

L'objectif de cette note est de proposer quelques pistes de réflexion qui semblent essentielles pour alimenter le débat ouvert par le MEDDE à travers la consultation sur l'évolution des mécanismes de soutien aux installations ENR sous obligation d'achat.

Cette note est organisée en trois parties

1. **Les messages clés et propositions de la filière**
2. **Une note introductive**
3. **Des réponses détaillées aux questions du MEDDE**

Cette note a été préparée par Carbone 4, ENERPLAN et France Territoire Solaire.

1. Messages clés

Au regard des enjeux de développement des ENR pour la France, il est prématuré de vouloir exposer totalement au marché les ENR électriques, dont le solaire photovoltaïque en particulier.

Cette filière offre en effet le potentiel d'atteindre les objectifs de la politique énergétique française : 23% d'ENR en 2020, 27% en 2030, avec une dynamique suffisante : il est à la portée des acteurs de la filière d'installer 1,5 GWc **annuellement**¹ pour un coût au MWh limité pour la collectivité et qui est fortement orienté à la baisse. En particulier, cette filière offre ainsi un potentiel de développement rapide, en atteignant certains des objectifs de la transition énergétique française.

Le tableau ci dessous présente quelques ordres de grandeur des coûts de production pour diverses filières :

Coût de production en €/MWh	PV nouvelle installation	Energie fossile historique	Energie fossile nouvelle installation	Energie nucléaire « historique »	Energie nucléaire EPR
Petite puissance	200				
Grande puissance	80 - 120	40 - 80	80 - 120	35 - 45	90 - 110

Concernant les coûts, rappelons que le taux d'actualisation utilisé dans le calcul économique efface, au-delà d'une certaine durée qui dépend du taux, les coûts futurs des combustibles, d'exploitation, de maintenance, et gestion de déchets (pour le nucléaire) ; ils resteront pourtant à supporter. Dans le cas de l'énergie solaire, ces coûts sont nuls ou très faibles ; mais cet avantage comparatif est « effacé » par le calcul d'actualisation.

Cette comparaison permet d'identifier que :

- d'une part le photovoltaïque est la seule source d'énergie électrique qui peut être installée à petite échelle au plus près de la consommation, certes à un coût supérieur mais sans coût additionnel de transport ni de distribution.
- d'autre part le photovoltaïque est une source de production d'électricité compétitive pour les nouvelles capacités installées de grande puissance.
- enfin, le parc photovoltaïque, devenu « historique » une fois amorti et produisant plusieurs dizaines d'années, produira une électricité à coût très faible (< 10 € / MWh) tout en favorisant l'indépendance énergétique du pays et le respect de l'environnement.

¹ L'Italie et l'Allemagne ont déjà dépassé 7 GWc par an.

Ce développement ne pourra se faire en exposant totalement cette filière au marché compte tenu des différentiels de coûts constatés avec le nucléaire ou le fossile historiques – le marché de l'électricité spot ne répercutant que les seuls coûts marginaux de fonctionnement. Les mécanismes envisagés et évoqués dans la consultation consistent pour l'essentiel à basculer une partie du risque prix vers les producteurs d'ENR : en l'état actuel de l'inadaptation du marché électrique, cela reviendrait à stopper tout développement en particulier car il sera très difficile voire impossible de financer les investissements.

Les remarquables baisses de coûts et celles à venir permettent d'affirmer qu'il est maintenant possible d'envisager un déploiement annuel de l'ordre d'un à deux GWc pour des coûts moyens induits inférieurs à 100 M€ annuels / GWc installés, et dont 70% de la valeur ajoutée est captée par des entreprises localisées en France.

Concrètement **la filière propose ainsi de conserver le mécanisme des tarifs d'achat** avec obligation (FiT), seul système qui permet le financement d'investissement d'infrastructures sur le long terme.

- Pour les grandes puissances, le cadre des Appels d'Offres peut être maintenu. Il doit cependant être revu dans sa mise en œuvre pour permettre à la filière de se développer en France avec : un volume cible de plus d'un GWc annuel, une publication pluriannuelle, une simplification des règles, et un objectif de solaire compétitif (technologie mûre).
- Pour les petites puissances, un FiT automatique reste le mécanisme préférentiel, avec un niveau de tarif à rationaliser entre les catégories et mécanisme de révision des tarifs sur la puissance effectivement installée en fin de période et non sur le pipeline de projets comme actuellement.

Les mécanismes de soutien doivent s'articuler avec les démarches en cours côté bâtiment (FiT avec bonus ou mécanisme pertinent à préciser pour la valorisation dans le cadre des BEPOs et de la RBR2020 en cours de constitution)

Enfin, il est essentiel d'assurer une visibilité sur les volumes d'une part, et sur les mécanismes d'autre part, sur une période la plus longue possible, à minima sur trois ans.

2. Politique de soutien aux ENR électriques - Eléments d'introduction à la réponse à la consultation du MEDDE

1 - Perspectives de développement des ENR

Le développement des ENR électriques (éolien terrestre et maritime, solaire PV, hydroliennes...) obéit à plusieurs objectifs ou contraintes :

- engagements européens 2020,
- réduction de la part des énergies fossiles (donc de l'achat d'énergie fossile) et du nucléaire, sur laquelle le président de la République s'est engagé,
- intégration de la France dans la transition énergétique mondiale,
- emplois créés sur le territoire national,
- spécificité régionales (tant en termes de conditions climatiques ou environnementales que d'acceptabilité sociale).

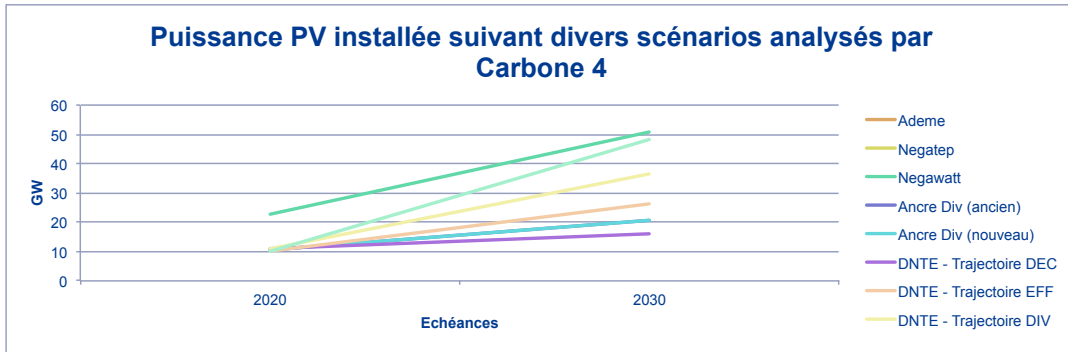
Ainsi, les objectifs du développement des ENR doivent être réaffirmés. L'UE s'est fixé un objectif 3*20 à l'horizon 2020, et 3*30 à l'horizon 2030, complétés par les autres objectifs français de la transition énergétique (-75% de gaz à effet de serre en 2050, -30% de fossiles en 2030, 50% de nucléaire dans le mix énergétique en 2025). Rappelons que ces objectifs seront réaffirmés en France lors de la 21ème Conférence des Parties sur le Climat prévue en 2015.

Pour autant le prix de revient des ENR, calculé selon les conventions actuelles est supérieur au coût du nucléaire historique. L'organisation actuelle des marchés de l'électricité conduit à établir le prix en fonction du seul coût marginal de fonctionnement de la dernière technologie appelée pour répondre à la demande (ordre de mérite). Elle ne permet pas de rémunérer de façon sûre les technologies intensives en capital comme la maîtrise de la demande, les renouvelables et même le nucléaire (cf. l'exemple anglais des « Contrats pour la Différence », qui ne sont rien d'autre que des FiTs). Les renouvelables ne pourront donc pas se développer sur la seule logique du marché et nécessiteront encore pendant plusieurs années des mesures de soutien.

La première famille de mesures consiste en l'annonce d'objectifs crédibles de développement séquencés dans le temps (2020-2025-2030-2050) et d'un cadre réglementaire simplifié et stabilisé dans la durée, afin de donner une vraie visibilité à l'ensemble de la filière.

Sur ce point, à ce jour le seul élément réglementaire est la PPI de 2009² qui fixait un objectif de 5 400 MW (4 800 MW de PV et 540 MW de CSP, quasiment d'ores et déjà atteint). Une analyse réalisée par Carbone 4 sur la base des scénarios mis en débat dans le cadre du DNTÉ est proposée ci-dessous : une fourchette de 10 à 20 GW est ainsi consensuelle à 2020, 15 à 50 GW à horizon 2030. La loi en cours de préparation devra traiter de cet objectif.

² La dernière PPI (Programmation Pluriannuelle des Investissements) a été votée en 2009 par le Parlement. Ces programmations doivent permettre de vérifier la mise en ligne des objectifs de politique énergétique et la sécurité d'approvisionnement à l'échelle nationale.



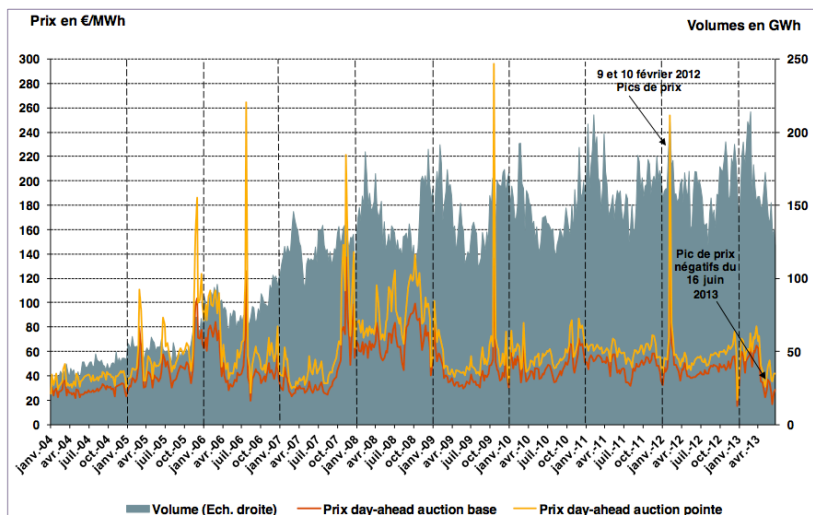
Le bilan national des SRCAE évoque 15GW et un objectif à 15 voire 20 GW en 2020 pourrait être réaliste et offrir avec 19 à 25 TWh le potentiel de produire 5% de l'électricité française. Le scénario RTE Nouveau Mix évoque lui 30 GW de puissance PV installée en 2030.

La deuxième famille de mesures consiste en des aides visant à compenser tout ou partie de leur insuffisante rentabilité à court terme, pour pérenniser les filières associées, les compétences, les acteurs économiques.

Dans ce contexte, faut-il comme proposé dans la consultation, envisager une plus grande intégration économique des ENR électriques au marché ? Nous ne le pensons pas.

2 - Inefficacité des marchés

Les marchés réels ne sont en général pas efficaces³ contrairement à l'idée répandue à ce sujet. Mais nous ne développerons pas ici ce sujet qui fait l'objet d'une littérature économique abondante. Il suffit de constater ici que le marché de l'électricité a montré de nombreuses défaillances : le prix de gros varie de manière erratique, le marché spot subit des variations très fortes de prix au cours de l'année et fortement variables d'une année à l'autre, avec une diminution sensible depuis 2008.



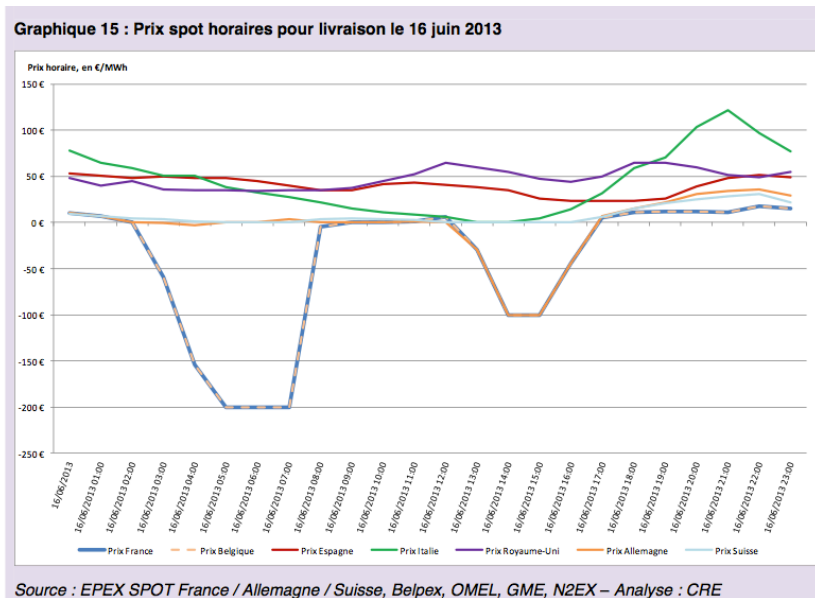
Source : EPEX SPOT

³ Voir par exemple à ce sujet l'analyse de Bernard Guerrien, www.bernardguerrien.com/Marcheefficent.doc et le livre de Gaël Giraud, *Illusion financière*, Editions de l'atelier, 2012

Il semble assez clair au vu des éléments du graphique ci-dessus⁴ que la visibilité sur les prix futurs est quasiment nulle : il est tout à fait impossible de financer de la dette de long terme pour un projet d'ENR électrique sur la base de ce type de signaux prix, dont la signification en terme d'information de marché est elle aussi quasiment nulle.

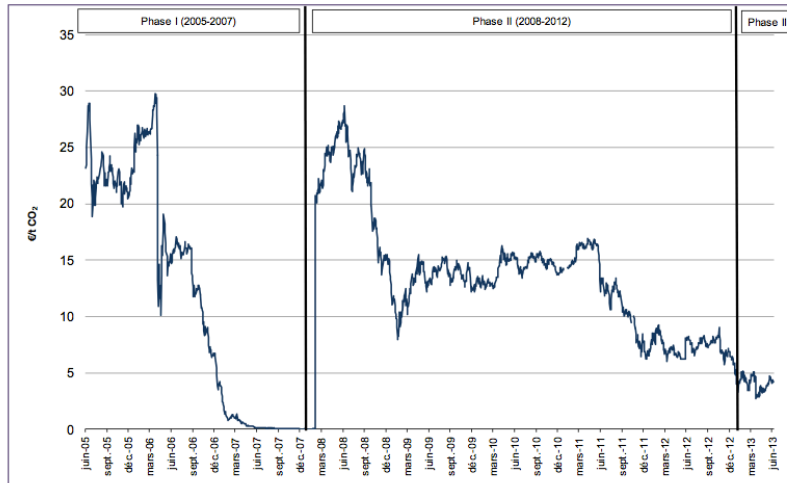
S'il est vrai que le prix de marché est parfois inférieur au prix de revient du moins coûteux des moyens de production, ce graphique montre toutefois que la problématique des « prix négatifs » est marginale à ce jour (et, nous le verrons plus loin, sera corrigée par le comportement des consommateurs industriels qui peuvent arbitrer facilement entre gaz et électricité).

L'observation de ces prix négatifs est souvent évoquée comme imputable aux seules ENR. L'expérience montre que c'est une vision partielle des choses comme le souligne la CRE : ce phénomène de prix négatifs s'est produit à une seule reprise en 2013 (le 16 juin), en raison d'une surcapacité globale du système et d'une très forte production hydraulique entre 5 et 8 heures, créneau horaire sur lequel la production photovoltaïque est nulle.



Par ailleurs, le signal-prix carbone (lui aussi fixé sur un marché) n'est manifestement pas au niveau nécessaire pour intégrer les externalités, d'ordre climatiques ou autres. Les besoins de capacités ne sont ni extériorisés ni valorisés, comme nous pouvons le voir ci dessous :

⁴Source : CRE, rapport de surveillance des marchés de gros



Source : BlueNext (jusqu'au 5 décembre 2012), ECX

Certes, il est possible (c'est pour partie ce que propose la DGEC dans le document de consultation) de voir dans le design de ce marché la cause principale de ses dysfonctionnements mais il est exclu qu'un nouveau design règle tous ces problèmes, tant pour des raisons pratiques (difficultés de trouver un accord optimal entre pays de la plaque européenne ayant des intérêts, des systèmes et des appareils de production différents) que pour des raisons théoriques (les marchés ne sont pas efficaces, comme évoqué plus haut). En outre, les délais de mise en place d'un nouveau design de ce type seront très importants.

Les prix délivrés par ce marché, quelle que soit sa nouvelle organisation, ne seront donc pas toujours pertinents et en tout état de cause ne permettront pas l'émergence, par les seuls signaux prix, des dynamiques envisagées.

A ce titre, il est remarquable de constater que les EPR envisagés au Royaume-Uni seront financés par des mécanismes s'apparentant à des tarifs d'achat, sur une durée de 30 ans : c'est là une confirmation qu'aujourd'hui, en 2014, le financement de long terme des infrastructures énergétiques ne peut s'appuyer sur le simple signal prix de marché.

Au surplus, le marché spot ou court terme n'est que marginalement utilisé par les acteurs, la règle à ce jour étant, comme le montre cette analyse de la CRE⁵, très largement des achats sur le marché à terme.

Volumes (TWh)	2011	2012	S1 2012	S1 2013
Infra-journalier	2,9	3,4	1,6	1,9
Day-Ahead Continu	22,8	22,1	11,4	11,6
Day-Ahead Auction	59,7	59,3	29,8	29,3
Marché à terme	610,1	493,6	232,4	265,3
Total	695,5	578,3	275,2	308,2

Dès lors il est déraisonnable de fonder le soutien aux ENR sur ce seul signal prix et leur développement doit être soutenu tant que la maturité et la compétitivité des filières ne sont pas atteintes.

⁵ Rapport sur le fonctionnement des marchés de gros de l'électricité, du CO₂ et du gaz naturel en 2012-2013, CRE, 2013

Quelles pistes peuvent alors être envisagées pour malgré tout soutenir le développement de cette filière de production d'ENR ?

3 - Quelles modalités pour développer la filière ?

A priori, les ENR peuvent être aidées soit par le consommateur (tarifs de rachats, primes, certificats verts), soit par le citoyen (investissement public, subventions, défiscalisation), soit par des mécanismes financiers innovants visant en particulier à baisser le coût du capital.

Pour l'électricité c'est le consommateur (à travers la CSPE) et pour partie le citoyen qui a payé la plus grande part (la totalité ?) des aides au développement des ENR électriques tant qu'elles n'atteignent pas la pleine compétitivité économique.

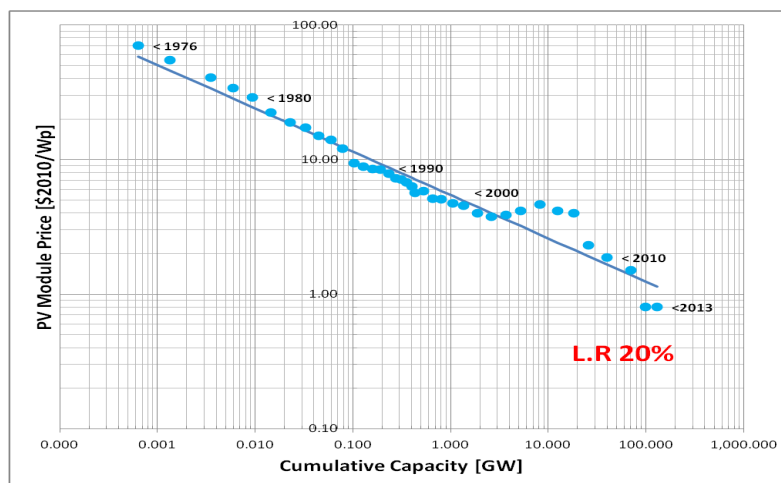
Rappelons que les engagements pris sur le développement du solaire photovoltaïque jusqu'à fin 2013 représentent 30% de la CSPE actuelle (soit 2 milliards d'euros annuels sur environ 6 milliards de CSPE). A noter que début 2014, des centrales solaires au sol sont capables de produire de l'électricité à un prix de l'ordre de 80 € - 120€ le MWh⁶ soit un niveau 5 fois moins élevé que celui observé fin 2012 (480 €/MWh) et un niveau de soutien – par différence avec un prix de marché d'environ 50 €/MWh - presque 9 fois moins élevé.

Dans le même temps, le PV et l'éolien diminuent ou stabilisent le prix de marché, en réduisant la durée d'appel des centrales de pointe les plus coûteuses, comme on le constate très clairement en Allemagne.

L'augmentation de la CSPE est donc en partie compensée par – et aussi en partie due à – une baisse relative du prix de marché. De plus, une hausse des prix de l'électricité tant qu'elle est maîtrisée peut être compensée par des gestes d'économie d'énergie. Nous pouvons constater que ces montants liés au financement du solaire PV correspondent à 3% de hausse du prix du MWh.

Deux remarques complémentaires sur ce point :

1 - il est nécessaire de distinguer les montants engagés par les décisions passées et ceux qui pourraient être engagés par les décisions futures, en particulier car les investissements dans le solaire ont suivi une courbe d'apprentissage spectaculaire et sont maintenant bien plus compétitifs⁷.



⁶ Source : CRE, Information sur les réponses à l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire d'une puissance supérieure à 250 kWc, publiée le 8 octobre 2013

⁷ Source : AIE

2 - En effet les coûts engagés sont des investissements passés. La question économique rationnelle qui se pose aujourd'hui est bien celle des investissements futurs : en 2013, les 600 MW installés engagent une dépense annuelle de 80 M€ annuellement.

Les ENR ne doivent cependant pas nécessairement être toutes aidées via le même mécanisme, et ce en fonction de plusieurs critères (maturité, baisse future de coût de revient, ...). En particulier, l'une des manières de faire baisser le coût des ENR est bien sûr d'en réduire le coût du capital. Cette réduction peut se faire par la mise en place de dispositifs spécifiques (fonds de garantie, prêts à taux bas de banques publiques ou d'intermédiaires à créer comme la SFTE⁸). Cependant, la garantie offerte par les FiTs permet d'ores et déjà de réduire les coûts d'accès au capital par comparaison avec tout autre système moins sécurisant.

A titre d'exemple une baisse du coût du capital de 10 à 5% fait baisser le coût de l'énergie produite de revient de l'éolien et du photovoltaïque de 25 %⁹.

Une modalité complémentaire pourrait être d'organiser sur le territoire des guichets uniques de financement des ENR permettant de significatives économies aux porteurs de projets, et donc, partant, à la collectivité.

Les autres modalités (FiT, CfD, prime ex-ante, prime ex-post, prime à la puissance, prime plancher ou prime plafonnée) reviennent peu ou prou à des variations autour d'un même thème qui est un soutien plus ou moins élevée à la production ENR et à un partage du risque variable entre investisseur et puissance publique : **il s'agit donc d'abord d'une prise de position politique.**

4 - Recommandations générales pour la loi de programmation

La loi de programmation énergétique ne doit pas enfermer les aides aux ENR (électriques et autres) dans le seul mécanisme de « prix + prime » ou de tarif d'achat, étant entendu qu'une simple exposition au marché ne permettrait aucun développement quel qu'il soit compte tenu des différentiels de prix de production au regard des modalités de calcul actuel.

A court terme, conserver le modèle des tarifs d'achats via des FiT et des AO (dont la transparence n'est pas toujours idéale) pour en maîtriser le volume, annoncer les volumes envisagés sur les 5 prochaines années pour donner de la visibilité au secteur, sont les recommandations prioritaires.

Concrètement **la filière propose de conserver le mécanisme des tarifs d'achat** avec obligation (FiT), seul système qui permet le financement d'investissement d'infrastructures sur le long terme, mais avec un plafonnement ex ante des dépenses engagées :

- Le cadre des Appels d'Offres pourrait ainsi être maintenu pour les puissances supérieures à 250 KWc. Il doit cependant être revu dans sa mise en œuvre pour permettre à la filière de se développer en France avec : un volume cible de l'ordre du GWc annuel, un rythme pluriannuel, une simplification des règles, un objectif de solaire compétitif (technologie mûre), une transparence améliorée ;
- Le maintien des procédures d'appels d'offre simplifiés pour les puissances supérieures à 100 KWc avec volume de plusieurs centaines de MWc ;
- Un FiT pour les installations sous 100 KWc avec un niveau de tarif à rationaliser entre les catégories et mécanisme de révision des tarifs sur la puissance installée en fin de période et non sur la demande comme actuellement

⁸ Société de financement de la transition énergétique, http://www.carbone4.com/sites/default/files/Etude%20SFTE_0.pdf

⁹ Voir note Terra Nova (octobre 2012) : Atteindre les objectifs de 2020 en matière d'énergies renouvelables à moindre coût : vers de nouveaux mécanismes de financement

De plus l'expérimentation du développement de l'autoconsommation et de ses modalités doit être possible et articulée avec ces mécanismes suivant des modalités à préciser pour permettre un gain de coûts pour l'ensemble du système

En effet les investisseurs du fait de l'instabilité des prix de marché constatés et projetés dans l'avenir, prendront une prime de risque supérieure et financeront de moins en moins de projets ENR : cet effet peut d'ores et déjà être constaté sur le terrain où seuls 600 MW seront développés en 2013 ce qui est en deçà de l'objectif politique affiché.

Au contraire, la loi doit rendre possible plusieurs mécanismes, ouvrir la porte à l'expérimentation, permettre des ajustements souples des niveaux d'aides aux coûts réels de manière à éviter tout effet de bulle.

En l'absence de trajectoires clairement définies dans le cadre de cette loi de programmation, ce qui semble malheureusement probable, au vu du débat lancé sur le nucléaire, il est en outre dangereux de fixer des chiffres à ce stade qui pourraient encore faire l'objet de modifications toujours déstabilisantes.

Carbone 4 et ENERPLAN proposeront dans les prochaines semaines des objectifs plus détaillés.

3. Réponses détaillées à la consultation

Le fonctionnement actuel des modalités de soutien perturbe le marché électrique

Partagez vous le constat exprimé ?

Non, ce constat n'est pas partagé, pour les raisons suivantes :

- *La situation de surcapacité n'est pas le fait des ENR en tant que telles mais le résultat d'investissements de la part du secteur supérieurs aux besoins effectivement constatés. A noter que le développement du PV en France a été cohérent avec les objectifs de la PPI publiée dès 2009, bien qu'atteints plus rapidement.*
- *Ce qui est vrai c'est que « par construction » les ENR sont à coûts marginaux quasiment nuls et par conséquent déplacent le merit-order en étant systématiquement appelées en premier. Il est exact dans ce contexte de dire que les ENR ont un impact sur le marché électrique, mais ça n'est pas une « perturbation », c'est une modification de l'équilibre.*
- *Les difficultés des utilities européennes proviennent par ailleurs principalement du charbon proposé à très bas coût en Europe en provenance en particulier des USA, où la baisse des prix du gaz a rendu le charbon excédentaire. Cette incitation en faveur du charbon n'est pas compensée par un prix du CO₂ aujourd'hui très insuffisant.*
- *En revanche, le market design actuel est davantage perturbé par des éléments :*
 - *structurels : marché « pur énergie » ne rémunérant pas la capacité, marché du CO₂ totalement déficient, tenue des objectifs PPI de production ENR, absence de politique européenne de l'énergie coordonnée...*
 - *conjoncturels : crise économique (consommation faible, effet de surcapacités, très faible valeur du CO₂), compétitivité relative des énergies (gaz de schiste, charbon), solde des échanges aux interconnexions, difficultés financières des utilities...*

Dans ce contexte et en l'absence d'un marché électrique dont on perçoit immédiatement les limites (voir commentaire introductif), attribuer l'ensemble du dysfonctionnement du marché aux ENR électrique est un raccourci qui ne résiste pas à l'analyse.

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

A ce jour, le niveau des ENR dans le mix électrique ne suscite pas de difficultés récurrentes et profondes sur le marché.

Sur le plan de la gestion du réseau proprement dit, il est possible de distinguer deux choses bien différentes :

- *Le fait que les ENR électriques doivent **participer à l'équilibre global « physique » du marché**. Sur ce point les études existantes (voir par exemple l'étude de la DGCIS sur le stockage de l'énergie, voir également la note sur les coûts de la variabilité à paraître dans la Revue de l'Energie, par R. Crassous et F. Roques¹⁰) sont assez claires : sous les 10 à 20% d'ENR en production électrique, le réseau électrique français est capable de gérer l'arrivée de ces renouvelables sans difficulté ni surcoûts majeurs. Il faudra donc avant d'aller plus loin expliciter quels sont les « services systèmes » que les ENR doivent être capables de rendre. Au vu des études disponibles le coût associé serait de l'ordre de 10 à 30 €/MWh¹¹ pour des niveaux de pénétration très élevés qui seront obtenus au mieux après 2030. Ce niveau de coût ne semble pas réhibitoire par rapport aux*

¹⁰ Renaud Crassous et Fabien Roques, Coûts associés à l'insertion des ENR intermittentes dans le système électrique, à paraître au premier semestre 2014 dans La Revue de l'Energie

¹¹ Ibid.

avantages associés aux ENR par ailleurs, dans la perspective citée par le paragraphe introductif (réduction des émissions de CO₂, évolution du mix électrique vers 50% de nucléaire, etc.) ;

- Le fait que la situation européenne et française soit celle d'une **surcapacité réelle et bien identifiée par l'ensemble des acteurs du secteur, dans un contexte de demande électrique qui n'augmente pas**. Toute nouvelle unité de production viendra alors nécessairement en substitution d'une unité existante. Même si quelques fermetures sont envisagées à horizon 2016 pour des raisons environnementales (centrales au charbon) ou politiques (Fessenheim), la simple logique de marché conduirait mécaniquement à ne pas développer plus avant les ENR, rendant l'atteinte des objectifs politiques très compromise.

Dans ce cadre, intégrer davantage les ENR électriques au marché conduirait immédiatement à l'arrêt de leur développement : ces filières, même si elles sont de plus en plus matures sur le plan industriel, restent à ce jour moins compétitives intrinsèquement que le nucléaire historique : solaire PV autour de 80 à 200¹² €/MWh et attendu en baisse¹³, éolien autour de 70 €/MWh, à comparer au nucléaire historique entre 35 et 45 €/MWh. Nous n'évoquons pas ici l'hydraulique, très compétitif avec un prix inférieur mais dont le potentiel de développement en France est limité.

De plus il faut noter qu'en 2014 tout investissement dans des filières de production à faible empreinte carbone est financé sur des durées longues et nécessite ainsi une garantie de revenu pour l'investisseur, qu'il s'agisse de subventions directes, de primes, ou encore de FiT ou CfD comme c'est le cas pour les EPR de Hinkley Point par exemple. Abandonner cette visibilité rendra les projets d'ENR électriques très difficile à financer, malgré les bénéfices sociétaux et environnementaux de long terme qui y sont associés.

Ainsi donc, exposer brutalement les ENR au marché électrique se traduira de manière immédiate par un arrêt de leur développement pour les raisons exposées : sur capacité européenne, et nécessiter de financer des investissements de long terme¹⁴. Ceci n'est pas souhaitable à l'évidence et incohérent avec les objectifs français et européens en la matière. En revanche, mener une réflexion sur le partage du risque (voir plus bas) entre investisseurs, développeurs et consommateurs, concernant le financement des ENR électriques est un débat sain qu'il convient d'avoir de manière ouverte.

Partagez vous la nécessité d'une plus grande intégration des ENR au système électrique ?

Oui dans le principe, mais avec des limites et objectifs précis et devant nécessairement faire l'objet d'échanges entre acteurs et d'une réflexion approfondie en ce qui concerne les modalités et le cahier des charges du dispositif à respecter.

Concernant l'adaptation « nécessaire » des réseaux électriques, trois enjeux émergent :

- L'adaptation du parc à la courbe de charge résiduelle (« **Adequacy** »), notamment des besoins éventuels de moyens de pointe supplémentaires selon le degré de corrélation entre la demande et le productible ENR. Par exemple pour l'éolien, les besoins de moyens de pointe dépendront de la possibilité de subir une vague de froid associée à un épisode très peu venteux, mais à noter que les capacités globales n'augmentent pas avec la pénétration des ENR : on diminue l'utilisation de moyens de base qui deviennent des moyens de semi pointe ou de pointe.

12 Hors résidentiel.

13 A noter que le PV produira encore plusieurs dizaines d'années au-delà de l'échéance des contrats d'obligation d'achat de 20 ans. La plupart des fabricants de modules garantissent une performance de 80% après 25 ans.

14 Voir note Terra Nova (octobre 2012) : Atteindre les objectifs de 2020 en matière d'énergies renouvelables à moindre coût : vers de nouveaux mécanismes de financement

- *Ajustement en temps réel offre-demande (« **Balancing** ») : l'accroissement de la variabilité de la demande résiduelle (résultante des variations cumulées de la demande brute et de la production ENR) et de son incertitude (prévision imparfaite) impliquent des besoins supérieurs de flexibilité et de réserves.*
- ***Renforcement** des réseaux : au-delà du simple coût de raccordement, les besoins de renforcement des réseaux croissent avec la puissance installée, pour permettre le foisonnement et le maintien de la qualité de la fourniture (puissance installée x5 ou 6 pour PV et x3 pour éolien terrestre par rapport à un équivalent base thermique). Là encore la quantification pour la France reste à réaliser...*

Quelles sont les réponses système à ces enjeux ? Quelle est la part que les ENR doivent pouvoir porter en termes de coûts ? Ces questions doivent être mises sur la table à l'issue de cette consultation, en particulier dans la mesure où les coûts associés font aujourd'hui l'objet d'un débat. Citons pour exemple et mémoire la synthèse de l'étude publiée par l'ATEE, l'ADEME et la DGCIS¹⁵ concernant les besoins de stockage :

*« Au vu des scénarios 2030 étudiés, les besoins de flexibilité pour des usages électrique s ne sont pas considérablement renforcés par rapport à la situation actuelle, la production PV coïncidant avec les périodes de forte demande électrique. **De ce point de vue, le système électrique français apparaît avoir une bonne résilience à une introduction conséquente d'énergies renouvelables (jusqu'à 46 GW d'éolien et 33 GW de solaire dans le scénario ADEME étudié) : celle-ci n'induit pas de surcoût supplémentaire important lié au besoin de flexibilité.** Ce constat serait vraisemblablement très différent pour des scénarios de mix énergétique avec une part de production intermittente plus importante, comme cela devrait être le cas pour des horizons de temps plus éloignés, ou pour un déploiement massif de PV en Europe sans déploiement de stockage associé. »*

Néanmoins, vouloir intégrer davantage les ENR au système électrique est une démarche positive. ENERPLAN et les acteurs de la filière solaire souhaitent contribuer à cet effort. Parmi les différentes propositions concrètes envisagées, on peut citer :

- *Le développement de zones prioritaires (PACA, Bretagne), définies dans le cadre d'un tour de table avec ERDF / RTE, qui pourraient éventuellement être surpondérées dans la notation AO CRE, ou fléchées d'une autre façon. En effet les coûts systèmes ne sont pas les même suivant l'implantation des ENR (raccordement, adéquation offre demande, zone tendue ou non en terme d'équilibre local etc), suivant l'impact sur le réseau de distribution (adéquation offre demande électrique par rapport à la courbe de charge locale et à la courbe de production PV estivale).*
- *L'articulation de la réglementation bâtiment (RT, RBR), des labels associés, et des dispositifs de soutien.*
- *Le retour à un système de réfaction permettrait d'optimiser le coût des raccordements, et donc de conduire à un gain économique pour la collectivité.*

En ce qui concerne les coûts d'adaptation des réseaux, il est en revanche inexact d'écrire que les ENR se comportent en « passager clandestin ». En effet, les acteurs sont amenés à apporter des contributions très significatives au travers du système des S3REN qui sont en place dans de nombreuses régions. Malheureusement, ces contributions :

- *sont injustes sous leur forme actuelle (même quote-part pour tout le monde, qu'il s'agisse d'un projet de 12 MWc à 30 km du premier centre de consommation, ou d'une toiture de 250 kWc sur un bâtiment industriel en zone urbaine en plein cœur d'un centre de consommation)*

¹⁵ Etude sur le potentiel du stockage d'énergies, rapport, ADEME, ATEE, DGCIS, 4 novembre 2013

- sont incohérentes, car la quote-part payée repose souvent sur un objectif 2020 irréaliste en matière de capacité installée (la somme nationale des objectifs SRCAE prévoit 15GW en 2020 alors que le ministre envisage à ce jour 800 MWc par an jusqu'en 2017...)
- sont économiquement insoutenables au niveau actuel des tarifs et ne permettent plus le développement des projets.

Ainsi, au vu de ces conclusions les besoins systèmes nécessaire à une plus large intégration des ENR restent à préciser : bien évidemment, l'ensemble de la filière souhaite de manière volontariste contribuer aux expérimentations en cours et en tirera les conclusions dans la perspective de l'intégration des ENR électriques au réseau.

Les modalités de soutien aux ENR

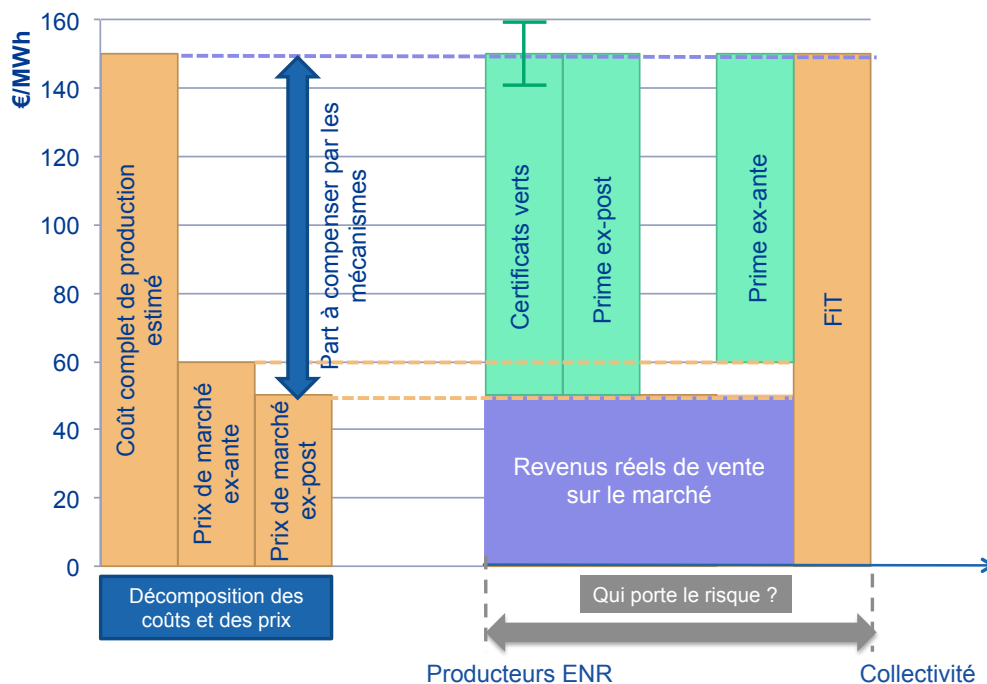
Partagez-vous la description de l'ensemble des pistes envisagées ?

Les pistes évoquées reviennent à proposer des dispositifs répartissant le risque marché de manière progressive entre le consommateur et l'investisseur dans les ENR, qu'il soit particulier, entreprise, développeur ou investisseur pur.

Chaque mécanisme de soutien présente un dosage variable de « marché » et « régulé ». L'évolution de ce dosage vers plus de « marché » doit être calibré et planifié.

A notre sens, le passage du « régulé » au « marché » ne peut se faire que si les mécanismes de marché sont efficaces et en fonction de l'échéance de la compétitivité de la filière, en ce inclus les services systèmes. A ce jour, ce n'est pas le cas, dans la mesure où les dits mécanismes ne font pas l'objet d'un consensus. Les ENR doivent-elles participer au plan de tension ? Doivent-elles être interruptibles ? Effaçables ?

Par construction le choix du partage du risque sur cette filière ne peut qu'être politique, mais il n'y a pas de raison majeure de faire porter plus de risques à la filière ENR qu'aux autres filières.



Pour élargir le débat il nous semble qu'il conviendrait d'abord de discuter, à la suite de cette consultation, des modalités de construction du cahier des charges d'un système de soutien « idéal » ou « consensuel » au vu de l'intérêt général et des objectifs poursuivis qui sont :

- les objectifs de réduction d'émissions de CO₂ ;
- les objectifs d'augmentation de la part des ENR ;
- la maîtrise des coûts ;
- le développement d'une filière industrielle française ou au moins européenne ;

Un tel mécanisme devrait également mieux appréhender la réalité locale, et en particulier :

- enjeux de minimisation des coûts d'intégration au réseau ;
- rapprochement des sites de production et de consommation, afin de proscrire le développement de fortes puissances excédant les étiages de consommation estivaux locaux ;
- focus sur les sites les plus pertinents pour le développement du solaire (friches industrielles, zones artificialisées, terrains pollués, les parkings, zones urbaines, anciennes décharges, zones polluées, anciennes mines, terril dans la Creuse....).

ENERPLAN s'engage dans cette direction en s'attachant à formaliser cela dans les prochaines semaines.

Les enjeux industriels (R&D, création de filière) doivent être intégrés mais en aucun cas devenir déterminants en créant des niches artificielles.

Enfin, il nous semble qu'il manque ici une réflexion plus globale sur l'enjeu et les moyens de baisser significativement le coût du capital pour les ENR. Une baisse du coût du capital de 10 à 5% ferait baisser le coût de l'énergie produite de revient de l'éolien et du photovoltaïque de 25 %¹⁶. La création d'un organisme de financement dédié, type SFTE¹⁷, qu'on pourrait appeler la société de financement des énergies renouvelables (SFENR) permettrait un accès à de la dette bon marché tout en diminuant le coût global pour le système.

Quelle analyse qualitative faites-vous des pistes envisagées ?

Pour les ENR électriques la problématique majeure est celle du financement de l'investissement. A part le FiT, les autres mécanismes liés à l'énergie (prime ex ante ou ex post) - c'est leur objectif - diminuent la visibilité des acteurs financiers et donc rendent les projets moins faciles à monter et financer.

Les subventions ou primes à l'investissement sont des aides directes au montage de projet qui ne traitent en rien l'enjeu marché, En effet, dans l'hypothèse où les ENR seraient exposées au marché (ce qui n'est pas souhaitable comme vu plus haut) après avoir bénéficié de primes à l'investissement, elles seront toujours les moins-disantes.

En ce sens les ENR électriques permettent effectivement de faire baisser significativement le prix de marché de l'électricité mais cela ne doit pas occulter le fait que toute filière a des coûts qui doivent être couverts d'une façon ou d'une autre.

Ajoutons enfin qu'au delà des 20 années nécessaires à l'amortissement des infrastructures, les installations photovoltaïques produiront à coût complet très faible, de l'ordre de 10 à 20€ le MWh pendant plusieurs années voir décennies¹⁸.

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

16 Voir note Terra Nova (octobre 2012) : Atteindre les objectifs de 2020 en matière d'énergies renouvelables à moindre coût : vers de nouveaux mécanismes de financement

17 Société de financement de la transition énergétique, http://www.carbone4.com/sites/default/files/Etude%20SFTE_0.pdf

18 La plupart des fabricants de modules garantissent une performance de 80% après 25 ans.

*Le **Feed-In tarif** n'est pas exempt de défaut mais c'est le système qui a le plus fait ses preuves, notamment pour l'accès au financement, qui reste le point clé de tout dispositif visant à développer des ENR électriques par construction très capitalistiques. Il n'est pas en vigueur uniquement pour les ENR (par exemple le gouvernement britannique a signé avec EDF un contrat d'achat de 30 ans pour l'EPR).*

Il convient par contre que le régulateur se dote de moyens de suivi du marché (coûts en particulier) afin de ne pas créer de bulle d'opportunité comme cela a pu être constaté en 2010 en France.

Une manière de traiter ce point est de limiter les volumes en donnant une visibilité sur les cibles à moyen terme.

*Le **Feed-In premium** pose un problème réel et majeur d'accès au financement car les banques fondent leur analyse sur la prime uniquement et considèrent l'exposition au marché trop élevée dans un contexte de prix de marchés très volatils et imprévisibles.*

Toute exposition au marché n'est cependant pas nulle, car la valeur du solaire ou du vent est plus grande en situation de pénurie qu'en situation de surplus, et toute incitation économique dans ce sens n'est pas vaine. La formule des FiPs (premium) permet de combiner les deux: le premium (fixe, bien sûr) pour financer l'investissement, le marché pour financer le fonctionnement... et inciter à produire aux heures de pointe (par exemple favoriser exposition sud-ouest, ou est et ouest, plutôt que sud seul, etc...). Cette piste est ainsi à investiguer plus avant par exemple sous forme d'expérimentations qui pourraient être envisagées.

*Les **appels d'offre** présentent l'avantage de révéler les prix et de pouvoir sélectionner les « meilleurs » projets au regard de l'intérêt général (intégration au réseau, proximité des zones de consommation, choix de sites limitant l'impact environnemental, coûts globaux etc), mais doivent se dérouler dans des conditions stables, pérennes et lisibles pour les acteurs. Il faudrait un engagement clair avec un calendrier sur les 5 prochaines années.*

Par ailleurs, le système actuel d'appels d'offres ne permet pas aux ENR d'atteindre une véritable compétitivité, entre autres car leur cahier des charges inclut des exigences souvent incompatibles avec la réalité des entreprises du secteur (projet R&D, garantie de démantèlement, etc.).

*Le **marché des certificats verts** n'est pas suffisamment dynamique en France pour que la filière puisse s'appuyer dessus. Dans d'autres pays le système fonctionne mieux, les énergéticiens étant contraints par le régulateur à produire un certain volume de certificats verts. L'avantage du dispositif est clairement d'aller chercher la solution au meilleur coût global, le risque est de n'avoir qu'une filière qui se développe. Enfin, la régulation du système électrique serait complexifiée par l'arrivée d'un nouveau système contraignant.*

En particulier, comment évaluez-vous l'impact de chacune des pistes envisagées sur le fonctionnement du marché de l'électricité, sur le fonctionnement du système électrique, sur le coût du financement des projets ENR, sur le coût pour la collectivité du soutien aux ENR, sur la structure des filières renouvelables ?

Sur le marché et le fonctionnement du système électrique : tout développement des ENR électriques viendra impacter le marché de l'électricité en baissant le prix de marché (entendu malgré les limites évoquées plus haut) grâce à l'arrivée d'électricité à coût variable faible. Cet effet est indépendant du mode de soutien.

Les différentes pistes envisagées comme expliqué plus haut, reviennent à faire varier le partage des risques, c'est à dire le coût pour la collectivité.

Sur les coûts de financement, moins la visibilité sur les revenus futur est bonne et plus ces coûts seront élevés sous réserve d'arriver à financer les projets, renchérissant d'autant le coût global pour la collectivité. Ce dernier sera d'autant moins élevé que le soutien et donc le financement des projets seront possibles avec des coûts bas.

Votre analyse diffère-t-elle selon le type de technologie renouvelable, son degré de maturité, la taille des installations,... ?

Dans les grandes lignes la réponse est non : sans soutien offrant une visibilité sur le long terme, les ENR électriques ne se développeront pas. Les ENR déjà compétitives - dont l'hydraulique - offrent un potentiel limité et n'ont en tout état de cause pas besoin d'un soutien spécifique.

La question des modalités de soutien se pose pour toutes les énergies.

Compte-tenu des conditions actuelles du marché de gros et de ses dysfonctionnements, la question du soutien se pose pour toutes les installations : ENR et non-ENR. Actuellement, aucune nouvelle infrastructure énergétique ne vend 100% de sa production sur le marché de gros, et aucune n'est finançable sans soutien (EPR / CCG Landvisiau...), même pour les opérateurs disposant de leur propre marché, ce qui n'est pas le cas des principaux opérateurs ENR.

Le soutien (et ses modalités) à chaque énergie découlera de l'objectif politique et du market design. Il impose de déterminer la « valeur » de chaque énergie.

Avant de réfléchir aux modalités de soutien, il importe de se fixer un objectif fondant les règles de marché et de régulation politique : fournir une électricité la moins riche en carbone possible (objectifs ENR/GES), la plus économique possible (compétitivité), tout en assurant la sécurité d'approvisionnement et la concurrence

La « valeur » (énergie / CO₂ / services système / externalités) du kWh ou du kW doit tenir compte de ces règles quelque soit la nature de l'énergie primaire.

Une grille de lecture à établir en fonction des objectifs.

Les mécanismes de soutien doivent être analysés au regard de l'objectif visé et dans une logique d'intérêt général :

- *pour l'Etat : contrôle des volumes, maîtrise de la dépense publique, limitation des effets de rente et connaissances des coûts de production ;*
- *pour les opérateurs : structure du LCOE (relation WACC-risque), développement et structuration de la filière ;*

Cette grille de lecture ou « cahier des charges d'un dispositif de soutien » doit faire l'objet d'un travail approfondi qu'Enerplan se propose de mener en s'appuyant sur Carbone 4 dans les prochaines semaines.

L'intégration des ENR au système électrique

Quels outils recommandez-vous pour faire participer les ENR au système électrique ?

Sans savoir précisément de quoi on parle en termes de « services systèmes » et de « système électrique » il est difficile de répondre à cette question.

Nous proposons de nous appuyer sur la note citée¹⁹ pour identifier trois enjeux : adequacy, balancing, renforcement des réseaux.

Ces pistes d'intégration doivent être étudiées avec les gestionnaires de réseaux, dans une logique de co-construction.

La nature et la valeur économique des services systèmes rendus par des installations sont très mal appréhendées à ce jour. L'introduction d'un marché de services système peut pallier à cette méconnaissance de leur valeur économique respective.

L'enjeu de la mise en œuvre de services systèmes (déconnexion, limitation d'injection...) est de garantir aux opérateurs une capacité à mesurer l'incidence technique (investissement, exploitation, maintenance) et financière (maîtrise des risques financiers). En première approche, il nous semblerait préférable que la rémunération prenne la forme de bonus et non celle de pénalités.

La valeur « réseau » liée à l'implantation d'un nouvel équipement nous semblerait devoir bénéficier d'un signal-prix plus précis, plus local et donc plus efficace. La quote-part des S3RENR laisse à penser que l'Alsace a besoin de nouveaux moyens de production (quote-part à 0 €/MWc) et que Midi-Pyrénées n'en a pas besoin (quote-part à 70 k€/MWc). Cette analyse est fautive entre les Régions et à l'intérieur même d'une Région.

Ainsi, il nous semble qu'à ce jour la connaissance et l'identification des mécanismes nécessaires ne peuvent être faites tant qu'un partage entre producteurs d'ENR et acteurs du réseau n'aura pas permis de préciser les besoins d'adaptation du système électrique, en terme de fonctions.

A ce titre la synthèse de la consultation publique de la Commission de régulation de l'énergie sur le développement des réseaux électriques intelligents en basse tension récemment publiée par la CRE est explicite : il n'existe pas à ce jour de vision claire précisant les services réseaux et systèmes que devront être capables d'assurer les ENR électriques. Il est donc temps de poursuivre les expérimentations en cours et de laisser la porte ouverte à l'innovation, qu'elle soit technique organisationnelle ou en terme de gouvernance.

Quelle analyse qualitative et quantitative faites-vous des mécanismes suivants :

- **la déconnexion des installations ENR en cas de prix de marché trop faible ou négatif ?**

Il est économiquement peu rationnel de vouloir déconnecter les ENR à coûts variables marginaux afin de laisser la place à des filières à coûts variables élevés... Il faudrait, au contraire, promouvoir un « merit order CO₂ ».

Cette piste semble donc, en l'absence d'enjeux réseaux avérés avant 10 ou 15 ans en France métropolitaine au regard des informations et étude disponibles à ce jour, à écarter.

Les prix de marchés faibles ou négatifs sont un biais du fonctionnement actuel du marché électrique sur-capacitaire, et il nous semble :

- *qu'à moyen terme les consommateurs sont en train d'intégrer le signal prix et que des nouveaux consommateurs d'électricité sont susceptibles d'arbitrer entre électricité et gaz, par exemple sur les installations industrielles consommant de la vapeur : ceci va grandement aider à résorber les aléas vus sur les prix ;*

¹⁹ Renaud Crassous et Fabien Roques, Coûts associés à l'insertion des ENR intermittentes dans le système électrique, à paraître au premier semestre 2014 dans La Revue de l'Energie

- que les réglementations européennes vont faire sortir du marché un certain nombre de centrales à charbon et résorber de fait une partie du déséquilibre, qui encore une fois n'est pas lié aux ENR en tant que telles ;
 - qu'enfin des mécanismes simples, comme par exemple en France une évolution des tranches horaires HC/HP permettent de faire basculer une part significative de la consommation lors des périodes de production importante d'ENR et pourraient aider à résorber certains déséquilibres à moindre coût.
- **La participation des ENR aux services d'équilibrage du réseau ?**
 - **La limitation de la priorité à l'injection ?**

Cette priorité se justifie car le coût marginal de production de l'électricité PV est très faible, voire nul. Il n'y a pas de logique technique ni économique à cette limitation. Il est malgré tout intéressant de constater que les allemands investiguent des mécanismes permettant de pousser à l'autoconsommation : limitation de la rémunération annuelle à 90% de la production, limitation de l'injection à 70% de la puissance disponible. Ceci pousse à l'optimisation globale du système et ce type d'approche pourrait être discuté en France.

- **L'introduction d'un marché de services système ?**

Nous considérons qu'une plus grande intégration au système électrique contribue à la valeur ajoutée du kWh ou du kW.

Pour les installations PV de forte puissance, nous sommes favorables à étudier les conditions techniques et financières de mise en œuvre des services au système électrique (équilibrage, régulation de tension, prévisibilité, déconnexion, stockage). La fourniture de services systèmes étant « nouvelle », elle doit se traduire par une rémunération à l'énergie, sous forme de bonus et non sous la forme de pénalités.

Une rémunération à la puissance est actuellement demandée dans le cadre des S3REN pour financer l'accès au réseau. Cette rémunération est imparfaite dans la mesure où le signal-prix est régional, n'incitant pas à localiser une installation sur des postes-sources où les besoins d'équilibre offre-demande justifient cette nouvelle offre.

- **D'autres mécanismes ?**

Une large cohérence doit être recherchée avec les démarches en cours d'expérimentation de l'autoconsommation, ainsi qu'avec les futures réglementations et labels associés à la durabilité des bâtiments : RT2012, RBR2020, BePOS et BePAS. En particulier il conviendra de s'assurer de la cohérence de ces objectifs avec les dispositifs de soutien aux ENR.

En particulier, nous souhaitons dans le cadre des réflexions en cours sur la notion de Bâtiment à énergie positive BEPos 2020, envisager une différenciation positive du FiT pour projet PV lié à un BEPos, le tout sous contraintes techniques (carbone, énergie nette) clairement définies.

Les différents mécanismes doivent-ils se cumuler ?

Nous n'envisageons pas cette hypothèse dans la mesure où nous souhaitons conserver un mécanisme inspiré de l'existant, au risque de stopper tout développement.

Les enjeux de la transition

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

Il est essentiel de conserver à minima la dynamique actuelle. Ceci ne doit pas empêcher des expérimentations et il sera important que la loi le permette mais la transition doit se faire en permettant de conserver le flux d'installations.

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

Les constats et recommandations proposés dans cette note sont centrés sur la production d'électricité photovoltaïque.

Peut-on faire cohabiter les tarifs d'achat actuels et un nouveau système ?

Il faut un cut-off clair entre l'historique (CSPE historique, c'est à dire les engagements constituant l'embarqué) et le futur, ne serait ce que pour éviter tout amalgame entre les objectifs de développement et les coûts induits par les installations déjà en service, avec des niveaux de tarifs d'achats qui ont pu manquer de pertinence en particulier dans la période pré-moratoire. Comme explicité plus haut, la différence est telle qu'il ne faudrait pas faire d'amalgame entre la situation des années 2010 et 2011 et la situation actuelle.

Comment doit s'opérer l'articulation avec d'éventuels objectifs européens ?

Ce point sera à discuter une fois les objectifs européens précisés et surtout détaillés par filière si tel devait être le cas.

Quel est l'horizon de temps pour une éventuelle réforme ?

L'industrie du PV est encore fragile et la transition doit nécessairement passer par une pérennisation des dispositifs de soutien, quitte à faire cohabiter les systèmes ensemble pendant une période suffisamment longue, permettant d'évaluer un nouveau système avant de supprimer un ancien.

Ces dispositifs de soutien constituent tous une « transition » sur plusieurs années, la finalité étant de tendre vers la compétitivité coût des ENR à plus ou moins long terme.

Le contenu concret de la réforme doit être annoncé le plus tôt possible afin de donner aux acteurs le temps de s'adapter et la visibilité nécessaire.

La durée de développement d'un projet étant de minimum 3 ans, il faudrait se donner 5 à 10 ans pour évaluer l'efficacité d'un nouveau système avant de supprimer l'ancien.