



# Fiche d'information

---

Date:

4 septembre 2013

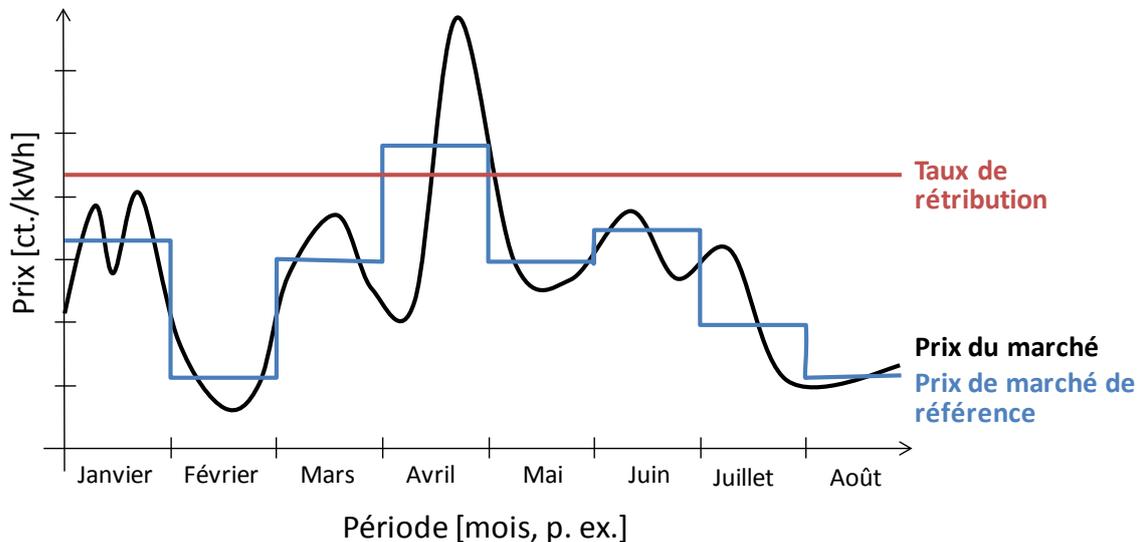
---

## **Système de rétribution de l'injection pour les nouvelles énergies renouvelables avec commercialisation directe**

Dans le cadre du projet relatif au premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050, le système actuel d'encouragement des énergies renouvelables (rétribution à prix coûtant de l'injection, RPC) doit être optimisé et transformé en un système de rétribution de l'injection avec commercialisation directe. L'objectif est d'améliorer l'intégration au marché des installations de production. L'attention est notamment focalisée sur les installations contrôlables. Ces dernières n'obtiendront désormais plus une rétribution fixe, car celle-ci n'incite pas à injecter de l'électricité au moment où on en a besoin. En principe, les gestionnaires d'installations assumeront désormais eux-mêmes la responsabilité de la vente de courant. Pour ce faire, ils devront négocier des modèles pertinents avec les repreneurs de l'électricité (p. ex. pour réduire l'énergie de compensation par un pilotage intelligent). Pour la plus-value écologique, ils obtiendront une prime d'injection issue du fonds alimenté par le supplément perçu sur le réseau correspondant en gros à l'écart entre la rétribution RPC classique et un prix du marché de référence. Cette prime s'oriente sur la rétribution RPC classique, avec un prix de marché de référence généralement variable. Avec le prix du marché négocié et la prime d'injection, les gestionnaires d'installations bénéficient en moyenne d'une rétribution à peu près identique à celle octroyée avec le modèle classique de la RPC. Le fait qu'ils commercialisent eux-mêmes l'électricité les confrontent certes aux variations des prix du marché, mais ils peuvent néanmoins obtenir une rétribution plus élevée que celle qu'ils obtenaient jusque-là avec la RPC en adaptant leur action aux conditions du marché. Les exploitants d'installations jouent ainsi un rôle plus actif et plus proche du marché dans la mesure où ils sont désormais incités à produire de l'électricité au moment où on en a besoin.

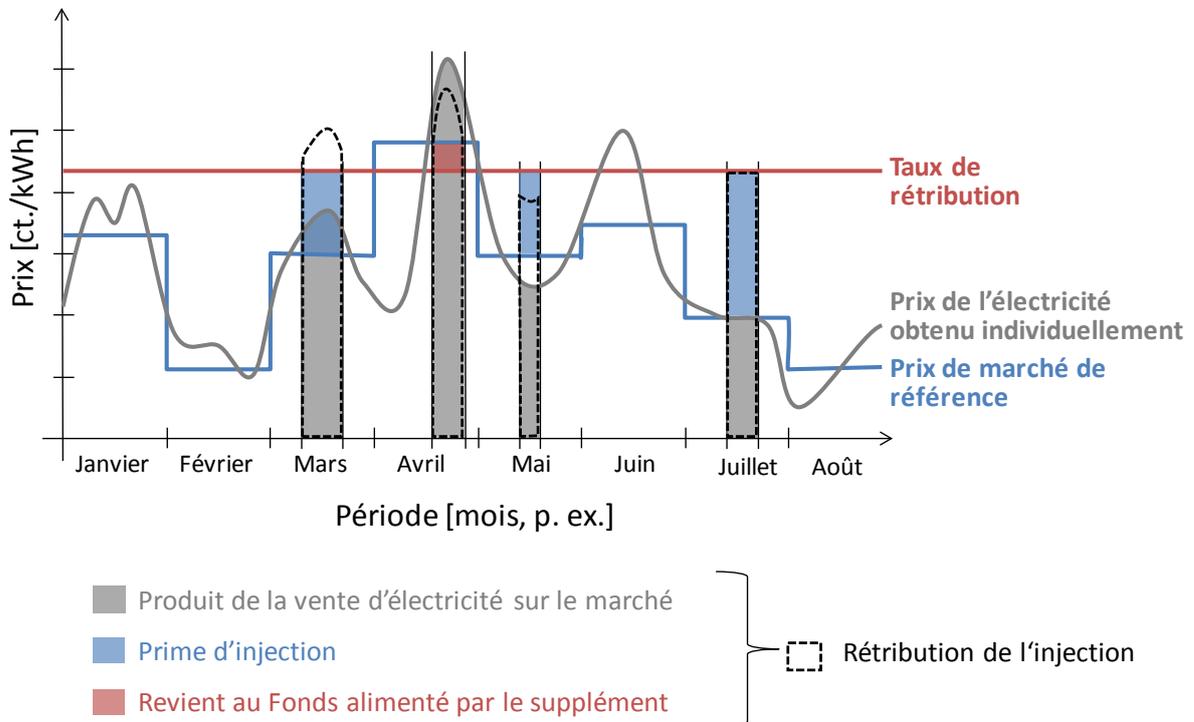
Comme précisé ci-avant, les producteurs d'électricité d'origine renouvelable sont eux-mêmes responsables de la vente de l'électricité. Ils peuvent choisir l'acquéreur susceptible de leur acheter l'électricité aux meilleures conditions et obtiennent pour la plus-value écologique de l'électricité une prime d'injection modulable issue du fonds alimenté par le supplément perçu sur le réseau. Cette prime d'injection correspond à la différence entre un taux de rétribution spécifique à la technologie défini (également appelé «strike price») et un prix de marché de référence. Le graphique ci-dessous illustre sous forme de schéma la structure de l'indemnisation du système de rétribution de l'injection avec commercialisation directe.

Dans le système RPC en vigueur jusqu'ici, les producteurs obtenaient un taux de rétribution (trait rouge) composé du prix du marché (trait noir) et de l'écart horaire par rapport au taux de rétribution.



Dans le système de commercialisation directe, le prix de marché de référence correspond à la moyenne d'un prix de marché reconnu (p. ex. Swissix) sur une certaine période (p. ex. un mois). Il est utilisé pour définir la prime d'injection destinée à indemniser la plus-value écologique. Il est déterminé de manière spécifique à la technologie avec la possibilité de tenir compte d'autres facteurs, comme par exemple du profil d'une journée pour le photovoltaïque. Si un producteur d'électricité obtient d'un acquéreur précisément le prix de marché de référence, il bénéficie des mêmes conditions que celles que lui offrait jusque-là le système RPC (pour chaque kWh, il obtient au total le taux de rétribution). En revanche, si le producteur obtient pour la vente d'électricité un prix supérieur au prix de marché de référence (par exemple grâce à sa volonté de déplacer au besoin le moment d'injection), il est globalement mieux loti financièrement qu'il ne l'était jusque-là avec la RPC. Grâce à la prime d'injection modulable, les producteurs sont assurés à long terme contre les variations de prix. A court terme, ils sont en revanche exposés aux signaux du marché, avec les opportunités et les risques que cela implique. Contrairement au système RPC classique, le nouveau système incite à gérer l'injection d'électricité en fonction des besoins. Une séparation systématique du courant gris (c.-à-d. de courant dont l'origine est inconnue) et de la plus-value écologique permettra de différencier clairement le marché et les mesures d'encouragement.

Le graphique ci-après illustre la structure d'indemnisation, par exemple du point de vue d'un exploitant d'installation individuel. Sur la base de quatre périodes d'injection types, on démontre les effets incitatifs que peut avoir le modèle de commercialisation directe sur l'exploitant d'une installation. Ce dernier obtient de l'acquéreur le prix négocié individuellement pour le courant gris (trait gris dans le graphique). Le trait rouge représente le taux de rétribution et le trait bleu le prix de marché de référence moyen (dans le cas présent, la moyenne est calculée sur une base mensuelle).



Pendant la période d'injection correspondant au mois de mars, la demande d'électricité issue de la centrale est très importante, son prix est donc élevé, par rapport au prix de marché de référence. Le producteur est donc incité à injecter de l'électricité pendant cette période. Il obtient la prime d'injection issue du fonds alimenté par le supplément perçu sur le réseau (zone en bleu) ainsi que le produit de la vente d'électricité sur le marché (zone grise). Globalement, la rétribution de l'injection obtenue est supérieure au taux de rétribution et le producteur est ainsi récompensé pour sa gestion. Au cours de la période d'injection correspondant au mois d'avril, le prix de l'électricité négocié individuellement est également supérieur au prix de marché de référence. Les deux prix sont en outre supérieurs au taux de rétribution. Dans ce cas, le producteur doit verser au fonds alimenté par le supplément l'écart entre le taux de rétribution et le prix de marché de référence. Le système est ainsi symétrique et la prime d'injection est en quelque sorte négative (zone rouge dans le graphique), afin d'éviter que les mesures d'encouragement entraînent des rendements excessifs pour les producteurs. Le producteur exemplaire obtient en avril cependant toujours, avec le produit de la vente de l'électricité, une rétribution de l'injection supérieure au taux de rétribution. Pendant la période d'injection correspondant au mois de mai, la demande d'électricité issue de la centrale n'est pas très élevée: le prix de l'électricité individuel est inférieur au prix de marché de référence. La somme des recettes réalisées sur le marché et de la prime d'injection est ainsi inférieure au taux de rétribution. Si l'exploitant d'une installation a la possibilité de déplacer le point d'injection, il n'injectera rien pendant cette période. Enfin, au mois de juillet, le prix de l'électricité négocié individuellement est identique au prix de marché de référence. Il en résulte que la rétribution de l'injection (somme du prix de l'électricité et de la prime d'injection) correspond précisément au taux de rétribution.

Les producteurs sont ainsi incités à exploiter les centrales dans la mesure du possible pendant les périodes où la demande d'électricité est importante. Si l'installation dispose d'une possibilité de stockage (comme pour le biogaz par exemple), l'exploitant stockera l'énergie pendant les périodes de bas tarif plutôt que de produire de l'électricité. Les installations qui ne disposent pas de dispositif de stockage seront incitées à être construites et exploitées de façon à produire de l'électricité essentiellement



pendant les périodes où les prix sont élevés (orientation est-ouest pour les installations photovoltaïques, p. ex.).

Pour les petites installations et les installations pour lesquelles il n'existe pas de possibilité de gestion dans le temps, les charges pour la vente d'électricité sur le marché libre peuvent être particulièrement lourdes par rapport à la plus-value de l'intégration au marché. La commercialisation directe ne se justifierait ainsi plus. C'est la raison pour laquelle il est prévu que le Conseil fédéral soit habilité à décréter que les installations de ce genre soient autorisées à vendre l'électricité au prix de marché de référence de manière à obtenir, comme dans l'exemple du mois de juillet dans le graphique ci-dessus, précisément le taux de rétribution. Ces installations disposent ainsi des mêmes conditions que celles dont elles disposaient jusque-là dans le cadre de la RPC. Les installations déjà intégrées au système de rétribution de l'injection au moment de l'entrée en vigueur de la loi, ont elles aussi le droit de vendre de l'électricité au prix de marché de référence. Le Conseil fédéral peut assortir le droit de vendre au prix de marché de référence d'une limite dans le temps, de façon à permettre une entrée en douceur sur le marché libre.