

26/02/2014 PA



Réponse de Sauvons Le Climat à la consultation lancée par le ministre de l'écologie, du développement durable et de l'énergie sur l'évolution des mécanismes de soutien aux installations sous obligation d'achat

rédigée par
Pierre Audigier

avec le concours de H.Nifenecker, JP Schwarz, P Bacher et JP Pervés

PRESENTATION

Un contexte de crise.

Le système électrique européen est en crise. Sauvons Le Climat (SLC) estime que la principale raison d'un tel état de chose est le déploiement non maîtrisé des énergies renouvelables - solaires et éoliennes - en République Fédérale d'Allemagne. SLC comprend mal la référence aux insuffisances des *programmations pluriannuelles des investissements (PPI) de 2006 et 2009 qui n'auraient pas su anticiper les évolutions de la demande.*

Les sources intermittentes allemandes bouleversent les marchés de l'électricité au point que ceux-ci ne remplissent plus celle de leurs fonctions qui est de fournir aux investisseurs des signaux-prix qui reflètent les « marges du réseau » et, partant, les besoins en investissement. Dans le même temps, l'effondrement des prix de marché met à mal la rentabilité de nombreuses centrales à gaz que leurs propriétaires sont conduits à fermer.

On sait par ailleurs que la transition énergétique allemande se traduit par des prix payés par les ménages, le secteur tertiaire et les entreprises (à l'exception des énergivores) qui sont de l'ordre du double de ceux payés par leurs homologues français.

Les propositions de SLC.

SLC propose de supprimer le tarif d'achat et de le remplacer par l'un des deux mécanismes suivants :

La subvention à la puissance installée, c'est à dire à l'investissement. Les pouvoirs publics afficheraient un besoin (puissance et lieu) encadré par la PPI (Programmation Pluriannuelle des Investissements) ou ce qui en tiendra lieu. Un appel d'offre permettrait alors de retenir la proposition qui demanderait la plus faible subvention. Il serait toujours possible de fixer un plafond qui serait fonction de l'évolution technologique. Une telle solution permettrait aux pouvoirs publics de garder la maîtrise d'un processus que le tarif avec obligation d'achat ne permet pas.

Le marché, la prime et le péage

Le producteur d'EnRs intermittents vendrait sur le marché et recevrait en outre une prime proportionnelle au prix de vente. Ainsi n'est-il pas incité à vendre son courant en cas de surproduction et de prix bas.

Ce à quoi s'ajouterait un péage fixe au MWh que devrait payer le producteur, sorte de contribution forfaitaire au coût des services réseaux. Ainsi, le producteur n'aurait pas intérêt à vendre au cas où le péage est supérieur au prix de vente additionné à la prime.

De cette manière les producteurs écrèteront d'eux même les pics de production (qui font chuter les prix).

SLC propose en outre que soient retenues les grandes orientations suivantes :

- Entreprendre d'urgence une étude sur les externalités des renouvelables électriques. La notion de « parité-réseau » est fallacieuse : le kWh intermittent, n'est pas forcément disponible quand le consommateur en a besoin ; celui-ci a besoin de kWh garantis. Une étude de l'AEN/OCDE de novembre 2012 (cf annexe à cette note) 2012 propose une méthode dont il serait possible de s'inspirer.
- Se ménager, du moins pendant la phase de transition, la possibilité de revenir en arrière. Le Président de la République a d'ailleurs évoqué un droit à l'expérimentation. Le tarif d'achat, justement critiqué par le Président de la République, conduit à un financement à guichet ouvert.
- S'assurer de la compatibilité des mécanismes de soutien avec les orientations susceptibles d'être adoptées par l'Union Européenne pour la période 2020-2030.
 - La suppression à terme de toute aide d'état aux EnRs matures, tel l'éolien terrestre.
 - La primauté donnée, pour la période 2020-2030, à la réduction des Gaz à Effet de Serre (GES)
 - L'absence d'objectif par pays pour les EnRs en général et pour les EnRs électriques à échéance 2030 (à la différence de ce qui avait été convenu pour le 3X20 , c'est-à-dire pour la période 2010-2020).
- Insister sur la notion de « neutralité technologique » dont la Commission fait grand cas dans ses dernières communications et rappeler que les renouvelables ne sont qu'un moyen parmi d'autres, pour atteindre un objectif en matière d'émission de CO2.
- Donner la priorité aux EnRs issues de la biomasse (chaleur ou carburants de deuxième génération), qui ne sont pas mentionnées dans le document de consultation car elles ne sont pas intermittentes et que la consultation porte sur l'intermittence et l'électricité, en évitant bien sûr les erreurs du passé.

*

SLC ne traite pas de la problématique des systèmes isolés, tels ceux des départements et territoires d'Outre-mer.

Par contre, s'agissant du réseau métropolitain, il serait nécessaire que les Autorités publiques justifient d'un recours aux EnRs intermittentes au delà des engagements déjà pris alors même qu'elles n'apportent, dans la situation française, aucune réduction des GES et que les coûts pour le système ne sont pas compétitifs.

Réponse de SLC à la consultation lancée par le ministre de l'écologie, du développement durable et de l'énergie sur l'évolution des mécanismes de soutien aux installations sous obligation d'achat

Sauvons le Climat est un collectif d'associations qui réunit des experts indépendants compétents en énergie et lutte contre le changement climatique.

Pour SLC, cette consultation arrive au bon moment, parce que (i) l'Union européenne se prépare à se prononcer sur la suite à donner au 3x20 et (ii) nous bénéficions de l'expérience de voisins qui, comme l'Allemagne ou l'Espagne, ont développé des programmes ambitieux de développement des EnRs dont les premiers résultats sont disponibles.

Dans une première partie SLC revient sur l'introduction du document de consultation qui porte surtout sur le contexte.

Dans la seconde, SLC répond, dans la mesure de ses compétences, aux questions posées.

Une annexe est consacrée à un complément de bibliographie commentée (Cour des Comptes, OECD, OPESCT et CSGP).

Première partie : introduction

SLC partage le diagnostic tel que formulé par le ministère et selon lequel *le système électrique français et surtout européen connaît aujourd'hui une situation difficile avec une situation de surproduction*¹. Mais il en diffère quant à l'analyse des causes.

En fait, le système électrique européen est en plein désarroi.

La principale cause en est un déploiement non maîtrisé des énergies renouvelables (solaires et éoliennes) en République Fédérale d'Allemagne. En effet, lorsque vent et soleil sont au rendez vous et que la demande est modérée les sources intermittentes allemandes viennent perturber dans les conditions que l'on sait les marchés de l'électricité : ceux-ci ne remplissent plus leur fonction qui est de fournir aux investisseurs des signaux-prix qui reflètent les « marges du réseau » et, partant, les besoins en investissement².

Peter Altmaier, ministre de l'environnement du précédent gouvernement allemand n'avait-il pas déclaré en février 2013 : « *notre faute originelle (unser Grundfehler) fut de financer le développement des renouvelables à guichet ouvert* ». On connaît la suite : la déstabilisation des marchés que l'on vient d'évoquer, des prix de l'électricité payés par les ménages, le secteur tertiaire et la petite et moyenne entreprise qui sont de l'ordre du double de ceux payés par leurs homologues français, des coûts de réseau très élevés etc... pour ne pas parler du retour du charbon (pour des raisons qui tiennent d'abord au développement des gaz de schistes aux Etats-Unis).

¹SLC comprend mal en quoi des évolutions mal anticipées de la demande auraient pu contribuer à la situation actuelle.

La problématique est d'ailleurs plutôt celle de la succession entre périodes de surcapacité (*stricto sensu*-il ne saurait y avoir de *surproduction* puisque celle-ci est toujours égale à la demande) et période sous-capacité.

² Dans la Revue La Jaune et le Rouge de novembre 2013, le président de RTE écrivait : *Les marges de sécurité du réseau aujourd'hui disponibles, et qui ont permis le passage de la vague de froid de 2012, décroissent sur la période 2014-2018 avec une baisse marquée entre 2015 et 2016. Si un évènement du type de la vague de froid de février 2012 venait à se produire, on pourrait approcher près de quarante heures d'interruption locale d'électricité dès 2016.*

Sans remettre en cause l'abandon du nucléaire, l'opinion allemande, initialement favorable aux mesures prises pour favoriser le développement des renouvelables, trouve que le tournant énergétique (*Energiewende*) – ou plutôt la façon dont il a été conduit – coûte trop cher. Dans une interview donnée au journal *die Welt* le 29 décembre dernier, Sigmar Gabriel, nouveau ministre (SPD) chargé du dossier énergie déclarait à propos de l'*Energiewende* : *C'est plutôt l'anarchie; chacun se débrouille mais personne ne sait vers quoi nous allons...c'est le plus gros problème auquel la Coalition se trouve confrontée*. Ce qui montre combien les erreurs du passé sont difficiles à corriger.

Mais d'ores et déjà on peut prévoir que le déploiement des EnR se poursuivra - à un rythme certes plus modéré que par le passé – que la déstabilisation des marchés ne fera qu'empirer et que le prix payé par les consommateurs allemands continuera d'augmenter.

Les conséquences de la «faute initiale » dépassent largement les frontières de l'Allemagne du fait du couplage progressif des marchés, lui-même rendu possible par le développement des interconnexions. Elles touchent directement la France.

Si la France est directement touchée par la politique allemande, elle l'est aussi par la politique de l'Union Européenne. Un Conseil Européen - que l'on dit décisif - se tiendra les 20-21 mars 2014 ; comme tous les Conseils, ce Conseil est préparé par la Commission qui, après un long processus de gestation qui associe trois Directions (Concurrence, Energie et Environnement), a récemment publié deux communications dont on présente ci-dessous les dispositions qui traitent des EnRs :

Dans la **Communication C(2013)7243 du 5 novembre 2013**, (*Delivering the internal electricity market and making the most of public intervention*), la Commission Européenne traite des aides d'Etat.

La ligne directrice de la Commission reste que, si les choses ne vont pas bien, c'est parce que les aides d'Etat perturbent le jeu de la concurrence et qu'il faut, à terme, les supprimer (ce sont les *regulatory failures*).

Dans cet esprit, la Commission : "*underlines the need to...expose renewables to market prices, prevent overcompensation, diminish the cost of support and **ultimately end support***".

Dans la **Communication COM(2014)15 du 22 janvier 2014** (*a policy framework for the climate and energy in the period from 2020 to 2030*) la Commission propose les grandes lignes de la politique pour la décennie 2020-2030. On retiendra :

- Primauté à la réduction des gaz à effet de serre
- Un objectif de 45% d'EnRs dans le mix électrique en 2030 mais sans fixation d'objectifs nationaux: *unlike in the current framework, the **EU target would not be translated into national targets** via EU legislation, thus leaving greater flexibility for Member States to meet greenhouse gas reduction targets in the most cost-effective manner in accordance with their specific circumstances, energy mixes and capacity to produce renewable energy.*

La France s'était vue assignée un objectif ambitieux de 23% d'énergies renouvelables dans la consommation brute d'énergie d'ici 2020. Il n'y pas d'engagements précis par filière d'ENRs électriques.

Par ailleurs les engagements de la France pour les EnRs (Grenelle) reposent sur une augmentation de la production de chaleur de 10,3 Mtep entre 2005 et 2020, soit plus de la moitié de la progression totale envisagée pour les EnRs. Les mécanismes de soutien (crédit d'impôt et fonds chaleur) sont autres que celui du tarif d'achat mais, in fine, ces mécanismes sont eux aussi financés par le consommateur/contribuable.

Par conséquent, si l'objectif est bien celui du développement des renouvelables - et non celui des sources intermittentes - l'arbitrage est à faire entre le soutien à la biomasse et le soutien aux sources intermittentes. Mais ce n'est pas la question posée par le document de consultation.

Deuxième partie. :Réponse aux questions :

Chapitres I Le fonctionnement actuel des modalités de soutien perturbe le marché électrique

Chapitre II : le constat d'une évolution nécessaire vers une plus grande intégration des EnR au système électrique

1. Partagez vous le constat exprimé ?

Comme cela vient d'être souligné, SLC estime que les difficultés que connaît aujourd'hui le marché européen de l'électricité sont principalement liées à un développement débridé des sources intermittentes allemandes. Les Allemands le reconnaissent eux-mêmes.

Beaucoup d'autres expériences que celle de l'Allemagne mériteraient d'être citées, par exemple celle de l'Espagne : la créance accumulée par l'industrie électrique du fait d'un déploiement inconsidéré des EnRs atteint présentement quelque 27 milliards d'euros ; aussi le gouvernement espagnol est-il en train de modifier de fond en comble le mécanisme de soutien aux EnRs en général et à l'éolien en particulier.

Les externalités

La principale lacune du constat exprimé dans le document de consultation concerne les externalités des sources intermittentes, c'est-à-dire ses coûts pour le système électrique dans son ensemble.

Les externalités négatives.

Dans les premiers temps d'une politique de développement d'ENRs intermittentes électriques, le réseau disposait de marges de flexibilité lui permettant de les absorber sans difficultés. Ce n'est qu'à partir d'un certain niveau que l'insertion fait émerger de nouvelles questions. Fabien Roques dans sa contribution au DNTE³ distingue trois enjeux principaux :

- L'adaptation du parc pour maintenir la puissance garantie au bon niveau pour conserver le même niveau de défaillance. C'est le « *back up* ».
- L'ajustement en temps réel offre-demande (*balancing*). Certes, les gestionnaires de réseau ont déjà, en cette matière, une grande expérience. Mais l'insertion des sources intermittentes change la problématique.
- Le renforcement des réseaux en réponse à de nouveaux besoins

Ce à quoi on peut ajouter qu'à partir d'un certain niveau de capacité installée –niveau déjà largement dépassé en Allemagne - il faut déverser sur les réseaux voisins une partie du productible intermittent lorsque la production est élevée et la demande modérée.

On se référera ici à l'étude publiée par la NEA/OCDE en novembre 2012 et qui est présentée en annexe.

Une autre façon d'aborder cette question du coût est, comme nous avons commencé à le faire, de regarder ce qui se passe chez nos voisins allemands. Une comparaison poste par poste serait certes souhaitable mais il n'est pas sûr qu'elle soit possible du fait des grandes disparités entre les systèmes électriques (par exemple : centralisé en France, très décentralisé

³ Débat national sur la Transition Energétique : « *Coûts associés à l'insertion des ENRs intermittentes dans le système électrique* ». R.Crassous et F.Roques

en Allemagne). De plus, la structure des parcs est tellement différente de part et d'autre du Rhin, qu'il est peu probable qu'une stratégie optimale d'intégration soit la même en France et en Allemagne.

Néanmoins les chiffres globaux parlent d'eux-mêmes ; ils fournissent un ordre de grandeur.

- Un soutien aux EnRs en constante augmentation qui atteindra cette année quelque 24 milliards d'€.
- Une facture pour l'acheminement (transport et distribution) de 74 milliards d'€ contre 41 en France.⁴
- Des émissions de CO₂ de 450 g/kWh électrique contre 90 en France.

Les externalités variables

En face des externalités négatives, il convient d'analyser les répercussions des externalités, notamment sur les émissions de CO₂, la balance des paiements et l'emploi. Notons toutefois que :

- S'agissant des émissions de CO₂, la situation dépend de la structure du parc existant. Ainsi, en France, pays dont l'électricité est déjà largement décarbonée, l'apport des EnRs reste minime, voire nul si le développement des EnRs se fait au détriment de la courbe de charge du nucléaire. Il en irait autrement dans un pays comme l'Allemagne si les EnR remplaçaient les énergies fossiles mais dans la réalité elles se substituent au nucléaire en cours d'arrêt et s'accompagnent d'un recours accru au charbon et au gaz.
- Même chose pour l'impact sur la sécurité d'approvisionnement.
- L'effet sur la balance des paiements dépend de la balance commerciale spécifique au secteur, notamment des importations en équipements
- L'effet sur l'emploi nécessite des études approfondies. Il dépend de la balance entre emploi créés et emplois détruits par ponction sur les ressources liées aux subventions ; il dépend également de l'importance respective des importations et des exportations.

2. Partagez vous la nécessité d'une plus grande intégration des énergies renouvelables au marché électrique ?

Pour l'instant les EnRs intermittentes bénéficient d'une dérogation qui les met « hors marché ». Elles ne sont pas intégrées ; il n'y a donc pas matière à une « plus grande intégration » mais à une intégration que SLC réclame (comme d'autres) afin de rétablir les mécanismes fondamentaux de ce marché.

3. Partagez vous la nécessité d'une plus grande intégration des EnR au système électrique ?

SLC comprend la question comme portant sur l'intégration d'une plus grande quantité d'EnRs dans le système électrique. Dès lors la question première est de déterminer le niveau raisonnable d'EnRs électriques à déployer et donc à intégrer dans les vingt ans à venir, et de savoir comment orienter les aides vers les EnRs les plus compétitives et efficaces sur les plans climat et balance des paiements, tout en sachant que le système électrique français est, comme on l'a rappelé plus haut, déjà largement décarboné (à 90%) grâce à l'hydraulique et au nucléaire. C'est le rôle de la PPI ou de ce qui en tiendra lieu que de fixer, après approbation du Parlement, des objectifs quantifiés pour le développement des EnRs.

Les ENRs intermittentes sont actuellement intégrées dans le réseau (priorité d'accès et tarif préférentiel) mais cette intégration a, comme on vient de le montrer, un coût pour le système électrique.

On sait par ailleurs, comme le montrent les expériences étrangères, que le coût de l'intégration croît plus que proportionnellement avec la quantité déployée.

Le déploiement des « *smart grids* » devrait certes faciliter l'intégration locale mais ces « *smart grids* » en sont encore au stade de la R&D et, en tout état de cause ne sauraient offrir une alternative au réseau centralisé.

Une solution consiste à privilégier le développement des EnRs non électriques qui - sauf pour les systèmes du type PtoP⁵ qui sont loin d'être au point aujourd'hui- n'ont pas à être intégrées au réseau électrique. C'est notamment le cas de la biomasse.

Il existe probablement une zone de tolérance maximum ; la réglementation fixe le maximum d'EnRs intermittentes à 30% dans un système isolé. Aucun chiffre n'a jusqu'à présent été avancé pour un système à l'échelle de l'Europe.

III. Les options possibles d'évolution des soutiens aux EnR ?

La question posée semble concerner l'ensemble des ENRs, c'est-à-dire également celles qui ne sont pas intermittentes et sont soutenues par d'autres instruments que les ENRs intermittentes.

SLC estime de bonne politique que de poser la question préalable :

Que demande-t-on à une politique de soutien ? A l'aune de quels critères faut-il apprécier les différentes méthodes de soutien ?

- Permettre un développement maîtrisé de la filière concernée
C'est l'objet de la *programmation pluriannuelle des investissements* (PPI), dont la responsabilité incombe au pouvoir politique (devenue PPE) que de fixer des objectifs quantifiés. C'est la première étape d'une politique maîtrisée.
- Limiter au maximum le coût pour les consommateurs et les contribuables. C'est un des objectifs retenus par le Président de la République.
Ce qui implique pour commencer que toutes les aides soient comptabilisées afin de savoir exactement combien coûte la politique mise en œuvre.
- Etre compatible avec le réseau de transport d'électricité, ce qui implique une bonne coordination entre implantation d'EnRs et construction de lignes.
Cette question concerne l'ensemble des électricités intermittentes, mais de façon différente pour l'éolien et le solaire
- Permettre une intégration harmonieuse dans le système électrique
L'obligation d'achat conduit, comme on l'a vu plus haut, à un dysfonctionnement du marché qui n'est pas soutenable à terme. Aujourd'hui, les sources, dites de *back-up*, qui doivent être disponibles pour pallier les brusques variations du productible intermittent, perdent leur rentabilité avec pour conséquence la fermeture de bon nombre de centrales thermiques – et même maintenant des STEPs.

Ce à quoi s'ajoute qu'il convient de tenir compte de la nécessaire compatibilité avec les orientations qui devraient être adoptées au niveau européen. Parmi les propositions faites par la Commission (cf supra), SLC a noté tout particulièrement celles-ci :

⁵ Electricité, hydrolyse et production d'une hydrogène que l'on peut stocker, puis transformation de l'hydrogène en électricité quand on en a besoin.

- La suppression à terme de toute aide d'état aux EnRs matures (telles les éoliennes terrestres).
- La primauté donnée, pour la période 2020-2030, à la réduction des Gaz à Effet de Serre (GES)
- L'absence d'objectif par pays pour le développement des ENRs à échéance 2030.

1. Les modalités de soutien aux EnR

Partagez vous la description de l'ensemble des pistes envisagées.

On reprend ici brièvement l'analyse proposée dans le document :

Les tarifs d'achat.

Tel qu'il est pratiqué aujourd'hui en France, le « tarif d'achat obligatoire avec priorité d'accès au réseau » est un financement à « guichet ouvert » et il obère les comptes du système électrique pour 15 ans (éolien) ou 20 ans (solaire).

Il a donné lieu à ces effets d'aubaine justement critiqués par le Président de la République. Ce type de financement doit être abandonné le plus tôt possible.

Cette méthode ne permet pas le contrôle des quantités tandis que les pouvoirs publics sont mal outillés pour évaluer les coûts sur la base des quels calculer des tarifs. C'est bien ce qu'a montré la « bulle » du solaire : alors que le prix du kWc était divisé par deux entre 2006 et 2010, les tarifs d'achat augmentaient de 5% par an par l'effet d'actualisation.

Le tarif d'achat a le soutien des investisseurs qui apprécient la garantie ainsi offerte par la puissance publique (en fait par le consommateur à travers la CSPE) : ceux-ci estiment qu'on ne peut espérer une baisse des coûts similaire à celle qui est à l'origine de la « bulle » du solaire et qu'un pilotage plus efficace du tarif d'achat permettrait d'éviter les errements anciens.

Energine nous rappelle que la CSPE a connu une ascension fulgurante de son taux depuis 2011 car elle sert à dédommager EDF des coûts liés à l'obligation d'acheter de l'électricité produite à partir des EnRs ; 39% des charges constatées de la CSPE sont induites par le surcoût de l'électricité produite à partir des panneaux photovoltaïques. C'est pourquoi la CRE avait proposé une augmentation de cette taxe à 22,5 €/MWh pour 2014.

L'appel d'offres.

Ce mécanisme de soutien échappe aux critiques qu'on peut faire aux tarifs d'achat décidés au niveau central. La concurrence doit permettre aux prix de se rapprocher des vrais coûts, de se « révéler ». Ce mécanisme a été choisi pour la promotion de l'éolien offshore. Il est bien adapté à la promotion des technologies non encore « matures »

Il a été récemment adopté pour les fermes éoliennes, non sans quelques difficultés.

Mais sa gestion est lourde, ce qui ne le rend moins bien adapté aux petites installations.

Prix de marché plus prime.

Cette méthode est souvent associée à la vente directe.

En Allemagne, le succès du *Direktvermarktung* tient à ce que des consommateurs acceptent de payer plus cher leur électricité à condition qu'elle provienne de sources renouvelables.

Mais le calcul de la prime - qu'elle soit fixe ou variable - se heurte aux mêmes difficultés que celui du tarif d'achat.

Certificats verts associés à des quotas

Le *certificat vert* est une attestation de production d'électricité verte délivrée à l'exploitant d'une centrale d'une installation d'énergies renouvelables. Ce n'est pas à proprement parlé un mécanisme de soutien aux EnRs. C'est un système qui porte sur la demande et donne à un acheteur d'électricité verte une garantie quant à l'origine de l'électricité qui lui est fournie. Ce

concept est difficilement applicable à une fourniture intermittente, sauf à ce que le fournisseur puisse justifier de la disponibilité et de l'utilisation de sa puissance de secours, et présenter sa contribution CO2 réelle. Elle l'est encore moins alors que les marchés s'internationalisent, ce qui rend très problématique toute garantie d'origine.

Un couplage avec l'hydraulique est effectivement très séduisant, mais n'est pas à encourager dans un pays comme la France, pays qui a mis en place un système de péréquation qui assure aux citoyens un égal accès à l'électricité.

Quelle analyse qualitative faites-vous des pistes envisagées ?

Il faudrait pouvoir modéliser les impacts de toute réforme avant de la tester en vraie grandeur. Cela est-il techniquement possible ? Rien n'est moins certain. Comment le faire sans introduire une incertitude qui dissuaderait les investisseurs potentiels ?

Il convient de rappeler ici que, quelle que soit la méthode retenue, d'une part les externalités restent les mêmes et, de l'autre, la fixation d'un prix garanti pour le long terme génère, sauf pour les producteurs, un risque économique et social qui risque de devenir insupportable.

Comment chiffrez-vous les avantages et les inconvénients de chacune des pistes envisagées ?

Comme cela est suggéré dans le document de travail, une meilleure compréhension du système suédois serait utile. Mais la problématique suédoise est, sous l'aspect qui nous intéresse ici, sensiblement différente de celle de la France : le système électrique suédois comprend en effet moitié d'hydraulique et son voisin norvégien quasi 100%.

2. L'intégration des EnR au système électrique

Quels outils recommandez-vous pour faire participer les EnR au système électrique ? Quelle analyse qualitative et quantitative faites-vous des mécanismes suivants :

1. la déconnexion des installations EnR en cas de prix de marché trop faible ou négatif ?

Il n'est pas certain qu'une telle solution soit praticable compte tenu de la difficulté de choisir les machines à découpler. En Allemagne, les éoliennes sont déconnectées sur instruction du gestionnaire de réseau pour cause de congestion⁶.

L'argument est parfois avancé comme quoi ce sont les consommateurs qui bénéficient de prix négatifs. Cet argument n'est pas recevable du fait des effets pervers du système qui ont été évoqués plus haut.

2. la participation des EnR aux services d'équilibrage du réseau ? avec l'introduction de pénalités en cas d'écart ?

Oui bien sûr, mais il faudrait d'abord définir ces services.

Pour l'instant, la question se trouve entre les mains des gestionnaires de réseaux qui sont juge et partie pour ce qui est de la répartition du coût de ces systèmes entre producteurs et réseaux.

Une telle participation sera néanmoins difficile à concevoir dans la mesure où les services d'équilibrage ont justement pour objectif de pallier les imprécisions de la prévision de l'équilibre O/D que l'arrivée des EnRs ne fait qu'accroître.

3. la limitation de la priorité à l'injection ?

⁶ Les exploitants déconnectés sur instruction du gestionnaire de réseau sont alors compensés à hauteur de 95% du revenu perdu. Cette disposition de l'EEG (la loi EnR allemande) est en cours de révision.

Oui bien sûr. La déconnection évoquée plus haut fait partie des mécanismes de nature à limiter la priorité à l'injection.

Dans sa communication du 5 novembre 2013, la Commission propose la suppression à terme de toute aide d'Etat. Mais elle ne dit pas comment.

4. l'introduction d'un marché de services système ?

Se méfier ici de cette idée comme quoi, quelle que soit la question posée, le recours à la concurrence est la meilleure solution. Le droit de la concurrence est en effet un des rares domaines qui soit de la compétence exclusive de la Commission (sous le seul contrôle de la Cour Européenne de Justice) ; la Commission est donc naturellement portée à croire que tout problème peut être réglé par un recours accru à la concurrence.

5. d'autres mécanismes

a. La subvention à la puissance installée.

SLC propose de **remplacer le tarif d'achat par une subvention à la puissance installée, c'est à dire à l'investissement**. Les pouvoirs publics afficheraient un besoin (puissance et lieu) encadré par la PPI (Programmation Pluriannuelle des Investissements) ou ce qui en tiendra lieu. Un appel d'offre permettrait alors de retenir la proposition qui demanderait la plus faible subvention. Il serait toujours possible de fixer un plafond qui serait fonction de l'évolution technologique. Une telle solution permettrait aux pouvoirs publics de garder la maîtrise d'un processus que le tarif ne permet pas.

b. Le marché, la prime et le péage.

Le producteur d'EnRs intermittents vendrait sur le marché et recevrait en outre une prime proportionnelle au prix de vente. Ainsi la prime ne l'encouragerait pas à vendre son courant en cas de surproduction et de prix bas.

Ce à quoi s'ajouterait un péage fixe au MWh que devrait payer le producteur, sorte de contribution forfaitaire au coût des services réseaux. Ainsi, le producteur n'aurait pas intérêt à vendre si le péage est supérieur au prix de vente additionné à la prime.

De cette manière les producteurs écrèteront d'eux même les pics de production (qui font chuter les prix).

Il ne faut pas se cacher qu'il n'y a pas de solution simple qui satisfasse aux critères recensés plus haut.

Les différents mécanismes doivent-ils se cumuler ?

L'appel d'offre se justifie tout particulièrement pour la promotion des EnRs non encore matures ou pour les grosses installations. Elle se justifie également pour la promotion de l'industrie française sur des marchés tiers, là où la géographie, avec son vent et son soleil, est propice au développement des EnRs.

Le tarif d'achat est sans doute mieux adapté aux petites installations.

Un cumul de différents mécanismes irait sans doute à l'encontre de la volonté du Président de la République de simplification des procédures.

IV LES ENJEUX DE LA TRANSITION ;

Quels outils préconisez-vous pour la transition entre le système actuel et le futur système?

La question préalable est ici de savoir quel est ce futur système par rapport auquel se déterminer alors que la politique allemande, qui inspire la politique communautaire, est de plus en plus critiquée en Allemagne même.

On ne peut répondre à la question sans se référer aux évolutions qui se dessinent au niveau de l'Union Européenne et qui se négocient actuellement sur la base de propositions faites par la Commission (cf supra)

La publication chaque année d'un rapport de suivi paraîtrait de bonne politique, dans le droit fil de la PPI. Il conviendrait alors de veiller à ce que soient évités les conflits d'intérêt dans la composition de l'équipe chargée d'une telle évaluation.

Quelles distinctions faites-vous selon les filières EnR concernées, leur degré de maturité, la taille des installations, etc. ?

Oui bien sûr ; il faut distinguer. Les promoteurs des énergies renouvelables affirment d'ailleurs que le solaire PV et l'éolien terrestre ont atteint ou sont sur le point d'atteindre ce qu'ils appellent la parité.

Mais, ici comme ailleurs, le diable est dans les détails. Exemple : comment traiter le repowering (qui se développe en Allemagne) ?

Peut-on faire cohabiter les tarifs d'achat actuels et un nouveau système ? Comment doit s'opérer l'articulation avec d'éventuels objectifs européens ? Quel est l'horizon de temps pour une éventuelle réforme ?

On ne pourra sans doute pas échapper à la cohabitation. La question est plutôt de savoir comment l'organiser pour éviter les fraudes.

L'articulation avec d'éventuels objectifs européens n'est pas chose aisée, ne serait-ce parce que des négociations sont en cours pour la préparation de la future politique (le cadre 2020-2030) tandis que les procédures sont complexes et que les délais d'aboutissement sont difficilement prévisibles.

Les propositions de réforme faites par la Commission européenne mais pas encore approuvées par l'Union européenne ont été résumées plus haut.

Conclusion

SLC rappelle tout d'abord que le développement des EnRs ne se justifie que s'il satisfait à un double objectif : contribuer à la réduction des émissions de GES, priorité à laquelle leur déploiement doit être subordonné, produire une énergie de qualité technique et de coût économique (ici de coût pour le système) compétitifs avec ceux des autres énergies disponibles.

Dans cette perspective, il serait souhaitable de favoriser en premier les EnR issues de la biomasse (chaleur ou carburants de deuxième génération), bien qu'elles ne soient pas directement l'objet de la consultation centrée sur l'intermittence et l'électricité.

Reprenant la question de base, SLC propose de remplacer le tarif d'achat soit par une subvention à la puissance installée, soit par marché+prime-péage.

Les grandes orientations que propose par ailleurs SLC sont les suivantes :

- Entreprendre d'urgence une **étude sur les externalités des renouvelables électriques**. La notion de « parité-réseau » est fallacieuse : le kWh intermittent, n'est pas forcément disponible quand le consommateur en a besoin ; celui-ci a besoin de kWhs garantis. Une étude de l'AEN/OCDE de novembre 2012 (cf annexe à cette note) 2012 propose une méthode dont il serait possible de s'inspirer.

- Se ménager, du moins pendant la phase de transition, la **possibilité de revenir en arrière**. Le Président de la République a d'ailleurs évoqué un droit à l'expérimentation. Le tarif d'achat, justement critiqué par le Président de la République, conduit à un financement à guichet ouvert.
- S'assurer de la **compatibilité** des mécanismes de soutien avec les orientations susceptibles d'être adoptées par **l'Union Européenne** pour la période 2020-2030.
 - La suppression à terme de toute aide d'état aux EnRs matures, tel l'éolien terrestre.
 - La primauté donnée, pour la période 2020-2030, à la réduction des Gaz à Effet de Serre (GES)
 - L'absence d'objectif par pays pour les EnRs en général et pour les EnRs électriques à échéance 2030 (à la différence de ce qui avait été convenu pour le 3X20 , c'est-à-dire pour la période 2010-2020).
- Insister sur la notion de « neutralité technologique » dont la Commission fait grand cas dans ses dernières communications et rappeler que les renouvelables ne sont qu'un moyen parmi d'autres, pour atteindre un objectif en matière d'émission de CO2.

ANNEXE

SLC voudrait attirer l'attention du ministère sur certaines études ou rapports qui auraient mérité de figurer dans la bibliographie :

Le rapport de la Cour des Comptes sur « la politique de développement des énergies renouvelables » (juillet 2013). La Cour précise ainsi les conditions d'un succès de la politique du gouvernement :

Pour autant, les objectifs à 2020 peuvent être remplis à la condition d'en accepter les complications, simultanées ou non, dans plusieurs domaines :

- *sur les finances publiques via la fiscalité et le fonds chaleur, notamment ;*
- *sur le pouvoir d'achat ;*
- *sur la compétitivité économique ;*
- *sur l'environnement, notamment les paysages, l'exploitation des forêts, la faune aquatique ou les émissions de CO2 imputables aux installations de back up des énergies intermittentes.*

Ce rapport fournit par ailleurs un état des lieux utile sur les sujets abordés dans le document de consultation.

Le rapport de la Cour des Comptes sur « La mise en œuvre du paquet énergie-climat de l'Union Européenne. (Janvier 2014).

La Cour, sans l'exprimer clairement, met en cause le principe même de l'objectif des 3x20 fixé par l'Union Européenne. En effet, pour l'avenir, elle recommande :

...d'adopter, pour le paquet énergie climat (2020-2030), un unique objectif quantifié : la diminution des émissions de gaz à effet de serre dans l'atmosphère, les autres objectifs lui étant subordonnés

Ce rapport fournit par ailleurs, comme celui de juillet 2013, une masse d'informations utiles.

Le rapport de l'OPECST de septembre 2013

On ne peut pas prendre de décision qui engagerait l'avenir de notre pays sur des paris. Avant d'avancer dans le démantèlement de nos forces de production d'aujourd'hui, il faut vérifier si les promesses en matière d'économie d'énergie se réalisent et si les ressources en énergies renouvelables opèrent la jonction attendue, à qualité de service équivalent et sans aucune subvention

L'étude AEN (Agence pour l'Energie Nucléaire, OCDE) de novembre 2012, qui, à notre connaissance, est la première étude à traiter des coûts indirects du développement des EnRs : *Nuclear Energy and Renewables ; System Effects in Low-carbon Electricity Systems.*

Après analyse de six technologies – nucléaire, charbon, gaz, éolien terrestre, éolien offshore et solaire, l'agence de l'OCDE tire plusieurs enseignements :

- *Intégrer les coûts systémiques des ENRs variables majeure de jusqu'à un tiers du coût total la fourniture d'électricité, selon le pays considéré, la technologie employée et son taux de pénétration (les coûts systémiques augmentent avec le taux de pénétration des technologies renouvelables)*
- *Ne pas prendre en compte les coûts systémiques revient à ajouter de nouvelles subventions implicites aux subventions déjà importantes dont bénéficient les énergies renouvelables intermittentes. Si la situation devait se perpétuer les installations programmables seraient de moins en moins souvent remplacées à la fin de vie, fragilisant ainsi la sécurité d'approvisionnement*

Et l'AEN de conclure : **« l'importance des coûts systémiques fait que des changements notables seront nécessaires pour parvenir à la souplesse requise si l'on veut que coexistent,**

dans des conditions économiquement viables, l'énergie nucléaire et les énergies renouvelables au sein de systèmes électriques de plus en plus décarbonés. »

Le rapport du CGSP (janvier 2014): « *La crise du système électrique européen* ».
(mentionné dans le document de consultation et publié fin janvier).

Recommandation n°2

Reconsidérer les politiques de soutien aux énergies renouvelables en remplaçant les tarifs d'achat pour les technologies qui ont atteint la maturité technologique par des mécanismes de type « marché+prime et par des appels d'offres portant sur des quantités limitées, en soumettant les énergies renouvelables aux mêmes responsabilités que les énergies conventionnelles et en arrêtant enfin le paiement des tarifs d'achat lorsque les prix de gros sont négatifs ou lorsque les lignes sont saturées.