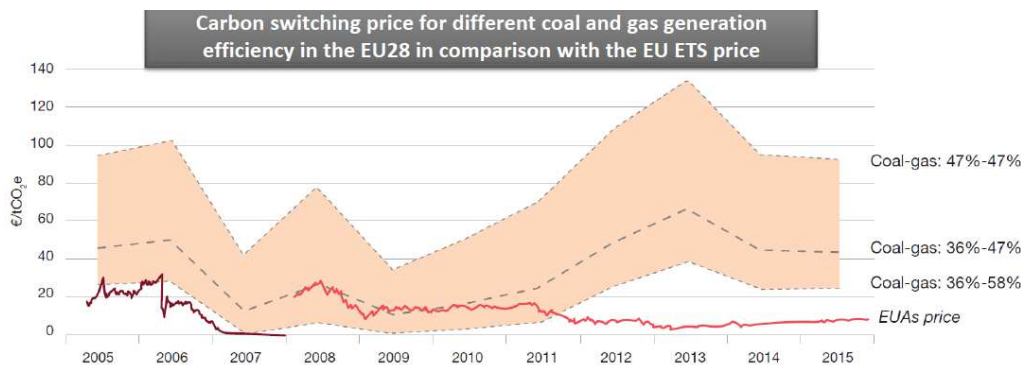


Synthèse n°36, Décembre 2018

Après la réforme du marché européen du carbone

La question du prix-plancher reposée, notamment au-delà de 2023

1. Alors que le marché européen du carbone (EU-ETS) avait vocation à constituer la pierre angulaire de la politique climatique européenne pour réguler les sources ponctuelles fortement émettrices, son cours s'est effondré à partir de 2011. Celui-ci fluctuant entre 5 et 8€/tCO₂, cet instrument perdit sa crédibilité comme instrument déterminant pour orienter structurellement la réduction des émissions de CO₂ des entreprises intensives en carbone. Le relâchement des efforts des secteurs concernés s'est ensuite aggravé avec la chute du prix des fossiles à partir de la mi-2014 qui, par exemple, remettait le charbon au centre du jeu pour la production d'électricité en Europe (cf. schéma ci-dessous, source I4CE, 2018).



Source : I4CE, from BP 2017 (Gas : Heren NBP Index; Coal : IHS Northwest Europe); and from ICE futures Europe (forward dec 2007 for EUAs price phase I and spot price for phases II & III)

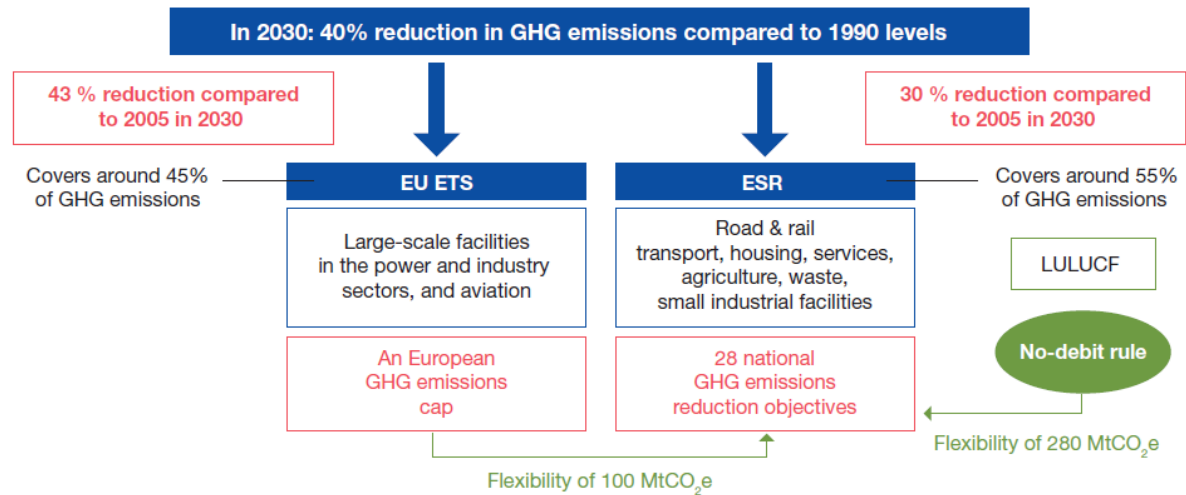
- Given the relative coal and gas prices, and taking into account a large range of possible thermal efficiencies for coal and gas power plants, **the price of EUAs could only trigger a coal-to-gas switch in the 2005-2011 period.**
- GHG emissions coming from the evolution of the fossil fuels mix in this period can be attributed to the carbon price signal induced by the EU ETS: **around 50 MtcO₂e**, which were more than offset by additional GHG emissions stemming from a gas-to-coal switch after 2011.

2. Pour remédier à cette situation de signaux-prix contradictoires avec les évolutions souhaitables à long-terme, l'Union européenne a alors entamé des réflexions pour réformer l'EU-ETS. Le processus a abouti, au début de l'année 2018, à la définition du cadre qui s'appliquera pour sa phase 4, après 2020. Les deux principaux éléments de la réforme concernent :

- le taux de réduction du plafond d'émissions pour les émissions couvertes par l'EU-ETS. Celui-ci diminuera linéairement de 2,2% par an (au lieu 1,74% pendant la phase 3), pour atteindre -43% entre 2005 et 2030. Combinée à une baisse, sur la même période, de 30% pour le secteur diffus (secteurs relevant de l'Effort Sharing Regulation), cette réduction est en ligne avec les engagements pris par l'Europe à l'horizon 2030 (cf. schéma ci-dessous);

FIGURE 1. SPLIT OF 2030 GHG EMISSIONS REDUCTION TARGET BETWEEN THE EU ETS AND THE ESR

The EU-wide 2030 climate target is to be achieved through GHG emissions reductions in sectors covered by the EU ETS and by the ESR, with accounting flexibilities between the policy instruments



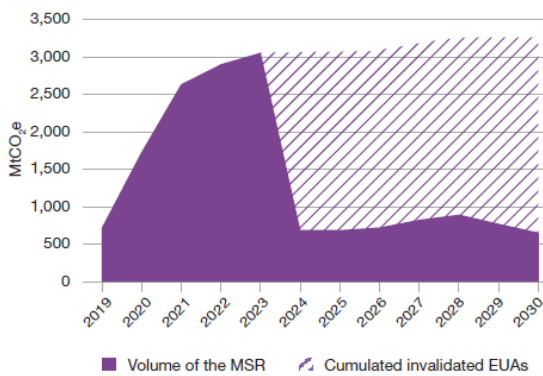
Note: LULUCF stands for Land use, land use-change and forestry. The "no-debit" rule aims at ensuring that accounted CO₂ emissions from land use are entirely compensated by an equivalent removal of CO₂ from the atmosphere through action in the same sector.

Source: IACE, 2017

- et le paramétrage de la « Market stability reserve » (MSR), qui retirera progressivement (et définitivement en 2023) du marché une part conséquente des quotas distribués en excès par le passé (cf. schéma, source : Enerdata, 2017)

FIGURE 22. VOLUME OF THE MSR AND INVALIDATED ALLOWANCES IN THE 2017 BASELINE SCENARIO

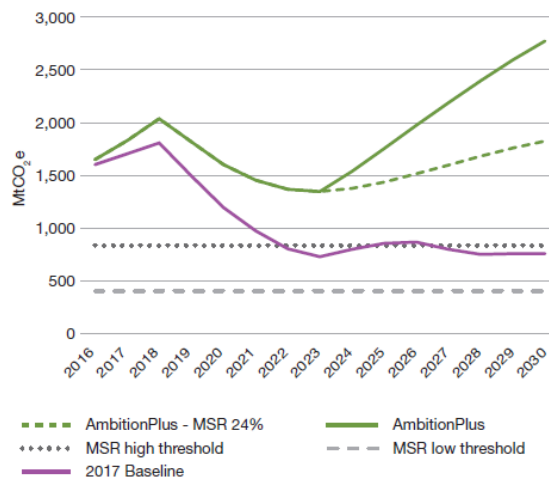
Without the invalidation mechanism, there would be almost 3.3 billion allowances in the MSR in 2030. In total, 2.6 billion allowances are invalidated until 2030, almost 2.4 billion of which in 2023



Source: Enerdata, 2017

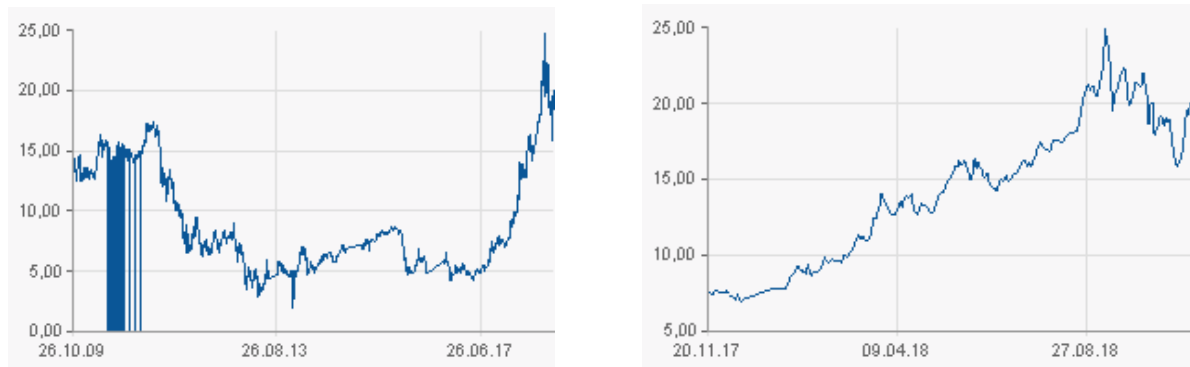
FIGURE 23. EVOLUTION OF THE SURPLUS OF ALLOWANCES ON THE EU ETS IN THE 2017 BASELINE AND THE AMBITIONPLUS SCENARIOS BY 2030

In case of higher 2030 targets for renewable energy and energy efficiency (respectively 35% and 40%), the surplus of allowances would reach almost 2.8 billion allowances in 2030 in spite of the MSR



Source: Enerdata, 2017

3. Contrairement aux actions correctrices limitées qui avaient été mises en œuvre à partir de 2011, cette réforme a redonné une certaine crédibilité à l'EU-ETS, dont le prix s'est redressé à mesure que le projet devenait crédible, pour atteindre plus de 20€/t en septembre 2018, ce qui n'avait plus été le cas depuis l'été 2008. La tendance récente est cependant plus incertaine.



4. Crédibilité retrouvée ou réforme insuffisante ? La tonalité des différentes évaluations de la réforme qui ont été faites au printemps 2018 révèle des écarts sensibles d'appréciation¹ : la Chaire économie du climat (CEC) anticipant que la réforme permettra une poursuite du relèvement du prix de l'EU-ETS vers les 40€/t en 2030 ; I4CE considérant que le rôle d'orientation du prix de l'ETS demeurera très limité à cet horizon.

Pour en apprécier les enjeux, il faut remarquer d'abord que la divergence ne porte pas sur la capacité de l'EU-ETS à tenir le plafond global fixé. Certes le marché du carbone européen a été établi dans le contexte optimiste qui avait accompagné le développement de l'innovation financière, avec une régulation trop légère, incomplète et hétérogène². Mais le dispositif de « cap » fonctionne.

L'analyse empirique de son effet causal sur les émissions de CO₂, la performance économique et l'innovation des entreprises concernées qui a été réalisée par Calel et Dechezleprêtre³ permet même d'affirmer plus avant que : « l'EU-ETS a réduit les émissions des entreprises concernées de 8% environ sur la période 2005-2015 (ce qui reflète une élasticité-prix significative eu égard au prix modeste sur ce marché) ; sans nuire à la compétitivité de ces entreprises, et même apparemment en augmentant leur performance ; et incité au développement de nouvelles technologies bas-carbone ».

5. Les problèmes viennent du niveau auquel le plafond de quota global a été fixé et de l'articulation avec les autres instruments de la politique européenne. A cet égard, les deux études partagent le même diagnostic sur l'origine de l'effondrement passé du prix du quota carbone européen : outre l'évolution de la conjoncture économique et le relâchement du plafond résultant de l'utilisation de « crédits Kyoto », c'est le recouvrement des régulations, notamment avec les directives sur les énergies renouvelables, qui constitue le cœur du problème (cf. schéma ci-dessous, pour le secteur électrique)...qui n'a pas été réglé.

¹ Cette synthèse s'appuie sur la discussion au CEDD des deux principales études françaises, de la Chaire économie du climat (Policy Brief 2018-3) et d'I4CE (Climate Brief n°52)

² cf. « A propos du rapport Prada », L'économie de la régulation du marché du CO₂. Référence CEDD n°15, 2010.

³ Review of Economics and Statistics, « Environmental policy and directed technological change : evidence from the European carbon market », 2016

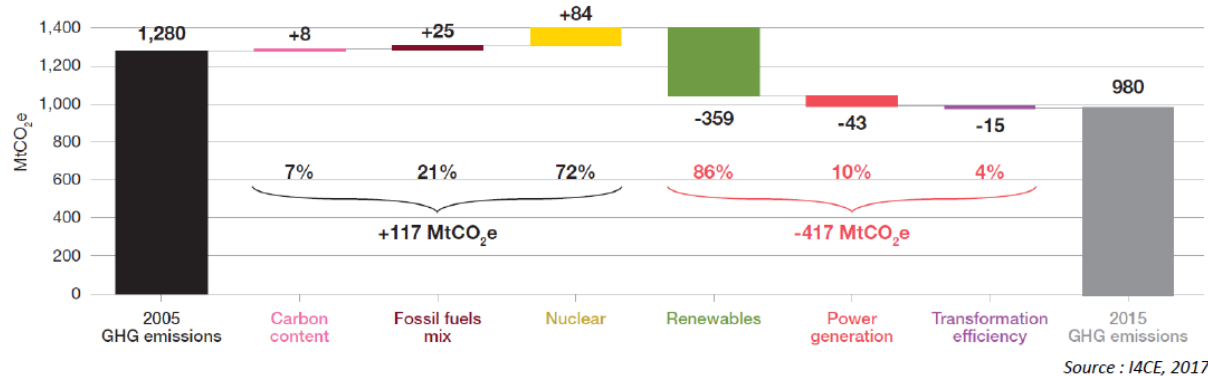
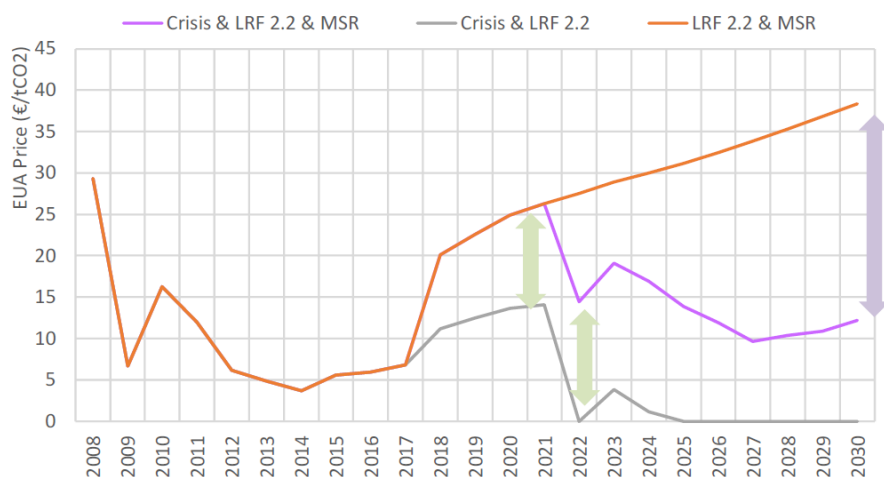


Schéma : Analyse des réductions d'émissions du secteur électrique pour la période 2005-2015

Par ailleurs, les deux études soulignent que, si le dimensionnement de la MSR représente un retrait de quotas significatif, celle-ci ne constitue pas un mécanisme stabilisateur à la hauteur des chocs d'offre ou de demande que peut avoir à accommoder ce marché, comme le montre la variante de l'étude de Trotignon et Quemin (CEC, 2018).

Choc de demande à court terme (type crise de 2008)



Les écarts d'appréciation sur l'impact de la réforme semblent provenir des méthodologies utilisées, confrontées à la difficulté d'interpréter les anticipations qui étaient associées aux niveaux de prix sur la période 2012-2017, alors très faibles mais non strictement nuls, malgré l'excès de quotas en circulation: d'un côté, la Chaire privilégie la rationalité des acteurs de marché et modélise sur cette base l'impact prévisible de la réduction de l'offre globale de quotas; de l'autre, IACE considère que les autres régulations (renouvelables, efficacité énergétique) continueront encore à être quasi-suffisantes pour atteindre les objectifs fixés à l'horizon 2030, donc que l'offre de quotas ne sera pas saturée. Dans ce cas, des abattements à faible coût, comme la substitution charbon-gaz pour produire l'électricité, ne seront pas mobilisés. La combinaison des régulations pour atteindre l'objectif européen ne sera donc pas « coûts-efficace ».

3. IACE rappelle par ailleurs que les efforts doivent être renforcés en tout état de cause, pour respecter les objectifs de l'Accord de Paris, et qu'il serait souhaitable que l'inflexion

intervienne avant 2030. Le risque que le prix de l'ETS demeure trop faible à moyen-terme pour orienter les efforts de réduction comme il le faudrait pour atteindre efficacement les objectifs de l'Accord de Paris continue donc à peser. Dans ce contexte, la question de compléter l'EU-ETS par un dispositif de prix-plancher resurgit (cf. Synthèse CEDD n° 27, 2016), avec toutefois un débat plus pragmatique. En effet, la remise en cause de l'EU-ETS n'est plus à l'ordre du jour. Par ailleurs, l'accent mis sur l'orientation de l'investissement apparaît renforcé, l'horizon pris en compte étant plus long.

Dans cette perspective, les chercheurs de Cambridge-EPRG (Newbery-Reiner-Ritz) considèrent : qu'établir un prix-plancher du carbone pour la production d'électricité en Europe est une politique sans regret, pour laquelle on dispose de retour d'expérience (Californie-Québec et Grande-Bretagne, notamment) ; et qu'un tel dispositif peut même faire sens au niveau national, pour éviter les verrouillages technologiques. De plus, ils observent que les règles établies pour la MSR seront favorables car assurant automatiquement une certaine stérilisation des quotas non utilisés. L'objection selon laquelle les efforts supplémentaires réalisés par un pays grâce à un tel prix-plancher libéreront des quotas pour d'autres sans impact climatique global (effet « waterbed ») se trouve ainsi relativisée (cf. Annexe).

De manière générale, on sait en effet, qu'en présence d'incertitude, des mix d'instruments combinant marchés de quotas et prix (planchers et plafonds) sont souhaitables. S'agissant par ailleurs d'orienter les usages à court-terme, à équipements donnés, mais aussi d'orienter les choix d'équipements futurs, la mise en place d'un prix-plancher crédible à moyen-terme est cruciale. En effet, pour enclencher une réorientation de grande ampleur des flux d'investissement et orienter l'innovation, il faut que la crédibilité des trajectoires de prix du carbone soit établie à l'horizon des durées d'amortissement et de maturation technologique concernés. Sinon, l'incertitude en ce domaine est un obstacle majeur à la réalisation des projets de décarbonation, dont le retour sur investissement apparaît trop incertain pour les investisseurs et financeurs.

Annexe. “A carbon price floor for power generation to reaffirm EU climate leadership”. **D.Newberry, D.Reiner and R.Ritz. Policy Brief. Cambridge EPRG, 2018**

Major European countries should reaffirm climate leadership by putting a minimum price on carbon dioxide emissions from electricity generation. We argue that the EU should introduce a minimum price on carbon dioxide from electricity generation – effectively “topping up” the European Union’s Emissions Trading Scheme (EU ETS) – to bring forward low-carbon investment and induce switching from coal-fired generation to cleaner gas. As an interim step, individual EU countries may find it beneficial to introduce a national carbon price floor, as Great Britain has done and the Dutch Government is committed to.

The 2015 Paris Climate Agreement, ratified by 176 countries, has now come into force. The European Union has enacted a 40% reduction target for 2030, and its ambitious *Energy Roadmap 2050* aims to reduce carbon emissions by 80-95% by 2050 (relative to 1990). The electricity sector is to decarbonize earlier and more strongly than other sectors such as transport or heating because it can replace fossil fuels more readily. Despite these positive developments, the EU’s main climate policy instrument – the EU ETS – has failed to deliver the carbon price needed to incentivize this low-carbon transition. While European Commission’s internal analysis shows a “target-consistent” price of €32-63 per ton of carbon dioxide emissions would be required by 2030, the actual carbon price during 2017 was only €6/tCO₂. And while the ETS price finally began to increase in early 2018, current policy still fails to give investors a bankable guarantee on an adequate future carbon price – thus stymying low-carbon investment. Our argument for the EU to introduce a minimum carbon price for electricity generation is a “low regret” policy: it directly addresses the risk of the EU ETS price being too low, and is a first step in reaffirming the EU’s climate leadership. It also sidesteps potential concerns about international competitiveness and carbon leakage because electricity is not traded internationally beyond European borders like cement or steel.

We recommend that the carbon price floor should “top up” the EU ETS price to a level of €25-30/tCO₂ for the power sector, rising at 3-5% annually above the rate of inflation until at least 2030. This would encourage a shift from coal to gas in electricity generation, achieve quick emissions reductions, and help reassure investors in low-carbon technologies. Importantly, such a price floor can be introduced within the existing EU ETS policy framework. In the interim, EU Member States with serious domestic emissions targets may find a national carbon price floor attractive. This is easier to implement than a EU-wide price floor and helps address the future of coal – avoiding “lock in” to an unsustainable technology. Since April 2013, British electricity generation has already been subject to a minimum carbon price, currently adding £18/tCO₂ to the ETS price. The British price floor has had a dramatic impact, with the share of coal-fired generation dropping from 41% in 2013 to less than 8% in 2017.

In October 2017, the new Dutch Government announced a similar plan: a price floor starting at €18/tCO₂ in 2020 and rising to €43/tCO₂ by 2030. To enhance its credibility and durability, a national price floor may need to be accompanied by an emissions performance standard (EPS), as in Great Britain. Many Member States have already joined the *Powering Past Coal Alliance* – including Belgium, Denmark, Finland, France, Ireland, Italy, Latvia, Lithuania, Luxembourg, the Netherlands, Portugal, Sweden and the UK. This suggests a policy dynamic leading to a regional carbon price floor in North-West Europe.

The new Market Stability Reserve (MSR) in the EU ETS, which begins operations in January 2019, will further enhance the value of a carbon price floor. Until now, the EU ETS has been subject to a “waterbed effect”: if one country (or one sector) alone reduced its emissions, these would resurface elsewhere within the system – given the fixed overall EU-wide emissions cap. From 2023 onwards, the MSR will cancel surplus carbon allowances, which in the medium term should ensure that most of a unilateral emissions reduction translates into an overall emissions reduction. The MSR will thus enable policies like a carbon price floor to achieve a global climate benefit. Our research also discusses how, over the last five years, jurisdictions around the world – including California and the Regional Greenhouse Gas Initiative (RGGI) in the U.S. – have demonstrated how a price floor can be a practical design element for carbon trading while retaining the appeal of a market-based abatement mechanism. Combining a price floor with a price ceiling (maximum price) – to create a price corridor – might also make the policy more attractive to countries concerned about volatile carbon market prices.