

RAPPORT

Direction générale de
l'énergie et du climat

Direction de l'énergie

Evolution des mécanismes de soutien aux installations sous obligation d'achat

—

Restitution de la consultation nationale

Décembre 2014



Ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie

www.developpement-durable.gouv.fr

SOMMAIRE

I. Contexte européen et national	4
I.1 - Des objectifs ambitieux de développement des énergies renouvelables	4
I.2 - Un cadre européen renforcé en matière d'exigences d'intégration au marché des énergies renouvelables	4
II. Les effets du dispositif de soutien aux EnR sur le marché et sur le système électrique	5
II.1 - Les modalités actuelles de soutien aux énergies renouvelables ont une incidence sur le fonctionnement du marché électrique.....	6
II.1.1 - La faiblesse des prix de marché a des causes multiples. Elle est accentuée par l'insertion croissante d'énergies renouvelables à coûts marginaux faibles, quels que soient les dispositifs de soutien mis en place.....	6
II.1.2 - Les mécanismes de soutien aux énergies renouvelables actuels accentuent le manque de flexibilité du système électrique et conduisent in fine à la formation de prix négatifs sur le marché, traduisant une destruction de valeur pour le système électrique.....	9
II.2 - La nécessité d'une meilleure intégration au système électrique des énergies renouvelables.....	10
III. Des dispositifs de soutien répondant à différents enjeux	11
III.1 - Quatre critères dimensionnants permettent d'évaluer les impacts des dispositifs de soutien pour les technologies matures	11
III.2 - Le tarif d'achat fixe garantit un niveau maximal de sécurité au producteur mais présente des effets distorsifs sur le marché et limite l'intégration des ENR au système électrique.....	12
III.3 - La vente sur le marché associée à une prime améliore l'intégration au marché et peut apporter une sécurité suffisante pour le producteur si elle est correctement dimensionnée	12
III.3.1 - La prime ne répond pas aux mêmes enjeux selon qu'elle est versée à l'énergie ou à la puissance	13
III.3.2 - Selon que le soutien est octroyé via des appels d'offres ou via un guichet ouvert, il n'engendre pas les mêmes facilités de pilotage du développement des ENR et des coûts par les pouvoirs publics	13
III.3.3 - La vente sur le marché associée à une prime « ex-post » permet de compenser le risque de marché pour le producteur mais ne permet pas de restaurer le « merit order »	14
III.3.4 - Le système de prime « ex-ante » permet une exposition totale aux signaux donnés par le marché mais accroîtrait les coûts de développement des projets renouvelables.....	15
III.4 - Les certificats verts ne permettent pas de disposer d'un mix de production d'énergies renouvelables diversifié.....	16
III.5 - Les technologies émergentes doivent pouvoir bénéficier de dispositifs spécifiques	17
IV. Les enjeux de la transition entre les dispositifs de soutien	17
V. Evolution projetée des dispositifs de soutien	18
V.1 - Des dispositifs de soutien adaptés aux différentes typologies d'installations et technologies.....	18
V.1.1 - Un dispositif de vente sur le marché pour les installations de grande taille.....	19
V.1.2 - Le maintien des tarifs d'achat pour les plus petites installations	19
V.1.3 - Un soutien de l'innovation pour les installations non matures.....	19

V.2 - Les principes de l'architecture du dispositif de vente sur le marché	20
V.2.1 - Achat de l'électricité	20
V.2.2 - Design de la prime « ex-post ».....	20
V.3 - La participation des producteurs à la gestion du système électrique	21
V.3.1 - L'observabilité des moyens de production intermittents.....	22
V.3.2 - La commandabilité des moyens de production intermittents.....	22
V.3.3 - La responsabilisation des moyens de production intermittents quant à la prévision de la production.....	23
V.3.4 - La participation au mécanisme d'ajustement	23
V.3.5 - La participation aux services système	23
VI. Conclusion	24

I. Contexte européen et national

1.1 - Des objectifs ambitieux de développement des énergies renouvelables

La mise en œuvre de la transition énergétique constitue l'un des engagements majeurs du Gouvernement. Elle doit notamment permettre de répondre aux objectifs ambitieux fixés par l'Union européenne à l'horizon 2020, objectifs dits « 3X20 » avec l'atteinte du seuil de 20 % d'énergies renouvelables dans la consommation finale brute européenne, et dorénavant à 2030 dans le cadre du nouveau paquet Energie-Climat 2030, où ce seuil est fixé à 27 %.

Dans ce cadre, la France s'est engagée à porter la part des énergies renouvelables de sa consommation énergétique finale d'à peine 10 % en 2005 à 23 % en 2020, avec une part de 27 % pour l'électricité renouvelable. Le projet de loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte fixe par ailleurs l'objectif de 32 % d'énergies renouvelables dans la consommation d'énergie finale à 2030, cette part représentant en 2012 quasiment 14 %.

Pour atteindre ces objectifs de développement des énergies renouvelables électriques, la France a mis en place dès le début des années 2000 un dispositif de soutien sous forme de tarifs d'achat fixes pendant plusieurs années, accordés pour certaines installations au travers d'appels d'offres.

Ce système de soutien, mis en place également dans plusieurs Etats membres de l'Union européenne, a permis de soutenir efficacement le développement des énergies renouvelables en France, portant par exemple les puissances éolienne et photovoltaïque installées sur le territoire national de 60 MW en 2000 à plus de 14 500 MW attendus pour fin 2014.

1.2 - Un cadre européen renforcé en matière d'exigences d'intégration au marché des énergies renouvelables

La Commission européenne a adopté des nouvelles lignes directrices encadrant les aides d'Etat à la protection de l'environnement et à l'énergie le 28 juin 2014.

Ces nouvelles lignes directrices prévoient les principes suivants pour le soutien aux énergies renouvelables électriques ou à la cogénération :

- Possibilité de recourir à des mécanismes de type tarifs d'achat garantis pour les installations d'une puissance inférieure à 500 kW, ou 3 MW ou 3 unités de production pour la filière éolienne ;
- Obligation de recourir à des mécanismes de rémunération fondés sur une vente sur le marché de l'électricité produite et un versement d'une prime complémentaire pour les installations de puissance supérieure à 500 kW, ou 3 MW ou 3 unités de production pour la filière éolienne, à compter du 1^{er} janvier 2016 ;
- Obligation de passer par des appels d'offres technologiquement neutres pour les installations de puissance supérieure à 1 MW, ou 6 MW ou 6 unités de production pour la filière éolienne, à compter du 1^{er} janvier 2017. Des exemptions au critère de neutralité technologique ainsi qu'à l'obligation d'appels d'offres sont prévues par les lignes directrices, qui devront alors être argumentées auprès de la Commission européenne lors de la notification des nouveaux mécanismes de soutien préalablement à leur mise en œuvre.

Ces exigences s'accompagnent également d'une obligation de soumettre les bénéficiaires des aides à des responsabilités en matière d'équilibrage et à des mesures destinées à faire en sorte que les producteurs ne soient pas incités à produire de l'électricité en période de prix négatifs.

Ces principes généraux devront s'appliquer à l'ensemble des dispositifs de soutien aux énergies renouvelables électriques. Toutefois, le dispositif de soutien à l'éolien terrestre ayant été notifié et approuvé par la Commission européenne avant l'entrée en vigueur des nouvelles lignes directrices, il peut être maintenu pendant 10 ans à compter de son approbation par la Commission européenne le 25 mars dernier. L'éolien représentant une part importante du développement des énergies renouvelables électriques, une évolution de ce dispositif vers des dispositifs adossés au marché devra néanmoins être envisagée avant le terme de cette durée de validité.

II. Les effets du dispositif de soutien aux EnR sur le marché et sur le système électrique

Compte tenu des objectifs ambitieux de développement des EnR fixés au niveau européen et national, les énergies renouvelables représenteront une part de plus en plus significative dans le mix électrique européen et français et il convenait de s'interroger sur les impacts du système de soutien sous forme de tarifs d'achat, d'une part sur le marché de l'électricité et d'autre part sur le système électrique, ainsi que sur l'évolution de ce système. En effet, ce mode de soutien qui rémunère les producteurs selon l'énergie produite, ce qui les incite à produire au maximum sans tenir compte des besoins réels du marché, peut renforcer les dysfonctionnements du marché de l'électricité.

Cette volonté a conduit le gouvernement à lancer une consultation auprès des parties prenantes sur l'avenir des dispositifs de soutien aux énergies renouvelables électriques. Cette consultation invitait les acteurs à détailler leur analyse (i) sur le fonctionnement actuel du système électrique et du marché de l'électricité et l'enjeu de la meilleure intégration des EnR, (ii) sur les pistes d'évolution du système de soutien aux énergies renouvelables électriques vers un dispositif permettant d'améliorer le fonctionnement du marché et une meilleure intégration des EnR au système électrique, et (iii) sur les modalités et enjeux de la transition vers le (ou les) nouveau(x) dispositif(s).

Cette consultation, lancée le 12 décembre 2013 et clôturée le 28 février 2014, a suscité l'intérêt d'un grand nombre d'acteurs du secteur, plus d'une centaine de contributions ayant été reçues. Les contributeurs présentent des profils variés : syndicats professionnels, producteurs d'électricité, fournisseurs, gestionnaires de réseaux, autres acteurs du secteur de l'énergie, organismes publics, ONG, particuliers, etc. Elle a permis d'engager la réflexion sur cette thématique complexe et de préparer les évolutions à venir des dispositifs de soutien aux énergies renouvelables.

Ces contributions riches ont témoigné de l'intérêt porté par l'ensemble des acteurs à cette problématique de l'évolution des mécanismes de soutien aux énergies renouvelables, enjeu important pour le développement de ces énergies et pour le bon fonctionnement du marché. Elles ont permis de nourrir les réflexions du gouvernement sur ces sujets, et de porter une position nationale auprès de la Commission européenne dans le cadre de l'élaboration de ses nouvelles lignes directrices adoptées le 28 juin 2014. Elles ont également permis de fixer un cadre pour l'élaboration de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, en instaurant notamment le principe du complément de rémunération.

Les deux aspects principaux qui ont été développés dans les retours de la consultation ont concerné les enjeux de l'amélioration de la réactivité des productions d'énergies renouvelables aux signaux du marché de l'électricité et leur meilleure intégration au système électrique.

II.1 - Les modalités actuelles de soutien aux énergies renouvelables ont une incidence sur le fonctionnement du marché électrique

Concernant les effets des modalités de soutien aux énergies renouvelables (EnR) sur le marché, les contributions reçues appellent à nuancer le diagnostic initial présenté dans la consultation sur l'impact du développement des EnR et de leurs mécanismes de soutien sur le fonctionnement du marché électrique. Celle-ci attribuait la faiblesse actuelle des prix de marché de l'électricité et la formation de prix négatifs¹ essentiellement aux EnR.

En réalité, la faiblesse actuelle des prix de marché de l'électricité, bien qu'entretenue par les mécanismes de soutien aux EnR, traduit des dysfonctionnements du système électrique dont les causes sont multiples. La formation de prix négatifs traduit, quant à elle, un manque de flexibilité du système électrique qui est accentué par le type de dispositifs de soutien aux énergies renouvelables mis en place.

II.1.1 - La faiblesse des prix de marché a des causes multiples. Elle est accentuée par l'insertion croissante d'énergies renouvelables à coûts marginaux faibles, quels que soient les dispositifs de soutien mis en place

Entre 2000 et 2007, la demande d'électricité en Europe a augmenté de l'ordre de 50 TWh par an. En conséquence, de nombreuses capacités thermiques ont été mises en service misant sur le fait que cette demande continuerait de croître. Ces prévisions ne se sont pas réalisées puisque la crise économique de 2008 a mis un frein à cette croissance. Ainsi, entre 2008 et 2012, la demande d'électricité en Europe a même diminué et ces nouvelles capacités thermiques (des centrales à cycle combiné gaz (CCG) principalement) se sont donc retrouvées en excédent. A cette situation déjà sur-capacitaire, sont venues s'ajouter de nouvelles capacités d'origine renouvelable, résultat des politiques énergétiques mises en œuvre par les Etats Membres et ayant mené à leur développement rapide en Europe. **La conjonction de ces facteurs, associée à la faiblesse du prix du CO₂ et la faiblesse du prix du charbon, a conduit progressivement à une dépréciation des prix de gros de l'électricité.**

¹ Les prix négatifs traduisent une destruction de valeur sur le marché.

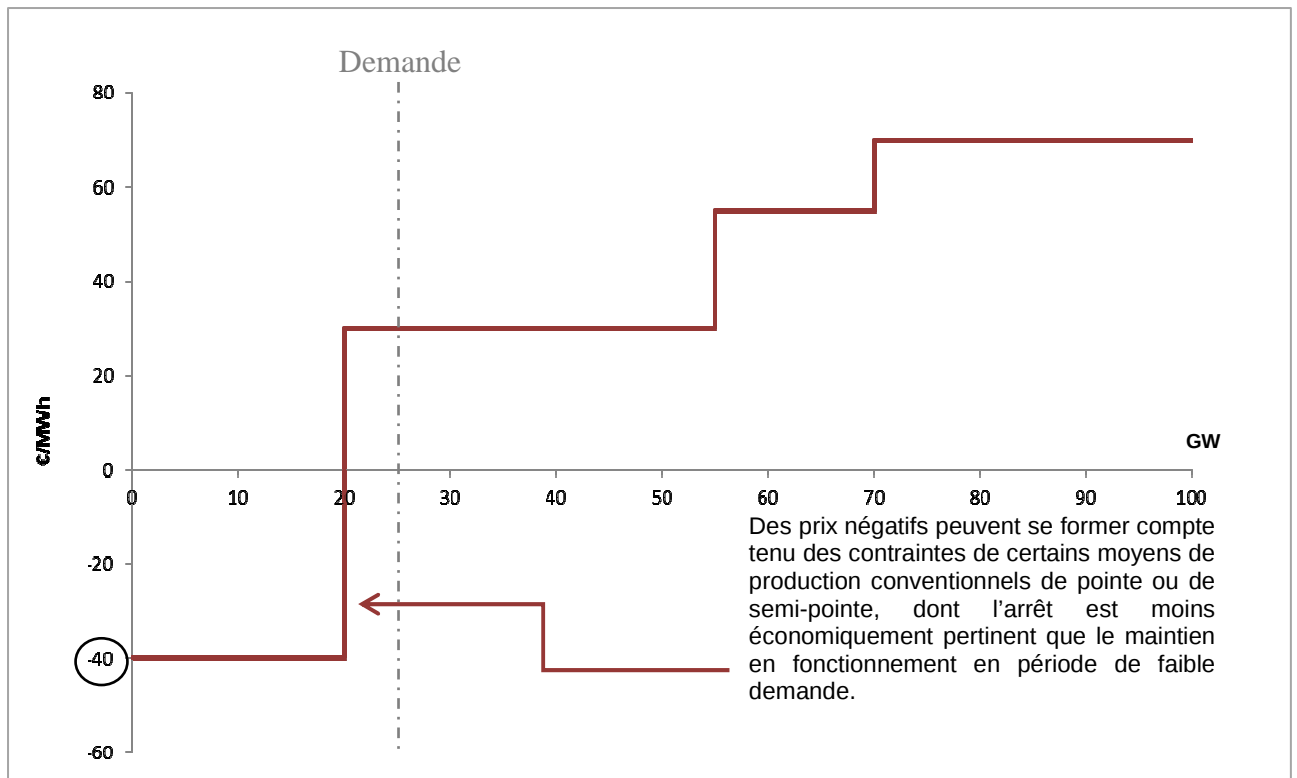


Figure 1 – « Merit Order » des moyens de production hors EnR² (Source DGEC)

L'intégration des capacités d'origine renouvelable, qu'elles fassent ou non l'objet d'un soutien spécifique, entretient cette situation de baisse des prix du marché de gros en déplaçant le « merit order » (qui classe les moyens de production par ordre croissant de coût marginal) induisant les prix de marché à la baisse.

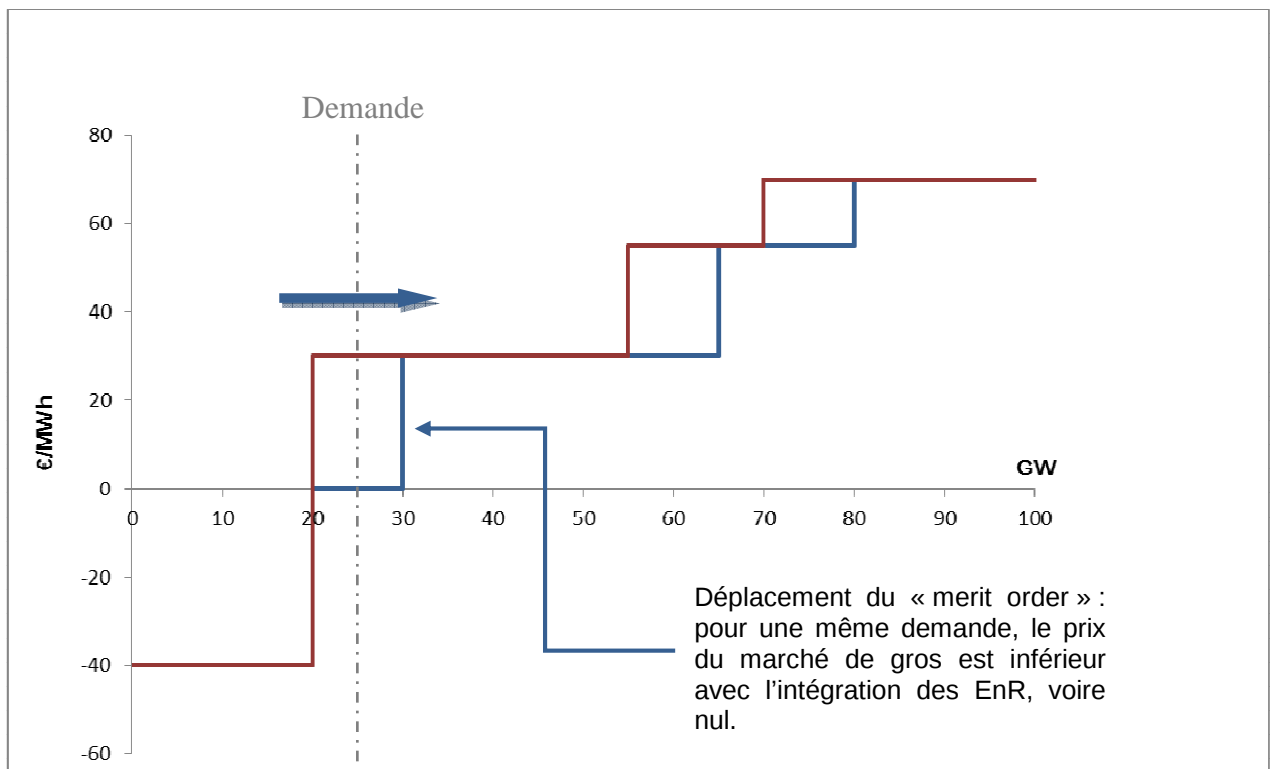


Figure 2 – Déplacement du « merit order » par l'intégration d'EnR (Source DGEC)

² Les prix et les données relatives au « merit order » sont purement indicatifs.

A court terme, la faiblesse des prix sur le marché de gros engendre principalement deux types d'effets : (i) une hausse du coût du soutien au développement des EnR, et (ii) une fragilisation de la situation économique des moyens de production classiques par une accentuation de la baisse des prix de gros de l'électricité.

- (i) La CSPE étant calculée sur la base de la différence entre le coût de production des installations EnR et le prix de gros de l'électricité, plus ce dernier est faible et plus la différence devant être compensée par la CSPE est importante ;
- (ii) En devenant inférieurs aux coûts de développement de nouvelles installations, les prix de marché ne permettent plus d'assurer la rentabilité de ces derniers et par conséquent n'incitent pas à la mise en service de nouveaux moyens de production. Ils peuvent devenir par ailleurs inférieurs aux coûts d'exploitation des centrales thermiques, ce qui, combiné d'un côté à une hausse du prix du gaz et de l'autre, à une baisse des prix du charbon et du CO₂, ne permet plus d'assurer la rentabilité de certains moyens de production existants et fragilise la situation économique des moyens de production classiques.

Cela soulève à moyen terme deux enjeux importants : (i) la garantie de la sécurité d'approvisionnement, et (ii) le pilotage du mix de production électrique.

- (i) **A moyen terme**, la faiblesse conjoncturelle des prix de marché, fragilisant l'économie des moyens de production classiques, pourrait avoir un impact sur la sécurité d'approvisionnement. De nombreux énergéticiens ont en effet annoncé la mise sous cocon voire le déclassement de leurs centrales, alors que ces capacités sont nécessaires (en particulier à moyen terme) à la garantie de l'équilibre offre-demande et à la sécurité du système électrique afin notamment de pallier l'intermittence des énergies renouvelables et de répondre à la demande en période de pointe ;

A plus long terme, si la faiblesse des prix de marché devient structurelle, notamment du fait de l'insertion croissante de moyens de production à coûts marginaux faibles ou nuls (en particulier renouvelables), le marché « energy only » pourrait ne plus permettre d'assurer la rentabilité des moyens de production non subventionnés qui resteront nécessaires, aux côtés des énergies renouvelables, pour répondre au besoin de consommation électrique. Une réflexion sur l'architecture du marché électrique semble nécessaire afin qu'il permette l'émergence d'un signal-prix de long terme représentatif des coûts complets de production.

- (ii) Compte tenu de la faiblesse des prix sur le marché de gros de l'énergie, le signal-prix envoyé n'est pas représentatif des coûts de développement de long terme de l'unité de production marginale du parc. Le marché de gros ne permet donc pas de donner un signal à l'investissement, pour tenir compte des besoins du système électrique en termes d'équilibre offre-demande. Cette situation sera probablement accentuée par l'insertion d'une part croissante de moyens de production à coûts marginaux quasi-nuls et par ailleurs intermittents. L'absence – en tout cas à l'heure actuelle – de signal-prix de long terme soulève l'enjeu du pilotage du mix énergétique et de l'adéquation des trajectoires de développement des différentes énergies. Le pilotage des volumes par le marché uniquement paraît inopérant – au moins à court terme – compte tenu de la distorsion des signaux envoyés (prix de marché en dessous des coûts de développement long terme de nouvelles capacités, absence d'un signal carbone). Ce pilotage devra alors être assuré par l'Etat (dispositif dans lequel les appels d'offre sont particulièrement adaptés).

Les enjeux résident alors dans la recherche de la meilleure trajectoire de développement des énergies renouvelables (et plus généralement du mix électrique). Les principaux déterminants pour la définition d'une trajectoire optimisée de diversification du mix électrique et du développement des énergies renouvelables sont l'évolution de la demande (qui reflète l'évolution des besoins additionnels) et les différentiels de coûts entre technologies (qui permettent de tenir compte de la compétitivité relative de chacune).

II.1.2 - Les mécanismes de soutien aux énergies renouvelables actuels accentuent le manque de flexibilité du système électrique et conduisent in fine à la formation de prix négatifs sur le marché, traduisant une destruction de valeur pour le système électrique.

Le mode de soutien aux EnR peut contribuer à l'apparition de phénomènes de prix négatifs accentuant le manque de flexibilité du système électrique. En effet, les dispositifs de soutien du type tarifs d'achat garantis n'incitent pas les producteurs qui en bénéficient à moduler leur production en fonction des signaux de marché.

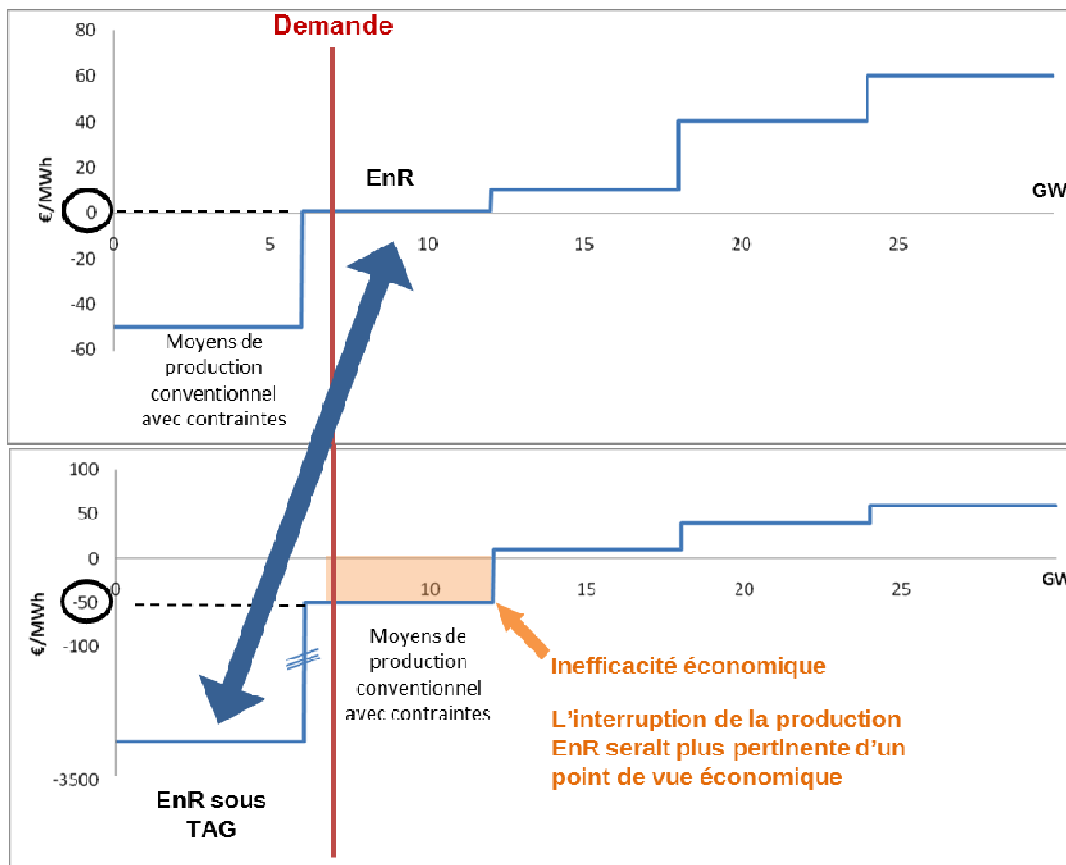


Figure 3 – Impact du dispositif de soutien aux EnR (Source DGEC)

Si les prix négatifs peuvent se former sur le marché même sans intégration d'EnR, compte tenu des contraintes de certains moyens de production conventionnels d'être maintenus en fonctionnement, l'intégration des EnR, par l'incitation à produire en permanence, accentue le niveau de ces prix négatifs.

En conclusion, il convient de retenir que c'est la situation actuelle du système électrique, de faiblesse de la demande et de surcapacité de production, qui est à l'origine des faibles signaux de prix envoyés par les marchés de l'énergie (notamment les périodes de prix négatifs). Les EnR contribuent à cette faiblesse des prix (sans toutefois l'avoir initiée) du fait de leurs caractéristiques intrinsèques (coût marginal quasi nul), et non pas du fait du type de mécanisme de soutien mis en place (qui lui accentue les effets de prix négatifs).

Il convient de noter que, même sans dispositif de soutien spécifique, les EnR aux coûts marginaux quasi-nuls, une fois construites, seraient appelées dans tous les cas à produire en priorité et que leur insertion croissante dans le mix énergétique conduirait naturellement ainsi à déplacer le « merit order » et à tirer les prix de marché de gros à la baisse.

Les prix négatifs sont, quant à eux, accentués par les modes de soutien aux EnR qui ont été mis en place. Cette situation, qui reflète une destruction de valeur sur le marché et une désoptimisation du « merit order », appelle à une refonte des dispositifs de soutien vers des mécanismes plus intégrés au marché.

A plus long terme, la faiblesse des prix sur le marché de gros, si elle devient structurelle, appelle à une réflexion de fond sur le fonctionnement du marché de l'électricité et notamment sur la capacité du marché « energy only » à donner un signal-prix de long terme représentatif des coûts de production des installations électriques.

II.2 - La nécessité d'une meilleure intégration au système électrique des énergies renouvelables

Les énergies renouvelables se caractérisent actuellement par une absence de participation aux services système du réseau électrique. Elles bénéficient d'un accès garanti au réseau, mais ne sont pas tenues de participer aux services d'équilibrage du réseau électrique, malgré une production plus difficilement prévisible. Si les moyens de production centralisés participent à ces services, RTE les rémunère pour cela. En raison de l'accroissement à venir de la part des EnR dans le mix électrique, l'absence de participation aux services système aura potentiellement des conséquences sur la sécurité d'approvisionnement lors des pointes de consommation ou de production EnR.

Il est à noter que des dispositifs existent déjà dans certains cas, notamment dans les zones non interconnectées où le gestionnaire de réseau peut, par exemple, déconnecter les installations de production intermittentes dès lors que leur puissance atteint 30 % de la puissance active totale transitant sur le réseau. De telles dispositions sont également prévues par certains appels d'offres comme les appels d'offres de 2011 et 2014 portant sur les installations photovoltaïques de puissance supérieure à 250 kWc³.

La nécessité d'une meilleure intégration au réseau des EnR a été globalement partagée par les contributeurs. Afin d'accompagner leur développement, il est jugé pertinent et nécessaire que ces EnR apportent une juste contribution à la sûreté du système électrique, en fonction de leurs possibilités.

³ Dans le cadre de l'appel d'offres CRE 1, les installations situées en ZNI devaient être couplées à des solutions de stockage/lissage. L'appel d'offres CRE 3 prévoit quant à lui un volet spécifique à l'intégration des EnR au système électrique.

Les modalités concrètes de l'intégration au réseau des EnR ne sont en revanche pas partagées par tous les contributeurs, l'enjeu principal étant le niveau d'exigences attendu pour les installations EnR : application à toutes les installations ou à certaines installations uniquement, participation au mécanisme d'ajustement, au réglage de la tension et/ou de la fréquence, incitations sur la qualité de la prévision, etc. La question des éventuelles compensations (primes, système de bonus/malus, etc.) est également primordiale à approfondir.

Plusieurs acteurs mettent en avant la nécessité pour les EnR de participer *a minima* au réglage de la tension (absorption et/ou fourniture de puissance réactive), ce qui pourrait permettre de réduire certains coûts (notamment les coûts de renforcement des réseaux publics de distribution), et au mécanisme d'ajustement en proposant des offres d'ajustement à la baisse. Une meilleure prévision du programme de production et une responsabilisation financière concernant les écarts induits par la production sont également des propositions évoquées à plusieurs reprises.

III. Des dispositifs de soutien répondant à différents enjeux

La consultation avait pour objectif de partager avec les acteurs l'analyse des différents modes de soutien envisageables, tant en termes qualitatifs sur les avantages et les inconvénients présentés par chacun des dispositifs qu'en termes de chiffrage quantitatif des impacts de ces derniers sur le fonctionnement du marché de l'électricité, du système électrique, sur le financement des projets EnR, le coût pour la collectivité de leur soutien ou encore la structure des filières.

Elle a également différencié les technologies matures des technologies émergentes.

III.1 - Quatre critères dimensionnants permettent d'évaluer les impacts des dispositifs de soutien pour les technologies matures

Plusieurs contributions ont apporté des analyses poussées des caractéristiques des différents modes de soutien proposés et ont permis de définir des critères dimensionnants pour l'évaluation des différents dispositifs proposés notamment au regard des enjeux exposés au II. :

- 1. la limitation des risques pour les producteurs** : ce critère détermine le degré de chaque dispositif à limiter les risques pour les producteurs en leur donnant des garanties et de la visibilité sur le niveau de subvention, afin que les filières puissent se développer sans faire peser de charges de service public exorbitantes sur les consommateurs ;
- 2. l'intégration technique au système électrique** : ce critère définit le degré d'incitation des producteurs à gérer techniquement leur production et à se l'approprier afin de s'adapter aux signaux transmis par le système ;
- 3. la limitation des distorsions⁴ du marché** : ce critère vise à mesurer le niveau d'intégration des producteurs au marché et leur niveau d'exposition aux signaux donnés par le marché, et ainsi l'absence d'incitation à produire à « tout prix » et la réduction des impacts sur les prix négatifs ;

⁴ L'effet distorsif apparaît lorsque le comportement du producteur n'est pas sensible aux signaux de marché.

4. **la maîtrise et la prévisibilité des coûts et des volumes** : ce critère mesure l'impact du dispositif en termes de pilotage du développement des filières et de prévision de charges de CSPE.

III.2 - Le tarif d'achat fixe garantit un niveau maximal de sécurité au producteur mais présente des effets distorsifs sur le marché et limite l'intégration des ENR au système électrique

Les tarifs d'achat fixes (en anglais « FIT » pour Feed-in-Tariff), actuellement les plus répandus en Europe, reposent sur une obligation d'achat à un tarif (€/MWh) fixé administrativement. Le ou les acheteurs obligés sont compensés pour les charges associées par un prélèvement dont l'assiette est variable, mais qui met à contribution le consommateur, à l'exemple de la CSPE en France.

Ce type de dispositif présente le niveau de risque minimum pour les producteurs (pas d'exposition au risque marché) par rapport aux autres dispositifs en leur assurant une visibilité maximale et une sécurité financière importante. Ce dispositif permet donc d'optimiser les coûts de production mais fait peser le risque sur les charges de service public et les consommateurs.

Par ailleurs, il déresponsabilise les producteurs sur la gestion de leur production et donc engendre une moindre incitation d'intégration au système électrique et les incite à produire quel que soit l'état du marché. Il contribue de manière importante aux distorsions de marché en perturbant le « merit order » et en accentuant la formation de prix négatifs sur le marché, les producteurs ne percevant pas les signaux transmis par celui-ci. Il conduit ainsi à une destruction de valeur pour le système électrique et à une dégradation des signaux de court terme sur le marché.

Le pilotage des coûts et des volumes est par ailleurs difficilement maîtrisable par les pouvoirs publics lorsque les tarifs d'achat sont octroyés par le biais d'un guichet ouvert tel que l'obligation d'achat. Un système de tarif auto-ajustable, tel qu'il a été mis en place pour la filière photovoltaïque, permet néanmoins de répondre en partie à cet enjeu et le recours aux procédures d'appels d'offres permet de rétablir cette capacité de pilotage.

Schématiquement, le tarif d'achat fixe présente les avantages et inconvénients suivants :

Risque producteur	Intégration au système électrique	Intégration au marché de l'électricité	Pilotage par les pouvoirs publics
-------------------	-----------------------------------	--	-----------------------------------

III.3 - La vente sur le marché associée à une prime améliore l'intégration au marché et peut apporter une sécurité suffisante pour le producteur si elle est correctement dimensionnée

Un système de prime complémentaire à la vente sur le marché de l'électricité produite peut être défini de multiples façons. La prime peut être versée soit en fonction de l'énergie produite (€/MWh) soit en fonction de la puissance de l'installation (€/MW). La prime peut également être versée « ex-post », c'est-à-dire ajustée en fonction des quantités d'électricité réellement produites et des prix de marché observés, ou définie « ex-ante » sans ajustement en fonction du réalisé. Enfin, elle peut être attribuée dans le cadre d'un guichet ouvert ou dans le cadre d'un appel d'offres. Selon les modalités de définition de la prime qui seront choisies, les effets de cette dernière différeront. Ces modalités doivent donc être analysées en détail.

III.3.1 - La prime ne répond pas aux mêmes enjeux selon qu'elle est versée à l'énergie ou à la puissance

La prime complémentaire à la vente sur le marché peut être liée à l'énergie produite (€/MWh), à la puissance installée (€/MW) ou être une combinaison des deux. Ces différentes solutions ne permettent pas d'agir sur les mêmes leviers.

Dans le cas d'une prime versée uniquement en fonction de la puissance, l'Etat et le producteur ont davantage de visibilité sur les montants effectifs de la prime versée, celle-ci étant indépendante de la production. Elle reste néanmoins dépendante de l'évolution des prix de marché lorsqu'elle est définie « ex-post ». Vu de l'Etat, qui n'est plus exposé au risque de volume, ni au risque de volatilité des marchés dans le cas d'une prime « ex-ante », elle permet de mieux piloter la dépense publique.

Une prime à l'énergie produite ne permet pas de rétablir totalement le « merit order » puisque les producteurs qui en bénéficient sont incités à produire tant que le prix de marché n'est pas inférieur à l'opposé du montant de la prime. D'un point de vue économique, ils devraient interrompre leur production dès que le prix de marché est inférieur à leur coût marginal. Un système de prime à l'énergie ne supprime donc pas le risque de prix négatifs, mais permet néanmoins d'en limiter l'ampleur.

Un système de prime à la puissance installée permet, quant à lui, de rétablir totalement le « merit order », de supprimer les distorsions de marché et le risque de prix de marché négatifs. Un tel système de prime peut toutefois favoriser des distorsions du signal d'investissement (incitation à investir dans des matériels de moins bonne qualité ou moins optimisés puisque l'incitation à produire est plus faible) et nécessite des actions de contrôle plus importantes des caractéristiques des installations qu'un système de prime à l'énergie produite.

III.3.2 - Selon que le soutien est octroyé via des appels d'offres ou via un guichet ouvert, il n'engendre pas les mêmes facilités de pilotage du développement des ENR et des coûts par les pouvoirs publics

De manière générale, les procédures d'appels d'offres permettent de répondre efficacement aux enjeux de pilotage du développement des filières, en répondant aux objectifs suivants :

- mise en concurrence permettant d'optimiser les coûts des projets ;
- réduction de l'asymétrie d'information entre les pouvoirs publics et les professionnels sur les coûts des projets ;
- gestion des conflits d'usage, de la ressource, etc. ;
- pilotage du développement des parcs et des coûts associés.

Les guichets ouverts, s'ils sont plus simples à utiliser et donnent une meilleure visibilité aux producteurs, ne permettent pas de répondre à ces enjeux. Les guichets ouverts peuvent donc être pertinents pour les filières dont les coûts de production sont relativement connus et stables et dont les sites potentiels de développement sont nombreux, avec des conflits d'usages limités (cas notamment de l'éolien terrestre).

III.3.3 - La vente sur le marché associée à une prime « ex-post » permet de compenser le risque de marché pour le producteur mais ne permet pas de restaurer le « merit order »

Dans les systèmes de type « marché plus prime » (en anglais « FIP » pour Feed-in-Premium) les producteurs d'électricité renouvelable vendent leur électricité sur le marché et se voient attribuer une prime complémentaire pour couvrir les coûts de leurs installations et permettre leur rentabilité.

La vente sur le marché permet de mieux intégrer les EnR au système électrique car le signal prix sur le marché spot reflète les contraintes d'équilibre offre-demande.

Dans le cas de la prime « ex-post », la prime est définie en fonction des prix de marché observés, voire du productible. Schématiquement, la prime représente la différence entre le coût complet d'une installation et le prix de marché moyen constaté sur une période donnée (ce prix de marché moyen pouvant tenir compte du profil de production de la filière considérée).

Ce type de dispositif permet d'exposer les producteurs EnR aux signaux de court terme du marché de gros tout en leur garantissant, selon les modes de rémunération, une visibilité et une sécurité financière proches de celles dont ils bénéficient dans le cadre des tarifs d'achat garantis. Il présente donc un risque faible pour les producteurs tout en les responsabilisant de manière progressive sur l'intégration de leur production au marché et au système électrique. Les coûts de production restent optimisés et le risque marché sur la durée du soutien (15 à 20 ans dans le cas des contrats actuels) reste porté principalement par le consommateur. Les coûts de développement des EnR sont donc marginalement impactés (pas d'augmentation du coût du risque) dans ce dispositif mais peuvent néanmoins l'être à la hausse avec la prise en compte des coûts de commercialisation de l'énergie produite. Ce dispositif permet également de fournir le marché de l'électricité en liquidités.

Ce dispositif ne restaure pas totalement le « merit order », notamment si la prime est versée au MWh produit et ne permet donc pas de corriger totalement les distorsions du marché. Il permet en revanche de limiter l'ampleur des prix négatifs puisque les installations ne sont plus incitées à produire lorsque la vente de l'électricité sur le marché conduit à des pertes supérieures au montant de la prime. Si par ailleurs la prime n'est pas versée lorsque les prix de marché sont négatifs, un tel dispositif peut permettre d'atténuer, voire de supprimer la plupart de ces phénomènes.

Les enjeux de la prime « ex-post » sont liés essentiellement à son design et à ses modalités de versement : prix de marché de référence, production de référence (production de la filière vs du producteur), pas de temps de production (mensuel/annuel/etc.), rythme de versement de la prime (à l'investissement, périodique, dégressive), etc.

Ces modalités impactent également le pilotage des coûts et des volumes par les pouvoirs publics.

Schématiquement, la vente sur le marché associée à une prime « ex-post » présente les avantages et inconvénients suivants :

Risque producteur	Intégration au système électrique	Intégration au marché de l'électricité	Pilotage par les pouvoirs publics
--------------------------	--	---	--

III.3.4 - Le système de prime « ex-ante » permet une exposition totale aux signaux donnés par le marché mais accroîtrait les coûts de développement des projets renouvelables

Dans le cas de la vente sur le marché associée à une prime « ex-ante », celle-ci est déterminée à l'avance et versée sans ajustement en fonction de la production et des prix de marché effectifs. Schématiquement, la prime représente la différence entre le coût complet d'une installation et le prix de marché moyen anticipé sur la période de production.

Ce type de dispositif permet d'exposer les producteurs EnR aux signaux de court terme (signal-prix à la production) et de long terme (signal-prix à l'investissement) du marché de gros, responsabilisant totalement les producteurs sur l'intégration de leur production au marché et au système électrique. Il ne restaure toutefois pas totalement le « merit order » si la prime est versée au MWh produit, et ne permet donc pas de corriger totalement les distorsions du marché. Il permet en revanche de limiter l'ampleur des prix négatifs puisque les installations ne sont plus incitées à produire lorsque la vente de l'électricité sur le marché conduit à des pertes supérieures au montant de la prime. Si par ailleurs la prime n'est pas versée lorsque les prix de marché sont négatifs, un tel dispositif peut permettre d'atténuer, voire de supprimer ces phénomènes.

Ce dispositif peut présenter à la fois un risque de sous-rémunération (défavorable pour le producteur) et de sur-rémunération (défavorable pour le consommateur final). Il présente dans tous les cas un risque important pour les producteurs dont la rémunération dépend fortement de l'évolution des prix de marché sur le long terme. Un tel système implique donc une évolution structurelle des acteurs vers le métier d'énergéticien.

Son impact financier est potentiellement élevé du fait de l'exposition au risque marché des producteurs, répercutée sur les coûts de production, et d'une moindre visibilité. Ce type de dispositif peut ainsi conduire à une augmentation sensible des coûts de développement des EnR. A objectifs de développement des renouvelables inchangés, il induirait une hausse des coûts pour le système électrique.

Du point de vue de l'Etat, il permet en revanche une bonne maîtrise des montants de CSPE, qui ne sont plus exposés aux aléas du marché.

D'autre part, un système de prime fixe « ex-ante », lorsque le montant de la prime est défini administrativement (et non par appel d'offres) pourrait être pertinent sur le plan économique et intéressant en opportunité, si le signal-prix sous-jacent était représentatif des coûts de développement de long terme de l'unité de production marginale du parc et qu'il permettait donc de donner un signal à l'investissement, tenant compte des besoins du système électrique en termes d'équilibre offre-demande. Or, compte tenu de l'état actuel du marché électrique, le prix du seul marché de gros de l'énergie n'envoie pas ces signaux, situation qui sera vraisemblablement accentuée par l'insertion d'une part croissante de moyens de production à coûts marginaux quasi-nuls et dont la production est par ailleurs intermittente. Cette absence de signal prix du marché et d'anticipation des prix à moyen-long terme, ajoutée à l'asymétrie d'information forte qui existe sur le coût réel des installations, rend très difficile la fixation du niveau d'une prime fixe « ex-ante » par l'Etat. Un dispositif de prime fixe « ex-ante » définie administrativement, paraît donc peu opérationnel et potentiellement distorsif.

La définition du montant de la prime par appel d'offres permet de révéler les anticipations des acteurs (sur les coûts des installations et sur les prix de marché à long terme) et de réduire l'incertitude pour l'Etat quant au montant de la prime à fixer. Néanmoins, un dispositif dont l'objectif est une exposition aux signaux-prix de long terme du marché (signal à l'investissement) perd de son intérêt dans un système comme les appels d'offres où les trajectoires de développement, et donc le signal à l'investissement, sont pilotés par l'Etat et non par le marché.

Les enjeux de la prime « ex-ante » sont liés essentiellement à son design et à ses modalités de versement : prix de marché de référence, production de référence (production de la filière vs du producteur), rythme de versement de la prime (à l'investissement, périodique, dégressive), modulation ou plafonnement, etc.

Schématiquement, dans le contexte actuel, la vente sur le marché associée à une prime « ex-ante » présente les avantages et inconvénients suivants :

Risque producteur	Intégration au système électrique	Intégration au marché de l'électricité	Pilotage par les pouvoirs publics
-------------------	-----------------------------------	--	-----------------------------------

III.4 - Les certificats verts ne permettent pas de disposer d'un mix de production d'énergies renouvelables diversifié

Les mécanismes de quotas, basés sur des certificats verts, sont des mécanismes de marché. Dans cette configuration, l'électricité renouvelable produite est vendue sur le marché de l'électricité, et l'origine renouvelable est valorisée sur un marché annexe de certificats adossé à une obligation d'incorporation. Les certificats verts sont donc des instruments de marché basés sur une incitation à produire au moindre coût.

En théorie, un tel marché assure le respect de l'objectif (efficacité) sans impact pour les finances publiques (le coût étant supporté par le consommateur) et au moindre coût pour la collectivité (efficacité), minimisant ainsi la hausse du prix de l'électricité pour les consommateurs : les technologies les moins chères sont déployées en priorité et le prix du certificat vert s'ajuste sur le coût de l'installation marginale.

Ce dispositif privilégie ainsi les filières matures les moins chères et suppose l'existence de plusieurs technologies dans des gammes de prix comparables pour pouvoir disposer d'un mix de production diversifié.

En pratique, compte tenu de la disparité des coûts des énergies renouvelables, seules quelques technologies seraient privilégiées, et les technologies les moins chères pourraient bénéficier d'une rémunération disproportionnée, le montant du certificat s'ajustant sur le coût de la technologie marginale.

Les contributeurs ont été plutôt défavorables dans l'ensemble à un système de certificats verts considérant qu'ils ne sont pas de nature à soutenir de la même manière toutes les technologies et qu'ils peuvent présenter des variations importantes sur le marché. L'absence de possibilité de pilotage par les pouvoirs publics du mix EnR est également un inconvénient.

Un tel dispositif semble donc devoir être écarté.

III.5 - Les technologies émergentes doivent pouvoir bénéficier de dispositifs spécifiques

Les technologies non matures font déjà l'objet d'un soutien spécifique. En effet, les projets de démonstration de technologies innovantes sont des projets risqués qui ne sont pas finançables sur des marchés de capitaux habituels pour les infrastructures de production électrique (financement de projet sans recours). Ainsi, peu d'investisseurs avisés accepteraient de financer un projet de démonstration lourd de type ferme pilote, et s'ils le faisaient, cela serait avec des exigences de rentabilité très élevées, car l'incertitude qui pèse sur la performance du projet et le manque de retour d'expérience associé ne donne aucune assurance sur la réalité du retour sur investissement.

C'est en cela qu'un des outils privilégiés de l'action de l'Etat pour soutenir le développement de ces nouvelles technologies sont les Investissements d'Avenir, à travers des appels à manifestation d'intérêt pilotés par l'ADEME. Ainsi, c'est l'Etat qui apporte une partie du capital soit sous forme de subvention, soit sous forme d'avance remboursable (équivalant à un prêt à taux très bas non remboursable en cas de non succès du projet). Cet apport est essentiel pour permettre au projet de se faire, de franchir l'étape de démonstration et de rassurer les investisseurs (l'incitativité de l'aide doit être justifiée). Par ailleurs, cela permet de soutenir des projets innovants portés par de plus petites structures qui sinon ne pourraient s'imposer face à des projets portés par de grands groupes disposant de ressources financières plus conséquentes. Cet outil est contraint par l'encadrement communautaire des aides d'Etat.

Les contributions reçues ont confirmé la nécessité de maintenir ce type de soutien spécifique pour ces technologies non matures.

En conclusion, au regard des critères dimensionnants que sont la limitation des risques pour les producteurs, l'intégration technique au système électrique, la limitation des distorsions du marché et la maîtrise et la prévisibilité des coûts et des volumes, les dispositifs de soutien avec vente sur le marché associée à une prime « ex-post », sur le modèle du « contrat pour différence », apparaissent plus adaptés.

Les préférences des acteurs ayant contribué à la consultation font ressortir trois dispositifs : le maintien des tarifs d'achat garantis, pour lesquels un consensus se dégage concernant les petites installations, une prime variable « ex-post » assurant un certain niveau de rémunération défini « ex-ante » et une prime fixe « ex-ante » exposant totalement les producteurs aux signaux de marché.

IV. Les enjeux de la transition entre les dispositifs de soutien

De manière générale, les contributeurs se positionnent pour un changement progressif des modalités de soutien, certains considérant qu'un mécanisme de type « marché + prime ex-post » peut constituer une transition vers un mécanisme cible à terme de type « marché + prime ex ante ».

Une cohabitation des deux systèmes est souvent souhaitée, avec des exigences de lisibilité et de visibilité du nouveau dispositif (impliquant une définition rapide dans la loi et les textes réglementaires et une entrée en vigueur différée) et sans effets rétroactifs.

Plusieurs acteurs évoquent également la possibilité de mener des expérimentations afin de tester les nouveaux dispositifs avant leur mise en œuvre définitive.

Toutefois, les lignes directrices adoptées par la Commission européenne le 28 juin 2014 imposent des délais contraints : tout nouveau dispositif de soutien devra reposer sur un système de prime en complément de la vente sur le marché de l'électricité produite dès le premier janvier 2016 pour les installations de plus de 500 kW, et ces primes devront être accordées par le biais d'une procédure de mise en concurrence dès le premier janvier 2017 pour les installations de plus de 1 MW. Ces contraintes s'imposeront à toutes les installations nouvelles. Les contrats d'achat des installations existantes ne seront pas remis en cause et les installations qui se seront vues confirmer le bénéfice d'une aide sous la forme d'un tarif d'achat, sous réserve que cette confirmation intervienne avant le 31 décembre 2015, pourront en bénéficier.

Le dispositif de soutien à l'éolien terrestre ayant été notifié et approuvé par la Commission européenne avant l'entrée en vigueur des nouvelles lignes directrices, il peut être maintenu pendant 10 ans à compter de son approbation par la Commission européenne le 25 mars dernier. L'éolien représentant une part importante du développement des énergies renouvelables électriques, une évolution de ce dispositif vers des dispositifs adossés au marché devra être envisagée avant le terme de cette durée de validité.

V. Evolution projetée des dispositifs de soutien

L'évolution des dispositifs de soutien aux énergies renouvelables s'inscrit dans un contexte national et européen différent de celui qui prévalait dans les années 2000 et qui avait conduit à mettre en place un dispositif de soutien sous forme de tarif d'achat fixe.

Le secteur des énergies renouvelables est désormais confronté à un défi majeur : l'augmentation de la part des énergies renouvelables dans le mix électrique européen contribue à accentuer les dysfonctionnements du marché de l'électricité et présente des impacts sur le système électrique, qui doivent être pris en compte dans une perspective de développement ambitieux de ces capacités.

Toute évolution des dispositifs de soutien doit par ailleurs s'inscrire dans le cadre des nouvelles lignes directrices de la Commission européenne publiées le 28 juin 2014 encadrant les aides d'Etat à l'énergie et à l'environnement, qui fixe notamment des seuils au-delà desquels les producteurs doivent vendre sur le marché leur électricité.

V.1 - Des dispositifs de soutien adaptés aux différentes typologies d'installations et technologies

Compte tenu des lignes directrices européennes et au regard de l'analyse des retours de la consultation ainsi que du positionnement des différents acteurs, trois types de soutien seront à terme mis en place pour encadrer le développement des énergies renouvelables électriques.

V.1.1 - Un dispositif de vente sur le marché pour les installations de grande taille

Le développement des installations de grande taille (les seuils seront fixés filière par filière) sera soutenu à court et moyen terme par un mécanisme reposant sur la vente de l'électricité produite sur le marché, associée à une prime « ex-post ». En effet, ce modèle paraît représenter le meilleur compromis entre d'une part la nécessité d'intégration au marché et au système électrique des producteurs et d'autre part la maîtrise des risques et donc des coûts de production. De plus, ce dispositif est compatible avec les lignes directrices encadrant les aides d'Etat à l'énergie et à l'environnement publiées le 28 juin 2014 par la Commission européenne. Il devra être systématiquement couplé à un système d'appel d'offres à partir du 1^{er} janvier 2017 pour les installations de plus d'un mégawatt. Les dispositions prévues par le projet de loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte ont posé les bases de ce nouveau dispositif par l'introduction du mécanisme de complément de rémunération, dont les caractéristiques devront être précisées par décret.

Pour une installation donnée, l'accompagnement du producteur vers l'entrée sur le marché au terme du contrat de complément de rémunération est un des enjeux importants à prendre en compte dans la définition précise des modalités de ce nouveau dispositif de soutien. Ce dernier devra donc être construit afin de viser une réduction progressive des aides versées, en vue d'atteindre un niveau de rémunération proche du prix de marché sur les dernières années de contrat, tout en tenant compte des conditions de financement des projets.

Ce dispositif devra également être défini afin de ne pas inciter les producteurs à produire de l'électricité lors de périodes de prix négatifs et devra prévoir les mesures ad hoc nécessaires.

V.1.2 - Le maintien des tarifs d'achat pour les plus petites installations

Pour les installations de plus petite taille (seuils à définir par filière), les tarifs d'achat fixes seront maintenus. Les nouvelles lignes directrices de la Commission européenne permettent en effet le maintien d'un tel dispositif pour toutes les installations jusqu'au 1^{er} janvier 2016 et pour les installations d'une puissance inférieure à 500 kW au-delà (3 MW ou 3 machines pour l'éolien). Les niveaux de ces tarifs d'achat seront revus autant que de besoin afin d'être conformes aux exigences de rentabilité fixées par la Commission européenne (ce sera notamment le cas pour les tarifs dits de rénovation qui existent dans certaines filières, les tarifs devant être redéfinis afin de refléter les coûts différents d'une nouvelle installation et d'une rénovation).

V.1.3 - Un soutien de l'innovation pour les installations non matures

Les lignes directrices européennes prévoient un certain nombre d'exemptions pour les technologies non matures. Ainsi, la vente sur le marché n'est pas obligatoire pour les « projets de démonstration⁵ ». Le recours à des appels d'offres peut également être écarté si « un nombre très limité de projets ou de sites » est concerné, de même que les lignes directrices prévoient que du fait de leur « potentiel à plus long terme, les technologies nouvelles et innovantes » peuvent être écartées des appels d'offres.

⁵ Les projets de démonstration sont définis par la Commission européenne comme les « projets montrant une technique inédite dans l'Union et représentant une innovation importante dépassant largement l'état de la technique ».

Par conséquent, pour les technologies entrant dans le champ des « projets de démonstration » tels que définis par la Commission européenne, le soutien pourra continuer de prendre la forme d'aides à l'innovation et aux investissements et de tarifs d'achat fixes de l'électricité produite. Ces aides ne seront pas octroyées dans le cadre d'appels d'offres technologiquement neutres mais pourront être conditionnées à leur sélection dans le cadre d'appels à projets ou d'appels d'offres spécifiques aux technologies innovantes comme l'appel à projet du fond européen « NER 300 ».

Les technologies n'entrant pas dans le champ des « projets de démonstration » mais considérées au niveau national comme innovantes et/ou non matures seront soutenues selon les mêmes mécanismes mais ne pourront bénéficier de tarifs d'achat fixes (sauf pour les petites installations) et auront une obligation de vente sur le marché de leur électricité, dont les revenus seront complétés par une prime dont les modalités devront être définies.

V.2 - Les principes de l'architecture du dispositif de vente sur le marché

Le projet de loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte introduit le mécanisme de complément de rémunération, qui constituera la base législative du mécanisme de vente sur le marché avec versement d'une prime complémentaire. Les textes réglementaires qui seront pris pour l'application de cette loi devront en définir les modalités précises. Ces modalités seront pour partie applicables à l'ensemble des filières et pour partie spécifiques à chacune. Elles seront définies via des principes généraux d'architecture, répondant aux enjeux cités au V.1.1, et dont la déclinaison concrète sera concertée avec les acteurs concernés. Elles seront définies pour répondre aux enjeux et questions suivantes.

V.2.1 - Achat de l'électricité

L'électricité est destinée à être vendue sur le marché. Ces volumes pourront être valorisés soit sur les marchés soit au travers de contrats bilatéraux, par exemple avec des agrégateurs. De tels agrégateurs pourraient éventuellement fournir une assurance au producteur sur sa rémunération et se substituer à ce dernier pour les obligations de participation à la gestion du système électrique décrites ci-après.

V.2.2 - Design de la prime « ex-post »

Dans une perspective de court et moyen termes, le soutien public pourra prendre la forme d'une prime de type « ex-post », dont les paramètres de référence suivants devront être définis :

- (i) **Modalités de calcul de la prime** : si la prime est calculée en fonction du profil de production de chaque installation et du prix de vente sur le marché de chaque MWh produit, le mécanisme de prime « ex-post » est, d'un point de vue économique, équivalent à un dispositif de tarif d'achat fixe et le producteur reste insensible au marché de l'électricité puisqu'il est intégralement compensé de la différence entre la vente de son électricité et le tarif garanti par le contrat. L'effet distorsif du système de soutien ne serait dans ce cas de figure pas significativement diminué. Pour améliorer l'intégration des énergies renouvelables au marché, plusieurs voies doivent être examinées : celle-ci peut être définie en fonction d'un **prix de marché de référence** (valeur moyenne sur une période donnée par exemple) et cette valeur de référence de

prix de marché peut également tenir compte d'un profil type de production pour les différentes filières d'énergie renouvelable.

- (ii) **Prix de marché de référence** : le prix de marché de référence peut prendre différentes formes : prix spot constaté, valeur moyenne du prix spot constaté sur une période donnée (jour, mois, année, etc.), prix de marché forward à différentes échéances (jour, mois, trimestre, année, etc.), composition de ces différents prix, etc. Cette valeur de référence peut également être normalisée en fonction du profil de production de chaque filière. Le calcul de la prime par rapport à une valeur moyenne de prix de marché sur une période donnée permet de sensibiliser les producteurs aux signaux-prix donnés par le marché sur cette période et de privilégier les productions au moment où les prix de marché seront les plus élevés sur cette période. Plus la période de calcul sera longue et plus les effets distorsifs des systèmes de soutien seront réduits.
- (iii) **Traitement des périodes de prix négatifs** : l'enjeu est de limiter l'incitation à produire en cas de prix négatif. Une mesure peut ainsi être le non versement de la prime en cas de production lors de périodes de prix négatifs. La définition d'une période de prix négatifs devra être précisée (par exemple : période de 6h retenue en Allemagne et au Royaume-Uni, toute période de prix négatifs sur le marché spot dans le cas du Danemark, etc.). L'impact de l'incertitude relative à l'occurrence des périodes de prix négatifs sur la durée du contrat devra également être évalué et pris en compte dans le mécanisme de rémunération ;
- (iv) **Prime à la puissance ou à l'énergie** : la prime peut être définie à la puissance (€/MW) ou à l'énergie (€/MWh), avec dans chaque cas des avantages et des inconvénients à encadrer et notamment : le risque de distorsions du marché pour la prime à l'énergie et le risque de distorsions des investissements pour la prime à la puissance.
- (v) **Versement de la prime** : la périodicité de versement de la prime peut avoir un impact non négligeable sur le financement des projets, en instaurant notamment plus ou moins de risques sur la trésorerie des producteurs. Plusieurs options sont envisageables suivant que la prime est à la puissance ou à l'énergie : versement à l'investissement ou au fonctionnement ou un cumul des deux possibilités, versement annuel, trimestriel, mensuel, versement dégressif sur la période du contrat, indexation à l'inflation, etc. ;
- (vi) **Prise en compte des autres recettes du producteur** : les recettes tirées du marché de capacité le cas échéant, de la vente de chaleur, des garanties d'origine, etc., devront être prises en compte et déduites du soutien public versé.

V.3 - La participation des producteurs à la gestion du système électrique

Le bon fonctionnement du système électrique dépend de manière critique de la participation des producteurs à sa gestion, via notamment les services système qui contribuent à maintenir la fréquence et la tension du système aux niveaux requis. Des services spécifiques peuvent également être nécessaires lorsque le système redémarre après une large coupure de courant (black-start).

Les EnR sont des technologies ayant des caractéristiques et des impacts spécifiques sur le système. Ces impacts dépendent de la quantité de capacités de production raccordées au réseau : par exemple, la déconnexion simultanée des capacités de production photovoltaïque aura peu d'impact sur la fréquence si leur taux de pénétration est bas, mais le système sera mis en danger à des taux de pénétration élevés. Dans un contexte de développement rapide des EnR, il est donc nécessaire de mettre en place de nouvelles règles afin de permettre leur intégration et d'assurer la sûreté du système électrique.

Cette évolution s'inscrit dans le cadre des travaux menés au niveau européen pour élaborer les codes de réseau prévus par le 3ème paquet énergie. Ces textes, dont la plupart devraient être examinés en comitologie en 2015, visent à harmoniser les règles relatives à la gestion des réseaux électriques en Europe, afin notamment de faciliter l'intégration des énergies renouvelables, qui génèrent un accroissement des flux transfrontaliers. Ces codes devraient faire évoluer les exigences applicables aux installations de production d'énergies renouvelables, notamment le code Requirements for Generators, RfG (qui fixe les capacités constructives des groupes de production raccordés aux réseaux de transport et de distribution), le code Demand Connection, DCC (qui fixe notamment les exigences techniques pour le raccordement des réseaux de distribution au réseau de transport) et le code Operational Security, OS (qui fixe les règles pour la sûreté d'exploitation du système électrique). Ces codes auront valeur de règlements européens. Un groupe de travail est actuellement mené avec les parties prenantes afin de préparer la mise en œuvre du code RfG au niveau national.

La participation des producteurs à la gestion du système électrique pourra se décliner selon plusieurs volets, présentés ci-dessous.

V.3.1 - L'observabilité des moyens de production intermittents

Le premier volet est relatif à l'observabilité des moyens de production intermittents. L'observabilité consiste en l'envoi aux gestionnaires de réseau en temps réel de télémesures de puissance active produite au pas de temps une minute.

Les propositions suivantes devront être étudiées :

(i) Permettre aux GRD et à RTE d'observer la production raccordée en HTA:

Extension des DEIE (Dispositif d'Échange d'Informations d'Exploitation) à toute la production raccordée en HTA et transmission en temps réel à RTE par les GRD de la puissance injectée par les installations raccordées en HTA.

(ii) Pour les installations raccordées en BT les plus importantes, rendre obligatoire la collecte des données nécessaires aux modèles d'estimation de la production non observable.

V.3.2 - La commandabilité des moyens de production intermittents

Le second volet de propositions à étudier concerne la commandabilité des moyens de production intermittents.

(i) Étendre l'obligation d'équipements pour améliorer la commandabilité par le gestionnaire du réseau de distribution de la production raccordée en HTA.

V.3.3 - La responsabilisation des moyens de production intermittents quant à la prévision de la production

La gestion du système électrique nécessite aussi de pouvoir prévoir et planifier au moins une partie de la production. Le troisième volet de propositions à étudier est relatif à la responsabilisation des moyens de production intermittents quant à la prévision de la production.

- (i) Etendre l'obligation de participer au dispositif de programmation aux installations raccordées aux réseaux publics de distribution.**

Cette participation pourra être envisagée à un niveau agrégé par poste source et pour les installations au-dessus d'un seuil de puissance à définir.

- (ii) Responsabiliser financièrement les producteurs d'ENR concernant leurs écarts entre la production programmée et la production réelle (pour les installations qui ne seront pas sous obligation d'achat).**

V.3.4 - La participation au mécanisme d'ajustement

Pour assurer sa mission de maintien de l'équilibre entre la production et la consommation d'électricité, et pour pouvoir résoudre les congestions apparaissant sur le réseau de transport, le gestionnaire du réseau de transport dispose du mécanisme d'ajustement. Le quatrième volet de propositions à étudier est relatif à la participation au mécanisme d'ajustement des capacités de production renouvelables.

- (i) Etendre l'obligation de participation au mécanisme d'ajustement aux installations raccordées en HTA au-dessus d'un certain seuil de puissance à définir, en considérant notamment les offres à la baisse.**

Cette participation devra tenir compte des éventuelles contraintes techniques empêchant certaines installations situées sur un réseau de distribution de participer au mécanisme d'ajustement.

V.3.5 - La participation aux services système

Les services système rémunérés regroupent le réglage de la fréquence, de la tension ainsi que le traitement spécifique de la compensation synchrone. Les modalités de participation aux services système ainsi que leur rémunération par RTE sont fixées dans les règles services système et sont identiques pour tous les acteurs. La participation aux services système des moyens de production intermittents fait l'objet du cinquième et dernier volet de propositions à étudier.

- (i) Accroître la contribution des ENR raccordées aux réseaux HTA et HTB au réglage de la tension (absorption et fourniture de puissance réactive) ;**
- (ii) Permettre la participation au réglage de la fréquence lorsque cela est techniquement possible.**

VI. Conclusion

Les retours de la consultation nationale ainsi que la publication des nouvelles lignes directrices européennes en matière d'aides d'Etat dans le domaine de l'environnement et de l'énergie ont ouvert le champ à une évolution des mécanismes de soutien aux installations d'énergies renouvelables électriques sous obligation d'achat.

Le projet de loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte a posé les bases de cette évolution, en instaurant le mécanisme du complément de rémunération. L'architecture de ce dispositif doit désormais être définie par les textes réglementaires qui seront pris en application de la loi et répondra aux enjeux et questions soulevés par la présente consultation.

Les travaux relatifs à ce chantier seront menés au premier semestre 2015, en concertation avec les différentes filières et acteurs concernés. Si l'architecture globale du dispositif de complément de rémunération sera définie pour l'ensemble des installations d'énergies renouvelables, sa déclinaison et la définition précise de ses paramètres se feront filière par filière.

Les nouveaux mécanismes qui seront ainsi mis en place seront notifiés à la Commission européenne préalablement à leur mise en œuvre et avant le 1^{er} janvier 2016.



**Ministère de l'Écologie
du développement durable et de l'Énergie**
92055 La Défense cedex
Tél. : 01 40 81 21 22

