2014, dès qu'Alstom recevra l'ordre de démarrage des travaux, sous réserve du financement du projet et de l'obtention des permis requis, souligne le groupe.

Les parcs éoliens Wild Rose 1 et Wild Rose 2 sont situés sur un site agricole privé à Cypress County, au Sud de la ville de Medicine Hat dans la province de l'Alberta. Après leur mise en service, respectivement à fin 2014 et fin 2016, ces installations constitueront, ensemble, le plus grand parc éolien du Canada avec une capacité totale d'environ 414 MW.

MONDE

La Banque mondiale met sur pied un fonds pour la géothermie

La Banque mondiale a annoncé mercredi à Reykjavik le lancement d'un fonds de 500 millions de dollars pour aider au développement de l'énergie géothermique dans les pays en développement. « *L'énergie géothermique pourrait faire gagner les pays en développement sur trois plans : c'est une énergie propre, fiable et produite localement* », a affirmé la directrice générale de l'organisation, Sri Mulyani Indrawati, citée dans un communiqué. Selon la Banque mondiale, « *au moins une quarantaine de pays ont assez de potentiel géothermique pour satisfaire une proportion de leur demande en électricité* ». Parmi eux le Kenya et l'Indonésie sont cités comme pionniers. La Banque a appelé les donateurs à participer à son Plan mondial de développement géothermique « *en aidant à identifier des projets viables et à travers une assistance bilatérale* ». Elle doit convoquer une conférence de donateurs courant 2013.

Un socle de connaissances pour débattre

Cette fois c'est la bonne. Le débat national est ouvert ! Le ministère de l'Énergie a publié mercredi 6 mars un dossier conséquent sur la question. Jusqu'ici la littérature était sommaire avec un document suite à la Conférence environnementale des 14 et 15 septembre 2012 et quelques dossiers de presse. Coordonné par le secrétariat général du débat, ce dossier de 90 pages intitulé « socle de connaissances » entend fournir une base d'information partagée pour les travaux du Conseil national et « pour tous les citoyens désirant s'informer et participer ». Des cahiers d'acteurs regroupant une compilation de points de vue et de propositions émises par les membres du Conseil national du débat sont également mis à disposition sur le site du débat. Au passage, on remarquera que la phase de pédagogie et d'information du débat est terminée (!) comme l'indique le calendrier publié sur le site et dans le dossier.

Passons sur cette observation pour regarder « ce socle de connaissances » qui nous est offert. Impossible bien entendu de le résumer en quelques lignes. Aussi se propose-t-on de retenir quelques éléments exposés dans la partie du dossier consacrée aux enjeux (*cf. ci-contre*), éléments qui ne coulent pas toujours de source. Ainsi concernant le mix énergétique il est indiqué que la vision stratégique « *devra s'inscrire dans une ou plusieurs trajectoires* ». C'est que, face aux fortes incertitudes sur la croissance économique, sur l'évolution de la demande, le prix des matières premières, etc., il convient de garder des marges de manœuvre. Aussi le secrétariat général du débat pose cette question : « *jusqu'où et comment appliquer un principe de souplesse afin que la France puisse s'adapter régulièrement à d'éventuels développements non anticipés ?* ». Il fait observer par exemple que les effets à long terme du changement climatique et à court terme des variations météorologiques « *peuvent avoir un effet positif ou négatif sur la capacité de production d'installations éoliennes ou solaires* ». Or, les deux piliers d'actions sont bien la maîtrise de la consommation et le développement des énergies renouvelables.

Autre élément mis en avant pour que la transition soit une réussite. Celle-ci « *nécessite la mise en œuvre de financements, qui ne constituent cependant pas autant de coûts nouveaux pour la France, les Français et l'économie française* ». Concernant la gouvernance, la problématique ne semble pas des plus simples non plus. Une question résume la difficulté : « *comment trouver le bon équilibre, dans la préservation du modèle historique reposant notamment sur le principe de péréquation tarifaire et le développement de stratégies territoriales diversifiées ?* ». Enfin concernant les enjeux internationaux, si la France souligne que « *le développement d'une véritable politique énergétique communautaire est, plus que jamais, d'actualité* », il convient également de s'interroger « *sur les conditions dans lesquelles (elle) peut protéger son économie des conséquences du fait que d'autres pays ne suivent pas la même voie* ». Exemple : le recours aux échanges d'électricité sur le réseau interconnecté européen pourrait conduire « *à poursuivre voire renforcer le recours au fonctionnement de centrales thermiques dans les pays voisins* ».

LES ENJEUX DU DÉBAT

Questions du débat

- ❶ Maîtrise de la consommation d'énergie
- ❷ Équilibre du mix énergétique
- ❸ Développement des filières des ENR et des nouvelles technologies de l'énergie
- ❹ Coûts, bénéfices et financements

Enjeux transversaux

- ❶ Sécurité énergétique
- ❷ Enjeux économiques
- ❸ Enjeux sociaux
- ❹ Enjeux environnementaux
- ❺ Enjeux internationaux
- ❻ Enjeux de gouvernance

LES SCÉNARIOS

Le groupe d'experts formé pour le débat a débuté ses travaux le 21 février. Il doit produire une analyse des différents scénarios énergétiques réalisés à ce jour. Ces travaux seront terminés en mai et serviront à la définition de trajectoires. « *Un scénario n'est pas un exercice de prévision, mais une projection conditionnelle et un exercice d'aide à la décision* », souligne le groupe.

En pratique

- Le site du débat : www.transition-energetique.gouv.fr
- La page Facebook : www.facebook.com/tr.energetique
- Le compte Twitter : @tr_energetique et le hashtag #DNTE
- Et aussi le compte Twitter d'Énerpresse : @enerpresse

Philippe Rodrigues

JAN HORST KEPPLER

PROFESSEUR D'ÉCONOMIE – UNIVERSITÉ PARIS-DAUPHINE

« Les énergies intermittentes menacent la stabilité des approvisionnements électriques »

Dans une nouvelle étude, l'Agence de l'OCDE pour l'énergie nucléaire (AEN) recommande aux décideurs de tenir compte de l'intégralité des coûts systémiques de l'électricité dans leurs choix énergétiques et de les internaliser suivant un principe de « producteur-payeur ».

Intitulée « *Énergies nucléaire et renouvelables : Effets systémiques dans les réseaux électriques bas carbone* », cette étude analyse les interactions de plus en plus importantes entre les énergies renouvelables variables et les technologies énergétiques programmables (comme l'énergie nucléaire) à travers leurs effets sur les systèmes électriques. Suite à sa parution, *Enerpresse* s'est entretenue avec l'un de ses co-auteurs, Jan Horst Keppler, professeur d'économie à l'Université Paris-Dauphine et directeur scientifique de la Chaire European Electricity Markets, bien connu de nos lecteurs. Il est en outre conseiller senior de la Division du développement nucléaire de l'AEN.

Enerpresse - Votre étude ⁽¹⁾ signifie-t-elle définitivement que l'introduction d'énergies renouvelables dans le mix énergétique va d'une part renchérir les coûts et, d'autre part, avoir pour conséquence d'aggraver le bilan CO₂ ?

Jan Horst Keppler – « Ce ne sont pas les énergies renouvelables en tant que telles qui posent problème mais celles qui présentent un caractère intermittent et imprévisible, comme la production d'électricité éolienne ou solaire (à la différence, par exemple, d'une centrale alimentée par de la biomasse ou par géothermie). Ainsi, l'éolien et le solaire engendrent des coûts supplémentaires tout d'abord en matière de raccordement au réseau général – comme par exemple pour les projets de grandes installations au large des côtes mais également à cause de leur caractère diffus et les distances entre centres de production et de consommation –, ensuite pour renforcer les lignes électriques, appelées à devoir supporter des afflux de puissance momentanés.

Il est également nécessaire de prévoir des réserves tournantes et des capacités disponibles, pour assurer l'équilibre du réseau et pouvoir, le cas échéant, satisfaire des pointes de demande en l'absence de soleil ou de vent. Il s'agit là de coûts réels mais qui pourtant ne sont pas assumés par les énergies renouvelables qui en sont la cause.

Dans le même temps, des centrales à gaz sont en train de fermer. Des centrales qui, pour certaines d'entre elles, ne fonctionnent plus que quelques centaines d'heures par an. Or les énergies renouvelables, qui ont des coûts variables très faibles, entraînent les prix vers le bas sur les Bourses électriques. Nous avons même parfois des prix négatifs et pourtant, ces installations continuent de tourner. Ce qui est également le cas pour les énergies conventionnelles programmables car celles-ci, une fois à l'arrêt, présentent des coûts pour leur remontée en puissance (« ramping »). Donc leurs exploitants estiment parfois préférable de les laisser en marche... »

Est-ce donc un diagnostic sévère qui est porté sur l'éolien et le solaire ?

Jan Horst Keppler – « Pas obligatoirement car les coûts de système dépendent fortement d'éléments tels que les conditions météorologiques et géographiques, de la structure de la demande ainsi que de la structure du parc de production. Vous avez par exemple certaines régions aux États-Unis où les conditions sont particulièrement favorables à la production éolienne et solaire, parce que les vents ou l'ensoleillement y sont réguliers et où les rendements énergétiques atteignent jusqu'à 40 %. En outre, la demande électrique y est maximale vers 12-14 heures, émanant de la mise en marche des installations de climatisation. Or c'est aussi le moment où la production solaire est la plus forte.

En comparaison, dans des pays comme la France où l'Allemagne, où déjà le rendement des panneaux photovoltaïques est moindre, le pic de demande intervient avant tout en début de soirée... à une heure où il fait déjà nuit et où la contribution de la production solaire, par définition, est nulle. En conséquence, aux États-Unis, il faut moins de capacités de réserve susceptibles de prendre le relais par rapport à nos pays. »

Mais pour ce qui est des centrales mises en réserve, certaines existent déjà depuis longtemps. Ne peut-on considérer qu'elles sont déjà largement amorties ?

Jan Horst Keppler – « C'est exact et jusqu'ici, cela nous aide. Il y a effectivement certaines capacités déjà disponibles, parce que l'on a beaucoup investi à une certaine époque, et nous profitons de cet héritage. Mais désormais, des installations existantes doivent fermer car elles ne sont plus rentables. Et il n'y a plus aucun investissement sur celles encore en service. Ceci a des conséquences : dans des périodes récentes comme cela a été le cas en février 2012, les systèmes de production électrique européens ont approché leurs limites, à deux ou trois gigawatts près. Sans vouloir dramatiser, le point de rupture n'était plus très loin et nous allons continuer de nous en approcher si cette tendance persiste et que l'on continue de fermer des centrales au gaz.

À court terme, ce sont les centrales à gaz à cycle combiné qui sont les plus vulnérables car elles présentent des coûts variables élevés (de l'ordre de 60 à 70 euros par MWh). Sur le plus long terme (d'ici 10 à 20 ans), c'est le nucléaire qui se trouve en position de vulnérabilité car les coûts fixes sont plus élevés. C'est donc le gaz qui devrait se voir privilégié sur le long terme. Mais la question est de savoir jusqu'où va aller le court terme...

Actuellement, nous traversons une phase de transition qui peut durer plusieurs années et il est assez difficile d'imaginer l'équilibre à trouver pour parvenir à des systèmes rentables. Cette absence d'équilibre, de repères stables, sur le marché de l'électricité est un réel problème pour les investisseurs, experts et décideurs politiques.

Se pose par ailleurs le problème de la capacité adéquate pour garantir la sécurité des approvisionnements. Vu que les coûts fixes du nucléaire posent un problème sur le long terme, nous commençons à réfléchir sur des formules telles que des « contrats pour différence », en d'autres mots, un concept de tarif garanti pour l'électricité d'origine nucléaire. Au Royaume-Uni par exemple, si le prix de vente s'avère inférieur à ce tarif, c'est le gouvernement qui comble l'écart. Dans le cas inverse, il revient à l'opérateur de reverser l'excédent perçu. »

Il s'agit donc d'un interventionnisme public en matière de capacités ?

Jan Horst Keppler – « Une réflexion est en cours sur ce thème en Europe. La France réfléchit à la mise en œuvre de mécanismes de rémunération de capacités. Un décret a été signé en ce sens en décembre 2012. RTE travaille à son implémentation. Dans le cas de la France, on peut parler d'une approche systémique, dans le cadre d'un marché d'obligations de capacité, auquel chaque opérateur est tenu de participer. D'autres pays ont choisi des voies différentes, comme l'Allemagne où pour le moment, ces obligations de capacités se limitent à des contrats bilatéraux entre quelques opérateurs de centrales à gaz et les opérateurs des réseaux de transport. La presse parle de 3 900 MW en Allemagne du sud. Une liste de centrales avec « relevance systémique » doit être publiée bientôt.

Mais à moyen terme va se poser la question de savoir comment les différents systèmes pourront cohabiter en Europe. À ce sujet, je me permets d'attirer l'attention de vos lecteurs sur la grande conférence que la Chaire European Electricity Markets organisera le 16 avril prochain à l'Université Paris-Dauphine, qui sera précisément consacrée aux mécanismes de rémunération des capacités en Europe. »

Pour en revenir à votre étude, quels remèdes préconisez-vous ?

Jan Horst Keppler – « Nous avons identifié à ce jour trois pistes principales. La première consiste à responsabiliser davantage les producteurs d'électricité d'origine renouvelable à partir de sources

intermittentes. Cela ne signifie pas obligatoirement la réduction des subventions. Mais ces producteurs doivent internaliser leurs effets de système, pour une meilleure transparence des coûts, payer pour leurs raccordements et être responsables de leur équilibrage (dans le cadre de bandes de fonctionnement garanties). »

Avant d'évoquer les autres pistes, est-ce que ces raccordements ne représentent pas un coût considérable, en particulier lorsque cela concerne les futurs projets géants en offshore ?

Jan Horst Keppler – « C'est exact, et soit les promoteurs de ces projets sont capables de les assumer, soit ils doivent s'interroger sur l'opportunité de ces projets. Nous assistons à une déconnexion croissante entre un système en train de devenir toujours plus cher, ce que les consommateurs sont prêts à payer et, bizarrement, les prix du marché de gros qui continuent à baisser.

Pour en revenir donc aux autres pistes, il y a aussi la création de mécanismes de rémunération des capacités, ce que j'ai évoqué précédemment. Nous devons également réfléchir aux modalités de soutien aux énergies renouvelables. Pour cela, on pourra substituer les tarifs garantis par des primes qui s'ajoutent au prix de marché. Par exemple, si le prix est de 20, nous dirons que les producteurs recevront 40, s'il est de 30, ils recevront 50 et ainsi de suite, le principe étant que le producteur reçoive toujours un peu plus que le marché. Une alternative serait de financer plutôt la capacité que la production elle-même. Il est évident qu'un système qui produit des prix négatifs n'est pas soutenable.

À tout ceci, j'ajouterais par ailleurs le principe d'une taxe carbone conséquente et prévisible, qui apporterait davantage de visibilité dans le système et permettrait de mettre les technologies décarbonées sur un même pied.

Une autre perspective est offerte par les nouveaux développements technologiques, notamment dans le domaine du stockage énergétique ou dans l'effacement de la demande. Tout ce qui permet, en fait, d'atténuer l'incidence du problème de l'intermittence. Si tel était le cas, la vision de notre étude serait moins sombre. Cela étant, je n'imagine pas de grands sauts technologiques dans le stockage. En revanche, l'effacement et la flexibilité de la demande (surtout au niveau industriel) vont se développer déjà à des échéances très proches, pour nous aider à gérer au mieux l'apport croissant des renouvelables au mix énergétique. Avec, également, l'émergence de ce que l'on appelle « réseaux intelligents » (ou *smarts grids*). »

Quelle est votre opinion à l'égard des micro-centrales – auxquelles on associe parfois précisément le développement des *smarts grids* ?

Jan Horst Keppler – « Je ne crois personnellement pas trop aux micro-centrales. Tout d'abord parce que cela induit des coûts supplémentaires de raccordement mais aussi parce qu'il n'y a aucune raison objective pour qu'au niveau individuel, cela permette une meilleure adéquation entre offre et demande.

Je préfère en lieu et place privilégier une meilleure intégration au niveau européen, afin de « lisser » les intermittences. Cela me semble plus simple que la production décentralisée. Nous sommes donc favorables à une augmentation des interconnexions entre les différents marchés. Celles existantes ont déjà aidé la France à franchir le cap de l'hiver 2012, en permettant de sécuriser l'approvisionnement. Nous voyons cependant que les interconnexions existantes sont de plus en plus saturées, notamment à cause des flux importants d'électricité d'origine éolienne et solaire. »

Est-ce la fin de l'image de la France en tant qu'exportateur majeur d'électricité ?

Jan Horst Keppler – « Non, la France demeure exportatrice, notamment en électricité de base sur un mode 24 h/24. En solde, ce sera un peu moins qu'avant. Et elle est amenée à devenir importatrice à certaines périodes critiques, comme les vagues de froid... »

La France, comme vous le savez, vient de s'engager dans un nouveau débat énergétique. Quelle en est votre perception ?

Jan Horst Keppler – « Notre étude aspire précisément à devenir l'un des éléments de ce débat. Même si elle n'a pas été précisément élaborée dans cette intention, nous pensons qu'elle se situe au cœur de ce débat. Maintenant, après les premières déclarations, je perçois davantage de prudence et de réalisme de la part de tous ceux qui y prennent part. Ceux-ci se rendent compte que tout changement majeur sera coûteux. On commence également à admettre qu'il n'y aura pas de solution miracle !

Il est bien sûr possible de progresser sur la voie de l'efficacité énergétique, ce qui aura forcément un coût. Mais force est de reconnaître qu'un système basé sur les énergies renouvelables est un système cher. Davantage en tout cas que celui dont nous disposons à ce jour. Entre le nucléaire et les ENR, le nucléaire revient moins cher au niveau des coûts de production, notamment au niveau du système dans son ensemble. »

Ce point est tout de même contesté par ceux qui affirment que certains coûts, comme celui des déchets, de leur entreposage et du démantèlement ultérieur des installations sont minorés ?

Jan Horst Keppler – « La Cour des comptes s'est penchée sur le dossier et a identifié des provisions importantes pour le stockage, l'entreposage et le démantèlement. On peut toujours discuter si les sommes citées sont entièrement suffisantes, notamment dans un contexte en permanente évolution. Cependant, affirmer d'emblée que tous les coûts n'ont pas été incorporés n'est pas correct. »

N'y a-t-il pas eu malgré tout une prise de conscience de la part de l'opinion publique, selon laquelle ces coûts supplémentaires sont inévitables ?

Jan Horst Keppler – « Oui, le consensus allemand, jusqu'ici, consistait à dire que ce prix – celui de l'*Energiewende*, la transition énergétique allemande, qui dépasse de très loin la seule sortie du nucléaire – valait le coup d'être payé. Mais même en Allemagne, il y a un seuil critique. Et si l'on va au-delà du niveau des 53 €/MWh qui constitue la contribution au financement des énergies renouvelables, ce consensus va se fissurer. C'est bien pour cela que les récentes déclarations de Peter Altmaier, le ministre fédéral de l'Environnement, vont dans le sens d'un plafonnement de la contribution précisément à ce niveau : le signe que le consensus évoqué est fort mais pas inébranlable !

J'ajouterai, pour conclure sur l'étude, que l'un de ses points clés porte précisément sur la nécessaire transparence des coûts. En résumé, ce qui nous sauve aujourd'hui est que nous avons surinvesti par le passé. Mais au fur et à mesure que les capacités ferment, nous nous dirigeons vers une menace sur la sécurité des approvisionnements énergétiques. Et il faut être conscient de ce qu'une centrale intermittente – j'insiste sur le mot – ne contribue que très peu à la sécurité d'approvisionnement électrique. Elle peut même s'avérer un vrai problème, sinon un danger pour la soutenabilité du système. Sachant que cette incidence n'est pas non plus la même selon que la part des renouvelables dans le mix énergétique représente 10 % ou 30 % de l'ensemble. Et en ce domaine, l'augmentation des coûts est exponentielle.

Dans l'état actuel des technologies et des comportements du côté de la demande, il y a probablement un seuil technique et économique de la production intermittente à ne pas franchir, que nous estimons entre 30 à 35 % de la production électrique. »

(1) Titre de l'étude dans sa version d'origine en langue anglaise : "Nuclear Energy and Renewables: System Effects in Low-carbon Electricity Systems" - OECD, Paris, 2012 – ISBN 978-92-64-18851-8 - 60 € – Synthèse disponible en français sur internet à l'adresse suivante : <http://www.oecd-nea.org/ndd/reports/2012/7066-synthese-renouvelables.pdf>

Études & documents

DÉBATS BIP-ENERPRESSE Comment financer la rénovation énergétique ?

• Source : 2^e table ronde du débat BIP-Enerpresse du 19 février 2013

Nous reprenons ci-après la synthèse de la 2^e table ronde du débat *BIP-Enerpresse* consacré, le 19 février dernier, à Paris, au financement de la rénovation énergétique des bâtiments. *Le rapport « Financements innovants de l'efficacité énergétique »* du Plan Bâtiment durable a été présenté le 18 février. Le débat *BIP-Enerpresse* est ainsi intervenu en pleine actualité.

Intervenants :

Arnaud Berger, directeur du Développement durable, BPCE

José Caire, directeur Villes et Territoires durables, ADEME

Me Olivier Ortega, avocat associé, cabinet Lefèvre Pelletier

Anne Valachs, directeur général, SERCE

Le débat était animé par Julien Beideler, rédacteur en chef du Moniteur.

Le document ci-dessous est une synthèse des débats, lesquels ne sont pas retranscrits in extenso.

Olivier Ortega

Un groupe de travail a été créé en juin dernier à l'initiative du Plan Bâtiment, avec deux co-pilotes : Inès Reinmann et moi-même. La première réunion a eu lieu mi-juillet 2012. Toutes les personnes ayant manifesté leur intérêt ont rejoint le groupe de travail soit, au final, 130 personnes, qui se sont réunies jusqu'à début janvier. Cela représente au total plus de 1 000 heures de travail. Nous avons été contraints d'organiser des sous-groupes thématiques.

Nous avons travaillé sur les financements innovants, ce qui ne veut pas dire que les financements classiques n'existent plus ! Notre ambition était modeste : nous n'avons pas souhaité réinventer un système nouveau et parfait. Nous avons cherché à améliorer l'existant, en essayant d'adopter une démarche pragmatique. Nous avons accepté d'être ambitieux dans les objectifs et modestes dans la manière de procéder !

Nous avons écarté certains sujets. Par exemple, nous n'avons discuté ni du statut des DPE (Diagnostics de performance énergétique) comme outil, ni de la refonte des CEE (Certifications d'économie d'énergie).

DÉBATS BIP-ENERPRESSE

Cinq idées fortes se dégagent :

1. Nous souhaitons faire émerger une valeur « bâtiment responsable », en partant du constat que la valeur verte n'émerge pas assez vite. En choisissant les termes « bâtiment responsable », d'autres sujets seront à traiter que la seule énergie. À terme, cela englobera aussi la qualité de l'air, le traitement des déchets, l'eau... Nous souhaiterions que la loi donne la définition d'un « bâtiment responsable », afin que le marché sache ce vers quoi il lui faudra aller. Nous n'avons cependant pas rédigé de définition. Une fois que celle-ci aura été élaborée, elle pourra être assortie de conséquences (bonus, malus...) si elle n'est pas respectée.
2. Il faut soutenir le développement du tiers-financement, qui désigne un mécanisme dans lequel un tiers-financeur joue le rôle d'ensemblier. L'un des sous-groupes de travail a travaillé sur un modèle existant afin de l'améliorer. Pour le tiers-financement, il faut de la ressource peu chère, ce qui n'est pas simple. Nous pensons qu'un tiers-financeur national serait une bonne idée (mais pas dans le but, bien sûr, de brider les initiatives locales telles, par exemple, la SEM Énergie POSIT'IF en Île-de-France). La société nationale aura des exigences de TRI (Taux de rentabilité interne) plus faibles qu'un investisseur classique. Pour des investisseurs privés, il est difficile de se lancer sans visibilité.
3. Il faut refinancer le dispositif, d'où l'idée de créer un fonds public ayant pour vocation d'optimiser et de centraliser les financements existants (fonds issus de la BEI, subventions diverses...). Ce fonds pourra accueillir des fonds propres existant aujourd'hui, *via* la Caisse des Dépôts en particulier (notre système cherche à fonctionner sans dette publique additionnelle). Ce véhicule de refinancement de l'efficacité énergétique pourrait apporter des financements à des sociétés de tiers-financement, des fonds régionaux ou encore des banques commerciales. L'instruction des dossiers se ferait suivant les règles habituelles d'endettement. Il permettra surtout de disposer d'un *track record* et de faire noter ses projets afin d'amorcer les investissements privés dans la rénovation énergétique.
4. De nouvelles recettes innovantes doivent être imaginées. La cure de désintoxication à la subvention publique est en cours ! Nous recherchons donc des recettes qui ne sont pas budgétaires. Nous recommandons d'améliorer *via* des études les connaissances relatives à l'impact comportemental dans la consommation énergétique des bâtiments, ainsi qu'à l'information et la sensibilisation. Nous préconisons en outre de lever les freins à la densification des bâtiments. On pourrait imaginer ajouter, lorsque c'est techniquement possible, un ou deux étages aux immeubles constituant des « dents creuses » : cela rapporterait suffisamment pour imaginer ainsi rénover énergétiquement l'ensemble du bâtiment. Il est aussi possible de travailler sur la densification horizontale : on pourrait construire sur une partie d'une parcelle et affecter une part du produit de la vente à la rénovation du bâtiment déjà présent sur l'autre partie de la parcelle.
5. Nous avons travaillé sur des mesures pour stimuler la création d'emplois. Nous proposons un chèque efficacité énergétique, fonctionnant sur le modèle du chèque emplois service, pour financer les travaux de rénovation énergétique.

José Caire

Le rapport est remarquable. J'invite chacun à le lire ! L'ADEME a participé au groupe de travail Reinmann-Ortega.

Nous sommes très favorables à la densification, que ce soit sur les plans vertical ou horizontal. Cela contribuera aussi à l'atteinte du Facteur 4 dans le domaine des transports en limitant l'étalement urbain.

Le système de financement doit permettre à l'offre et à la demande de se rencontrer. Les travaux de rénovation représentent aujourd'hui environ 40 milliards d'euros par an. Il faut les réorienter vers la rénovation énergétique. Énormément de rénovations de toitures se font encore sans isolation !

DÉBATS BIP-ENERPRESSE

Le mouvement est amorcé. Le nombre de logements ayant bénéficié de travaux performants d'efficacité énergétique est passé de 80 000 en 2006 à 100 000 en 2008 et 135 000 en 2010. Certes, il faudra encore du travail pour passer à 500 000 par an !

Le Premier ministre a évoqué la mise en place d'un guichet unique pour simplifier les démarches des particuliers. Nous y travaillons avec l'Anah et l'Anil. Cela conduit à conjuguer actions nationales et locales : les deux sont nécessaires. Une impulsion politique forte est indispensable au niveau national. Parallèlement, les énergies locales doivent être mobilisées. Différentes actions sont déjà engagées dans les collectivités. Il faut en tirer les enseignements au fur et à mesure qu'elles sont mises en œuvre. C'est sur le terrain que l'on peut le mieux animer des politiques de territoire et organiser les priorités.

Arnaud Berger

Le marché de la rénovation énergétique n'est pas considéré comme rentable. Disons plutôt qu'il est rentable mais que sa rentabilité est inférieure à celle recherchée par les grands groupes (même si certains projets, dans le tertiaire, ont une rentabilité de marché). Il est donc assuré aujourd'hui par des PME.

Deux modèles financiers sont discutés aujourd'hui pour développer ce marché : celui de l'investissement et celui du financement. Il importe avant de tout de choisir les instruments financiers adaptés à la faible rentabilité du marché.

Dans ce cas s'impose la logique du financement local. Celui-ci repose sur la mise en place d'épargne locale (les livrets d'épargne), de fonds de garantie (car si le marché est peu rentable, il doit être peu risqué) et de valorisation du taux des prêts par les Certificats d'économie d'énergie par exemple. C'est ce modèle qui a amené BPCE à devenir la première banque en Europe partenaire de la KfW pour mettre en place des financements d'efficacité énergétique locaux bonifiés et garantis.

La première initiative a été mise en place par la Banque Populaire des Alpes avec la Communauté de Communes du pays Voironnais avec la première garantie verte des financements d'efficacité énergétique dans les copropriétés privées. Le rapport ne fait pas référence au besoin d'épargne et aux garanties locales mais insiste sur le tiers-investissement.

Le modèle d'investissement suscite plusieurs remarques. La première est qu'aucune mention n'est faite dans le rapport sur la rentabilité des fonds de tiers-investissement. On voit dans le schéma anglais que les taux pratiqués sont beaucoup plus forts qu'en France. Privilégier ces fonds implique d'avoir une rentabilité maximale, qui couvrira le risque. Il faut donc que quelqu'un paie, certainement le locataire par le versement d'un loyer.

Deuxième remarque, le tiers-investissement est un outil de finance de marché. Dans ce domaine, on s'aperçoit que des investisseurs étrangers sont plus compétitifs sur la rentabilité de tels outils. Privilégier ces fonds offre un angle de concurrence inédit aux investisseurs étrangers. Un phénomène similaire se passe dans le photovoltaïque actuellement. De même, on ne parle pas de l'accès de ces fonds aux PME. Quelle PME peut s'intégrer dans des montages si complexes ?

Il faut travailler plutôt sur une logique de financement que de fonds, véritable garantie de créer une vraie filière de l'offre *via* à la fois les PME et les grands groupes. Cela, les compagnies étrangères, qui risquent sinon de finir par s'octroyer le marché de la rénovation, ne savent pas le faire.

Anne Valachs

Les entreprises du Serce sont des intégrateurs multi-techniques en génie électrique et climatique. Elles sont présentes dans tous les services énergétiques.

Le rapport sur les financements innovants nous semble intéressant car il ouvre de nouvelles pistes. Les entreprises du Serce ont mis en place en 2007 une labellisation à travers une formation en efficacité énergétique. Cela dit, le marché n'est pas encore si dynamique et le financement des projets est complexe.

DÉBATS BIP-ENERPRESSE

Le rapport ouvre des portes sur différents systèmes de financement. Le dispositif allemand de la KfW nous intéresse compte tenu des taux proposés : réussir à trouver des financements de long terme à des taux allant de 2 à 4 % serait très intéressant. Les solutions présentées dans le rapport sont sans doute perfectibles mais le panel proposé ouvre de nouvelles perspectives alors que nos entreprises s'inquiètent du fait que le marché de la rénovation stagne.

Peut-être pourrait-on chercher dans le modèle de la KfW des éléments transposables en France. Nos entreprises ont en tout cas besoin de ce type de financements afin qu'ils soient moins onéreux qu'à l'heure actuelle, et ce sur des temps longs.

Concernant la formation professionnelle, nous allons mener des études avec le ministère du Travail sur l'identification des besoins. Nous avons financé des formations sur l'efficacité énergétique pour nos adhérents et allons les reprendre. Nous avons conçu un référentiel de formations dans ce domaine.

De la salle

Un plan a été élaboré jusqu'en 2050 en Allemagne pour atteindre le Facteur 4, en définissant parallèlement les besoins de financement. Avez-vous chiffré les besoins de financement jusqu'en 2050 ?

Olivier Ortega

Les objectifs ont été fixés dans la loi Grenelle I. Mais le plan de trésorerie n'a pas été défini en 2009, ce qui n'aurait pas eu une grande crédibilité.

De la salle

La facture énergétique d'un ménage allemand est deux fois plus élevée que celle d'un ménage français. Mais les responsables politiques français estiment impossible de changer le signal prix dans l'Hexagone en raison du problème de la précarité énergétique. Il ne faut pas mélanger un problème social (qui relève du temps court) et un problème énergétique (qui relève du temps long).

Arnaud Berger

Ce sont chez les gens les plus modestes que les temps de retour sur investissement des travaux sont les plus courts : dans les passoires énergétiques, une intervention peut facilement offrir un temps de retour sur investissement de seulement quatre ans.

Dans les copropriétés, il faut mettre en place des fonds de garantie sur le financement des travaux. L'Anah peut permettre d'aider les copropriétés pauvres. Mais les difficultés d'action se posent dans les copropriétés mixtes regroupant à la fois des propriétaires « riches » et « fragiles ».

Le marché de la rénovation énergétique existe. Des propriétaires y investissent car ils font primer la valeur verte de leur bien sur la rentabilité des travaux. Il existe un tissu d'artisans en France qui rend possible de monter en puissance dans les travaux. Il faut apprendre à faire demain de ce marché une force à l'export.

De la salle

Le système allemand ne manque-t-il pas d'efficacité ?

Olivier Ortega

Le nombre de rénovations est certes le même en Allemagne et en France mais les travaux de rénovation menés sont beaucoup plus importants outre-Rhin.

DÉBATS BIP-ENERPRESSE

De la salle

Est-on capable de mesurer l'efficacité en kWh des actions d'efficacité énergétique ?

Anne Valachs

Le Serce ainsi que plusieurs professions militent pour des actions mesurables et vérifiables qui permettent de s'engager sur la performance énergétique. On parvient à réaliser des économies de 40 à 50 % en fonction des projets et ces économies d'énergie sont mesurées et vérifiées notamment avec des méthodes comme l'IPMVP.

De la salle

Ne faudrait-il pas arrêter de financer des énergies très coûteuses, ce qui serait un moyen de dégager des fonds considérables pour accompagner les travaux de rénovation énergétique ?

Président / Directeur de la publication : Guillaume Prot - **Impression :** Groupe Moniteur - **Dépôt légal :** à parution.

Pour joindre directement vos correspondants composer le **01.40.13** suivi des 4 chiffres figurant entre parenthèses.

Directrice éditoriale : Elisabeth Salles (35 27) – **Rédacteur en chef :** Joël Spaës (50 49) – **Rédacteurs :** Françoise Marie (50 51) – Philippe Rodrigues (50 59)

Assistante : Stéphanie Leclerc (50 61). – Courriel : stephanie.leclerc@groupemoniteur.fr

Principal actionnaire : INFO SERVICES HOLDING - **Société éditrice :** Groupe Moniteur SAS au capital de 333 900 euros. RCS : Paris B 403 080 823

Siège social : 17, rue d'Uzès 75108 Paris cedex 02 - **Numéro de commission paritaire :** 0912 T 82147
