



# LES MARCHÉS CARBONE DANS LE MONDE

FRANCK LECOCQ \*

**D**epuis le milieu des années 1990, des gouvernements, des entreprises et même des individus prennent des mesures pour contrôler leurs émissions de gaz à effet de serre (GES), soit volontairement, soit à cause de réglementations en vigueur ou à venir. Comme les GES se mélangent rapidement dans l'atmosphère, il est équivalent, du point de vue du climat, à long terme de réduire les émissions en n'importe quel point du globe. La majorité des régimes qui limitent les émissions de GES tirent partie de cette propriété de substituabilité en offrant aux entités qu'elles régulent la possibilité d'échanger entre elles des « crédits carbone » et d'en acquérir à l'extérieur. C'est le fondement du marché du carbone.

Le marché du carbone n'est pas le seul marché de services environnementaux en activité aujourd'hui. Les marchés des permis d'émission de SOx et de NOx (oxydes de soufre et d'azote) aux États-Unis, ou le marché des permis d'émission de particules à Santiago du Chili (Sterner, 2003) en sont d'autres exemples. En revanche, le marché du carbone est le seul marché de ce type qui soit vraiment global. On verra en particulier que le marché du carbone génère déjà des flux financiers non négligeables vers les pays de l'Est et du Sud, où les coûts de réduction des émissions, ou coûts d'abattement, sont souvent plus faibles que dans les pays du Nord.

\* Laboratoire d'économie forestière, UMR ENGREF - INRA.

L'auteur est aussi chercheur associé au Centre international de recherche sur l'environnement et le développement. Les travaux de recherche sur lesquels se fonde le présent papier ont été réalisés par l'auteur au Groupe de recherche en économie du développement et au sein du *Carbon Finance Business* de la Banque mondiale.

Si l'expression « marché carbone » est souvent employée au singulier, il y a en fait plusieurs marchés du carbone qui diffèrent par la nature légale des biens échangés, et par les règles qui encadrent les transactions. Si des échanges sont souvent possibles entre ces différents marchés, ils sont loin d'être totalement intégrés. L'objet de cet article est de faire le point sur l'état des marchés du carbone dans le monde à la fin de l'année 2005. Pour ce faire, cet article se fonde sur les résultats d'une enquête sur les transactions carbone réalisée par l'auteur et Karan Capoor en avril 2005, et sur une revue de la presse spécialisée d'avril à novembre 2005, qui permet d'analyser les principales évolutions des marchés carbone depuis la conclusion de l'enquête.

L'article est organisé de la manière suivante. Nous décrivons d'abord la structure du marché carbone, avant de nous concentrer sur ses deux principales composantes : les transactions à base de projets, notamment dans le cadre du Mécanisme de développement propre (MDP) et de Mise en œuvre conjointe (MOC), puis les marchés de permis d'émission. La dernière partie conclut en dessinant quelques perspectives pour l'avenir des marchés du carbone.

### *LA STRUCTURE DU MARCHÉ DU CARBONE*

#### *Deux catégories de transactions : échange de permis et transactions à base de projets*

On appelle ici *transaction carbone* toute transaction par laquelle une ou plusieurs parties acquièrent, d'une ou plusieurs autres parties, une quantité mesurable de « crédits d'émission de GES » en échange d'une rétribution. La nature juridique de ces « crédits » varie, mais l'important est ici qu'ils soient transférés du vendeur vers l'acheteur. Ceci distingue les transactions carbone d'autres types de financement, par exemple ceux du Fonds pour l'environnement mondial, qui peuvent contribuer à réduire les émissions de GES, mais sans donner lieu à transfert de crédits. La rétribution des crédits carbone peut prendre plusieurs formes, par exemple liquidités, prises de participation au capital, dettes, ou encore contributions en nature comme la fourniture de technologies.

Les transactions carbone se répartissent en deux catégories :

- les *échanges de permis d'émission* dans le cadre d'un régime dans lequel le régulateur impose des quotas d'émission à un ensemble d'entités, qui peuvent ensuite se les échanger entre elles. Cette catégorie comprend par exemple les échanges d'Unités de quantité attribuées (UQAs) dans le cadre du Protocole de Kyoto, ou les échanges de quotas d'émission européens (QEEs) dans le marché européen du carbone ;
- les *transactions à base de projets*, par lesquelles l'acheteur acquiert des crédits d'émission en participant au financement d'un projet qui



réduit les émissions de GES par rapport à ce qui se serait passé autrement. Cette catégorie comprend par exemple les transactions MDP, dans lesquelles l'acheteur acquiert des Unités de réductions d'émissions certifiées ou URECs, ou les transactions MOC, dans lesquelles l'acheteur acquiert des Unités de réductions d'émissions ou UREs.

Ces deux catégories de transactions diffèrent par les risques qui y sont afférents. Dans un échange de permis d'émission, le bien échangé (le permis) préexiste à la transaction. Le risque principal est le défaut de livraison. Dans une transaction à base de projets, en revanche, le bien échangé est *créé* dans le processus. Au risque de non livraison s'ajoute alors un risque de « non création », en cas de non performance du projet, de problèmes institutionnels (risque pays) ou de non validation des crédits d'émission par le régulateur (par exemple le Bureau exécutif du MDP pour les URECs). Bien entendu, si la transaction est conclue après la création du crédit, par exemple suite à un projet MDP mis en œuvre unilatéralement par un développeur de projet, le risque de « non création » n'existe plus et la transaction est équivalente, du point de vue du risque, à un échange de permis d'émission. Mais on observe encore très peu de transactions de ce type.

### *Les principaux segments du marché carbone*

Les principaux régimes régulant les émissions de gaz à effet de serre définissent autant de segments du marché carbone.

Le *Protocole de Kyoto* (1997) limite les émissions de GES des pays industrialisés et des économies en transition - les pays dits de l'Annexe B - pendant la période 2008-2012 (dite première période d'engagement). Pour remplir leurs objectifs, les pays de l'Annexe B peuvent adopter des mesures domestiques pour limiter leurs émissions, et/ou compenser leurs émissions excédentaires en acquérant des UQAs d'autres pays de l'Annexe B, et/ou en acquérant des URECs ou des UREs via des projets MDP ou MOC. Le Protocole de Kyoto est entré en vigueur le 16 février 2005, mais des transactions MDP et MOC avaient déjà eu lieu avant cette date, alors même que les règles régissant ces transactions n'étaient pas encore clarifiées (Freestone et Streck, 2005).

Le *marché européen de permis d'émission* (European Union Emissions Trading Scheme ou EU ETS) a été créé par la Directive européenne 2003/87/EC, dite « Directive permis », qui limite les émissions d'environ 12 000 sources fixes de CO<sub>2</sub>, représentant 45 % des émissions totales de l'UE ou environ 6,5 milliards de tonnes équivalent de dioxyde de carbone (tCO<sub>2</sub>e). Pour remplir leurs objectifs, ces entités peuvent limiter leurs émissions, et/ou acquérir des QEEs auprès d'autres entités régies par la directive, voire même acquérir des URECs ou des UREs. Cette dernière option est cependant soumise à des conditions



restrictives définies par une seconde directive, dite « d'emboîtement », qui régit les relations entre l'ETS et le Protocole de Kyoto<sup>1</sup>. Contrairement au Protocole de Kyoto, la première phase de l'EU ETS débute le 1<sup>er</sup> janvier 2005 et dure jusqu'en 2007. Une seconde phase est prévue pour la période 2008-2012.

L'EU ETS, tout comme les régimes actuellement en préparation au Canada et au Japon, est une déclinaison régionale du Protocole de Kyoto. Mais des régimes contraignant les émissions de GES ont aussi été développés aux États-Unis d'Amérique et en Australie, deux pays qui ont annoncé qu'ils ne ratifieraient pas le Protocole. Par exemple, l'État australien de *Nouvelle Galles du Sud* impose aux vendeurs d'électricité opérant sur son territoire des standards d'émission par kWh vendu. Ces entreprises peuvent réduire leurs émissions, et/ou acheter des certificats d'émission à d'autres entreprises, et/ou financer des projets de réduction d'émissions, sous peine de payer une pénalité de 14 \$ australien (environ 10,50 \$ américains) par tonne de CO<sub>2</sub> émise en excès de leurs quotas. De la même manière, l'État de *Oregon* aux États-Unis impose aux nouvelles usines de production d'électricité d'être au moins 17 % moins émettrices que les usines à cycle combiné les plus efficaces. S'ils ne peuvent se conformer à ce standard, les producteurs d'électricité doivent payer une taxe de 0,85 \$ par tonne d'émissions en excès<sup>2</sup>. Ces fonds sont collectés par l'Oregon Climate Trust, qui finance des projets de réduction des émissions aux États-Unis et dans d'autres pays<sup>3</sup>.

Certaines entreprises sont aussi engagées de manière volontaire sur le marché du carbone, par exemple pour des raisons d'image, pour acquérir de l'expérience ou dans l'espoir d'influencer les futures politiques climatiques nationales. Leur participation prend le plus souvent la forme de transactions à base de projets. Le Chicago Climate Exchange (CCX) fait cependant exception. Il s'agit en effet d'un marché de permis d'émission dans lequel les participants, en général des entreprises basées aux États-Unis, ont volontairement accepté de limiter leurs émissions entre 2003 et 2006. Ces entités peuvent remplir leurs engagements, soit par des réductions d'émissions internes, soit en achetant des permis d'émission à d'autres entreprises membres du CCX<sup>4</sup>.

Il existe enfin *un marché du carbone au détail* qui est aussi un marché volontaire dans lequel les acheteurs recherchent des petits volumes de réduction d'émissions pour compenser les émissions liées, par exemple, à leurs activités (facture énergétique), à un service qu'elles proposent (locations de voitures sans carbone proposées par certains loueurs), ou à un événement (grandes conférences internationales, concerts). Des vendeurs de carbone au détail alimentent ce marché de petite taille mais en croissance rapide, en finançant des projets de réduction d'émissions de grande taille, puis en revendant les crédits par petites tranches.

*LES TRANSACTIONS À BASE DE PROJETS*

*Un marché en croissance rapide*

Selon Lecocq et Capoor (2005), le volume total de crédits d'émission échangés sur le marché carbone via des transactions à base de projets est en croissance rapide : 29 MtCO<sub>2</sub>e en 2002, 78 MtCO<sub>2</sub>e en 2003 et 107 MtCO<sub>2</sub>e en 2004. Pour les quatre premiers mois de l'année 2005, Lecocq et Capoor rapportent un volume échangé de 43 MtCO<sub>2</sub>e.

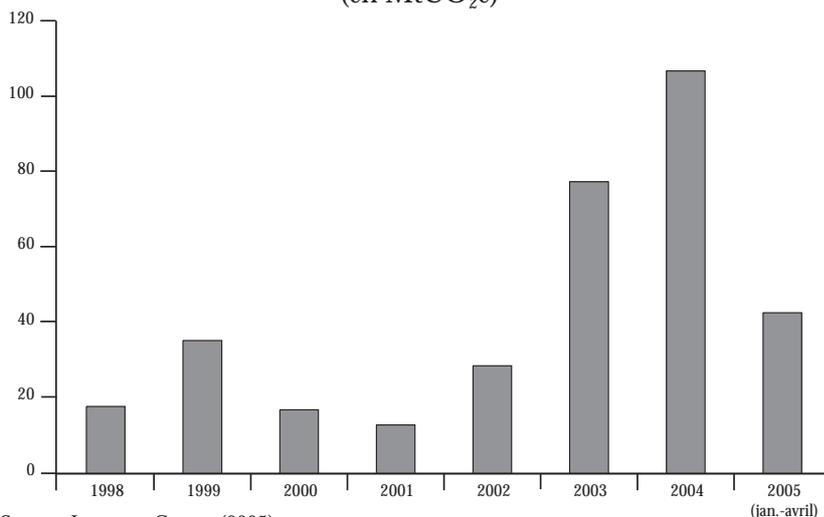
Ces volumes sont la somme des montants de crédits carbone que les vendeurs ont prévu de livrer jusqu'en 2012 dans toutes les transactions signées ou en phase avancée de négociation pendant l'année considérée. Il s'agit donc d'une mesure du montant total de crédits carbone devant être livré au terme du contrat, et non d'une mesure instantanée de la quantité de crédits qui a déjà changé de mains.

Depuis avril 2005, les volumes échangés semblent avoir été très importants. Une revue de la presse spécialisée révèle qu'au moins 68 MtCO<sub>2</sub>e ont été achetés via des projets entre mai et novembre 2005. Et l'expérience suggère que le volume publiquement annoncé est souvent nettement inférieur au volume réellement échangé, car de nombreuses transactions ne sont pas rendues publiques<sup>5</sup>.

Lecocq et Capoor notent, en outre, que la capitalisation totale des différents fonds carbone dans le monde est passée d'environ 275 M\$ en

5

**Graphique n° 1**  
**Volumes annuels de réductions d'émissions échangées**  
**dans des transactions à base de projets**  
 (en MtCO<sub>2</sub>e)



Source : Lecocq et Capoor (2005).

janvier 2004 à 950 M\$ en avril 2005, soit une hausse de plus de 250 %. Depuis lors, ce sont près de 1,5 Md\$ *supplémentaires* qui ont été investis dans des fonds destinés à acquérir des crédits carbone, notamment dans le Clean Fund canadien (1 Md\$ canadien ou 845 M\$) ou dans le fonds GG-CAP développé par Natsource (550 M\$). La demande pour les crédits carbone issus de projets est donc très importante.

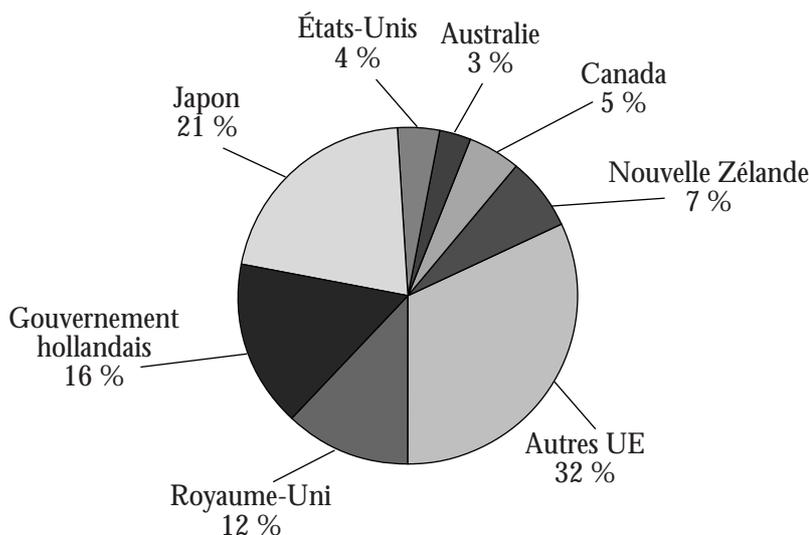
Si les transactions volontaires constituaient l'essentiel des volumes échangés jusqu'en 2001, et encore la moitié en 2002, la motivation principale des transactions à base de projets est maintenant très clairement la mise en conformité avec le Protocole de Kyoto. Un petit volume de projets volontaires subsiste encore, essentiellement aux États-Unis.

### *Qui achète ?*

La part des acheteurs dans le volume total de carbone échangé entre janvier 2004 et avril 2005 est indiquée sur le graphique n° 2. Dans cette figure, les crédits acquis par les fonds carbone gérés par la Banque mondiale - soit 22 % des crédits échangés entre janvier 2004 et avril 2005 - sont alloués aux différentes entités qui participent à ces fonds au prorata de leur participation.

6

**Graphique n° 2**  
**Répartition des acheteurs de réductions d'émissions via**  
**des transactions à base de projets, en part du volume total acheté**  
(janvier 2004 - avril 2005)



Source : *ibid.*



En termes géographiques, les acheteurs européens sont largement dominants, avec 60 % des achats. Les entités japonaises viennent en seconde place avec 21 %, et le reste se répartit entre la Nouvelle Zélande, le Canada, l'Australie et les États-Unis. Même si le gouvernement hollandais est l'acheteur le plus important avec 16 % des achats, ce sont les entreprises privées qui dominent la demande, tant en Europe que dans le monde, avec 69 % du total des volumes acquis. Cette prédominance du secteur privé est récente, et il n'est pas évident qu'elle perdure car le Canada, le Japon et la plupart des pays d'Europe ont annoncé leur intention d'acheter des crédits d'émission à base de projets pour faire face à leurs engagements de Kyoto.

La part modeste du Canada (5 %) pourra surprendre. Les émissions canadiennes de 2002 sont, en effet, de 26 % supérieures à l'objectif imposé au pays par le Protocole de Kyoto pour 2008-2012. La participation restreinte du secteur privé canadien s'explique par le fait que le plan canadien sur le changement climatique n'a été annoncé qu'au début de l'année 2005 et que les modalités de ce plan, notamment les allocations individuelles, sont restées longtemps incertaines. La mise en place d'un fonds fédéral doté d'1 Md\$ canadiens devrait à l'avenir contribuer à augmenter la part du pays dans le marché.

### *Qui vend ?*

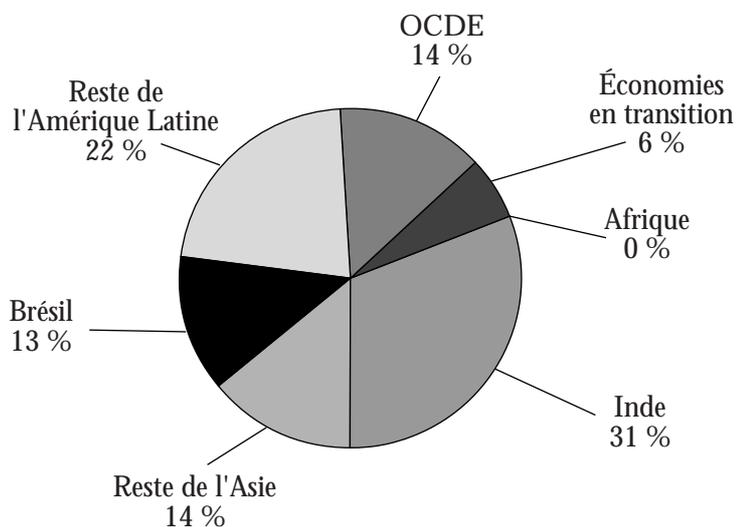
Comme le montre le graphique n° 3, la majorité des crédits d'émission issus de projets provient d'Asie (45 % entre janvier 2004 et avril 2005). L'Amérique Latine est seconde avec 35 %, les pays de l'OCDE - une catégorie qui inclut tant des projets MOC en Nouvelle-Zélande que des projets « non-Kyoto » aux États-Unis et en Australie - sont troisième avec 14 %, les économies en transition quatrième avec 6 %, et l'Afrique bonne dernière avec 0,5 %.

Ces parts sont, cependant, largement très fortement influencées par deux projets de destruction du HFC<sub>23</sub><sup>6</sup>, qui portent sur des volumes considérables et sont tous deux localisés en Asie (Inde et Corée du Sud). Hors HFC<sub>23</sub>, l'Amérique Latine est le vendeur principal avec 46 %, loin devant l'Asie (28 %)<sup>7</sup>.

Lecocq et Capoor (2005) rapportent que 35 pays du Sud et de l'Est ont accueilli un projet carbone entre janvier 2001 et avril 2005. Les cinq premiers vendeurs en volume, dans l'ordre l'Inde, le Brésil, le Chili, la Bulgarie et la Roumanie, représentent plus de 70 % de ce total. Lecocq et Capoor notent aussi que le marché tend à se concentrer sur les grands pays à revenus intermédiaires. Une lecture rapide de la presse spécialisée depuis avril 2005 suggère que cette tendance s'est encore amplifiée, avec, en particulier, un très grand nombre de transactions conclues en Chine.

À l'inverse, la part de l'Afrique dans le marché du carbone reste minuscule. Plus inquiétant encore, l'Afrique reste aujourd'hui quasiment absente du portefeuille de projets en cours de préparation, à l'exception de l'Afrique du Sud, des pays du Sud méditerranéen et de quelques pays d'Afrique Sub-Saharienne (Fenhann, 2005). Ce constat soulève la question de l'équité de la répartition des bénéfices du MDP et celle de la stabilité, à terme, du mécanisme s'il apparaissait qu'il ne bénéficie finalement qu'à un nombre trop limité de pays.

**Graphique n° 3**  
**Répartition des vendeurs de réductions d'émissions via**  
**des transactions à base de projets, en part du volume total vendu**  
 (janvier 2004 - avril 2005)



Source : *ibid.*

### *Quelles technologies ?*

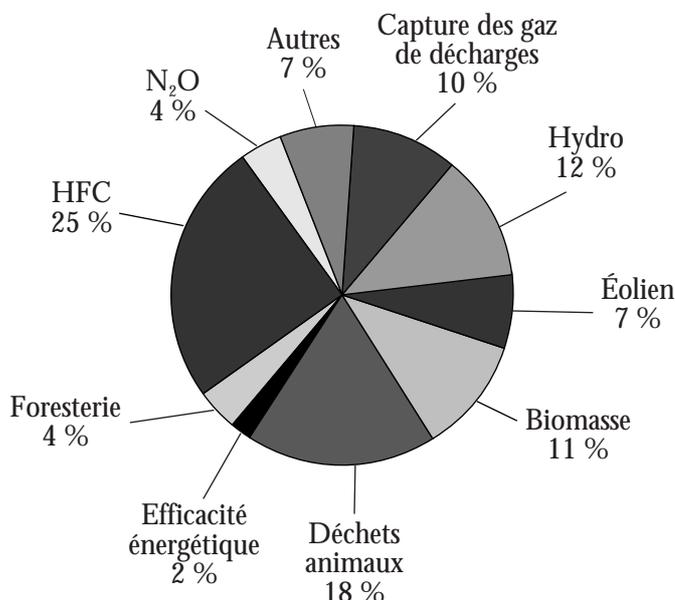
Comme indiqué au-dessus, les projets de destruction du HFC<sub>23</sub> dominent les volumes vendus entre janvier 2004 et avril 2005 (25 % du volume total échangé). Les projets de capture du méthane et d'oxyde nitreux (N<sub>2</sub>O) issus de déjections animales viennent ensuite, avec 18 %. Les projets de bioénergie (la plupart du temps cogénération à partir de bagasse), les projets hydroélectriques et les projets de capture du méthane émis par les décharges suivent avec environ 10 % chacun.

Outre la prédominance du HFC<sub>23</sub>, qui a déjà été discutée, le graphique n° 4 montre que les projets réduisant des gaz autres que le CO<sub>2</sub> représentent la majorité du volume (57 %). En revanche, les projets

d'efficacité énergétique et les projets de substitution de charbon par le gaz naturel (ici inclus dans la catégorie « Autres ») ne représentent pas plus de 4 % du volume vendu, une part bien plus faible qu'initialement anticipé. Même les énergies renouvelables représentent à peine le tiers du volume échangé.

La cause principale en est qu'au prix actuel du carbone, les revenus carbone n'ont en général qu'un impact limité sur le taux de rentabilité interne des projets d'efficacité énergétique et des projets d'énergie renouvelable (Bishop et Lecocq, 2004). Cet impact est d'autant plus faible que les délais de mise en œuvre de tels projets sont souvent importants (typiquement 5 à 7 ans), limitant par là même le volume de crédits qui peut être généré avant 2012, et donc le revenu carbone. Les projets non carbone, au contraire, bénéficient d'un prix plus élevé à la tonne de gaz évité<sup>8</sup> et ont souvent des délais plus courts. La lecture du pipeline de projets du MDP suggère que la part des projets non carbone est encore amenée à augmenter dans les années à venir. Savoir si cette concentration du MDP vers les technologies non carbone est le plus efficace du point de vue des réductions d'émissions à long terme reste une question ouverte.

**Graphique n° 4**  
**Répartition des projets par technologie,**  
**en part du volume total échangé**  
 (janvier 2004 - avril 2005)



Source : *ibid.*



### *Des contrats d'achat de commodités*

La majorité des transactions à base de projets sont des contrats d'achat de commodités dans lesquels le développeur du projet vend les crédits d'émissions, comme tout autre bien et service produit par le projet (par exemple l'électricité). La plupart de ces transactions sont des achats *forward*, typiquement sur une période allant de 5 à 10 ans, conclus avant la mise en œuvre du projet lors du montage financier. Très peu de transactions, en revanche, prennent la forme d'un investissement de l'acheteur de carbone dans le projet.

La prédominance du modèle « commodité » s'explique par plusieurs facteurs. En premier lieu, investir dans un projet n'est pas *a priori* la manière la plus économique d'obtenir les crédits carbone que le projet génère. En second lieu, même des entreprises et des gouvernements qui investissent déjà dans les pays du Sud et de l'Est ne le font pas forcément dans les secteurs les plus rentables du point de vue de la génération de carbone. De même, les intermédiaires spécialisés dans l'achat de crédits carbone - par exemple les fonds carbone - ne disposent pas forcément des compétences nécessaires pour investir dans tous ces secteurs.

La prédominance du modèle « commodité » a une conséquence importante : les acheteurs paient le plus souvent les crédits d'émission à la livraison, c'est-à-dire lorsque le projet est opérationnel. Or les développeurs de projets recherchent le plus souvent des capitaux en amont, afin de financer la construction du capital fixe. Les développeurs de projet doivent donc valoriser le contrat carbone comme collatéral pour obtenir des financements complémentaires auprès de banques ou d'autres institutions financières.

Les contrats d'achat des crédits d'émission étant le plus souvent libellés en monnaie forte (dollar, euro ou yen), et passés par un acheteur au *rating* crédit élevé, on pourrait s'attendre à ce que cette valorisation soit facile. On en observe, en effet, quelques exemples. Dans le projet Plantar, dans lequel le Fonds carbone prototype de la Banque mondiale a acheté des crédits d'émission liés à la substitution du charbon fossile par du charbon de bois pour la production d'acier, la banque Rabobank a consenti au producteur d'acier un prêt sur 5 années dont l'échéancier de remboursement est calqué sur les revenus anticipés du carbone. Les revenus carbone sont versés sur un compte bloqué au Nord, sans transiter par le Brésil et donc sans risque de change. Les conditions exceptionnelles de ce prêt sont liées au financement carbone : les entreprises du secteur dans l'État du Minas Gerais ne peuvent en général pas obtenir de financement au-delà de 2 ans.

Ce projet reste cependant une exception, car la plupart des banques



commerciales sont encore réticentes à considérer des montages de ce type. Des institutions financières spécialisées, comme des « mezzanines financières », prêtent contre des contrats d'achat du carbone, par exemple dans des montages de type *quasi-equity* ou dette subordonnée. Certains acheteurs proposent aussi des paiements anticipés des crédits carbone, avec un rabais important. Si ces solutions permettent de finaliser le montage financier de certains projets, la participation des grandes institutions financières reste essentielle pour le développement à grande échelle du MDP et de la MOC.

### *Structure des contrats et prix du carbone*

Si la majorité des contrats d'achat de crédits d'émission issus de projets présentent des caractéristiques communes (achats *forward* avec paiement à la livraison), il n'existe pas encore de contrat standard. Tout d'abord, l'horizon de l'achat varie avec le projet, de quelques années à dix ans. En second lieu, comme on l'a vu, la nature des projets sous-jacents est très variable, et les risques de non performance des projets sont donc très différents. Enfin, selon les contrats, les risques - en particulier le risque de non validation des crédits dans le cadre du Protocole de Kyoto - sont répartis très différemment entre l'acheteur et le vendeur. Certains acheteurs, comme le Japanese Carbon Fund, endossent une bonne part du risque de non validation en acquérant les crédits d'émission dès qu'ils sont validés par une entité opérationnelle, avant qu'ils ne soient certifiés par le bureau exécutif du MDP. La plupart des autres acheteurs, en revanche, réclament la livraison de crédits *certifiés*. En cas de défaut, des pénalités sont souvent introduites dans le contrat, par exemple sous la forme d'amendes ou d'obligations faite au vendeur d'acquiescer des URECs sur le marché secondaire.

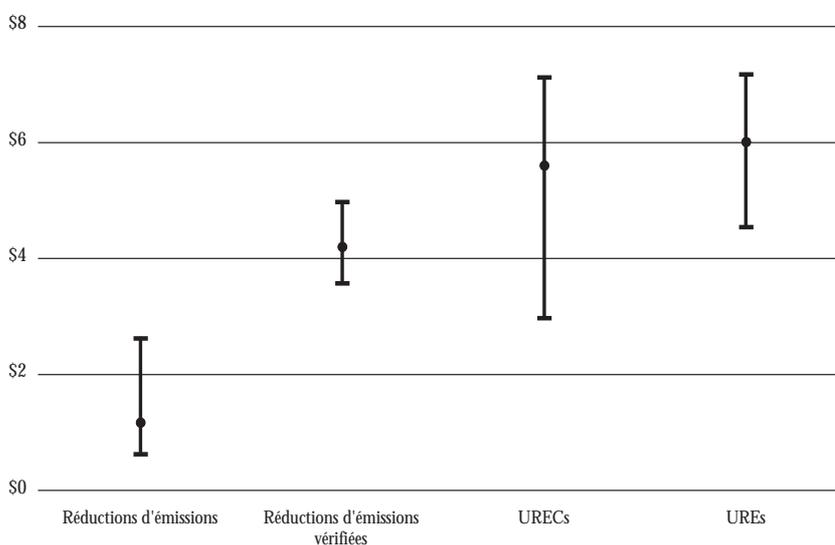
Dans ces conditions, il est difficile de comparer les prix du carbone entre contrats. Ce point est illustré par Lecocq et Capoor (2005), qui montrent que :

- le prix du carbone est très sensible à la nature de l'actif sous-jacent. Par exemple, les réductions d'émissions non destinées à être introduites dans le régime Kyoto ont été achetées entre 0,65 et 2,65 \$/tCO<sub>2</sub>e entre janvier 2004 et avril 2005, avec une moyenne pondérée en volume de 1,20 \$ (graphique n° 5, colonne de gauche). À l'inverse, les crédits destinés à être validés dans le cadre du Protocole de Kyoto ont été achetés entre 3 et 8 \$<sup>9</sup> ;
- en second lieu, les prix varient de manière considérable selon que le risque de non validation repose principalement sur le vendeur ou l'acheteur. Quand l'acheteur prend le risque de non validation, les prix s'établissent entre 3,60 et 5 \$/tCO<sub>2</sub>e (moyenne pondérée 4,23 \$).

En revanche, lorsque le vendeur prend le risque de non certification, le prix s'échelonne entre 3 et 7,15 \$/tCO<sub>2</sub>e (moyenne pondérée de 5,63 \$).

Ces chiffres doivent cependant être pris avec précaution. Lecocq et Capoor rapportent, en effet, ne disposer du prix que pour 61 % des transactions dont ils ont connaissance.

**Graphique n° 5**  
**Prix du carbone pour les réductions d'émissions issues de projets,**  
**minimum, maximum et moyenne pondérée en volume**  
 (transactions de janvier 2004 à avril 2005 - \$/tCO<sub>2</sub>e)

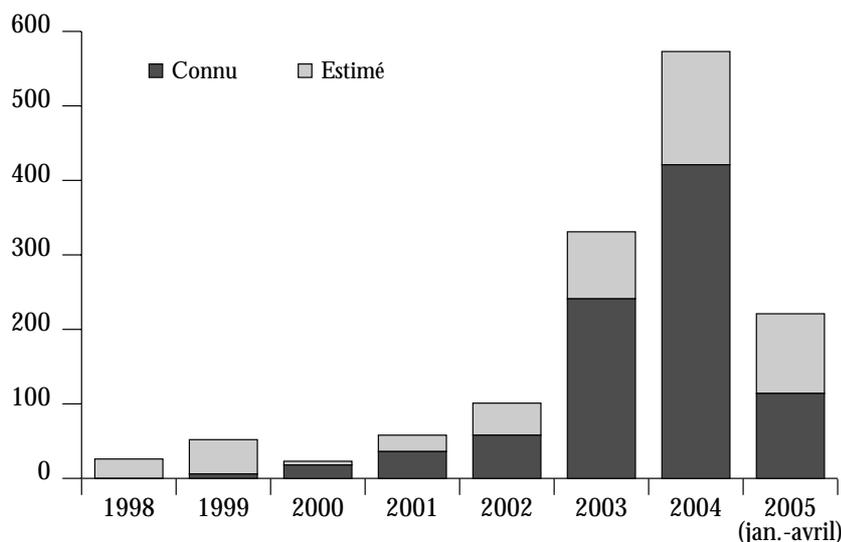


Source : *ibid.*

Pour conclure cette section, le graphique n° 6 indique la valeur totale estimée des transactions à base de projets déjà conclues. La partie foncée de chaque barre donne la valeur des transactions pour lesquelles prix et quantité sont disponibles (en multipliant simplement le prix par le volume total de carbone qu'il est prévu d'échanger jusqu'en 2012). La partie claire représente la valeur estimée des transactions pour lesquelles seule la quantité est connue (on utilise alors le prix moyen des crédits pour l'année en question).

La valeur totale des contrats d'achat du carbone dans des transactions à base de projets ainsi estimée est de 570 M\$ en 2004, et de 110 M\$ pour les quatre premiers mois de 2005. La valeur totale des transactions sur le marché carbone entre 1998 et avril 2005 ainsi estimée est de 1,38 Md\$.

**Graphique n° 6**  
**Valeur totale annuelle des transactions carbone à base de projets**  
 (en M\$ - valeur nominale)



Source : ibid.

13

## LES MARCHÉS DE PERMIS D'ÉMISSION DE GES

### *Une activité en très forte croissance*

Jusqu'en 2004, les volumes échangés sur les marchés de permis d'émission ne représentaient qu'une fraction du volume total échangé via des transactions à base de projets. La situation a radicalement changé en 2005. Dès mai, Lecocq et Capoor rapportaient que le volume échangé sur le marché des permis durant les trois premiers mois de 2005 atteignait environ 37 MtCO<sub>2</sub>e, soit presque autant en trois mois que l'activité sur le marché des transactions à base de projets sur les quatre premiers mois de l'année. Nous ne disposons pas de chiffres précis pour la période avril - novembre 2005, mais la lecture de la presse spécialisée suggère que le volume de permis échangés depuis mars 2005 est considérable. En d'autres termes, le marché des permis est en passe de devenir, en volume, et, on va le voir, en valeur, la composante la plus importante du marché du carbone.

Le moteur de cette croissance est le marché européen du carbone. Ce marché est structurellement très important (12 000 sources ponctuelles). En outre, de nombreux intermédiaires (courtiers, Bourses de



carbone...) et acteurs financiers (banques, unités *trading* des compagnies d'énergie...) sont actifs sur ce marché, et en augmentent encore la liquidité<sup>10</sup>.

### *Le prix des permis européens*

Les transactions de quotas européens sont, pour la plupart, des transactions *forward*, portant typiquement sur des QEEs pour les années 2005, 2006 ou 2007. À notre connaissance, la majorité reste effectuée de gré à gré, même si la part des transactions via des Bourses semble en augmentation. Selon Lecocq et Capoor, les volumes échangés ont été de 0,65 MtCO<sub>2</sub>e en 2003, environ 9 MtCO<sub>2</sub>e en 2004 et environ 34 MtCO<sub>2</sub>e pour les trois premiers mois de 2005.

S'agissant d'un bien unique échangé via des contrats souvent comparables, le prix des QEEs varie très peu entre les transactions de gré à gré et les différents marchés structurés. En d'autres termes, il est possible de parler d'un prix de marché unique des permis européens, ce qui constitue une différence majeure avec le marché des transactions à base de projets.

Le prix des QEEs varie aussi très peu en fonction de leur date de validité (2005, 2006 ou 2007), reflétant le fait que les QEEs de différents millésimes sont *de facto* fongibles sur cette période. En revanche, le prix des QEEs a fortement varié au cours du temps, passant d'environ 7 € - 9 € début 2005 à un niveau record de près de 30 € fin juin 2005, avant de redescendre. À la date de rédaction de cet article (novembre 2005), le prix des permis européens s'établissait à environ 22 €/tCO<sub>2</sub>e.

Ce prix soulève deux questions. En premier lieu, est-il représentatif de l'équilibre à long terme entre offre et demande sur le marché européen ? En second lieu, le prix des quotas européens est bien plus élevé que les prix des crédits issus de projets qui, même s'ils ont augmenté de manière significative (+ 21 % pour les URECs entre la période janvier 2003-mai 2004 et la période janvier 2004-avril 2005), restent en général en deçà de la barrière des 10 \$ par tCO<sub>2</sub>e. Pourquoi n'y a-t-il pas arbitrage et rééquilibrage des prix ? Nous examinons successivement ces deux questions.

### *Le prix des permis européens est-il représentatif de l'équilibre de marché à long terme ?*

Le prix actuel des QEEs ne peut pas être considéré comme un pur artefact. En effet, l'EU ETS est aujourd'hui un marché bien mieux structuré qu'il ne l'était il y a encore un an. L'incertitude sur la demande a été fortement réduite après l'adoption de la plupart des plans nationaux d'allocation de QEEs. L'activité, on l'a vu, a été importante en



2005. Et le prix des QEEs est durablement installé au-dessus de 15 € depuis le début de l'année.

D'autres facteurs, en revanche, suggèrent que ce prix pourrait ne pas être représentatif du prix d'équilibre de long terme. En premier lieu, des éléments conjoncturels, notamment l'hiver froid et les prix du pétrole élevés, semblent avoir influencé le marché. Un hiver froid incite les producteurs d'électricité à acheter des quotas supplémentaires pour se prémunir contre le risque d'augmentation de leur activité, et donc de leurs émissions. Un prix du pétrole élevé rend la production d'électricité à base de charbon comparativement plus avantageuse, et tire ainsi la demande de quotas vers le haut.

En second lieu, l'examen d'une base de donnée représentant environ 40 % des transactions de gré à gré sur le marché européen de la fin 2004 au début 2005 révèle l'absence quasi-totale de vendeurs localisés en Europe de l'Est, où la majorité de l'offre est supposée se trouver (Lecocq et Capoor, 2005). En d'autres termes, le prix élevé des QEEs reflétait à l'époque un déficit d'offre. Nous n'avons pas d'élément permettant d'établir si ce déséquilibre persiste aujourd'hui, ou s'il a été résorbé.

Faire l'hypothèse qu'un tel déficit offre/demande se prolonge requiert d'expliquer pourquoi les possibilités d'arbitrage ne sont pas exploitées. Ici, plusieurs éléments d'explication peuvent être avancés : l'absence de plan d'allocation dans les pays de l'Est, jusque récemment du moins ; l'absence dans certains cas de registres fonctionnels ; une connaissance limitée de l'EU ETS et de ses opportunités - surtout dans des entreprises dont les marchés de commodités ne sont ni la spécialité, ni la culture ; le fait que les vendeurs potentiels soient souvent de petites tailles, et donc moins enclins à prendre des risques pour des gains marginaux élevés, mais au total relativement faibles ; et le fait que ces entités n'aient pas toujours le *credit rating* suffisant.

Cette rapide discussion suggère qu'il est possible que le prix actuel du carbone ne reflète pas totalement l'équilibre de long terme sur le marché européen des permis. Elle est cependant loin d'épuiser ce sujet, dont une analyse plus approfondie demanderait des données détaillées sur les transactions récentes, dont nous ne disposons pas aujourd'hui.

### *Les relations entre le prix des quotas européens et le prix des réductions d'émissions issues de projets*

L'importation d'URECs est autorisée durant la phase pilote de l'EU ETS, à l'exception des URECs issus de projets LULUCF (Land use, land use change and forestry activities - Utilisation et changement d'affectation des terres et foresterie) ou de projets nucléaires. Étant donné la différence de prix actuelle entre le prix des QEEs et le prix des URECs, on pourrait s'attendre à ce que des arbitragistes achètent des



URECs, les importent sur le marché européen et les revendent ensuite, faisant ainsi monter le prix des premiers et baisser le prix des seconds jusqu'à équilibre. Or on n'observe pas, jusqu'à présent, de rééquilibrage des prix, et trois raisons peuvent être avancées pour expliquer ce phénomène.

En premier lieu, on l'a vu, les contrats d'achat *forward* d'URECs sont plus risqués que les contrats d'achat *forward* de QEEs. Un contrat d'achat de QEEs n'est certes pas dénué de risque, car le vendeur peut toujours faire défaut. Mais on peut supposer qu'en moyenne, le *credit rating* d'un vendeur de l'UE est plus élevé que le *credit rating* de la plupart des vendeurs d'URECs. En outre, s'agissant de titres émis par les gouvernements, les QEEs ne présentent pas le risque de « non création » caractéristique des URECs. Bien entendu, *une fois certifié*, un UREC aura le même profil de risque qu'un QEE<sup>11</sup>, mais il y a aujourd'hui encore très peu d'URECs en circulation.

En second lieu, garantir la livraison d'URECs produits en 2005, 2006 ou 2007 - seuls millésimes valables pour la première phase de l'EU ETS - est difficile. Tout retard dans la mise en œuvre du projet entraîne, en effet, automatiquement le décalage des réductions d'émissions d'un an ou deux, et donc leur production après 2008 plutôt qu'avant. Les difficultés récentes d'un important vendeur d'URECs ayant signé des contrats de livraison en Europe durant la première phase de l'EU ETS en est une illustration.

En troisième lieu, même si l'on peut produire des URECs à temps, leur transfert dans l'EU ETS est complexe. En particulier, l'International Transaction Log nécessaire pour la validation des transactions MDP risque de ne pas être en place avant l'année 2006. En outre, les acheteurs ont besoin d'une autorisation de leur État pour importer des URECs et ils doivent posséder un compte dans le registre national relatif aux QEEs. Ces registres sont, pour la plupart, très récents et pas encore tous opérationnels.

À terme, il est probable que la différence de prix entre URECs et QEEs diminue. En effet, les incertitudes relatives au transfert d'URECs devraient rapidement être levées. En outre, le volume d'URECs disponibles pour le marché européen - au moins pour la seconde phase 2008-2012 - devrait augmenter. En revanche, la date de convergence est incertaine.

Cette revue montre que les marchés du carbone ont répondu très rapidement à l'entrée en vigueur du Protocole de Kyoto et du marché européen du carbone. La croissance soutenue, tant dans le domaine des transactions à base de projets que dans celui des échanges de permis



d'émission, suggère que le marché carbone est en train de passer d'un stade artisanal à un stade beaucoup plus industriel.

De nombreux obstacles restent cependant à franchir. On en citera ici quatre. En premier lieu, l'implication des banques commerciales dans les transactions à base de projets est nécessaire, à terme, pour assurer le développement à grande échelle de ces transactions. La question du financement amont se posera d'autant plus fortement que l'on aura épuisé les opportunités de réduction à bas coûts des émissions de gaz « exotiques » et que l'on sera revenu vers des projets plus « classiques », comme la substitution du charbon par le gaz ou les projets d'énergie renouvelable, dont les coûts en capital sont plus élevés.

En second lieu, l'incertitude sur les règles du jeu pour l'après 2012 fait peser un risque majeur sur le marché du MDP et de la MOC. La fenêtre d'opportunité pour monter des projets susceptibles de produire des quantités significatives d'URECs avant le 31 décembre 2012 est en effet très courte. Dès à présent, la plupart des projets énergétiques - qui mettent typiquement 5 à 7 ans pour être financés et mis en opération - sont de fait exclus du MDP. Une clarification des règles pour l'après-2012 pourrait générer une demande de crédits post-2012 et faciliter ainsi la mise en œuvre d'une gamme plus grande de projets.

En troisième lieu, le prix actuel des QEEs est le seul signal prix clair sur le marché du carbone. À tort ou à raison, il façonne les perceptions des acteurs alors que se négocient les allocations pour la période 2008-2012 en Europe, les plans nationaux au Japon et au Canada, et les contours de l'après 2012. Il est donc important de bien s'assurer que ce prix traduit correctement l'équilibre offre/demande interne à l'Europe. De même, le différentiel de prix entre QEEs et URECs est source de confusion pour les développeurs de projets MDP, et parfois même de blocages. Ceci milite pour que les barrières à l'importation d'URECs, dans le marché européen, soient levées rapidement.

Le comportement de la Russie et de l'Ukraine, enfin, va avoir une influence considérable sur le marché du carbone. Ces deux pays disposent, en effet, d'UQAs « excédentaires » dont le volume pourrait dépasser la demande totale de permis du Japon, de l'Europe et du Canada. Leur comportement sur le marché sera déterminant pour le prix du carbone pour la période 2008-2012, tant sur le marché européen que sur celui des transactions à base de projets.

## NOTES

1. Directive 2004/101/EC.
2. Dans ce texte, le signe \$ seul fait référence au dollar américain.
3. Voir [www.greenhousegas.nsw.gov.au](http://www.greenhousegas.nsw.gov.au) et [www.climatetrust.org](http://www.climatetrust.org).
4. Voir [www.chicagoclimatex.com](http://www.chicagoclimatex.com)
5. Des informations sur les projets soumis au bureau exécutif du MDP sont disponibles publiquement ([cdm.unfccc.int](http://cdm.unfccc.int)). Mais certaines transactions sont conclues avant soumission du projet et, à l'inverse, certains projets soumis n'ont pas encore fait l'objet d'une transaction carbone.
6. Le HFC<sub>23</sub> (hydrofluorocarbone 23) est un dérivé de la production de HCFC<sub>22</sub>, un gaz utilisé comme réfrigérant. Le HFC<sub>23</sub> n'a pas d'effet nocif sur l'environnement local. En revanche, il contribue très fortement à l'effet de serre : chaque molécule de HFC<sub>23</sub> dans l'atmosphère est estimée avoir le même impact sur le réchauffement de la planète que 11 700 molécules de CO<sub>2</sub>. Au terme des règles du Protocole de Kyoto, le HFC<sub>23</sub> est valorisé 11 700 fois plus que le CO<sub>2</sub>. En outre, le HFC<sub>23</sub> peut être détruit à coût modeste. Il n'est donc pas surprenant que de nombreux projets d'incinération du HFC<sub>23</sub> aient déjà été conclus ou soient à l'étude. Les usines de production de HCFC<sub>22</sub> sont localisées principalement en Inde et en Chine.
7. Ce résultat pourra surprendre l'observateur du MDP, compte tenu du nombre très important de projets en cours de préparation en Inde. Mais une grande part de ces projets est destinée à être implémentés de façon unilatérale, c'est-à-dire mis en œuvre avant la vente de crédits à un acheteur du Nord. Puisqu'ils ne font pas (encore) l'objet d'une transaction, ces projets, au moins 60 à 70, ne sont pas comptabilisés par Lecocq et Capoor.
8. Le méthane est 21 fois plus nocif que le CO<sub>2</sub>, l'oxyde nitreux 310 fois.
9. Prix nominal des crédits d'émission stipulé dans le contrat, si nécessaire convertis en dollars américains au taux de change annuel moyen de l'année considérée.
10. En comparaison, les autres marchés de permis d'émission ont eu une activité limitée entre janvier 2004 et mars 2005. Sur cette période, environ 0,6 MtCO<sub>2</sub>e ont été échangées sur le marché anglais du carbone pour un prix compris entre 1,68 et 3,80 £/tCO<sub>2</sub>e. Environ 7,2 MtCO<sub>2</sub>e ont été échangées sur le marché de Nouvelle Galles du Sud, à un prix moyen de 8,10 \$ par tCO<sub>2</sub>e. Enfin, environ 2,4 MtCO<sub>2</sub>e ont été échangées sur le CCX (année 2004), avec des prix variant entre 1 et 2 \$/tCO<sub>2</sub>e.
11. Toutes choses égales par ailleurs, la valeur d'un UREC devrait même être supérieure à celle d'un QEE car un UREC peut être utilisé hors d'Europe et peut être stocké pour être utilisé durant une période d'engagement ultérieure, alors qu'un QEE n'est valable qu'en Europe et qu'il ne peut être utilisé que pendant une seule période d'engagement.

## BIBLIOGRAPHIE

- BISHOP Véronique et LECOCQ Franck (2004), « Carbon Finance as a Catalyst for Renewable Energy in Developing Countries ». International Energy Workshop XXIII, Energy Modeling Forum, Stanford University, International Institute for Applied Systems Analysis et International Energy Agency. Paris, 22-24 juin 2004.
- FENHANN Joergen, (2005), « The UNEP Risoe CDM pipeline ». ([www.cd4cdm.org/Publications/CDMPipeline.xls](http://www.cd4cdm.org/Publications/CDMPipeline.xls)).
- FREESTONE David et STRECK Charlotte (2005). *Legal aspects of implementing the Kyoto Protocol*. Oxford University Press, Oxford.
- LECOCQ Franck et CAPOOR Karan (2005) « State and Trends of the Carbon Market 2005 ». *Carbon Finance Business* World Bank, Washington DC. ([www.carbonfinance.org](http://www.carbonfinance.org))
- STERNER Thomas (2003), *Policy Instruments for Environmental and Natural Resource Management*. RFF Press, Washington DC.