

### **Le marché européen de quotas de CO<sub>2</sub> peut-il induire des stratégies opportunistes sur les marchés de gros de l'électricité ?**

Olivier Rousse

*Eu égard à la perte de crédibilité du marché européen de quotas de CO<sub>2</sub>, à la surcapacité des moyens de production et à la faiblesse des prix de gros dans le secteur électrique, les préoccupations de 2018 semblent bien loin de l'article publié dans le numéro 582 (mars-avril 2008) de La Revue de l'Énergie et intitulé « Le rôle des permis d'émission et de l'incertitude dans l'exercice d'un pouvoir de marché sur les marchés de gros de l'électricité ». Pour que ce sujet redevienne d'actualité, il faudrait que les réformes structurelles du marché européen du carbone rétablissent un signal-prix du CO<sub>2</sub> suffisant. C'est l'objectif poursuivi par l'Union européenne mais les effets escomptés sont loin d'être assurés...*

Selon cet article consacré aux liens existant entre un marché de permis d'émission négociables et les marchés de gros de l'électricité, l'existence de quotas de pollution peut fournir des incitations supplémentaires aux producteurs d'électricité opportunistes d'exercer un pouvoir de marché par la stratégie de rétention de capacités. Le raisonnement s'appuie en partie sur l'idée que l'ordre de mérite électrique se modifie en présence de quotas de pollution de telle manière que la rétention de capacités peut être favorisée notamment lorsque les capacités inframarginales sont très émettrices et que le prix des permis est élevé. En incertitude sur le prix et les besoins futurs en termes de permis d'émission, un producteur d'électricité peut être incité à conserver son surplus de quotas en retirant des capacités très émettrices afin de s'assurer davantage de flexibilité et de pouvoir réaliser des profits élevés dans le futur. En effet, un permis d'émission constitue un droit à produire et son coût de stockage est nul à la différence des combustibles fossiles. En outre, dans le cas où le producteur ne dispose pas de surplus de quotas, il garde également un intérêt à limiter son exposition au risque

de prix des permis en diminuant le nombre de quotas qu'il devra détenir à la fin de la période budgétaire.

Cette réflexion venait compléter certaines analyses des causes de la crise californienne de 2000-2001 qui mettaient en évidence, avec entre autres les hauts prix du gaz et la sécheresse, le rôle important du marché de permis d'émission de NO<sub>x</sub> dans l'augmentation spectaculaire des prix de gros de l'électricité (jusqu'à cinq fois plus élevés que les prix enregistrés les années précédentes). En cause, une courbe de coût marginal de production de l'électricité qui devenait d'autant plus inélastique que le nombre de capacités appelées augmentait et que les prix du gaz et des NO<sub>x</sub> étaient élevés. Les producteurs d'électricité étaient d'ailleurs allés jusqu'à manipuler le prix des permis pour augmenter artificiellement le prix de gros en retenant des capacités peu émettrices et ainsi fixer le prix sur des capacités supramarginales plus émettrices et donc bien plus coûteuses que d'ordinaire du fait des circonstances.

Avec le démarrage le 1<sup>er</sup> janvier 2005 du système d'échange de quotas d'émissions de l'Union européenne (SEQE-UE) et à la lumière de ce qui s'était passé en Californie, cet article était tout à fait d'actualité. Avec des prévisions de prix du CO<sub>2</sub> présentant une tendance haussière, les prix de gros de l'électricité devaient a priori être de plus en plus impactés par la nouvelle contrainte carbone. La réalité a été tout autre...

### **De la naissance du phénix à sa presque mort**

Érigé comme la pierre angulaire de la politique climatique européenne, le SEQE-UE devait en principe transformer en profondeur le secteur électrique de la production qui subissait alors déjà de grandes mutations suite à son ouverture progressive à la concurrence (le SEQE-UE couvre environ 45 % des émissions de gaz à effet de serre de l'UE et le secteur électrique représente 40 % des quelques 11 000 installations obligées). En effet, le prix du CO<sub>2</sub> est devenu du jour au lendemain un coût pour les producteurs d'électricité dont l'impact pouvait être potentiellement aussi important que ceux liés aux variations des prix du pétrole, du gaz ou du charbon.

Suite à l'annonce officielle en 2003 de la mise en place d'un marché européen de quotas de CO<sub>2</sub>, les débats focalisaient en grande partie sur les risques d'une contrainte environnementale trop draconienne, synonyme d'explosion des prix du CO<sub>2</sub> et de problèmes de compétitivité pour les industries soumises à la concurrence internationale. Durant les premiers mois de la phase I (2005-2007) et de la phase II (2008-2012), les acteurs, les pouvoirs publics et les observateurs tablaient sur un scénario de croissance des émissions nécessitant des efforts de réduction de plus en plus importants et donc une augmentation du prix du carbone. En théorie, la contrainte environnementale s'intensifiant de plus en plus, le prix des permis était censé suivre une tendance haussière similaire à celle décrite par Hotelling pour les ressources non renouvelables comme le pétrole.

Le phénix de la politique climatique européenne a malheureusement – si l'on se place du côté de la lutte contre le réchauffement de la planète – vite battu de l'aile. Parmi les nombreuses raisons de l'affaiblissement du SEQE-UE, on compte entre autres : une sur-allocation de quotas par les différents pays membres, la crise économique et financière de 2008 qui est venue déprimer la demande de permis, un taux élevé d'importations de crédits internationaux, des problèmes de design du marché avec notamment une faiblesse de régulation des prix, les effets de la superposition de politiques publiques visant à réduire les émissions (subventions aux renouvelables et aides à l'efficacité énergétique).

Résultat, le marché européen du carbone présente depuis fin 2008 un surplus important de quotas (2,1 milliards en 2013) entamant fortement sa crédibilité qui n'a pas été arrangée par les cas de vol de quotas et de fraudes à la TVA. Le prix du carbone est tellement faible que ses répercussions sur les prix de gros de l'électricité sont devenues anecdotiques. Dans ces conditions, on ne voit pas comment les quotas européens de CO<sub>2</sub> auraient, à part théoriquement, un effet incitatif sur la mise en œuvre de stratégies de rétention de capacités sur les marchés électriques. Les électriciens possédant déjà un surplus confortable de quotas, il faudrait que les prix du carbone remontent significativement pour induire des effets stratégiques sur les marchés de gros de l'électricité qui présentent de leur côté une surcapacité des moyens de production et des prix qui ont diminué de moitié en une décennie suite à une demande qui stagne. L'incertitude concernant le prix du droit à produire de l'électricité s'est plutôt transformée en une incertitude concernant l'existence d'une véritable contrainte dans le futur.

### **Le phénix est-il en train de « renaître de ses cendres » ?**

Face à cette crise du SEQE-UE, l'objectif principal de l'UE est devenu la remontée du prix de la tonne de CO<sub>2</sub> afin de pouvoir atteindre dans le futur des objectifs plus contraignants de réduction d'émissions à moindre coûts.

Les mesures de rétablissement se sont accumulées depuis 2013, la dernière réforme pour la phase IV (2021-2030) du SEQUE-UE ayant été formellement approuvée par le Conseil le 27 février 2018. Parmi ces différentes mesures, on compte : la volonté de généraliser l'allocation aux enchères des quotas (100 % pour les électriciens dès 2013), la mise en place d'une mesure de *backloading* consistant à geler partiellement des allocations de quotas durant la phase III (2013-2020), le relèvement du facteur linéaire de réduction du plafond global en émissions et la constitution d'une réserve de stabilité du marché – système à l'image du fonctionnement d'une banque centrale soutenant le prix de sa monnaie – opérationnelle à partir de janvier 2019.

Avec son dernier réajustement des règles de fonctionnement du marché, l'UE espère ramener à 25-30 € le prix de la tonne de CO<sub>2</sub>. La fin des négociations du Trilogue sur la réforme du SEQUE-UE approchant, les cours ont réagi en passant de 5 € début juillet 2017, à 7 € durant le mois de décembre 2017 et pour enfin passer début mars 2018 la barre des 10 € qui n'avait plus jamais été atteinte depuis novembre 2011. Cette hausse des prix indique que le marché prévoit que les mesures prises par l'UE auront tendance à dégonfler le surplus de quotas en circulation. Mais, selon les analystes, cela ne sera a priori pas suffisant pour rétablir un signal-prix du CO<sub>2</sub> digne de ce nom. Par exemple, Thomson Reuters Point Carbon table sur des prix du CO<sub>2</sub> aux alentours de 10 € en 2020 et de 23 € en 2023, ce qui reste encore trop faible pour assurer une transition vers une économie bas carbone. En effet, selon l'étude menée par l'I4CE, l'IFPEN et Enerdata, les politiques de soutien à l'efficacité énergétique et au développement des énergies renouvelables seront, à l'instar de la phase III, suffisantes pour respecter la cible de réduction du SEQUE-UE.

### Les effets à attendre sur l'ordre de mérite électrique

Du côté des prix de gros de l'électricité, une embellie au second semestre 2017 est intervenue en réaction aux réformes en cours du

marché du carbone avec des prix de l'électricité aux alentours de 40 €/MWh au lieu de 35 € durant l'été. Si les prix des quotas de CO<sub>2</sub> continuent d'augmenter, des changements dans l'ordre de mérite électrique interviendront. En effet, le prix de substitution implicite de la production d'électricité à partir de charbon par celle à partir de gaz oscille globalement entre 20 et 60 €/tCO<sub>2</sub> selon les prix du gaz et du charbon et les technologies considérées.

Concernant la stratégie de rétention de capacités, tout dépendra entre autres de l'état de la demande d'électricité, de la plus ou moins forte disponibilité des centrales, du type de centrale qui fixera le prix et du prix des quotas. Par exemple, pour des valeurs de 20, 40 et 60 €/tCO<sub>2</sub>, le coût marginal de la pollution d'une centrale fonctionnant au charbon s'élève respectivement à 18, 36 et 54 €/MWh. Pour ces mêmes prix du CO<sub>2</sub>, la différence entre le coût marginal de la pollution d'une centrale thermique au charbon et celui de la technologie qui la suit dans l'ordre de mérite est respectivement de 8, 12 et 21 €/MWh. Ainsi, il apparaît qu'avec un prix du CO<sub>2</sub> compris entre 40 et 80 € en 2020 comme le recommande la commission Stern-Stiglitz pour être sur la trajectoire des 2°C, l'incitation à retenir des capacités très émettrices serait plus importante car l'ordre de mérite électrique présenterait des différences de niveaux de coûts marginaux de pollution plus significatives. Le matelas de quotas ayant sûrement bien dégonflé à ce niveau de prix, le SEQUE-UE aurait dans ces conditions plus de chances d'induire la mise en place de stratégies opportunistes de producteurs d'électricité sur les marchés de gros afin de conserver des droits à produire et de limiter son exposition au risque de prix des permis.

En bref, étant donnée la surcapacité des moyens de production électrique et les prévisions de prix du CO<sub>2</sub> du moment, en l'absence d'une reprise significative de l'activité économique, il n'y a probablement pas lieu de s'inquiéter à court terme d'un effet incitatif du SEQUE-UE sur la mise en place de stratégies de rétention de capacités. Dans un sens, il faut le regretter...