

# Consultation sur l'évolution des mécanismes de soutien aux installations sous obligation d'achat

Février 2014

*NB : le présent document répond essentiellement aux problématiques de la filière photovoltaïque, même si certains points concernent l'ensemble des filières*

## Partie I : Le fonctionnement actuel des modalités de soutien perturbe le marché

### Question 1 Partagez-vous le constat exprimé ?

Non, nous ne partageons pas le constat exprimé, et pour plusieurs raisons.

Il est en effet très exagéré d'affirmer que les énergies renouvelables électriques perturbent le marché pour la seule raison que l'on a vu apparaître pendant quelques heures et sur des volumes très faibles des prix négatifs de l'électricité sur la bourse européenne.

Si cette consultation poursuit bien l'objectif affiché d'optimisation des mécanismes de soutien aux énergies renouvelables et n'est pas un simple prétexte pour justifier une remise en cause déjà pratiquement décidée des tarifs d'achat, il faut commencer par replacer ce type d'événement complètement marginal malgré son caractère spectaculaire dans le contexte des politiques nationales et européennes en matière d'électricité et des évolutions récentes dans ce domaine.

Tout d'abord, il est important de rappeler que l'ouverture à la concurrence du marché de l'électricité s'inscrit dans la logique générale de libre circulation des marchandises, des personnes, des services et des capitaux qui sous-tend le Traité de l'Union européenne.

Si l'un des principaux objectifs initiaux était de faire baisser le coût de l'électricité pour les consommateurs, la protection de l'environnement au sens large n'était pas absente des préoccupations puisqu'elle est mentionnée explicitement par la Directive du 19 décembre 1996 « concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité » pour justifier que « la priorité peut être donnée à la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables ».

Elle a par la suite été régulièrement reprise par les directives successives, d'abord celle du 26 juin 2003 puis celle du 13 juillet 2009 qui enjoint les États-membres de tenir compte dans l'octroi des autorisations de construction des moyens de production



HESPUL



d'électricité de « *la contribution de la capacité de production à la réalisation de l'objectif général de la Communauté consistant à atteindre une part d'au moins 20 % d'énergie produite à partir de sources renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie de la Communauté en 2020, visée à l'article 3, paragraphe 1, de la directive 2009/28/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables* ».

Il est tout aussi important de rappeler que le soutien au développement des énergies renouvelables électriques qui a été décidé au niveau européen et mis en place au niveau national répond à des **objectifs d'intérêt général** dont l'importance et l'urgence non seulement n'ont pas faibli mais ont au contraire augmenté depuis l'adoption de la Directive 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 » et son renforcement avec la Directive du 23 avril 2009 « relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables », adoptée grâce notamment à l'action volontariste de la présidence française de l'Union européenne l'année précédente et dont le premier considérant est on ne peut plus explicite :

*« La maîtrise de la consommation énergétique européenne et l'augmentation de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables constituent, avec les économies d'énergie et une efficacité énergétique accrue, des éléments importants du paquet de mesures requises afin de réduire les émissions de gaz à effet de serre [...]. Ces facteurs ont également un rôle non négligeable à jouer dans la promotion de la sécurité des approvisionnements en énergie, du développement technologique et de l'innovation, ainsi que dans la création de perspectives d'emplois et le développement régional, en particulier dans les zones rurales et les zones isolées. »*

Lutte contre les changements climatiques, réduction des émissions de gaz à effet de serre, mais aussi sécurité d'approvisionnement, développement technologique, innovation, création d'emplois et développement régional : on voit bien qu'il ne s'agit pas d'une sous-section d'une politique sectorielle décidée pour donner des gages à une partie de la population, mais bien d'une **politique structurelle** au service d'une **stratégie de long terme** visant à donner à l'Europe les moyens de son **indépendance énergétique**, la possibilité de démontrer l'exemplarité de son **action en faveur du développement durable** et des gages du **maintien de la place éminente** qu'elle occupe dans l'économie mondiale.

Cette vision stratégique n'est probablement pas étrangère au fait que l'objectif de 20 % d'énergies renouvelables à l'horizon 2020, décliné pour la France en 27 %, a été adopté sous forme contraignante pour les États-membres qui ont dû élaborer à cet effet un « Plan national d'action en faveur des énergies renouvelables », celui de la France ayant été transmis à la Commission européenne en août 2010.

Preuve de la prééminence de la protection de l'environnement sur l'ouverture des marchés aux yeux de l'Union, la Commission européenne a mis en place dès 2000, avant même l'adoption de la première directive sur la promotion de l'électricité renouvelable, un



HESPUL



« Encadrement communautaire des aides d'État en faveur de l'environnement » autorisant, sous réserve de notification auprès des autorités bruxelloises, les mécanismes de soutien aux énergies renouvelables dérogoires au droit de la concurrence *stricto sensu* parmi lesquels les tarifs d'achat.

Ce document a été actualisé en 2008 dans le contexte de l'adoption du « Paquet Énergie-Climat » en donnant les raisons de cette dérogation dans des termes précis : « *Les aides en faveur des énergies renouvelables s'attaquent à la défaillance du marché liée aux externalités négatives en créant des incitations individuelles à augmenter la part des sources d'énergies renouvelables dans la production totale d'énergies. Le recours accru aux énergies renouvelables constitue l'une des priorités de la Communauté en matière d'environnement ainsi qu'une priorité économique nécessaire sur le plan énergétique.* ».

Enfin, il n'est pas inutile de rappeler que l'Union européenne et la France avec elle se sont également engagées dans une politique de maîtrise de la consommation d'énergie sur la base d'un objectif certes indicatif et non contraignant mais néanmoins ambitieux d'une réduction de 20 % en 2020, dont les instruments sont eux aussi couverts par l'Encadrement des aides d'État.

**C'est d'abord et avant tout au regard de ces politiques et de ces engagements qui, loin d'avoir été remis en cause, ont non seulement été rappelés et confirmés à plusieurs reprises par le Président de la République, mais devraient selon toute vraisemblance être prolongés et renforcés dans le cadre des discussions ouvertes par la Commission européenne le 22 janvier 2014 sur le Paquet Énergie-Climat pour 2030, que la situation des énergies renouvelables électriques doit être évaluée.**

En ce qui concerne l'ouverture du marché de l'électricité à la concurrence, la France se caractérise comme chacun sait par un très faible degré d'ouverture sur l'ensemble des segments et la fin prévue au premier janvier 2016 des tarifs verts et jaunes régulés pour les entreprises ne constituera qu'une étape tardive et partielle, loin de mettre notre pays en conformité avec les objectifs initiaux.

Au-delà d'une réticence de principe à cette ouverture qui est assez largement partagée en France, y compris paradoxalement par les défenseurs acharnés de l'économie de marché, les débats particulièrement compliqués voire houleux qui ont eu lieu autour de la fixation du tarif de l'ARENH et plus généralement les controverses récurrentes sur le coût réel de production du kWh nucléaire démontrent que c'est la structure même du parc de production français qui se prête très mal à une évolution dans ce sens, avec la conjonction entre le maintien de fait du monopole historique d'EDF et le poids sans égal d'un parc nucléaire vieillissant.

A ce titre il est frappant de constater que, alors que certaines voix se font entendre pour demander l'arrêt des aides aux énergies renouvelables et singulièrement la remise en cause des tarifs d'achat sous prétexte qu'elles auraient déjà atteint la compétitivité et qu'elles perturberaient le fonctionnement du marché, c'est l'industrie nucléaire elle-même qui exige du gouvernement britannique pour se lancer dans la construction de deux EPR un tarif garanti de 109 €/MWh pendant 35 ans, soit un niveau supérieur de près de 25 %



HESPUL



à celui de l'éolien terrestre et du même ordre de grandeur que le coût de production actuel du photovoltaïque dans le Sud de la France.

En se tournant ainsi vers un mécanisme de soutien en principe réservé aux filières émergentes afin de leur permettre de compenser leur handicap de « nouvel arrivant », ce qui est loin d'être le cas du nucléaire qui a derrière lui plus d'un demi-siècle de subventions publiques de toutes sortes pour des montants sans commune mesure avec ceux dont les énergies renouvelables bénéficient, EDF prend le risque que des esprits mal intentionnés y voient l'aveu de l'échec total de l'industrie nucléaire à répondre à la fois aux critères de sécurité et de compétitivité qu'elle entend imposer aux autres technologies...

Ce n'est guère mieux pour ce qui concerne le bilan du développement des énergies renouvelables électriques, pour lequel la France peine à se mettre sur la trajectoire de ses propres objectifs : alors que la loi NOME de 2005 prévoyait un passage de 13,5 % à 21 % de la part d'électricité renouvelable dans la consommation, elle n'est même pas parvenue à 15 % à cette date, et si les 18,6 % atteints en 2013 auraient pu donner un semblant d'optimisme, c'est à condition d'oublier que cette bonne performance est due à 90 % à une hydraulité exceptionnelle et non à l'accroissement des capacités de production des nouvelles filières comme l'éolien ou le photovoltaïque.

**Dans ce contexte, la question à se poser n'est pas de savoir si les modalités de soutien aux renouvelables perturbent le marché, mais d'abord si elles sont suffisantes pour permettre à la France d'atteindre ses objectifs et, au-delà, aux énergies renouvelables de s'intégrer dans un système électrique apte à assurer les fonctions essentielles de sécurité d'approvisionnement, de maîtrise des coûts et de réduction des impacts de la production sur l'environnement et la santé.**

## **Question 2 Partagez-vous la nécessité d'une plus grande intégration des EnR (énergies renouvelables) au marché électrique ?**

Dans un environnement où les volumes échangés sur le périmètre de la bourse EPEX-Spot qui couvre la France, l'Allemagne, la Suisse et l'Autriche représentent seulement 15 % des volumes totaux de l'électricité produite et consommée, parmi lesquels les énergies renouvelables fluctuantes (éolien et photovoltaïque) qui ne représentent qu'à peine 4,5 % de la consommation, on ne voit pas pourquoi ce serait particulièrement à ces dernières qui disposent structurellement de faibles marges de manœuvre en exploitation de s'intégrer au marché électrique et non aux autres modes de production ainsi qu'à la partie flexible de la consommation de le faire en priorité, à tout le moins tant que des solutions de stockage de masse efficaces et économiquement viables ne sont pas disponibles.



HESPUL



Si l'on peut s'accorder sur le fait que l'une des causes majeures des anomalies constatées actuellement telles que les prix négatifs ou la mise sous cocon de centrales gaz ultra-modernes est à rechercher du côté de la surcapacité des moyens de productions disponibles, il est absurde d'en déduire que ce sont les énergies renouvelables qui doivent en subir les conséquences et s'effacer, alors qu'elles contribuent à la baisse des prix en produisant à coût marginal nul et et que toutes les politiques publiques mises en place depuis une quinzaine d'années visent précisément à soutenir leur développement dans le but de les substituer aux moyens conventionnels polluants : il faut au contraire se réjouir de ce succès et chercher à en tirer le meilleur profit !

Quant au choix des moyens de production qu'il convient d'arrêter pour leur laisser la place, le simple bon sens voudrait que la priorité soit donnée aux plus polluants, aux plus dangereux et aux moins flexibles. Mais force est de constater que le marché tel qu'il est organisé actuellement est totalement incapable de donner les bons signaux puisque ceux qui sont effectivement arrêtés - les centrales à gaz les plus performantes - sont justement ceux qui sont les plus à même de contribuer à la résolution des problèmes immédiats comme le besoin de flexibilité et à l'évolution positive du système électrique sur tous les critères pertinents (sécurité, stabilité, accessibilité, protection de l'environnement, ...).

Plutôt que d'accuser à tort les énergies renouvelables ou de se lamenter sur l'effet des gaz de schiste américains sur le prix du charbon, il vaudrait bien mieux militer pour la mise en place d'une taxation du CO<sub>2</sub>, y compris si besoin de manière unilatérale comme certains pays de l'Union européenne l'ont fait depuis longtemps, qui aurait pour effet immédiat de disqualifier le charbon et ses variantes comme le lignite au profit du gaz naturel qui reste la moins polluante des sources fossiles pour la production d'électricité, offre un haut degré de flexibilité et peut fonctionner au gaz renouvelable (biométhane) sans avoir besoin de modification ou d'adaptation.

**Ainsi, le sujet essentiel n'est pas tant l'intégration des énergies renouvelables dans le marché électrique que le changement de design de ce marché dont le fonctionnement actuel conduit à des aberrations qui n'ont rien à voir avec les renouvelables. L'objectif doit être la mise en place d'un « merit order » cohérent avec les objectifs politiques affichés, en tenant compte des spécificités des différentes technologies, renouvelables ou non, et en intégrant la partie flexible de la consommation dans le périmètre de réflexion et de décisions.**

## Partie II : Le constat d'une évolution nécessaire vers une plus grande intégration des EnR au système électrique

### Question 1 Partagez-vous le constat exprimé ?

Nous partageons le constat de la nécessité d'une plus grande intégration des EnR dans le système électrique mais nous ne sommes pas d'accord avec l'analyse des causes de la situation actuelle et par conséquent des remèdes à y apporter.

Le document de consultation mentionne que « [...] *les énergies renouvelables se caractérisent par une absence de participation aux services système du réseau électrique* ». Or ceci n'est pas une caractéristique des systèmes mais un choix réglementaire : les installations éoliennes ou solaires raccordées en HTA sont tout à fait capables de participer aux services systèmes (pilotage en cas de surtension ou de surfréquence, décrochage et redémarrage progressifs, fourniture ou absorption de réactif, atténuation des flickers, voire lissage de la production si des moyens de stockage sont associés, etc ).

Ceci ne leur est actuellement pas demandé en France, alors qu'en Allemagne où certaines de ces fonctionnalités sont exigées, la demande pour des systèmes capables de les assurer est devenue une locomotive pour l'innovation chez les fabricants de matériels qui leur confère un avantage compétitif à l'international.

### Question 2 Partagez-vous la nécessité d'une plus grande intégration des EnR au système électrique

Nous pensons clairement que les EnR dans leur ensemble doivent être pleinement intégrées au système électrique, mais cela ne doit être de manière uniforme et indifférenciée : il faut en effet tenir compte des possibilités et des limites de chaque filière en termes de services rendus, et à l'intérieur de chacune d'entre elles, de ce qu'il est possible de demander aux producteurs en fonction de la taille de leurs installations, de leur nature et du modèle économique qui sous-tend leur activité.

Les grands systèmes PV et les parcs éoliens peuvent par exemple fournir des services en matière de plan de tension, de maintien de la fréquence ou de réduction de la puissance injectée en cas d'urgence, mais les circonstances de déclenchement, les procédures et la rémunération des services demandés doivent faire l'objet d'un encadrement précis et d'un contrat équilibré entre les parties.

On peut imaginer que les petits producteurs injectant sur le réseau BT puissent un jour participer eux aussi aux services système, mais il faudra pour cela que les outils de pilotage et de gestion automatisés aient été développés et intégrés dans l'offre des fournisseurs de matériel sur la base d'un cahier des charges qui reste à définir mais devra dans tous les cas être suffisamment précis et stable pour justifier l'investissement initial.



HESPUL



S'il est ainsi certain que le système électrique pourra à terme bénéficier des services d'un grand nombre de moyens de production EnR de technologies et de tailles très différentes, il ne faudrait pas pour autant que les exigences à court terme soient trop lourdes et pénalisent spécifiquement les filières renouvelables en oubliant au passage qu'elles fournissent déjà des services de grande valeur à travers une production sans aucune pollution ni risque industriel au niveau local, largement exempte d'émissions de CO<sub>2</sub>, créatrice de richesse et de valeur sur le territoire national et contribuant à l'indépendance énergétique de notre pays.

À l'inverse, ce sont les règles actuelles de dimensionnement, d'évaluation de la capacité d'accueil et de conduite des réseaux, élaborées à une époque où l'électricité circulait de fait « à sens unique » en raison de la structure extrêmement centralisée du parc de production d'électricité, qui doivent d'urgence faire l'objet d'une révision et d'une adaptation au nouveau contexte nettement plus décentralisé et interactif que génère nécessairement le développement des énergies renouvelables.

Ceci concerne au tout premier chef les réseaux de distribution qui ont vocation à accueillir la très grande majorité des moyens de production d'électricité renouvelable, tant en nombre qu'en puissance cumulée, mais c'est aussi le cas des méthodes de calcul de l'impact des énergies renouvelables sur le réseau de transport qui doivent être revues à la lumière d'analyses plus poussées et surtout plus collaboratives entre parties prenantes que celles qui sont actuellement utilisées pour l'élaboration des S3REN et qui conduisent à des aberrations, notamment des écarts difficilement justifiables de montants des quote-parts entre Régions.

### **Partie III : Les options possibles d'évolution des soutiens aux EnR**

Les raisons mentionnées dans l'introduction de cette partie du document de consultation pour lesquelles il faudrait faire évoluer les mécanismes de soutien aux EnR, à savoir « améliorer leur intégration au système électrique » et « ne pas perturber le fonctionnement du marché » ne sont pas les bonnes : elles sont pour le moins surprenantes sur le fond et risquent, si elles servent de fil conducteur à de futures évolutions, de conduire à une situation encore pire que celle aujourd'hui dénoncée.

Comme exposé plus haut, la nécessité bien réelle de mieux intégrer les EnR au système électrique ne passe pas par la modification des mécanismes de soutien mais par l'évolution des prescriptions techniques du réseau, dont les éventuelles conséquences positives ou négatives sur le coût complet des moyens de production (i.e. y compris les organes de raccordement et de pilotage), doivent être prises en compte dans la définition et dans le calcul du niveau de soutien requis.

De même, il ne semble pas pertinent de demander aux EnR et à elles seules de ne pas perturber le fonctionnement d'un marché qui est réduit à la portion congrue en termes de volumes et qui démontre chaque jour que son design actuel conduit à des décisions aberrantes des acteurs économiques comme la fermeture des centrales gaz, en totale



HESPUL



contradiction tant avec les besoins de flexibilité et de sécurité du système électrique qu'avec les objectifs officiellement poursuivis et contestés par personne de réduction des émissions de gaz à effet de serre.

S'il apparaît nécessaire de faire évoluer les mécanismes de soutien, cela ne doit en aucun cas avoir pour conséquence de ralentir ou de renchérir le développement des EnR mais au contraire permettre de corriger les dysfonctionnements constatés au regard d'un objectif de développement des EnR quantitativement chiffré à un certain horizon de temps et **au moindre coût global**.

## **Question 1 Les modalités de soutien aux EnR : Les soutiens sous forme de tarifs d'achat fixes en €/MWh**

### **1.1 Partagez-vous la description des pistes envisagés ?**

Toutes les analyses théoriques et tous les retours d'expérience convergent pour désigner les tarifs d'achat garantis comme l'instrument de loin non seulement le plus efficace, que ce soit pour les opérateurs en termes de visibilité ou pour la collectivité en termes de coût par kWh effectivement produit, mais aussi le plus équitable (tout le monde y a accès) et le plus transparent (tout le monde connaît les règles).

Toutefois, tout instrument, aussi performant soit-il, ne peut donner le résultat que l'on attend de lui qu'à condition que celui qui l'a en mains comprenne bien comment il fonctionne et sache l'utiliser au mieux de ses possibilités.

De ce point de vue, les heurs et les malheurs du tarif d'achat photovoltaïque qui ont conduit à la création de la fameuse « bulle spéculative » puis à la liquidation pure et simple en quelques mois d'un secteur entier qui avait créé plus de 15 000 emplois montrent à quel point il est impératif que les pouvoirs publics en charge du pilotage de ce dispositif se donnent les moyens d'une bonne compréhension de tous les déterminants économiques, industriels et sociologiques qui sont propres à chaque filière et du suivi quasiment en temps réel des évolutions qui peuvent être rapides et parfois déconcertantes.

Si la baisse régulière des tarifs d'achat en vue d'adapter le dispositif à la baisse attendue des coûts de production des composants et de soulager d'autant le poids de la CSPE tout en garantissant aux producteurs une « juste rémunération du capital » n'est pas questionnable en soi, la méthode utilisée pour ces ajustements mérite d'être examinée avec soin : le « modèle français » de quotas avec baisse trimestrielle automatique en fonction de la puissance cumulée des demandes de raccordement (et non de mises en services effectives) est loin d'être optimal, notamment parce qu'il agit de manière arbitraire et aveugle sans prendre en compte tous les coûts dont certains comme le raccordement, la fiscalité ou les assurances qui augmentent au lieu de diminuer, ce qui conduit fréquemment à l'abandon des projets comme le traduit l'atonie actuelle du





HESPUL



secteur.

Les appels d'offres à l'inverse permettent certes de « maîtriser les puissances installées », ce qui du reste ne devrait pas être un but en soi dès lors que l'objectif est bien le développement des filières, mais le retour d'expérience montre qu'il est faux d'affirmer qu'ils permettent « de ne sélectionner que les meilleurs projets et de révéler les coûts associés ».

Les échecs cuisants du programme Éole 2005 ou de l'appel d'offre photovoltaïque régionalisé de 2010 mais aussi le fait que l'on puisse voir se réaliser des projets aussi aberrants que de la production d'électricité à partir de bois sans production de chaleur cogénérée pour des puissances très importantes qui ont pour effet immédiat de déstructurer les filières locales d'approvisionnement tout en poussant à l'importation massive de bois-énergie montrent que cette procédure n'apporte par elle-même absolument aucune garantie de qualité des projets.

En outre, comparés à des tarifs d'achat correctement calibrés, leur effet sur les coûts ne peut être que négatif du fait qu'ils introduisent par construction dans le développement des projets un élément de risque d'autant plus important que la situation est plus concurrentielle et donc que la probabilité d'un échec augmente.

Le coût de ce risque, qui peut être très élevé et qui augmente mécaniquement au fur et à mesure que les procédures se complexifient, ce qui est clairement le cas en France, se retrouve nécessairement un jour ou l'autre dans le tarif d'achat du kWh demandé par les pétitionnaires, le cas échéant de manière différée pour les opérateurs dont la surface financière est suffisante pour absorber cet aléa sur leurs fonds propres.

Les opérateurs mal armés ou trop fragiles pour supporter ce risque (PME, collectivités locales, secteur de l'économie sociale et solidaire, etc.) se trouvent quant à eux rapidement confrontés à des difficultés de financement et sont de fait exclus de ce marché, ce qui est d'autant plus dommageable pour la collectivité qu'ils sont en général beaucoup moins gourmands en termes de rentabilité des capitaux investis que les grandes entreprises cotées en bourse et leurs filiales dont les appétits dans ce domaine ne peuvent que renchérir les coûts payés par la CSPE.

S'ajoutent à ces défauts intrinsèques certaines particularités des appels d'offres tels qu'ils sont mis en œuvre en France notamment pour le photovoltaïque et qui conduisent à des renchérissements qui pourraient en grande partie être évités moyennant un minimum de rigueur dans leur organisation, comme l'absence totale et récurrente de visibilité non seulement sur le calendrier des futurs appels d'offre, mais aussi, une fois les appels d'offres clôturés, sur les délais de réponse de l'administration aux pétitionnaires.

Plusieurs modalités sont en outre pour le moins sujettes à caution, par exemple l'obligation pour certaines catégories de projets photovoltaïques d'associer un volet R&D : même si l'on peut penser que cela part d'une bonne intention, on se rend compte à l'usage que ce « mélange des genres » n'est satisfaisant ni du point de vue de l'économie des projets à qui on impose des coûts supplémentaires pour des activités qui relèvent



HESPUL



clairement d'un tout autre métier que celui de développeur ou d'exploitant de systèmes PV, ni du point de vue de la CSPE à laquelle on fait supporter des coûts qui ne font pas partie de l'objet pour lequel elle a été créée.

Quant à la capacité de faire émerger de réelles innovations susceptibles de donner à la France une forme ou une autre de leadership, il convient à tout le moins de la relativiser, à commencer par le fait que les besoins de financement de la R&D pour des procédés ou des dispositifs réellement innovants et porteurs dépassent largement les possibilités raisonnablement envisageables *via* les AO photovoltaïques sauf à renchérir le tarif sollicité au point de ne plus être compétitif.

Dans la réalité des projets, cette obligation se traduit en général soit par le financement « en aveugle » d'un organisme de recherche reconnu, c'est-à-dire sans même savoir à quoi les fonds vont être utilisés et sans espoir de retour, ce qui revient grosso-modo à une forme de « taxe R&D », soit par l'achat d'un système ou d'un dispositif déjà développé voire commercialisé par une entreprise française mais habillé d'un caractère innovant qui mériterait peut-être d'être démontré : ceci n'est pas nécessairement illégitime en soi, mais il n'est pas normal que ces coûts pèsent sur la CSPE dans un contexte où les énergies renouvelables sont systématiquement mises au banc des accusés de l'augmentation de la facture énergétique des ménages.

### **Les pistes d'évolution envisagées :**

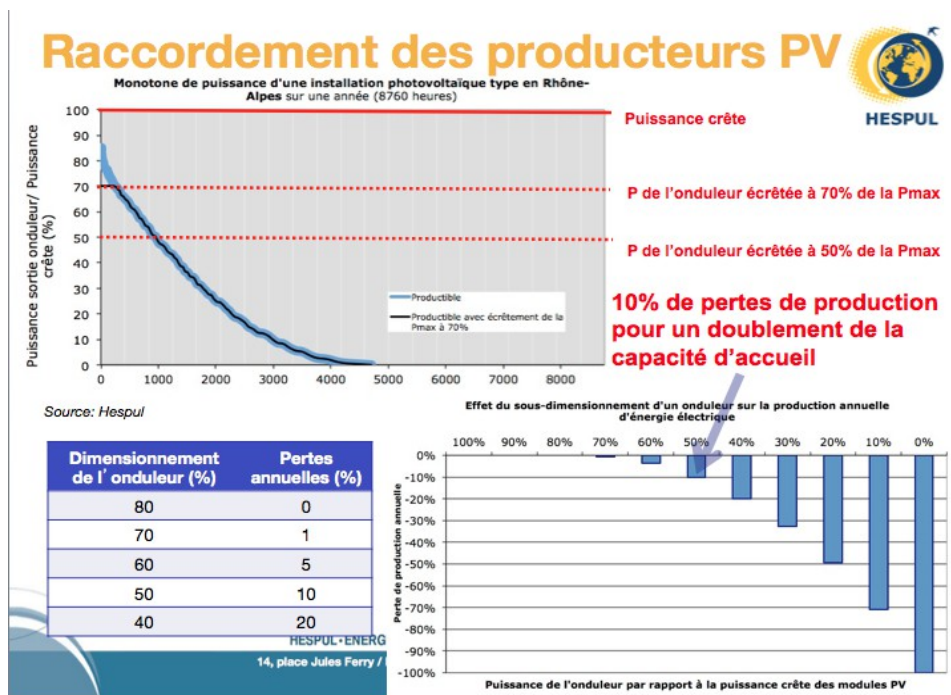
**1) Imposer la déconnexion par le gestionnaire de réseau des moyens de production en cas de prix de marché trop faible ou négatif** : cette option n'est pas recevable parce qu'elle mélange deux problématiques qui n'ont rien à voir entre elles (le marché d'un côté, l'équilibre du réseau de l'autre) et ne peuvent pas être gérées par un seul et même opérateur dont ce n'est pas la fonction.

Comme expliqué ci-dessus, la question des prix de marché ne peut être réglée que par des instruments de régulation dudit marché tenant compte des objectifs recherchés, en l'occurrence l'élimination des moyens de production les plus polluants et les plus émetteurs de gaz à effet de serre : dans ce contexte il est totalement aberrant à tous points de vue de déconnecter des moyens de production renouvelables produisant à coût marginal nul pour maintenir des moyens plus coûteux et fortement émetteurs de GES.

**2) imposer la participation des EnR aux services système** : telle que suggérée dans le document de consultation, c'est-à-dire à travers une prévision de production (sans précision de pas de temps...) ou une courbe de charge imposée par un cahier des charges assorti de pénalités, elle revient clairement à pénaliser les productions variables ou intermittentes sans tenir compte des possibilités de flexibilité qu'il est possible d'introduire d'abord dans une logique de complémentarité entre les différentes filières vis-à-vis des fluctuations de la consommation (foisonnement), ensuite par l'émergence et le développement à court et moyen termes des moyens de stockage à différentes échelles de quantité et de durée (volants inertiels, air comprimé, batteries, STEP, hydrogène,

méthanation,...).

En revanche, lorsque le niveau de pénétration des sources d'EnR fluctuantes aura atteint une part élevée de la production et de la consommation (40 à 50 %?), un écrêtement ciblé de la production à certains moment et dans certaines conditions pourrait être envisagé de façon à garantir un volume plus important de production à d'autres moments, en permettant notamment d'augmenter la puissance raccordable (voir ci-dessous un extrait d'une présentation faite à la CRE le 21 janvier 1014.)



**3) mettre en place un marché de services système** : alors que l'on constate les limites du marché actuel à intégrer correctement la production renouvelable à coût marginal nul, il serait paradoxal de chercher à étendre cette logique peu adaptée au contexte et plus susceptible de créer de nouvelles rigidités que d'apporter de la flexibilité, alors qu'il est tout à fait possible de responsabiliser les producteurs vis-à-vis du système électrique en passant par des prescriptions techniques correctement définies et concertées.

Les grosses installations éoliennes et solaires pourraient progressivement participer à la fourniture de services systèmes, à condition toutefois que l'énergie produite et non distribuée ne représente pas une quantité significative. Des volumes maximaux doivent être définis et contractualisés en amont de la réalisations des travaux afin de s'assurer de ne pas mettre la rentabilité des projets en danger.

Cette intégration progressive peut se faire dans un premier temps par incitation puis en obligeant progressivement les installations d'une certaine puissance en commençant par



HESPUL



les plus grosses, mais avant même d'en venir à une telle évolution, il convient de mettre l'accent sur l'amélioration de la prévision de production des parcs éoliens et des systèmes PV à J-1 : plus cette précision sera élevée, plus les autres producteurs non-renouvelables ou renouvelables pilotables seront à même d'ajuster leur production à la réalité des besoins.

**4) ouvrir à d'autres acteurs que les opérateurs historiques la possibilité d'acheter au tarif d'achat l'électricité produite par les EnR** : il s'agit d'une option que nous défendons depuis la mise en place de l'obligation d'achat et des tarifs garantis, et dont nous nous sommes réjouis de voir qu'elle avait été retenue pour le gaz renouvelable (biométhane).

Elle comporte de nombreux avantages, à commencer par le soulagement des opérateurs historiques qui se plaignent régulièrement de cette obligation, mais son plus grand mérite serait d'offrir enfin à tous les fournisseurs une stricte égalité d'accès dans des conditions non discriminatoires à la production renouvelable qu'ils souhaitent inclure dans les offres à destination de leurs clients.

Cette évolution pourrait avantageusement s'inspirer du modèle retenu pour le biométhane, qui inclut notamment la désignation d'un « acheteur de dernier recours » en l'occurrence le gestionnaire du réseau de distribution GrDF, de façon à garantir à tout producteur le bénéfice réel de l'obligation d'achat et des tarifs associés.

Transposé à l'électricité, l'acheteur de dernier recours pourrait être ERDF ou les ELD, ce qui aurait en outre l'avantage de simplifier les procédures en ayant un interlocuteur unique pour les démarches de raccordement et de contrat d'achat et rapprocherait le système français du système allemand reconnu pour sa simplicité et son efficacité. Ceci nécessiterait probablement une évolution à la marge des statuts des GRD, mais ceux-ci étant déjà autorisés à acheter de l'électricité pour compenser leurs pertes, il ne s'agirait vraisemblablement que d'un aménagement de dispositions existantes, tout au moins tant que les volumes achetés en vertu de cette obligation restent inférieurs à ceux nécessaires pour compenser les pertes.

L'option de transférer purement et simplement l'obligation d'achat aux GRD sans l'ouvrir aux autres fournisseurs mériterait d'être également examinée, mais elle rendrait très compliquée voire impossible la construction par ces derniers d'offres « 100 % renouvelables », ce qui n'irait pas dans le sens de l'ouverture des marchés qui reste semble-t-il d'actualité au niveau européen.

## **Question 2 Les soutiens sous forme de « prix de marché plus prime »**

Au risque de nous répéter, nous considérons que les tarifs d'achat fixes en €/MWh constituent la meilleure option. Toutefois, en admettant qu'il peut être utile de commencer à préparer les producteurs à une évolution probablement inéluctable à moyen terme vers



HESPUL



le marché à partir d'une certaine puissance, nous reconnaissons que certaines options du modèle « prix de marché + prime » peuvent, sous certaines conditions, être considérées comme acceptables.

C'est le cas notamment de l'option « Prime ex-post » qui ne s'éloigne que modérément du tarif fixe et qui pourrait à ce titre être éventuellement mise en œuvre dans un avenir proche, mais à la condition impérative qu'elle ne s'adresse qu'aux opérateurs d'une certaine taille qui disposent des moyens de commercialiser la production dans des conditions économiquement acceptables, notamment en termes de coûts de transaction.

Pour le reste, toutes les options suggérées comportent des défauts rédhibitoires qui nous conduisent à les refuser en bloc :

=> **Prime à la puissance installée** : cette option qui peut s'assimiler à une subvention à l'investissement ne comporte aucune incitation à une exploitation optimisée sur la durée des moyens de production, ce qui est l'une des principales caractéristiques des tarifs fixes et qui doit être à tout prix recherchée notamment vis-à-vis du consommateur qui finance le mécanisme.

=> **Prime ex-ante** : cette option introduit un risque important sur lequel le producteur n'a de fait aucune prise et ne dispose d'aucun moyen d'action. Sa mise en œuvre aurait tôt fait de décourager la quasi totalité des candidats producteurs par impossibilité de faire financer leurs projets notamment par le secteur bancaire et de tuer dans l'oeuf toute possibilité de diversification des opérateurs.

Ces remarques valent bien entendu pour les variantes décrites dans les parties « modulation par un plancher ou un plafond », qui constitue un mécanisme compliqué et risqué, dont il n'est pas certain qu'il puisse être en mesure de diminuer les dépenses publiques, et « modalités de paiement », qui n'affectent apparemment que la trésorerie des projets et n'apportent aucun avantage décisif tout en compliquant la gestion des projets.

### **Question 3 Les soutiens sous forme de marchés de certificats verts associés à des quotas**

Toutes les expériences de quotas/certificats menées en Europe et ailleurs se sont soldées par des échecs retentissants tant du point de vue des quantités que du coût par kWh produit : le Royaume-Uni qui s'est le premier lancé dans l'aventure au début des années 1990 a réussi à liquider en quelques années une industrie éolienne qui était pourtant à l'époque parmi les plus prometteuses au monde tout en produisant un kWh qui, selon une étude réalisée au début des années 2000, était 30 % plus cher que le kWh allemand produit sous tarif d'achat fixe.

Ceci s'explique aisément par l'incertitude permanente dans laquelle se trouvent plongés les opérateurs et par les coûts de transaction du fait de l'obligation de mettre en place une bureaucratie importante pour exercer les contrôles nécessaires à toutes les étapes.



En ce qui concerne la Suède mentionnée dans le document de consultation, il faut savoir que l'immense majorité de l'électricité renouvelable produite sous « certificat verts » provient d'installations hydro-électriques pré-existantes et déjà amorties, ce qui génère une rente de situation par pur effet d'aubaine dénoncée dans un article de la revue Energy Policy de juillet 2013 intitulée « A reexamination of renewable electricity policy in Sweden », qui s'attache en outre à émettre des propositions pour tenter de dépasser le syndrome « Nimby » qui freine très fortement dans ce pays le développement de la filière éolienne.

En choisissant délibérément et en toute connaissance de cause la soution de l'obligation d'achat lors de l'élaboration de la loi du 10 février 2000, la France a montré qu'elle avait parfaitement conscience de l'inefficacité de ce type de dispositif : revenir en arrière sur ce point constituerait un grave recul qui obèrerait définitivement toute chance d'atteindre les objectifs.

### **Quelles propositions d'évolution des tarifs ?**

Si l'on se donne pour objectif global d'augmenter le nombre de kWh produit par euro de CSPE dépensé, on se rend rapidement compte qu'il existe d'importantes marges d'amélioration et d'optimisation des mécanismes actuellement en place, dès lors que l'on prend bien en compte l'ensemble des composants des coûts.

En ce qui concerne les tarifs d'achat proprement dit :

- cesser d'interdire de fait par la structure des tarifs certaines catégories de systèmes PV parmi les moins coûteux en investissement comme les ombrières de parking ou la pose sur toiture-terrasse ;
- supprimer toute obligation d'intégration au bâti pour avoir accès à un tarif suffisant pour financer un projet lié à un bâtiment, tout en conservant éventuellement la possibilité d'un bonus tarifaire pour des considérations esthétiques qui ne soit pas financé par la CSPE
- régionaliser les tarifs en fonction inverse (de moitié par exemple) de l'ensoleillement, de façon à proscrire les rentabilités indues dans les régions très ensoleillées tout en permettant la réalisation de projets dans des régions moins ensoleillées disposant à la fois de surfaces adéquates et de capacités d'accueil des réseaux électriques dans une logique de « péréquation de la rentabilité des projets »
- se rapprocher du temps réel pour le calcul de la compensation par la CSPE entre le prix de marché (actuellement le prix moyen mensuel) et le tarif d'achat d'un site donné en étudiant l'effet de différentes hypothèse avant de choisir : moyenne hebdomadaire ? Journalière ? À la base ? À la pointe ?

- étudier la possibilité de faire varier la durée des contrats d'obligation d'achat à la hausse ou la baisse en fonction des filières et des catégories à l'intérieur des filières, ainsi que celle de sortir et de revenir au tarif d'achat en fonction des périodes comme cela se pratique en Allemagne à la maille mensuelle.

En ce qui concerne le raccordement au réseau, qui est une composante importante des coûts (jusqu'à l'équivalent de 5 années de recettes de production) :

- revoir de manière transparente et contradictoire les modes de dimensionnement et de calcul des coûts de raccordement tels qu'ils sont pratiqués actuellement par les GRD ;
- mettre en place une méthode d'évaluation des coûts de mise à niveau des ouvrages qui sont imputables au sous-investissement chronique depuis une vingtaine d'années dans les réseaux public de distribution d'électricité, de façon à les distinguer de ceux occasionnés par les demandes de raccordement de systèmes EnR ;
- ouvrir la possibilité d'un étalement dans le temps du paiement des coûts de raccordement en jouant sur la part variable du TURPE de façon à réduire le poids d'investissement brut initial ;

## **Partie IV : Les enjeux de la transition**

Quelles que soient les évolutions envisagées, les meilleures outils de transition sont l'INFORMATION et la CONCERTATION afin que les opérateurs, acteurs, actuels et futurs producteurs puissent anticiper les changements et s'adapter progressivement aux nouvelles exigences qu'on leur demande, en faisant bien la distinction entre les opérateurs dont la production est un cœur de métier et de revenus et les acteurs à vocation « non mercantile» dont l'objectif doit resté avant tout d'équilibrer raisonnablement leur investissement.