

Énergies photovoltaïque et éolienne : Aspects économiques et financiers

Au regard de ses voisins européens, la France est en retard dans la production d'électricité de source d'énergie renouvelable (SER)¹ puisque selon le rapport d'information sur l'énergie éolienne Reynier, la part de la consommation électrique issue de SER ne représente que 1,5%. La raison à cela doit être principalement recherchée dans l'hégémonie du nucléaire comme source de production électrique – plus de 80%² - ce qui a rendu moins urgente la conduite d'une réflexion sur le développement de sources alternatives de production. A titre de comparaison, à l'échelle mondiale, la production d'électricité d'origine nucléaire représente 13,5%³.

Plusieurs facteurs ont cependant conduit à une évolution de cette situation :

- la conférence sur la lutte contre les gaz à effet de serre de Kyoto à l'issue de laquelle des engagements ont été pris par les États dont la France pour diminuer leur production d'électricité à base d'énergie fossile et donc corrélativement à augmenter la production d'électricité de SER plus respectueuse de l'environnement. Ainsi, entre 1998 et 2008, le taux de croissance annuel moyen de la production électrique mondiale de source solaire et éolienne a respectivement été de 29,4 % et 29,6 %. A titre d'illustration⁴ en France en 2008, l'éolien installé a permis d'éviter le rejet de 1,65 millions de tonnes de CO² ;
- la France a constaté l'alourdissement de sa facture énergétique du fait du renchérissement du coût des énergies fossiles alors pourtant que sa consommation ne progresse pas dans les mêmes proportions. D'où la nécessité de contribuer à la diversité et à la sécurité de son approvisionnement en énergie. Ce sont là les objectifs clairement posés par la loi du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique de la France dite loi POPE qui, transposant la directive du 27 septembre 2001⁵, a fixé à 20 % des besoins énergétiques la part dévolue aux SER ;
- Enfin, comme le relève justement le député Serge Poignant dans son rapport d'information sur l'énergie photovoltaïque, les énergies vertes ne constituent pas uniquement « *des moyens de préserver l'environnement. Ce sont aussi des filières économiques, des ensembles industriels, des entreprises de recherche, des dizaines de milliers d'emplois potentiels* »⁶.

Cette évolution s'est traduite par un renforcement de sa politique publique de promotion des énergies renouvelables dont les récentes lois Grenelle I et Grenelle II, même si elles ne sont pas les premières, en sont l'illustration la plus frappante. Ainsi la loi du 3 août 2009 a fixé comme objectif que la part d'électricité produite par des SER soit portée à 23 % d'ici 2020. Concrètement, cela signifie que la production d'électricité à partir de l'énergie mécanique du vent devra être de 25 000 MW⁷, à comparer aux 4 500 MW actuels. Cela signifie aussi l'implantation de 8 000

¹ Les énergies renouvelables sont composées de l'éolien, de l'hydroélectricité, de la biomasse, de la géothermie, du solaire et des énergies marines.

² Rapport parlementaire d'information sur l'énergie éolienne, n°2398 du 31 mars 2010

³ Source : Observ'ER, 11ème inventaire 2009, La production d'électricité d'origine renouvelable dans le monde.

⁴ Rapport précité p.56

⁵ Directive 2001/77/CE du 27 septembre 2001 relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité.

⁶ Rapport n°1846 du 16 juillet 2009

⁷ Cet objectif figure déjà dans l'arrêté du 15 décembre 2009 relatif à la programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité (JO du 10 janvier). Il se décompose en 19 000 MWh éolien terrestre et 6 000 MWh éolien marin. A titre

éoliennes à comparer aux 2 600 implantées au 31 décembre 2009⁸. Parallèlement, s'agissant du photovoltaïque, la puissance installée est aujourd'hui de 185 MW⁹ et l'objectif fixé pour 2020 est de la porter à 5 400 MW¹⁰. On est donc très loin du compte même si, entre 2008 et 2009, la puissance installée a été multipliée par quatre et qu'elle n'était que de 1 MW en 2003¹¹.

Un tel volontarisme doit nécessairement s'accompagner d'une action publique en faveur de l'investissement dans les énergies renouvelables. Certes, EDF produit de l'électricité de cette manière au travers de sa filiale EDF Energies Nouvelles, mais c'est loin d'être suffisant pour remplir les quotas que la France s'est assignée. Aussi, différents leviers ont-ils été mis en place¹². Celui qui nous retiendra ici est le mécanisme de l'obligation d'achat¹³ bien développés dans les autres États européens. Précisons qu'il existe d'autres leviers, tels les incitations fiscales sous forme de réduction¹⁴ ou de crédit d'impôt¹⁵ pour les contribuables investissant dans les ER ou les compétences conférées aux communes et les EPCI dans un premier temps, toutes les collectivités locales aujourd'hui, d'aménager et d'exploiter des installations de production d'électricité de SER ou de les faire aménager et faire exploiter¹⁶.

Organisé par la loi n°2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, il permet d'une part au ministre de l'énergie de lancer des appels d'offres lorsque les capacités de production ne répondent pas aux objectifs de la programmation pluriannuelle des investissements. Les opérateurs choisis bénéficient alors d'une obligation d'achat à la charge d'EDF et des distributeurs non nationalisés (DNN)¹⁷. D'autre part, en dehors de l'appel d'offres, une obligation d'achat comparable est organisée lorsque un certain nombre de conditions sont remplies et si l'opérateur en fait la demande¹⁸. C'est cette dernière qui nous retiendra ici.

Qui bénéficie de l'obligation d'achat ?

Sont visées par ses dispositions, la production d'électricité par les installations utilisant l'énergie radiative¹⁹ du soleil ainsi que celles utilisant l'énergie mécanique du vent dès lors que, dans les

de comparaison, en France, la consommation annuelle d'électricité s'élève à environ 450 TWh (source : rapport sénatorial n°323 du 24 février 2010 sur les tarifs réglementés d'électricité)

⁸ Le ministre chargé de l'écologie a d'ailleurs adressé le 7 juin 2010 une circulaire aux préfets de région les invitant à se mobiliser pour faciliter l'implantation de 500 à 700 éoliennes par an.

⁹ En Allemagne, la puissance installée en 2008 était de plus de 1500 MW...

¹⁰ Arrêté du 15 décembre 2009 relatif à la programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité.

¹¹ RTE, dossier de presse de février 2010.

¹² Sur l'ensemble de la question, cf. B. Le Baut-Ferrarese et I. Michallet, *Droit des énergies renouvelables*, Edit. du Moniteur, 2008, sp.371 et s.

¹³ Appliquant les principes dégagés par la CJCE dans son arrêt *PreussenElektra et schleswig AG* (aff. C-379/98 du 13 mars 2001), le Conseil d'État a jugé que le mécanisme de l'obligation d'achat ne contrevenait pas à l'article 87 § 1 du traité interdisant les aides d'État au motif que, « *la charge financière de l'obligation d'achat dont bénéficient les installations utilisant l'énergie mécanique du vent est [...] répartie entre un certain nombre d'entreprises, sans que des ressources publiques contribuent, directement ou indirectement, au financement de l'aide (...)* » (CE, 21 mai 2003, *Union des industries utilisatrices d'énergie*, req. n°237 466). Pour une analyse critique de cette solution, cf. G. Bouquet, *Les mécanismes de soutien de la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables à l'épreuve des articles 87 et 88 du traité relatifs aux aides d'État*, AJDA 2006 p. 697

¹⁴ Pour certains investissements immobiliers réalisés outre-mer (art. 199 undecies A et 199 undecies B CGI)

¹⁵ Pour certaines dépenses d'équipement réalisées dans l'habitation principale et à hauteur de leur montant lorsqu'il s'agit d'équipements de production d'énergie utilisant une SER (art. 200 quater CGI dans sa rédaction issue de la loi du 9 mars 2010).

¹⁶ Art.2224-32 CGCT.

¹⁷ Article 8 de la loi de 2000.

¹⁸ Il existe une autre procédure non retenue par la France qui consiste en l'émission de certificats verts.

¹⁹ Énergie issue du rayonnement solaire.

deux cas, la puissance installée est inférieure ou égale à 12 mégawatts (MW) par site de production²⁰.

Ce seuil appelle une remarque. Afin d'éviter que des producteurs contournent la limitation de puissance en éloignant les machines électrogènes de telle sorte qu'elles ne puissent être considérées comme faisant partie d'un même site de production ; en bref, s'ils procèdent à un saucissonnage de leur outil de production, la loi a renvoyé au pouvoir réglementaire le soin de définir des distances seuils au-delà desquels l'implantation des générateurs conduit à l'identification de plusieurs sites de production. Ainsi, le décret du 10 mai 2001 relatif aux conditions d'achat de l'électricité a été modifié et prévoit désormais que les éoliennes éloignées les unes des autres de 1 500 mètres et plus ne font pas partie d'un même site de production²¹. Cette distance est de 500 mètres pour les installations photovoltaïques.

Toutefois, parce que la loi du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique (loi POPE) a mis notamment l'accent sur la production d'électricité par l'éolien²², la loi de 2000 a été modifiée afin d'étendre l'obligation d'achat au-delà des 12 MW lorsque les installations sont implantées dans le périmètre de zones de développement de l'éolien (ZDE). Conformément au nouvel article 10-1 de la loi de 2000, article qui définit la procédure d'institution des ZDE et leurs objectifs, il incombe au préfet de département de déterminer la puissance installée minimale et maximale des installations pouvant bénéficier, dans ce périmètre, de l'obligation d'achat. En pratique, l'institution de ZDE conduit effectivement au dépassement du seuil des 12 MW, dans les parties du territoire qui possèdent des caractéristiques environnementales favorables (Picardie, Lorraine, Bretagne, Centre). Et compte tenu de l'évolution technologique permettant d'augmenter la puissance instantanée de chaque éolienne²³, des sites de production dépassant ce seuil ont vocation à se multiplier.

Est-il économiquement intéressant de vendre de l'électricité à EDF et aux DNN dans le cadre de cette obligation d'achat ?

Une fois que l'on a envisagé les bénéficiaires de cette obligation d'achat, cette dernière ne peut pleinement et efficacement jouer que si, en face d'EDF et des DNN, il y a des opérateurs qui trouvent un intérêt économique à devenir des producteurs d'électricité par le moyen du photovoltaïque ou de l'éolien. Autrement dit, il convient d'organiser le marché de l'ER de telle manière que des investisseurs soient attirés pour développer ces nouvelles technologies²⁴.

L'article 10 de la loi de 2000 comporte cette incitation en prévoyant, pour le producteur remplissant les conditions d'implantation, la signature d'un contrat d'achat avec EDF ou les DNN, garanti dans la durée (15 pour l'éolien terrestre, 20 ans pour l'éolien marin et le photovoltaïque) et dont le prix d'achat est également garanti. Ce prix doit prendre en compte, précise la loi, les coûts d'investissement et d'exploitation évités par ses acheteurs, auxquels peut s'ajouter une prime prenant en compte la contribution de la production livrée ou des filières à la

²⁰ Le décret n°2000-1196 du 6 décembre 2000 fixe par catégorie d'installation les limites de puissance des installations pouvant bénéficier de l'obligation d'achat d'électricité

²¹ Décret n°2003-282 du 27 mars 2003

²² La loi transpose en particulier la directive n° 2001/77/CE du 27 septembre 2001 relative à la promotion de l'électricité produite à partir de SER sur le marché intérieur de l'électricité.

²³ Actuellement la puissance moyenne d'une éolienne est comprise entre 1,5 et 3 MW. Mais des sociétés telles Enercon ou Siemens proposent des aérogénérateurs développant 6 MW de puissance instantanée.

²⁴ En ce sens, C. Boiteau, Le prix controversé du rachat de l'énergie éolienne ou l'énergie renouvelable à quel prix ?, AJDA 2009, p.2105

réalisation des objectifs suivants :

- l'indépendance et la sécurité d'approvisionnement ;
- la qualité de l'air et la lutte contre l'effet de serre ;
- la gestion optimale et le développement des ressources nationales ;
- la maîtrise de la demande d'énergie ;
- la compétitivité de l'activité économique ;
- la maîtrise des choix technologiques d'avenir ;
- l'utilisation rationnelle de l'énergie.

Indiquons au passage que la loi a institué un mécanisme visant à protéger EDF et les DNN tenus d'acheter de l'électricité à un coût élevé. En effet, son article 5-I prévoit que le surcoût ainsi généré est intégralement compensé par une contribution mise à la charge des consommateurs finals, c'est la fameuse contribution au service public de l'électricité (CSPE) dont le montant ne peut pas être supérieur à 7 % du tarif de vente du kWh²⁵.

Ces conditions d'achat sont fixées, pour chaque filière, par des arrêtés tarifaires pris après avis de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE). C'est peu dire que ces textes ont suscité et suscitent encore la polémique. Les termes du débat sont pourtant relativement simples et ont été posés par la CRE dès 2001 à propos des 1^{ers} arrêtés fixant le tarif d'achat de l'électricité issue de l'éolien et du photovoltaïque, « *si le prix fixé est trop bas, la filière concernée ne se développera pas ; s'il est trop élevé, elle se développera au-delà des objectifs poursuivis, générant pour certains producteurs des rentes anormalement élevées et un coût important pour la collectivité (ce coût se traduisant par une augmentation des prix de l'électricité pour l'ensemble des consommateurs français)* »²⁶.

La situation pour le moins contrastée de l'éolien

Force est de constater qu'à chaque fois qu'elle a été saisie pour avis²⁷, et après avoir minutieusement calculé les coûts évités²⁸ sur la base desquels doit être fixé le prix d'achat et comparé ce dernier aux coûts de production de la filière, la CRE a constaté que les tarifs proposés dans les différents projet d'arrêté étaient bien trop élevés. Elle a ainsi pu estimer que les investisseurs allaient se voir offrir des taux de rentabilité, après impôts, de 20% à 35 % par an. Aussi, a-t-elle toujours émis des avis défavorables suggérant des diminutions de tarifs que le gouvernement n'a jamais suivi. Bien au contraire, les tarifs ont même substantiellement augmenté entre l'arrêté du 8 juin 2001 et celui du 10 juillet 2006²⁹.

Saisi par deux associations de protection de l'environnement d'un recours contre l'arrêté de 2006, le Conseil d'État aurait pu examiner la légalité des tarifs à l'aulne des objectifs fixés par la loi. Mais il s'est contenté de l'annuler pour un vice de procédure tenant à un défaut de consultation du Conseil Supérieur de l'Énergie (CSE)³⁰, ce qui a permis au gouvernement de prendre un

²⁵ Hors abonnement et hors taxes, correspondant à une souscription d'une puissance de 6 kVA. Actuellement, fixé à 4,5 €/MWh, il représente 5,85% de ce prix.

²⁶ Avis du 5 juin 2001 pour l'éolien et du 20 décembre 2001 pour le photovoltaïque. Tous les avis de la CRE sont consultables sur son site internet : www.cre.fr.

²⁷ Avis des 5 juin 2001 et 29 juin 2006

²⁸ Selon la CRE, le coût de production évité est égal au coût complet de production de l'électricité à laquelle l'électricité d'origine SER se substitue, duquel doivent être déduits les coûts supplémentaires induits par la SER sur le système électrique en matière de réserves, d'ajustement et de développement de réseau.

²⁹ Cette hausse résulte notamment du doublement de la durée de la première période durant laquelle le tarif est à son niveau maximal (pour une éolienne terrestre : 82 €/MWh les 10 premières années, tarif dégressif les 5 années suivantes ou maintien lorsque la durée annuelle de fonctionnement est inférieure à 2 400 h).

³⁰ CE 6 août 2008, *Association Vent de colère*, n° 297723, AJDA 2008, p.2117, note B. Le Baut-Ferrarese : à propos du défaut de consultation du Conseil Supérieur de l'Énergie.

nouvel arrêté, le 17 novembre 2008 avec des tarifs identiques - garantis d'ailleurs jusqu'en 2012 - malgré, une nouvelle fois, un avis défavorable de la CRE³¹. Le rapport Reynier résume parfaitement la situation, « *le prix actuellement fixé en France par arrêté ne présente qu'un caractère virtuel aux fondements économiques d'autant plus incertains, que les coûts de transformation et de raccordement au réseau restent à évaluer précisément* »³².

On comprend alors que le développement de l'éolien ne constitue en rien un choix économique (sauf pour le producteur) mais un choix éminemment politique³³. Plus encore, on peut légitimement s'interroger sur sa contribution aux objectifs assignés par la loi notamment en matière environnementale. En bref, l'éolien est-il grenello-compatible ? Rien n'est moins sûr. Les pouvoirs publics sont confrontés à un dilemme.

On l'a dit en introduction, l'éolien est peu développé en France parce que la part du nucléaire y est très élevée. Plus l'éolien se développe, plus il se substitue à du nucléaire « *du fait de l'obligation d'achat et de l'injection prioritaire sur le réseau de l'énergie éolienne* »³⁴. Or, dans la mesure où la production d'électricité est intimement liée aux conditions climatiques (pas de vent ou trop de vent – pas d'électricité !) ce que l'on désigne comme une énergie fatale, elle ne peut pas être garantie. A partir de là, il convient de suppléer l'absence de production ou tout du moins une production ne correspondant pas à la demande en électricité³⁵, par le développement de petites centrales thermiques qui, par hypothèse, utilisent des combustibles fossiles (gaz, charbon ou fuel), et dont le bilan environnemental n'est pas très bon anéantissant en partie les avantages initiaux³⁶. C'est là, une situation bien différente de celle du Danemark qui est à la pointe de l'éolien et dont le bilan environnemental est bien meilleure puisque les éoliennes se substituent à des centrales utilisant des sources d'énergie fossiles.

La situation très (trop ?) prometteuse du photovoltaïque

La problématique liée à l'électricité issue du photovoltaïque est différente de celle issue de l'éolien ne serait-ce que par la plus grande présence des particuliers et des PME en qualité de producteur et par son facteur d'acceptabilité sociale plus élevé du fait d'une intégration architecturale des centrales.

Mais, dès le premier arrêté tarifaire du 13 mars 2002, la CRE a mis également en doute la pertinence des choix opérés par l'administration³⁷. Non seulement, elle a estimé que les tarifs d'achat proposés - 152,5 €/MWh sur le continent et 305 €/MWh en outre-mer - étaient plusieurs fois supérieurs à la somme des coûts et externalités environnementales évitées mais qu'ils ne permettaient pas, malgré tout, de couvrir les coûts de revient des installations³⁸. Et, de fait, la production n'a guère décollé entre 2002 et 2006³⁹. Aussi, l'arrêté tarifaire suivant du 10 juillet 2006 a-t-il substantiellement augmenté les tarifs d'achat les portant à 300 €/MWh sur le continent

³¹ Avis du 30 octobre 2008

³² Rapport précité, p.39

³³ On lira avec profit l'étude réalisée par l'Institut Montaigne, Pour rétablir la vérité sur le coût de l'éolien, nov. 2008

³⁴ Étude de l'Institut Montaigne précitée p.7

³⁵ Le facteur de charge de l'éolien n'est que de 24 %. Sachant que le facteur de charge est le rapport entre l'énergie électrique effectivement produite sur une période donnée et l'énergie qu'elle aurait produit si elle avait fonctionné à sa puissance nominale durant la même période, une éolienne dont la puissance installée est de 1,5 MW produira 3 154 MWh/an en moyenne à comparer à sa puissance nominale – c'est-à-dire sa puissance installée en continu - qui devrait lui permettre de produire 13 140 MWh/an.

³⁶ Ce point de vue doit être nuancé par la situation de la Corse et des territoires ultra-marins dans la mesure où la production électrique n'est pas issue du nucléaire mais de centrales utilisant des énergies fossiles.

³⁷ Avis du 20 décembre 2001

³⁸ L'arrêté du 13 mars 2002 prévoit un tarif de avec une dégressivité de 5% par an à partir du 1^{er} janvier 2003.

³⁹ 1 MW en moyenne pour les quatre années.

et 400 €/MWh en outre-mer avec comme nouveauté une prime d'intégration au bâti.

En effet, dès lors que les équipements de production assurent également une fonction technique ou architecturale essentielle à l'acte de construction le tarif d'achat passe à 550 €/MWh tant sur le continent qu'outre-mer. Ce choix n'est pas anodin. Outre la plus-value en terme d'insertion paysagère, comme le relève le rapport Poignant⁴⁰, l'intégration au bâti constitue un gisement de travail dans l'installation et l'entretien au domicile des particuliers des installations que l'on ne rencontre pas nécessairement pour les autres installations type ferme solaire.

Quoi qu'il en soit, de telles conditions, pour le coup très avantageuses⁴¹ malgré l'existence d'un plafonnement, expliquent que la CRE ait de nouveau émis un avis défavorable⁴². Elles ont immédiatement été ressenties par EDF qui a enregistré entre 5 000 à 9 000 demandes de raccordement par mois. La production d'électricité issue du photovoltaïque en a par suite attesté. Si elle était de 48 MW en 2008, elle s'est établie à 185 MW en 2009. Est-ce la raison pour laquelle l'administration a décidé de revoir ses tarifs départs 2010 ?

Ce qui est certain c'est que les nouveaux tarifs issus de l'arrêté tarifaire du 12 janvier 2010 accusent une diminution relative même si, *dixit* le gouvernement, ils demeurent parmi les plus élevés d'Europe. Les tarifs demeurent à peu près inchangés s'agissant des contrats signés par les particuliers ou les établissements d'enseignement ou de santé lorsqu'il y a intégration au bâti à condition que celle-ci soit renforcée⁴³, mais ils baissent pour les entreprises ou les agriculteurs puisqu'un tarif de 500 €/MW apparaît lorsque l'intégration renforcée concerne un autre bâtiment et est limité à 420 €/MW lorsque l'intégration est dite simplifiée conformément au descriptif figurant en annexe de l'arrêté.

C'est aussi un arrêté qui a suscité un intense débat qui a trouvé sa conclusion dans la loi portant engagement national pour l'environnement. En effet, Jean-Louis Borloo ayant annoncé fin 2008, que les tarifs figurant dans l'arrêté de 2006 allaient être revus à la baisse, les demandes se sont massivement multipliées, au point de créer une « bulle spéculative » que le gouvernement a décidé de crever. Si tous les arrêtés tarifaires antérieurs, qu'ils concernent l'éolien ou le photovoltaïque, indiquent que « *la date de demande complète de contrat d'achat par le producteur détermine les tarifs applicables à une installation* », celui du 12 janvier 2010 introduit une différence de taille puisqu'il prévoit que « *la date de demande complète de raccordement au réseau public par le producteur détermine les tarifs applicables à une installation* ». Or, celle-ci est bien postérieure à la date de demande d'achat parce qu'elle suppose d'obtenir du gestionnaire de réseau⁴⁴ une proposition technique et financière acceptée par le producteur⁴⁵, étape indispensable au raccordement au réseau public.

Comme le nouvel arrêté n'a pas prévu de dispositions indiquant par exemple que les nouveaux tarifs s'appliqueraient à compter des demandes complètes de contrat d'achat postérieures à sa publication, il faut en déduire qu'il présente un caractère rétroactif ; mais une rétroactivité que le gouvernement a ciblé. Si le producteur a fait une demande complète de contrat d'achat antérieure au 1^{er} novembre 2009, il se verra appliquer les tarifs 2006, mais si sa demande complète est faite à partir du 1^{er} novembre 2009, il aura découvert, à la publication de l'arrêté du 12 janvier, que lui

⁴⁰ Rapport précité, p.87

⁴¹ et démultipliées par les crédits d'impôts...

⁴² Avis de la CRE du 3 décembre 2009

⁴³ 580 €/MW alors que le tarif de 2006 après indexation est de 601 €/MW

⁴⁴ En l'occurrence, ERDF, société anonyme filiale d'EDF

⁴⁵ Celle-ci comporte, les fiches de collecte de renseignement de votre installation, le récépissé du permis de construire ou de la déclaration de travaux, le schéma de l'installation, l'attestation d'assurance de responsabilité civile et l'attestation de conformité du Consuel.

seront appliqués les tarifs 2010 et non ceux de 2006 !

Si, au nom du principe de mutabilité des actes administratifs, le gouvernement pouvait modifier les conditions tarifaires d'achat d'électricité, la rétroactivité ainsi organisée est-elle pour autant légale ? Se pose en effet la question de savoir si la demande de contrat d'achat constitue ou non une situation juridiquement constituée. Mais y aura une réponse depuis que la représentation nationale s'est emparée du sujet ? La loi Grenelle 2 comporte en effet un article validant l'arrêté du 12 janvier 2010 « *en tant qu'il serait contesté par les moyens tirés de l'application immédiate de nouvelles règles tarifaires aux demandes de contrat d'achat formulées sous l'empire de l'arrêté du 10 juillet 2006* ».

Quoi qu'il en soit, les remous ainsi provoqués dans les milieux économiques et les exigences imposées par les jurisprudences KPMG⁴⁶ et Mme Lacroix⁴⁷ selon lesquelles « *l'autorité investie du pouvoir réglementaire d'édicter, pour des motifs de sécurité juridique, les mesures transitoires qu'implique, s'il y a lieu, la réglementation nouvelle* » ont conduit l'administration à compléter son arrêté tarifaire en précisant les conditions de sa rétroactivité par un arrêté du 16 mars 2010 lui-même explicité par une circulaire du 13 avril 2010 qui distingue cinq situations transitoires distinctes et notamment :

- selon que la date de demande complète de contrat d'achat est antérieure ou non au 1^{er} novembre 2009 ;
- et lorsqu'elle est postérieure à cette date, selon que le producteur a donné son accord sur la proposition technique et financière et a versé à ERDF, avant le 11 janvier 2011, le 1^{er} acompte pour sa participation au coût du raccordement ;

Enfin, l'arrêté fait un sort particulier aux producteurs exploitants agricoles qui ont des installations dont la puissance installée est supérieure à 36 kW et inférieure ou égale à 250 kW.

En toute hypothèse, que ce soit sous l'empire du texte de 2006 ou de celui de 2010, et au vu des demandes de raccordement enregistrées aujourd'hui, les objectifs de production électrique par le photovoltaïque devraient très rapidement être atteints⁴⁸, ce qui montrent que les leviers mis en place par les pouvoirs publics sont efficaces. Peut-être trop efficace, ce qui a amené la CRE à s'interroger sur le maintien du mécanisme de l'obligation d'achat en outre-mer où elle constate que « *la capacité de production des projets en attente de raccordement avoisine ou excède la puissance appelée au zénith* ». Autrement dit, lorsque les projets auront abouti, la capacité de production de l'électricité issue du photovoltaïque sera supérieure à la puissance demandée par les usagers d'où des risques sur le réseau. Une crainte qu'il faut prendre au sérieux et qui vient tout récemment d'être réitérée par Michelle Belon, la présidente d'ERDF. Elle estime qu'au rythme actuel, le développement du photovoltaïque « *fait courir des risques de coupures d'électricité au niveau local, si la production dépasse la demande et provoque une surtension* »⁴⁹. La question du maintien de l'obligation d'achat est dès lors posée.

Philippe Zavoli
Doyen de la Faculté de Bayonne

⁴⁶ CE, ass. 24 mars 2006, Sté KPMG et autres, Rec p.154, RFDA 2006, p.463, concl. Y Aguila, p.483, note Moderne

⁴⁷ CE, sect., 13 décembre 2006, Mme Lacroix, Rec p.540, concl. M. Guyomar

⁴⁸ Selon ERDF, fin 2008, 22 000 demandes de raccordement étaient en attente représentant une puissance de 526 MW dont 318 MW pour le seul dernier trimestre 2008.

⁴⁹ Le Monde du 22 juin 2010