

Les Echos

LE QUOTIDIEN DE L'ÉCONOMIE

Page 1/1

Energies vertes : ce que va changer la fin des tarifs d'achat

- Les producteurs d'électricité renouvelable devront vendre leur électricité sur le marché dès 2016.
- La plupart devront passer par de nouveaux intermédiaires, les agrégateurs.

ÉNERGIE

Anne Feitz
afeitz@lesechos.fr

Les industriels des énergies vertes s'apprentent à vivre une petite révolution. A compter du 1^{er} janvier 2016, le système des tarifs d'achat dont ils bénéficient va disparaître, pour faire place à un dispositif de vente sur le marché, assorti d'une prime. En d'autres termes, l'électricité produite par leurs installations ne sera plus vendue à EDF à un tarif fixe pendant quinze ou vingt ans, mais cédée sur le marché de gros de l'électricité. Le producteur bénéficiera toujours d'un prix garanti, mais ce sera par

Pour le moment, rares sont ceux qui ont vraiment mesuré les conséquences de ce nouveau dispositif.

Beaucoup ne se sentent pas concernés – parfois à tort.

biais d'une prime variable basée sur la différence entre le prix de marché et le tarif. « Cette évolution est loin d'être neutre pour les industriels, souligne Jean-Louis Bal, président du Syndicat des énergies renouvelables (SER). Ils vont devoir s'organiser, car il n'est pas évident de vendre son électricité directement sur le marché. »

Pour le moment, rares sont ceux qui ont vraiment mesuré les conséquences de ce nouveau dispositif, imposé par Bruxelles. Beaucoup ne se sentent pas concernés – parfois à tort. Le système s'appliquera aux

installations d'une puissance installée supérieure à 500 kilowatts (hors filières émergentes comme l'éolien en mer). L'éolien terrestre bénéficiera d'un délai supplémentaire (on parle de deux ans), car le tarif d'achat a été notifié à Bruxelles cette année et peut légalement être maintenu plusieurs années. Le solaire photovoltaïque, qui dépend des appels d'offres pour les grandes centrales, sera, lui, concerné dès l'année prochaine. « Les lauréats des appels d'offres lancés en 2016 devront calculer leurs prix en conséquence », insiste Daniel Bour, du syndicat professionnel Enerplan. La biomasse, la géothermie ou le biogaz seront aussi touchés.

Pour vendre leur électricité sur le marché, de nombreux producteurs d'énergie verte vont devoir se tourner vers un intermédiaire : l'agrégateur. « Le marché de l'électricité doit être équilibré en permanence », explique Damien Mathon, délégué général du SER. « Pour cela, les producteurs doivent fournir des prévisions à l'avance, et ils subissent des pénalités s'ils se trompent. Or, dans les renouvelables, il est difficile d'établir des estimations fiables, surtout pour les petits producteurs. » Les agrégateurs, qui achètent de l'électricité à plusieurs producteurs, voient leurs risques d'erreur minimisés grâce à la diversification de leur portefeuille.

« Un métier compliqué »
« Il y a beaucoup de réflexions autour de ce sujet », témoigne Daniel Bour. Productrice d'énergie éolienne, solaire, hydroélectrique et de biogaz, la PME Quadran a déjà poussé ses pions en rachetant 50 % d'Hydronext, l'un des principaux agrégateurs français, présent dans la petite hydroélectricité et l'éolien (certains parcs anciens n'ayant plus

droit aux tarifs d'achat). « Nous avons préféré nous adosser à un professionnel car c'est un métier compliqué », indique Jérôme Billerey, son directeur général. Les grands groupes comme EDF ou Engie jouent aussi déjà ce rôle, en France ou à l'étranger, de même que des entreprises locales de distribution ou des PME comme Enercoop.

« Le marché hexagonal est encore embryonnaire », note Philippe de Montalembert, président d'Hydronext. « Et les volumes risquent d'être insuffisants pour qu'il se développe très vite. » Mais les acteurs positionnés sur le marché allemand, qui a une longueur d'avance (lire ci-dessous), sont en déjà à l'affût. ■

En Allemagne, le nouveau modèle de rémunération s'est révélé un succès

Cette année, les deux tiers de la production d'énergie verte devraient être vendus sur le marché.

Thibaut Madelin
tmadelin@lesechos.fr
— Correspondant à Berlin

En Allemagne, la vente directe des énergies renouvelables assortie d'une prime de marché est possible depuis 2012 et obligatoire depuis 2014. En tout cas pour les nouvelles installations de plus de 500 kilowatts. Le modèle a du succès. Selon les gestionnaires de réseaux, deux tiers de la production d'électricité d'origine renouvelable devrait être vendue sur le marché cette année et environ trois quarts en 2019, note la fédération professionnelle BDEW. En septembre, la puissance ins-



Le système s'appliquera aux installations d'une puissance installée supérieure à 500 kilowatts. Photo Patrick Allard/RÉA

crite sur ce créneau a dépassé les 50.000 mégawatts (MW). Avec une puissance agrégée de 8.700 MW, l'électricien norvégien Statkraft est le leader en Allemagne. Il vient par exemple de renouveler son contrat avec l'exploitant du parc éolien en mer Bard Offshore pour une durée de deux ans. « Nous voulons aussi nous positionner sur le marché français », souligne une porte-parole.

Prudence
C'est aussi le cas de Next Kraftwerke, une PME fondée en 2009. « Nous avons embauché trois personnes à Paris et Lyon », indique son porte-parole Jan Aengenvoort. En Allemagne, la société affiche un portefeuille de 1.500 MW, avec 3.000 installations, essentiellement des petites centrales à biomasse mais aussi éoliennes et solaires. L'exploitant

d'une éolienne perçoit par exemple 65 euros du MWh, dont 30 euros via la Bourse de l'électricité et 35 via une subvention (prime de marché). I partage par ailleurs une prime de gestion de 6,5 euros avec Next Kraftwerke. « Mais l'exploitant peu aussi gagner davantage car nous lui faisons profiter du mécanisme d'ajustement », explique Jan Aengenvoort.

Les producteurs d'énergie verte qui plaident pour un autre modèle, restent prudents. « Pour nous, il est très important qu'il y ait beaucoup d'agrégateurs et de concurrence », juge Robert Brandt, du syndicat des énergies renouvelables BEE. C'est le cas, mais la mise en place progressive d'enchères pourrait donner l'avantage aux plus gros acteurs. Les énergéticiens traditionnels, dont E.ON ou RWE, se lancent eux aussi sur le créneau. ■