

Mars 2025

## Position UFE sur le marché européen du carbone (ETS) et la compensation carbone

L'Union européenne s'est fixé une ambition très élevée de décarbonation de son économie, avec un objectif d'atteinte de la neutralité carbone à 2050 et celui de réduction d'au moins 55% des émissions de gaz à effet de serre d'ici 2030 par rapport à 1990. **L'UFE soutient fermement ces deux objectifs, qui sont cohérents avec les recommandations des scientifiques pour limiter le dérèglement climatique.**

Leur atteinte nécessite de baisser drastiquement les émissions de CO<sub>2</sub> dans tous les secteurs et notamment ceux couverts par l'ETS (aujourd'hui le secteur électrique et une partie de l'industrie dans l'ETS 1, demain le bâtiment, le transport routier et autres secteurs dans l'ETS 2). L'ETS affecte en effet un prix explicite à l'externalité négative que constitue l'émission de CO<sub>2</sub>, ce qui permet d'activer les actions de réduction d'émissions par ordre de préséance économique. Cette approche est d'autant plus pertinente et indispensable que les cibles climatiques sont rehaussées : au regard du coût macroéconomique significatif que génère la transition, il est ainsi prioritaire d'en optimiser le coût.

### **1) Mener une révision ambitieuse du cadre ETS à l'issue de sa revue par la Commission en juillet 2026 pour garantir des incitations à la décarbonation en phase avec l'objectif de réduction des émissions de GES**

A moyen-long terme, les cibles de décarbonation deviennent encore plus ambitieuses, et le prix de CO<sub>2</sub> devra en cohérence suivre une trajectoire croissante. **La Commission a ainsi publié en février 2024 une analyse d'impact sur les pistes pour atteindre l'objectif de neutralité carbone en 2050. Dans celle-ci, elle recommande une réduction nette des émissions de gaz à effet de serre de 90 % d'ici à 2040. Il est absolument indispensable d'adopter des instruments optimisés de politique publique pour minimiser le coût de la transition.** En effet, le coût global de la transition est très sensible au *policy mix* des instruments utilisés pour mettre en œuvre les actions plus délicates de décarbonation ; et au regard des coûts déjà élevés de la transition, un choix de *policy mix* sous-optimal serait de nature à compromettre la réussite de la transition, en portant un coup fatal à son acceptabilité sociale, qui dépend directement du coût supporté par l'économie dans son ensemble.

Concrètement, pour minimiser le coût global de la décarbonation à 2040, **il est nécessaire d'affecter aux émissions de CO<sub>2</sub> un signal-prix suffisamment élevé dans les secteurs où les technologies décarbonées vers lesquelles substituer les usages sont matures et accessibles.** Une cible de baisse des émissions de -90% en 2040 par rapport à 1990 n'est envisageable qu'à la condition que les prix du CO<sub>2</sub> soient fixés à des niveaux suffisamment incitatifs dans les secteurs où les substitutions sont souhaitées à cet horizon.

Au regard des coûts d'abattement du CO<sub>2</sub> par les différentes actions possibles, ces niveaux de prix du CO<sub>2</sub> permettraient en effet de rendre possible, en les rendant rentables, les actions de décarbonations prioritaires suivantes :

1. **Parachever la décarbonation du secteur électrique** en excluant les moyens de production électrique carbonés, en rentabilisant et en investissant respectivement dans les actuelles et nouvelles capacités thermiques bas carbone nécessaires à la pointe,
2. **Electrifier les usages à l'aval** en accélérant l'électrification du transport routier, et en déployant des PAC pour le chauffage des bâtiments,
3. **Décarboner l'industrie** en déployant des PAC haute température et des chaudières électriques et développant des technologies de décarbonation non électrique (dont CCUS et chaleur renouvelable).

Dans l'hypothèse alternative où une cible très ambitieuse comme -90% serait adoptée conjointement avec un *policy mix* sous-optimisé reposant sur des normes et des cibles quantitatives hors CO<sub>2</sub>, le coût de la transition augmenterait très significativement, au point de rendre très probable un refus politique et social de la poursuite de la transition.

**Dès lors, l'UFE appelle à une révision ambitieuse du cadre ETS à l'issue de sa revue en 2026 par la Commission européenne pour garantir que des incitations à la décarbonation suffisamment robustes et efficaces soient envoyées à tous les secteurs afin d'atteindre les objectifs de réduction des émissions de GES de 2040 au meilleur coût. L'UFE appelle dans ce cadre à donner de la visibilité à long terme sur les prix de CO<sub>2</sub> et à garantir des niveaux de prix cohérents avec les trajectoires climatiques.**

**Un prix plancher pourrait être un outil précieux, offrant stabilité et prévisibilité.** Le prix plancher du quota ETS 1 pourrait être fixé en fonction de prix historiques (de sorte qu'il n'est déclenché que dans le cas où le prix du CO<sub>2</sub> tomberait en dessous des niveaux où l'industrie n'est plus incitée à investir dans les technologies de décarbonation), et augmenterait progressivement en fonction des ambitions climatiques de l'UE. Cela permettrait au SEQE de continuer à fonctionner comme un instrument fondé sur le marché, mais avec une visibilité sur une trajectoire minimale claire du prix du CO<sub>2</sub> qui sera nécessaire pour atteindre les objectifs climatiques de l'UE.

**Par conséquent, l'UFE est favorable à l'instauration d'un prix plancher du quota carbone ETS 1 tel que décrit ci-dessus, qui augmenterait linéairement dans le temps afin de doter le prix du quota carbone d'une trajectoire prévisible à long terme. L'UFE demande la mise en œuvre d'un prix plancher du carbone ETS 1 démarrant à 60 €/tCO<sub>2</sub> et croissant dans le temps, permettant ainsi aux investisseurs d'avoir de la visibilité pour déclencher les investissements dans la décarbonation.**

A propos de l'ETS 2, une logique analogue de plancher pourrait à terme être opportune avec en cible une convergence entre les deux ETS, mais au vu de la progressivité et de la prudence de mise pour l'installation de l'ETS 2 qui entrera en service de façon effective en 2027, l'imposition d'un plancher ne sera à envisager qu'à l'aune des premières périodes d'expérience et le cas échéant en l'assortissant de mesures

d'accompagnement. De plus, **l'UFE souligne qu'une fusion entre les deux ETS ne pourra avoir lieu que si l'impact de l'ETS 2 sur la réduction des émissions des secteurs couverts est clairement démontré et que les niveaux de prix des deux systèmes convergent.**

A défaut d'installer un plancher sur le prix du quota ETS 1, l'efficacité du signal prix du carbone pourrait également être améliorée par une **réforme de la réserve de stabilité du marché (MSR)**, initialement mise en œuvre par la décision 2015/1814 du 6 octobre 2015. Ce mécanisme a été créé afin d'ajuster l'offre de quotas sur le marché SEQE en cas de déséquilibre offre/demande. Aujourd'hui la MSR fonctionne de la manière suivante : si le volume de quotas en circulation est supérieur à 1096 Mt, 24% sont placés dans la réserve ; s'il est entre 1096 et 833 Mt, la différence est placée dans la réserve ; en dessous de 400 Mt, 100 Mt sont injectées par la réserve sur le marché.

Si la MSR a notamment permis d'ajuster l'offre de quota pendant la crise du Covid (qui a brusquement réduit la demande de quotas à cause de la baisse de l'activité industrielle) et donc a permis d'avoir un mécanisme plus flexible et résilient face aux choc macroéconomiques, plusieurs aspects restent néanmoins perfectibles.

Tout d'abord, la MSR s'enclenche selon le calcul du nombre total de quotas en circulation sur le marché, le TNAC (Total Number of Allowances in Circulation). Le TNAC est calculé une fois par an sur la base des données d'émissions de l'année précédente, ce qui induit un décalage temporel entre l'ajustement du volume de quotas mis en enchère et les fondamentaux de marché du moment. Par conséquent, le TNAC ne représente pas l'équilibre de marché, il offre seulement une vision passée de l'équilibre offre/demande du système pour les seuls besoins de conformité. Concrètement, la Commission européenne collecte et vérifie les niveaux d'émissions des entreprises soumises au SEQE lors du premier semestre de l'année en cours. Les ajustements qui découleront du calcul du TNAC ne sont connus qu'au second semestre de l'année, ce qui explique une réaction retardée de la MSR. **Ce décalage temporel rend la régulation de la MSR très peu réactive face aux chocs soudains comme une crise économique ou des variations importantes sur le marché.** De plus, le mécanisme tel que défini actuellement, possède un effet contre-intuitif vis-à-vis des agents économiques. Si un acteur anticipe un prix du quota élevé dans les années à venir, celui-ci est encouragé à conserver les quotas et à enclencher les efforts de décarbonation. Cependant, le *banking* de quotas aura pour effet de faire augmenter le TNAC, ce qui conduit la MSR à absorber davantage de quotas, restreignant ainsi l'offre et créant un risque d'emballement à la hausse sur le marché.

Afin de résoudre les problèmes identifiés, **une piste de réflexion consisterait à revoir les critères d'activation de la MSR, avec par exemple l'instauration de seuils de prix haut et bas.** Ces seuils évolueraient suivant une trajectoire croissante à définir et permettraient d'ajuster le calendrier des enchères selon un cadre prédéfini, offrant ainsi aux acteurs de marché une vision plus dynamique que le système actuel. **Le mécanisme ne serait donc plus soumis aux inconvénients liés au calcul du TNAC, et permettrait à la MSR d'être plus dynamique tout en offrant une meilleure lisibilité du prix du SEQE aux entreprises.** Le fonctionnement de la MSR resterait identique : en dessous du prix plancher, elle absorberait des quotas et si le prix de la tonne de carbone est supérieur au prix plafond de la réserve, elle en injecterait. Cette solution permettrait d'avoir des ajustements de la réserve qui pourraient être réalisés plus fréquemment et donc d'avoir un SEQE plus résilient.

**Dès lors, l'UFE invite à la réflexion autour des critères de déclenchement de la MSR. La MSR pourrait ainsi être activée selon des critères prix pour permettre d'ajuster de façon plus réactive l'offre de permis**

en fonction de niveaux de prix carbone haut et bas : ces niveaux croissants seraient définis à l'avance pour tendre à faire évoluer le prix entre ces deux valeurs, limitant ainsi l'incertitude qui pèse sur les investissements et sans affecter la visibilité sur une trajectoire de réduction claire.

En outre, l'UFE souligne l'importance de porter une attention particulière aux interactions entre le marché européen du carbone et les autres instruments de politique énergie-climat, tels que les subventions, les normes environnementales et les réglementations sectorielles de manière à atteindre les objectifs climatiques de manière la plus efficace et la plus cohérente.

La réduction des émissions doit rester la priorité politique absolue. Néanmoins, les projets d'élimination du dioxyde de carbone (CDR) font l'objet d'un suivi rigoureux et tous les risques associés sont soigneusement gérés et pris en compte. Dès lors, **l'UFE recommande que la Commission européenne adopte une approche prudente, basée sur une étude d'impact, pour commencer à intégrer les CDR dans le système d'échange de quotas d'émission (SEQE) de l'UE afin de compenser les émissions des secteurs difficiles à abattre.** Cette intégration permettrait de maximiser l'utilisation des différentes technologies de décarbonisation et pourrait contribuer à réduire les coûts de la transition vers une économie zéro carbone. Dans un premier temps, seuls les projets de CDR technologiques de haute qualité certifiés au titre du Règlement CRCF devraient être intégrés.

Deuxièmement, il est également nécessaire de prévoir rapidement des règles robustes pour la comptabilisation des émissions dans le SEQE de l'UE pour la chaîne de valeur CCU, tout en respectant le principe de non-double comptage. Les parties prenantes/investisseurs de la chaîne de valeur des CCU ont besoin d'un cadre réglementaire clair, stable et prévisible pour le traitement du CO<sub>2</sub> capturé et réutilisé afin que des investissements puissent être réalisés.

Les technologies de décarbonation étant très intenses en capital, certains acteurs économiques peuvent être réticents à déclencher ces investissements, en particulier compte tenu de la **volatilité du prix du quota**. Pour les investissements les plus capitalistiques, il est ainsi nécessaire de protéger les acteurs économiques d'une chute du prix de la tonne de CO<sub>2</sub>. Les contrats carbones pour différence (CCfD), d'une manière analogue au contrat pour différence sur l'électricité, permettent de sécuriser la volatilité du prix du CO<sub>2</sub>. **Il s'agit donc d'un outil complémentaire dans la panoplie des outils permettant d'accéder à la décarbonation.** Les CCfD entraînent un coût important pour les Etats membres, rendant essentiel un encadrement rigoureux des conditions d'accès, en particulier avec l'approbation de la Commission Européenne. Enfin, les CCfD conduisant à réduire les émissions indépendamment du prix ETS, leur mise en œuvre pourrait conduire à des interactions avec le marché carbone du même type que celles observées par le passé avec les systèmes de soutien aux énergies renouvelables. **Il conviendra donc de mettre en place des mesures pour limiter les impacts des CCfD sur l'équilibre offre/demande de l'ETS 1.**

L'accélération de la transition énergétique, même sur la base d'un signal-prix du CO<sub>2</sub>, engendrera une répartition hétérogène des coûts entre les différents acteurs. Il sera donc de plus en plus crucial, afin de permettre une transition juste et acceptable, de pouvoir compter sur des **mécanismes de redistribution robustes et bien ciblés** :

- Pour garantir que le coût de la transition ne pèse pas sur les **ménages les plus vulnérables** ;
- Pour moduler cette répartition des coûts en fonction des autres objectifs de politique publique, comme la préservation de **la compétitivité des entreprises**, notamment face aux distorsions générées par la concurrence déloyale, et la préservation d'une **base industrielle** pour des enjeux de souveraineté.

Sur ce deuxième point, **il conviendra ainsi pour l'industrie de faire évoluer l'outil de compensation des coûts indirects de l'EU-ETS rapidement afin de préserver son rôle dans la défense de la compétitivité de l'industrie européenne à l'international.**

## **2) Réviser les lignes directrices précisant les modalités d'application de la compensation carbone favorisant la compétitivité internationale de l'industrie européenne**

La compensation des coûts indirects de l'EU-ETS permet aux Etats membres de compenser une partie des coûts de l'ETS internalisés dans les prix de gros de l'électricité pour les consommateurs industriels électro-intensifs des secteurs soumis à une concurrence internationale et à des risques de fuite de carbone (aluminium, hydrogène, engrais, acier, papier, cuivre ...). Elle prend la forme d'une aide versée par les Etats membres : chaque Etat peut investir sans justification jusqu'à 25% des revenus qu'il tire des enchères ETS et compenser jusqu'à 75 % des coûts identifiés.

L'aide allouée dans le cadre de la compensation carbone dépend d'un facteur d'émissions (plus le niveau du facteur d'émission est élevé, plus l'aide est importante) aujourd'hui différencié par Etat membre ou zone géographique. Ce facteur d'émissions représente le contenu carbone dans le prix de l'électricité. En d'autres termes, **la méthode de calcul des facteurs d'émissions doit refléter au mieux l'impact du prix du CO<sub>2</sub> sur le prix de l'électricité**. Il se calcule de deux manières selon une méthodologie définie dans les lignes directrices relatives aux aides d'Etat dans le contexte du SEQE :

1. **Par défaut**, il correspond « *au quotient des données d'émission d'équivalent CO<sub>2</sub> de l'industrie énergétique par le chiffre de la production brute d'électricité reposant sur les combustibles fossiles* » dans le pays/la région considéré.

Cette méthode présente plusieurs limites :

- D'une part, elle se focalise sur le volume d'électricité produit par les capacités fossiles d'un mix (quand bien même ces dernières ne seraient pas marginales) alors que ce qui importe, c'est le prix *in fine* payé par les industriels et donc la technologie qui fait le prix
- D'autre part, elle tend à négliger le fait que le couplage des marchés européens mène à un prix commun de l'électricité pour l'ensemble des pays interconnectés dès lors que les capacités d'interconnexion ne sont pas saturées

**La méthode par défaut conduit ainsi à des facteurs d'émissions et des aides différenciés selon les pays européens qui ne reflètent pas finement le surcoût relatif à l'ETS dans les prix de gros de l'électricité.**

2. Les lignes directrices prévoient également la possibilité pour les Etats membres d'une contre-proposition après négociation avec la Commission européenne avec **un facteur d'émission fondé sur les marchés** : ce dernier est alors établi « *sur la base d'une étude de la teneur en CO<sub>2</sub> de la technologie marginale déterminant le prix effectif* ».

**Les lignes directrices précisant les modalités d'application de la compensation carbone sur la période 2021-2030 doivent être révisées en 2025 pour mettre à jour, si et quand nécessaire, les référentiels d'efficacité de la consommation d'électricité, des zones géographiques et des facteurs d'émissions de**

CO<sub>2</sub>.

La révision des lignes directrices à venir représente une opportunité de revoir le système de la compensation carbone, afin de permettre à l'Europe d'affirmer sa volonté d'être un leader mondial de l'industrie verte. Par conséquent, l'UFE appelle la Commission européenne à étudier l'opportunité d'améliorer les méthodes de calcul de facteur d'émissions de manière à mieux refléter le surcoût lié à l'ETS payé par les consommateurs dans les prix de gros de l'électricité.

Par ailleurs, le critère de convergence des prix pour le calcul régionalisé des facteurs d'émission mérite réexamen pour mieux prendre en compte la réalité du couplage des marchés et au vu de l'évolution des mix de production électrique actuels. Au fur et à mesure que les Etats membres achèvent la décarbonation de leur mix de production électrique, les prix SPOT devraient connaître une volatilité de plus en plus conséquente, avec la réalité du système électrique européen, en particulier avec le déploiement historique des énergies renouvelables.

Parallèlement, l'UFE réaffirme l'importance de la complémentarité de l'ETS et du CBAM, ces deux mécanismes permettant de réduire efficacement les émissions et les fuites carbone. Cependant, compte tenu du périmètre actuel du CBAM, l'UFE souligne qu'il ne protège pas intégralement les secteurs à l'aval de la chaîne de valeur, en particulier ceux soumis au risque de fuite carbone à l'exportation. L'UFE estime que l'inclusion d'autres secteurs et produits identifiés à risque est une condition nécessaire pour garantir la compétitivité de l'industrie européenne à l'international.

L'évaluation sur la phase transitoire du CBAM (2023-2025) assurera une analyse plus précise des effets du mécanisme sur l'industrie européenne. Les résultats de l'étude permettront d'étudier la possibilité d'élargir le mécanisme à d'autres secteurs exposés au risque de fuite carbone, mais aussi d'évaluer l'opportunité d'inclure les émissions indirectes pour l'ensemble des secteurs concernés.