

# Erosion des « capture prices » des actifs renouvelables : quel effet correcteur des actifs de flexibilité ?

Février 2022

L'envolée récente des prix de gros de l'électricité sur les marchés européens a notamment pour conséquence une réévaluation de la compétitivité relative des actifs de production renouvelable par rapport aux actifs de production fossiles et nucléaire.

Conjoncturellement, elle donne une valeur inattendue aux actifs sortant de leur contrat d'obligation d'achat et elle permet de caresser l'idée que le développement des capacités solaires et éoliennes pourrait bientôt se dispenser de soutien public et se faire « dans le marché ».

Une question est cependant largement débattue : celle de l'évolution des « capture prices » à moyen-long terme ; les capture prices sont les prix auxquels une centrale solaire ou éolienne vend sa production, (ou autrement formulé, le prix moyen du marché pondéré par la production effective de cet actif à chaque moment).

L'analyse la plus couramment répandue est que la pénétration croissante du solaire et de l'éolien devrait conduire à une « cannibalisation » des prix : ainsi en Allemagne, sur les neuf premiers mois de l'année, la production renouvelable représentait 43% du total. La formation des prix sur le marché spot reposant sur le prix demandé par l'actif marginal conduirait donc à une baisse mécanique des « capture prices » lorsque le vent souffle ou le soleil brille, la production des actifs renouvelables étant toujours prioritaire pour le dispatching réseau. Cette baisse est illustrée dans le schéma ci-dessous par le passage de la **situation 1** à la **situation 2**<sup>1</sup>. Quand le vent ne souffle pas, les prix peuvent augmenter et peser sur la facture des consommateurs (**situation 3**), mais les producteurs renouvelables n'en profitent pas.

On constate d'ailleurs dès aujourd'hui que les capture prices des actifs éoliens sont inférieurs au prix moyen du marché, alors que pour le solaire, ils peuvent être supérieurs (ceux-ci produisant le jour, lorsque la demande et les prix sont aujourd'hui encore les plus élevés). Si la tendance devait se poursuivre, elle pourrait déboucher sur une inversion des périodes peak et off-peak, l'afflux de production solaire durant les mois d'ensoleillement pourrait conduire à des prix plus bas le jour que la nuit.

Par ses conséquences désincitatives au financement de la transition énergétique, la perspective d'un effondrement des capture prices appellerait même à une refonte du market design.

Cependant, si cette analyse semble marquée du sceau du bon sens, il est intéressant de s'interroger sur l'effet correcteur sur les prix que pourraient avoir toutes les ressources de flexibilité qui devront être développées pour assurer un équilibre offre-demande en temps réel : les batteries stationnaires de grande taille (« utility scale »), l'effacement de consommation industriel et diffus, le pilotage de la recharge de véhicules électriques voire le vehicle-to-grid ainsi que le développement de l'hydrogène énergie comme instrument de flexibilité.

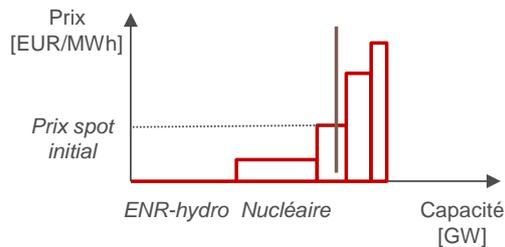
Ces actifs vont intervenir dans le marché spot, au même titre que les producteurs et fournisseurs, pour acheter de l'électricité en période de production élevée et de prix bas (lorsque le vent souffle et le soleil brille) pour la revendre en période de déficit de production entraînant des prix élevés (la nuit, lorsque le vent est absent). Or, s'ils représentent peu aujourd'hui dans le mix électrique, ces actifs devraient peser significativement plus à terme et influencer directement la formation des prix<sup>2</sup> : les batteries et

<sup>1</sup> Pour simplifier, la demande est considérée rigide, se traduisant par une courbe de demande verticale

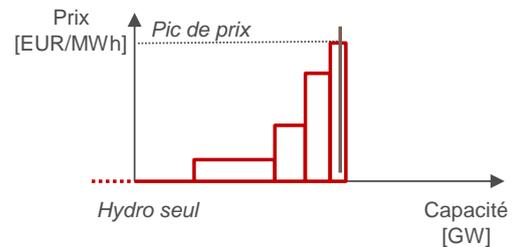
<sup>2</sup> Les scénarios futurs énergétiques 2050 de RTE font état de besoin de ressources de flexibilité côté demande de l'ordre de 17 GW et d'une capacité de batteries de l'ordre de 10 à 20 GW pour les scénarios

ressources de modulation de consommation à la hausse (dont les électrolyseurs pour produire de l'hydrogène) seront en concurrence pour acheter l'électricité « pas chère » et en feront de facto monter le prix (**situation 4**) ; ces mêmes batteries ainsi que les ressources d'effacement de consommation seront également en concurrence pour vendre leur électricité ou réduire les puissances appelées, avec pour conséquence une baisse des « prix élevés » (**situation 5**).

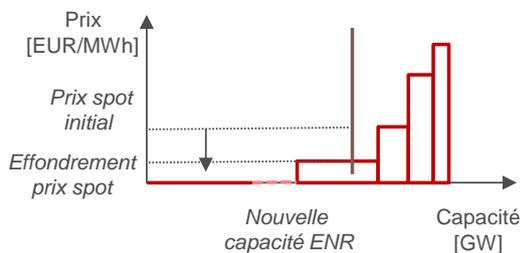
### 1- Situation initiale



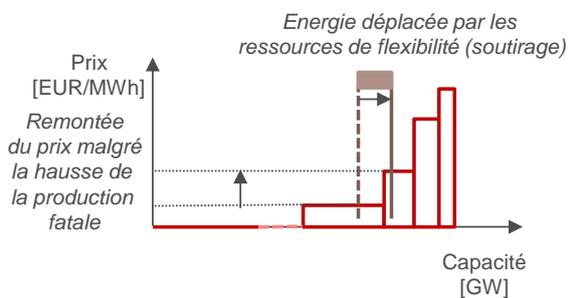
### 3- Jour de faible production ENR (pas de vent, pas de soleil)



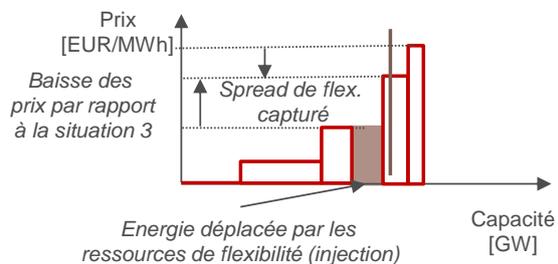
### 2- Effondrement des capture prices



### 4- Impact des ressources de flexibilité



### 5- Jour de faible production ENR avec énergie déplacée



Un nouvel ordre de mérite technico-économique se mettra donc en place où les actifs de flexibilité « modulant à la hausse » viendront s'insérer au sein des actifs de production et ceux « modulant à la baisse » créeront une demande supplémentaire.

Sur un marché équilibré (production totale annuelle = consommation totale annuelle), ces actifs permettront de déplacer une partie de l'énergie produite lors des périodes de surproduction pour satisfaire la demande lors des périodes de sous-production.

Dans le schéma illustratif, les capacités de flexibilité ont ramené le prix spot à la situation initiale (pas de perte de valeur pour les actifs renouvelables) et ont baissé le prix lorsque les conditions météo sont défavorables (soit une économie pour les consommateurs mais une perte de valeur pour les actifs de production liée à la baisse de la rente inframarginale).

médians, à comparer aux 3 GW d'effacement en 2022 et quelques centaines de MW de batteries installées.

Cet effet vertueux pour les actifs renouvelables ne sera cependant confirmé que si les actifs de flexibilité se développent à un rythme adéquat par rapport au développement de l'éolien et du photovoltaïque, ce qui appelle de nouvelles questions : les signaux de marché seront-ils adaptés pour susciter les investissements de flexibilité requis ? Faut-il prévoir des incitations supplémentaires et de quelles natures ? La question d'une évolution du design de marché que semblait poser la baisse des capture prices doit-elle être reposée pour les flexibilités ?

Nous contacter

Pierre Germain (Associé Fondateur) – pierre.germain@e-cube.com



**Market design du secteur électrique**

Février 2022

Copyright © E-CUBE Strategy Consultants SA

[www.e-cube.com](http://www.e-cube.com)

*Toute reproduction sans l'autorisation de l'auteur est interdite.*

**Contact**

Alexandre Hoffer – Directeur associé

[alexandre.hoffer@e-cube.com](mailto:alexandre.hoffer@e-cube.com)