

WORKING PAPER

Les CCfDs au service du développement de l'hydrogène bas-carbone en Europe

Corinne CHATON^{1,2*}, *Coline METTA-VERSMESSEN*^{1,3*}

Alors que le développement d'une économie de l'hydrogène bas-carbone dans l'Union européenne est actuellement une clé de voûte de la transition énergétique, la production par électrolyse n'est pas encore compétitive par rapport au vaporéformage d'énergies fossiles.

Cette étude vise à caractériser un nouvel outil politique, le contrat carbone pour la différence (CCfD), dans le cas spécifique de l'augmentation de la production d'hydrogène par électrolyse. Notre analyse suggère qu'un CCfD économiquement efficace peut être défini pour chaque zone avec un mix électrique homogène.

Ce CCfD doit être conçue en fonction des prix du gaz et des aides d'État actuellement utilisées dans le système EU-ETS.

Cet article propose une méthodologie permettant aux décideurs politiques de concevoir des CCfD en fonction de leur région et de l'application sectorielle.

JEL CODES : D47; Q48; Q52

1* EDF R&D, Palaiseau, France

2* Finance for Energy Market Research Centre (FIME), Paris, France

3* Chaire Economie du Climat – Paris Dauphine-PSL 75002 Paris, France

Les auteurs remercient F.Lantz, F.Le Strat et F.Salaun pour leurs avis éclairés.

KEYWORDS

CCfD

Hydrogène bas-carbone

Réduction émission

EU-ETS

1 Introduction

L'hydrogène bas-carbone est aujourd'hui considéré comme un outil crucial pour la transition énergétique. Produit sans émettre d'émissions de gaz à effet de serre, ce dihydrogène (H₂) couramment appelé hydrogène décarboné, est un gaz aux nombreuses vertus. Dans l'Union Européenne, la majorité des Etats Membres y voit des bénéfices pour la dépollution des secteurs à coûts marginaux de décarbonation élevés et pour la flexibilité des réseaux énergétiques (FCH2JU, 2020).

Ainsi, en 2018, l'Europe possède une capacité de production d'hydrogène de 9,9 million de tonnes par an (Hydrogen Europe, 2020b). La demande en hydrogène provient principalement des raffineries et de l'industrie chimique, à hauteur de 93% de la consommation. Les reste de la demande est répartie entre la métallurgie, l'agro-alimentaire, la production d'énergie et le transport. Cependant, la production d'hydrogène est actuellement très polluante puisqu'elle repose à 95% sur le vaporéformage d'énergie fossile (notée SMR pour « *Steam Methan Reforming* »). Ainsi, la production des matériaux industriels de base reposant sur l'hydrogène, comme les intrants chimiques, le ciment ou l'acier, est responsable de 18% des émissions de gaz à effet de serre en Europe (Sartor, O. et Bataille, C., 2019).

Décarboner cette production en substituant des technologies propres aux polluantes est un des enjeux principaux du développement d'une économie de l'hydrogène bas-carbone. On attend également de celle-ci une décarbonation d'un florilège de secteurs en ouvrant l'hydrogène à de nouveaux usages. En remplacement des combustibles fossiles, l'hydrogène décarboné pourrait dépolluer, par exemple, le transport routier ou le chauffage des bâtiments. De plus, en permettant le stockage de l'énergie, l'hydrogène pourrait apporter une flexibilité supplémentaire aux réseaux énergétiques, palliant ainsi la variabilité des énergies renouvelables.

Ainsi, l'hydrogène décarboné semble être porté par un élan volontariste de la part des gouvernements européens. L'UE a publié en juillet 2020 sa « Stratégie hydrogène pour une Europe climatiquement neutre » dans laquelle elle fixe des objectifs ambitieux¹ pour le développement de la production et de l'utilisation de l'hydrogène décarboné. Cet élan est partagé par les pays membres qui sont de plus en plus nombreux à élaborer des stratégies nationales spécifiques à ce sujet (FCH2JU, 2020). Dans ce cadre, ils semblent en majorité concentrer leur stratégie sur le développement de l'électrolyse pour décarboner la production de l'hydrogène (cette production est notée PtH pour « *Power-to-Hydrogen* »). En effet, dans la lignée de la Commission Européenne (Commission Européenne, 2020), les Etats membres semblent favoriser l'émergence de l'électrolyse plutôt que des méthodes de capture et stockage du carbone (noté CCS) combinées au vaporéformage². Cependant, si des efforts ont été réalisés pour soutenir la phase de recherche et développement (R&D), grâce notamment aux

1. La CE a fixé comme objectifs des capacités de production de 6 GW d'électrolyseurs en 2024 et de 40 GW d'ici 2030.

2. En 2018, ces méthodes par CCS ne représentaient que 0,7% des capacités de production d'hydrogène, contre 1,6% pour l'électrolyse (Hydrogen Europe, 2020b). Cela peut s'expliquer par les niveaux de pureté du produit, meilleur avec l'électrolyse.

aides à l'investissement ³, peu de mesures concrètes portent sur le développement d'une production massive (FCH2JU, 2020). Ainsi, d'après Hydrogen Europe (2020b), les projets de développement de l'électrolyse ne permettent d'atteindre que 36% de l'objectif de européen pour 2024 et 23% de celui pour 2030.

Un des obstacles principaux à ce développement est le manque de compétitivité de l'hydrogène produit par électrolyse par rapport à une production par SMR. De fait, en sortie d'électrolyseur, les coûts de l'hydrogène produit exclusivement à partir d'énergies renouvelables varient entre 2,5 à 5,5€/kg alors que les coûts de production par SMR sont de 1,5€/kg (Commission Européenne, 2020). D'après le Conseil de l'Hydrogène, les économies d'échelle réalisables sur la chaîne de production permettraient de réaliser 90% des réductions de coûts potentielles de l'hydrogène bas-carbone (Hydrogen Council, 2020). Ce Conseil affirme qu'avec un cadre politique adapté ⁴, ces coûts pourraient chuter entre 1,4 et 2,3€/kg d'ici 2030 (Hydrogen Council, 2021). De fait, ces économies réalisables sur l'hydrogène bas-carbone ne sauraient être suffisantes pour atteindre une compétitivité coût en l'absence d'un système de prix carbone efficace (RTE, 2020).

La mise en place d'un prix carbone élevé ou l'apparition d'un prix du gaz ⁵ élevé semblent nécessaires pour disqualifier la production par vaporéformage. Le prix du gaz étant dépendant des marchés internationaux, le seul levier à la disposition de la gouvernance politique semble être le prix du CO₂. Or, il s'avère que l'instabilité et le niveau relativement bas (jusqu'à récemment ⁶) du prix carbone dans le Système d'Echange de Quotas d'Emissions européen (noté EU-ETS par la suite) ne permettent pas jusqu'à présent une signalisation suffisante pour la commercialisation des produits de technologies de rupture (Sartor, O. et Bataille, C., 2019). Pour y remédier, ces deux auteurs étudient les bénéfices théoriques de l'utilisation d'un Contrat Carbone pour Différence (CCfD).

Le CCfD est un outil politique décrit pour la première fois par Helm, D. et Hepburn, C. (2005). Il s'agit d'un contrat assurant l'investisseur d'un prix fixe du carbone en engageant le décideur public à lui payer la différence entre le prix fixé et le prix de marché du carbone si ce dernier lui est inférieur. Si le prix de marché est supérieur au prix fixé, un remboursement par l'investisseur est réalisé. La littérature met en avant de nombreux avantages théoriques liés à cette mesure. Tout d'abord, grâce à une allocation par un système d'appel d'offres, le CCfD est technologiquement neutre ce qui évite les biais d'une incitation ciblée (Helm, D. et Hepburn, C., 2005). Ensuite, grâce à un modèle analytique intégrant l'aversion au risque des investisseurs, Richstein, J. C. (2017) démontre que

3. Ces aides à l'innovations s'effectuent au travers des IPCEI, du fond pour l'Innovation, du programme Horizon 2020 ou d'autres programmes financés à l'échelle nationale.

4. Le Conseil de l'Hydrogène recommande aux gouvernements la mise en place de mesures cohérentes avec leur stratégie nationale. Les incitations à la consommation et au développement de nouveaux usages permettraient de soutenir les économies d'échelles.

5. En effet, un prix du gaz important augmenterait le coût marginal de la production d'H₂ par vaporéformage. A partir d'un certain seuil, celui-ci pourrait être supérieur au coût marginal de production par électrolyse.

6. Le prix des *futures* du CO₂ sur le marché carbone a franchi les 50€/t le 4 mai 2021, les conclusions de Sartor, O. et Bataille, C. (2019) datant de 2019 sont donc à considérer avec prudence.

le CCfD diminue les risques pesant sur les revenus du projet et réduit ainsi le besoin de financement. Cela permettrait aux projets d'innovation de dépasser la *vallée de la mort*⁷ après la phase de R&D. [Richstein, J. C. et Neuhoff, K. \(2020\)](#) prolongent ce raisonnement en démontrant que le CCfD diminue également le prix carbone nécessaire pour l'investissement dans le projet. Le contrat permet aussi de diminuer l'incertitude concernant les fluctuations du prix carbone dues à l'incohérence temporelle des stratégies gouvernementales. Dans une situation réciproquement bénéfique, le gouvernement accepte de se lier les mains au travers du contrat qui lui impose une contrepartie négative s'il décide de baisser le prix carbone ([Chiappinelli, O. et Neuhoff, K., 2020](#)). De son côté, le gouvernement bénéficie du contrat puisqu'il permet un financement efficace par tonne décarbonée avec des retours possibles si le prix du carbone augmente au-dessus du prix fixé. Ainsi, le coût de cette politique ne constituerait qu'une faible part du financement public de la transition énergétique ([Sartor, O. et Bataille, C., 2019](#)). Dans le même sens, Sartor, O. et Bataille, C., dans leur étude de l'efficacité des CCfDs pour la décarbonation des matériaux industriels de base, soutiennent la possibilité de mise en place rapide et efficace de cette mesure, contrairement aux autres politiques étudiées. En effet, pour décarboner l'industrie, l'instauration d'un prix plancher ou d'ajustements aux frontières sont proposés. Néanmoins, à court-terme, il n'est politiquement pas envisageable de les mettre en place de façon satisfaisante, contrairement aux CCfDs qui peuvent être efficaces même à une échelle nationale.

L'utilisation du CCfD dans le cas précis du développement de l'hydrogène par électrolyse n'a pas, à notre connaissance, été étudiée, pourtant il semble que cet outil pourrait lui être adapté. [Talebian, H., Herrera, O. E. et Mérida, W. \(2021\)](#) s'intéressent à l'efficacité des politiques, existantes ou potentielles⁸, ciblant le développement de la chaîne de production des véhicules légers à hydrogène en Colombie-Britannique, selon des critères environnementaux et économiques. En adoptant un modèle multi-périodes et spatial⁹ de minimisation des coûts des technologiques et des politiques environnementales de cette chaîne, ils constatent que la demande n'est pas suffisante pour soutenir la production à grande échelle à partir d'électrolyse centrale ou de captage et stockage du carbone (CCS), quel que soit le niveau de pénétration des véhicules hydrogène. Si des mesures sont nécessaires pour développer cette chaîne, les auteurs de cette étude montrent que les politiques les plus efficaces en la matière sont les subventions aux coûts d'opération, devant les subventions aux investissements et l'interdiction de production par vaporéformage. Dans ce sens, les CCfDs peuvent être considérés comme une subvention aux OPEX puisqu'ils permettent de diminuer le risque porté sur les coûts de fonctionnements. Ainsi, [Richstein, J. C. et Neuhoff, K. \(2020\)](#) soulignent la pertinence des CCfDs

7. Expression utilisée pour décrire l'échec du développement des projets d'innovation après une phase de R&D subventionnée par des aides publiques.

8. Le modèle considère les deux politiques actuellement en place en Colombie-Britannique, que sont le système de norme relatif aux émissions des carburants (LCFS) et une taxe carbone, ainsi que des politiques supplémentaires potentielles comme l'interdiction de production par vaporéformage et des subventions à la production par électrolyse ou au captage et stockage du carbone (CCS).

9. Le H2SCOT est un modèle linéaire mixte en nombre entier (voir [Talebian, H., Herrera, O. E. et Mérida, W. \(2021\)](#))

dans le cas où le risque est également porté sur le coût de fonctionnement de la technologie. Cela correspond bien à la situation de la production d'hydrogène par électrolyse puisqu'elle repose sur les prix de l'électricité, dont on sait la forte variabilité.

En effet, les prix de l'électricité se formant sur les marchés spot, ils égalisent les coûts marginaux de la dernière unité de production appelée. En fonction de la charge demandée, ces coûts peuvent correspondre à ceux des centrales thermiques à charbon ou à gaz qui intègrent donc le prix du carbone. C'est pourquoi le coût de production d'hydrogène par électrolyse en Europe peut être plus impacté à la hausse par l'augmentation du prix carbone que le coût de production par vaporéformage (RTE, 2020). Cet effet indirect du prix carbone sur la production d'hydrogène par électrolyse et le faible coût de la pollution pour les producteurs par vaporéformage du fait des allocations gratuites sont deux obstacles à l'efficacité du prix carbone dans le secteur.

La mise en place d'un CCfD pour le développement de l'hydrogène bas-carbone permettrait de compléter le système ETS dont le design actuel ne permet pas à l'électrolyse d'être compétitif par rapport au vaporéformage. Ainsi, l'objectif de cette étude est d'étudier les conditions permettant la mise en place d'un CCfD économiquement efficace pour soutenir la compétitivité de l'hydrogène par électrolyse et de le caractériser. Plus précisément, nous définissons le *strike* et le paiement du contrat. Nous montrons qu'il peut exister plusieurs prix seuil définissant le *strike* et non pas un seul comme le suggèrent par exemple Sartor, O. et Bataille, C. (2019) et Richstein, J. C. et Neuhoff, K. (2020). La valeur du *strike* étant impactée par le prix de l'électricité, nous invitons à caractériser le CCfD en fonction du mix électrique de la région d'implémentation.

La section 2 est consacrée à la modélisation du contrat permettant de déterminer le *strike*¹⁰ et le paiement du contrat adaptés au développement de l'hydrogène. Il y est déterminé le CCfD le plus efficace pour chaque design de marché ETS, c'est-à-dire le contrat au coût le plus bas permettant une équivalence des coûts marginaux de production d'hydrogène entre le vaporéformage et l'électrolyse. Les coûts marginaux sont fonctions du prix du gaz et du CO₂ pour la technologie par vaporéformage et du prix de l'électricité pour la technologie électrolyse. Or le prix de l'électricité est une fonction du prix du CO₂ et du coût marginal (coût du combustible) de la dernière unité de production appelée. Ainsi, en utilisant différentes sources de données (CRE, 2010–2019; Hydrogen Europe, 2020a; Eurostat, 2021; RTE, 2016), une estimation des coûts marginaux permet de déterminer les caractéristiques de CCfDs français et allemand dans la section 3. Enfin, nous concluons cette étude par ses implications pour les décideurs publics.

10. Le *strike* optimal pour le contrat est l'ensemble de prix carbone seuils à partir desquels l'hydrogène par électrolyse pourrait être compétitif par rapport à l'hydrogène par vaporéformage.

2 Méthodologie

2.1 Cadre général

2.1.1 Une concurrence en prix

Soient n entreprises produisant un bien homogène : l'hydrogène. Ces entreprises peuvent être classées dans deux groupes selon leur technologie de production. Le premier est le groupe des producteurs d'hydrogène par vaporéformage dont le coût marginal de production est c_v . Le second regroupe les producteurs d'hydrogène par électrolyse avec un coût marginal de production c_e . Pour simplifier, nous considérons que les entreprises supportent les mêmes coûts de transport, de stockage et de purification de l'hydrogène. Cette hypothèse correspond à la situation dans laquelle l'hydrogène est produit sur le site de la consommation¹¹, par exemple comme intrant pour les industries.

Les entreprises se concurrencent en prix sur une seule période.

Enfin, chaque groupe d'entreprises est capable de satisfaire l'intégralité de la demande du marché¹² notée $D(p_h)$ avec p_h le prix de l'hydrogène.

Les biens produits étant homogènes, sans différenciation spatiale, les consommateurs achètent à l'entreprise qui propose le prix le plus faible. Nous supposons que si plusieurs entreprises proposent le prix le plus faible, alors elles se partagent équitablement le marché. Par suite, la demande adressée à l'entreprise i ($i = 1, \dots, n$) s'écrit :

$$D_i(p_{h_i}, p_{h_{-i}}) = \begin{cases} D(p_{h_i}) & \text{si } \forall j \neq i, p_{h_i} < p_{h_j}, \\ \frac{D(p_h)}{m+1} & \text{si } p_{h_i} = \min_{j=1, \dots, n}(p_{h_j}), \\ 0 & \text{si } \exists j \text{ tq } p_{h_i} > p_{h_j}, \end{cases} \quad (2.1)$$

avec $-i$ qui représente toutes les entreprises autres que i , $m < n$ le nombre d'entreprises qui proposent le même prix que i . Le profit de l'entreprise i est donc :

$$\Pi_i(p_{h_i}, p_{h_{-i}}) = (p_{h_i} - c_i)D_i(p_{h_i}, p_{h_{-i}}), \quad (2.2)$$

avec $c_i = c_e$ (respectivement $c_i = c_v$) si i utilise la technologie électrolyse (respectivement le vaporéformage).

Chaque entreprise fixe son prix en faisant l'hypothèse que ses concurrentes maintiendront leur prix indépendamment de ce qu'elle-même va choisir (conjecture de Cournot en prix). Les décisions sont prises simultanément. L'équilibre de Nash est le n -uplet $(p_{h_1}^*, \dots, p_{h_i}^*, \dots, p_{h_n}^*)$ tel que pour tout i ,

11. Cette production d'hydrogène sur le site de la consommation, appelé captif, est la plus répandue puisqu'elle représente les 2/3 de la production totale. Le reste de la production est répartie entre la production marchande et le sous-produit dans les procédés industriels (Hydrogen Europe, 2020b).

12. i.e. il n'y a aucune contrainte de capacité de production.

$p_{h_i}^* = \arg \max_{p_{h_i}} = \Pi_i(p_{h_i}, p_{h_{-i}}^*)$. On peut démontrer par l'absurde que l'unique équilibre de Nash est défini par $p_{h_i}^* = c_i$.

2.1.2 Le recours aux CCfDs pour un hydrogène bas-carbone compétitif

Sous l'hypothèse (réaliste) que le coût marginal de la technologie vaporéformage est inférieur à celui de la technologie par électrolyse, le prix de marché de l'hydrogène est égal coût marginal de production par vaporéformage. Dans ce cas, la production par électrolyse n'est pas rentable. Or, ces coûts sont des fonctions du prix carbone. En conséquence, une solution potentielle pour que l'hydrogène bas-carbone (i.e. la technologie par électrolyse) soit compétitif est la mise en place d'un CCfD dont l'objectif est de couvrir l'écart de coûts marginaux entre le vaporéformage et l'électrolyse et non les investissements dans les électrolyseurs. Ainsi, les constantes de long-terme ne sont pas intégrées dans la modélisation du CCfD, centrée sur les coûts marginaux. Les coûts d'investissement pourraient être couverts, en amont, par des subventions dédiées comme détaillées en introduction.

Les CCfDs sont des contrats de long-terme¹³ et qui ne dépendent que du prix carbone. En conséquence, celui qui élabore ce type de contrat pour la filière hydrogène devraient faire des hypothèses sur les prix du gaz et de l'électricité et considérer des prix que nous qualifierons de référence (e.g. l'espérance du prix du gaz et celle du prix de l'électricité sur la durée du contrat). Or, sachant que le prix de l'électricité à un instant t est le coût marginal du dernier moyen de production appelé qui peut être fonction du prix du carbone¹⁴, celui qui élabore le contrat devrait faire non pas des hypothèses sur le prix de l'électricité mais sur les prix des combustibles nécessaires à la production de celle-ci, ainsi qu'aux rendements des centrales et leur nombre d'heures d'appel (i.e. de fonctionnement) pour satisfaire la demande. Pour simplifier notre analyse, nous supposons connus et constants sur la durée du CCfD les prix de référence, le rendement des technologies ainsi que leur facteur d'émission. La seule incertitude considérée est celle du prix du carbone. Etant donné la construction d'un CCfD la seule variable (temporelle) de ce contrat est le prix du carbone. En conséquence, pour simplifier l'écriture, nous omettons dans nos équations le temps t .

2.2 Spécification des coûts marginaux

Le coût marginal de production de l'hydrogène par **vaporéformage** (c_v) est fonction du prix du gaz (p_g), du rendement de la technologie (ρ_v), du facteur d'émission du CO₂ (e_v) et du prix du CO₂

13. Sartor, O. et Bataille, C. (2019) suggèrent une durée de 5 à 10 ans et Richstein, J. C. et Neuhoff, K. (2020) une durée de 3 ans à 20 ans.

14. Les moyens de production d'électricité sont appelés par ordre de mérite i.e. par ordre croissant des coûts marginaux. Ainsi, si pour un instant t la dernière unité de production appelée pour satisfaire la demande est une centrale gaz de rendement ρ et de facteur d'émission ϵ le prix considéré sera égal à $\frac{p_g}{\rho} + \epsilon\sigma$ avec p_g le prix du gaz et σ le prix du carbone.

sur l'ETS, soit

$$c_v(\sigma, p_g) = p_g \rho_v + e_v \sigma. \quad (2.3)$$

Les producteurs par vaporeformage peuvent recevoir des allocations gratuites de permis d'émission (situation actuelle). Ces aides réduisent leur coût marginal d'émissions de CO₂ telle une subvention unitaire. Par suite, si on note $a \in [0; e_v]$ cette subvention unitaire, le coût marginal de production de la technologie vaporéformage se réécrit

$$c_v^a(\sigma, p_g) = p_g \rho_v + (e_v - a) \sigma. \quad (2.4)$$

Le coût marginal de production de l'hydrogène par la **technologie électrolyse** (c_e) est une fonction de son rendement (ρ_e) et du prix de l'électricité (p_e). Or, comme signalé précédemment ce dernier dépend du prix du CO₂ sur l'ETS (σ) et des prix des combustibles. Ainsi, nous posons

$$p_e(\sigma, p_g) = p_0 + p_1 \sigma + p_2 \sigma^2 + p_3 p_g,$$

avec $p_0 \geq 0$, $p_1 > 0$, $p_2 < 0$ et $p_3 \geq 0$.

Ces paramètres dépendent du mix électrique et de la demande de la région considérée. Un double effet du prix du CO₂ sur le prix de l'électricité est représenté : d'une part, un coût positif direct lié à l'internalisation des coûts de la pollution et d'autre part, un effet indirect, cette fois négatif, causé par l'adaptation du parc à ces coûts (représenté par le paramètre p_2). Etant donné que le prix du gaz impacte le coût marginal du vaporéformage et peut impacter le prix de l'électricité, nous l'avons isolé des prix des autres combustibles dans la spécification de la fonction prix de l'électricité (2.2). La valeur et la signification des paramètres p_0 et p_3 dépendent du type de prix considéré. Ainsi, si c'est un prix horaire et si durant l'heure la technologie marginale est une centrale gaz (respectivement charbon) alors $p_0 = 0$ et p_3 est l'inverse du rendement de la centrale (respectivement p_0 égale le prix du charbon divisé par le rendement de la centrale et $p_3 = 0$). Si le prix considéré est annuel (resp. pluriannuel), alors p_3 est le pourcentage d'heures où la technologie gaz est marginale durant l'année (resp. l'ensemble des années) divisé par le rendement de cette technologie, et p_0 est une moyenne pondérée sur l'année (resp. l'ensemble des années) des coûts marginaux des technologies charbon, fuel, nucléaire.

Les effets indirects du prix du CO₂ sur les coûts de production de la technologie électrolyse définis

par $c_e(\sigma) - c_e(0)$ peuvent être compensés par des subventions unitaires¹⁵ noté $\chi \in [0; 1]$. En tenant compte de ces subventions, le coût marginal de production de cette technologie se réécrit

$$c_e^\chi(\sigma, p_g) = c_e(\sigma, p_g) - \chi(c_e(\sigma, p_g) - c_e(0, p_g)). \quad (2.5)$$

Remarque 2.1. Si $\chi = 0$ nous sommes dans le cas où il n'y a pas de compensation, ce qui correspond à la situation actuelle. Dans la suite, nous supposons que $\chi \neq 1$, en cohérence avec la réglementation (c.f la note concernant ces aides¹⁵).

2.3 Détermination du *strike* et paiement du CCfD

Le CCfD a pour vocation de compenser le prix de marché du CO₂, qui n'est pas efficace pour le développement de l'hydrogène décarboné, et non de suppléer aux prix de marché des intrants (gaz, électricité). Son paiement à un instant t varie en fonction de la différence entre un prix fixé par le contrat, appelé *strike*, et le prix du CO₂ sur le marché EU-ETS à cet instant.

Le *strike* est l'ensemble de prix du CO₂ positifs tel que les coûts marginaux de production des deux technologies sont égaux. Ainsi, si nous notons $\gamma^{\chi,a}(\sigma, p_g)$ la différence entre les deux coûts marginaux des productions par vaporéformage et par électrolyse i.e.

$$\gamma^{\chi,a}(\sigma, p_g) = c_e^\chi(\sigma, p_g) - c_v^a(\sigma, p_g), \quad (2.6)$$

le *strike* est défini par la ou les solutions en σ (avec $\sigma \in \mathbb{R}$) de l'équation quadratique du prix du carbone

$$\gamma^{\chi,a}(\sigma, p_g) = 0. \quad (2.7)$$

En conséquence, contrairement à notre connaissance de la littérature (e.g. Sartor, O. et Bataille, C., 2019; Richstein, J. C. et Neuhoff, K., 2020), il peut exister plusieurs prix du carbone définissant le *strike*.

Etant donné nos hypothèses, la fonction $\gamma^{\chi,a}$ est une fonction concave du prix du CO₂.¹⁶ Elle est décroissante (respectivement croissante) du prix du gaz si ρ_e est inférieur (resp. supérieur) à $\frac{\rho_g}{p_3}$.¹⁷ Elle est décroissante du rendement de la technologie vaporéformage ρ_g et croissante du rendement de la technologie par électrolyse.

Le *strike* étant fixe, le prix du gaz p_g considéré par la suite est un prix de référence, constant, sur la période du contrat. Le nombre de solutions de l'équation (2.7) dépend, entre autres, de la valeur

15. Les lignes directrices révisées concernant les aides d'Etat liées à l'ETS pour la période après 2021 incluent l'hydrogène comme sous-secteur exposé à un risque de fuite carbone. En tant que tel, il peut bénéficier d'une compensation unitaire allant jusqu'à 75% des coûts indirects de ses émissions.

16. En effet, de (2.4), on a $\frac{\partial \gamma^{\chi,a}(\sigma, p_g)}{\partial \sigma} = \rho_e(p_1 + 2p_2\sigma)(1 - \chi) - (e_v - a)$ et $\frac{\partial^2 \gamma^{\chi,a}(\sigma, p_g)}{\partial \sigma^2} = 2p_2\rho_e(1 - \chi) < 0$.

17. En effet, $\frac{\partial \gamma^{\chi,a}(\sigma, p_g)}{\partial p_g} = p_3\rho_e - \rho_g$.

de ce prix. Ainsi, nous pouvons énoncer la Proposition 2.2.

Proposition 2.2. Notons $\bar{p}_g^{\chi,a}$ le prix du gaz qui annule le discriminant du polynôme (2.7) soit

$$\bar{p}_g^{\chi,a} = -\frac{(e_v - a)^2 - 2p_1(e_v - a)\rho_e(1 - \chi) + \rho_e^2(p_1^2(1 - \chi) - 4p_0p_2)(1 - \chi)}{4p_2\rho_e(\rho_g - p_3\rho_e)(1 - \chi)}. \quad (2.8)$$

En conséquence,

1. Si $p_g > \bar{p}_g^{\chi,a}$ alors quel que soit σ , $\gamma^{\chi,a}(\sigma, p_g) < 0$ i.e. quel que soit le prix du CO_2 la technologie par vaporeformage sera plus couteuse que celle par électrolyse. Dans ce cas, il est donc inutile de mettre en place un CCfD.
2. Si $p_g = \bar{p}_g^{\chi,a}$ alors il existe une solution à l'équation (2.7), notée $\bar{\sigma}^{\chi,a}$. Quel que soit le prix du CO_2 la technologie par vaporeformage sera plus couteuse que celle par électrolyse.¹⁸ En conséquence, le CCfD est inutile dans ce cas.
3. Si $p_g < \bar{p}_g^{\chi,a}$ alors il existe deux prix seuil du CO_2 , notés $\bar{\sigma}_m^{\chi,a}$ et $\bar{\sigma}_M^{\chi,a}$ tel que si le prix du carbone est compris entre ces deux seuils, le coût marginal de production par électrolyse est supérieur à celui par vaporeformage. Par suite, la mise en place d'un CCfD pourra rendre compétitif l'hydrogène bas-carbone.

Les expressions analytiques des solutions de l'équation (2.7) sont :

$$\bar{\sigma}^{\chi,a} = \frac{(e_v - a)}{2p_2\rho_e(1 - \chi)} - \frac{p_1}{2p_2}, \quad (2.9)$$

$$\bar{\sigma}_m^{\chi,a} = \bar{\sigma}^{\chi,a} - \frac{\Gamma_1}{\Gamma_2}, \quad (2.10)$$

$$\bar{\sigma}_M^{\chi,a} = \bar{\sigma}^{\chi,a} + \frac{\Gamma_1}{\Gamma_2}, \quad (2.11)$$

avec

$$\Gamma_1 = \sqrt{(e_v - a - p_1\rho_e(1 - \chi))^2 + (4p_2\rho_e(-p_0\rho_e + p_g(\rho_g - p_3\rho_e)))(1 - \chi)}, \quad (2.12)$$

$$\Gamma_2 = -2p_2\rho_e(1 - \chi). \quad (2.13)$$

On a donc les **propriétés** suivantes :

- $\bar{\sigma}_m^{\chi,a} < \bar{\sigma}_M^{\chi,a}$ et $\frac{\partial \bar{\sigma}_m^{\chi,a}}{\partial p_g} = -\frac{\partial \bar{\sigma}_M^{\chi,a}}{\partial p_g}$.
- Si ρ_e est inférieur (resp. supérieur) à $\frac{p_g}{p_3}$ alors $\bar{\sigma}_m^{\chi,a}$ est strictement croissant (resp. strictement décroissant) et $\bar{\sigma}_M^{\chi,a}$ est strictement décroissant (resp. strictement croissant) en p_g :
- Si $e_v - a \geq p_1\rho_e(1 - \chi)$ alors $\bar{\sigma}^{\chi,a} \leq 0$ et $\bar{\sigma}_m^{\chi,a} < 0$ et pour tout $p_g \leq \frac{p_0\rho_e}{\rho_g - p_3\rho_e}$ on a $\bar{\sigma}_M^{\chi,a} \geq 0$,
- Si $e_v - a \geq p_1\rho_e(1 - \chi)$ et $p_g > \frac{p_0\rho_e}{\rho_g - p_3\rho_e}$ on a $\bar{\sigma}_M^{\chi,a} < 0$,
- Si $e_v - a \leq p_1\rho_e(1 - \chi)$ alors $\bar{\sigma}^{\chi,a} \leq 0$ et $\bar{\sigma}_m^{\chi,a} < 0$ et pour tout $p_g \leq \frac{p_0\rho_e}{\rho_g - p_3\rho_e}$ on a $\bar{\sigma}_M^{\chi,a} \leq 0$,

18. Elles seront égales si $\sigma = \bar{\sigma}^{\chi,a}$.

- Si $e_v - a \leq p_1 \rho_e (1 - \chi)$ et $p_g > \frac{p_0 \rho_e}{\rho_g - p_3 \rho_e}$ on a $\bar{\sigma}_m^{\chi,a} > 0$,
- Si $p_g < \bar{p}_g^{\chi,a}$ et si $\sigma \in]\bar{\sigma}_m^{\chi,a}; \bar{\sigma}_M^{\chi,a}[$ (comme $p_2 < 0$) alors $c_e > c_v$ sinon $c_e \leq c_v$

Etant donnés ces propriétés et la Proposition 2.2, le théorème suivant, qui définit le *strike*, peut être énoncé.

Théorème 2.3. *Le CCfD sera mis en place uniquement si le prix de référence du gaz (e.g. espérance du prix du gaz sur la durée du contrat) est inférieur à un certain seuil ($\bar{p}_g^{\chi,a}$) et le couple ($\bar{\sigma}_m^{\chi,a}, \bar{\sigma}_M^{\chi,a}$) constitue le *strike*.*

Ainsi, un CCfD optimal ne sera pas nécessairement défini à partir d'un unique seuil de prix du CO₂ (nommé *strike* par Sartor, O. et Bataille, C., 2019, par exemple) tel que si le prix du carbone est en dessous de ce seuil alors le bénéficiaire du contrat perçoit une certaine somme d'argent. En effet, du fait, la spécification du prix de l'électricité (intran de la technologie par électrolyse) qui est une fonction quadratique du carbone nous avons mis en évidence l'existence de deux seuils, i.e. un couple de prix du carbone qui constitue le *strike*.

La formule de paiement du CCfD, fonction du *strike* retenu est définie dans le Théorème 2.4.

Théorème 2.4. *Si le prix de référence du gaz est inférieur à $\bar{p}_g^{\chi,a}$, alors pour garantir la compétitivité (en espérance) de la technologie par électrolyse par rapport à celle par vaporéformage peut être proposé aux producteurs d'hydrogène par électrolyse un CCfD dont le paiement, noté $\bar{\gamma}^{\chi,a}$, fonction du prix carbone sur le marché, σ , et du *strike* retenu, est*

$$\bar{\gamma}^{\chi,a}(\sigma) = \Gamma_1(\bar{\sigma}_M - \sigma) - \frac{\Gamma_2}{2}(\bar{\sigma}_M - \sigma)^2 = -\Gamma_1(\bar{\sigma}_m - \sigma) - \frac{\Gamma_2}{2}(\bar{\sigma}_m - \sigma)^2 \quad (2.14)$$

avec Γ_1 défini par (2.12) et Γ_2 défini par (2.13).

La formule du paiement du CCfD, dépend des paramètres du prix de l'électricité. Or, ceux-ci sont liés, entre autres, au parc de production électrique qui diffère d'un pays à un autre. En conséquence, il est préférable d'avoir des CCfDs différenciés par pays même si les technologies de production d'hydrogène sont identiques d'un pays à un autre. Nous illustrons ce propos dans la section suivante consacrée à une analyse des cas français et allemand.

3 Détermination du CCfD en France et en Allemagne

Dans cette section, les CCfDs optimaux pour le développement de l'hydrogène par électrolyse en France et en Allemagne sont déterminés. Dans un premier temps, l'ensemble des données utilisées est détaillé, les résultats des estimations des paramètres de la fonction prix de l'électricité (équation 2.2) y sont présentés. Ensuite, une analyse des coûts de l'hydrogène produit par les deux technologies en fonction du prix du gaz, du l'électricité et du CO₂ est réalisée. Enfin, le prix *strike*, le paiement du contrat et leurs variations en fonction de certains paramètres (e.g. les aides/subventions accordées) sont caractérisés pour la France et l'Allemagne.

3.1 Données

3.1.1 Prix de l'électricité

Les valeurs que nous avons attribuées aux paramètres de la fonction prix de l'électricité (équation (2.2)) ont été estimées à partir de données trimestrielles pour les prix du gaz et de l'électricité issues des Observatoires des Marchés de Gros de la Commission de Régulation de l'Énergie de 2010 à 2019 (CRE, 2010–2019). Pour la France (respectivement Allemagne), ces prix sont des moyennes des prix spot en base et en pointe sur le marché Powernext (resp. European Energy Exchange). Par suite, sous l'hypothèse d'une production de l'hydrogène en continue, 24h/24, le prix moyen de l'électricité pour un producteur d'hydrogène par électrolyse est une moyenne pondérée des prix de base et de pointe du marché correspondant au pays considéré. Ces prix d'électricité ainsi calculés constituent les observations de notre variable expliquée (p_e). Les observations quant aux prix du CO₂ sont des prix à terme *front-year*¹⁹ issus de ICE Endex²⁰.

Les résultats des estimations réalisées par moindres carrés ordinaires sont disponibles en annexe A. Nous synthétisons ici les résultats finaux. Nous retenons la spécification de la fonction d'électricité suivante

$$p_e = p_1\sigma + p_2\sigma^2 + p_3p_g + \epsilon, \quad (3.1)$$

avec comme valeurs des paramètres estimés pour la France (respectivement l'Allemagne) celles représentées dans le Tableau 1 (respectivement Tableau 2).

Dans cette application, le paramètre p_0 de l'équation (2.2) n'est pas significatif. Une première explication pourrait être que, la majorité du temps, la technologie marginale dans la production d'électricité est une technologie au gaz. Une deuxième explication possible serait que l'influence des autres technologies marginales (charbon, fioul, etc.) est captée par les paramètres associés au prix carbone p_1 et p_2 .

Var. explicative	Paramètres associés	Estimation	Ecart-type	t-value	$P(> t)$
p_g	p_3	1,22	0,18	6,64	2e-7
σ	p_1	3,16	0,78	4,05	0,000321
σ^2	p_2	-0,10	0,03	-2,83	0,008178

$$R^2 = 0.9806, R^2 \text{ ajusté} = 0.9788, \text{ p-value} < 2,2\text{e-}16$$

Tableau 1 – Résultats de la régression linéaire pour le cas français.

Nous constatons que la valeur du paramètre associé à σ , soit p_1 , est la même en France et en Allemagne (égale à 3,16). L'impact du prix du gaz sur celui de l'électricité, toute chose étant égale

19. Etant donné que le marché spot du CO₂ est résiduel et que les prix à terme et prix spot CO₂ sont liés par une relation d'arbitrage *cash an carry*, nous utilisons ces prix à terme.

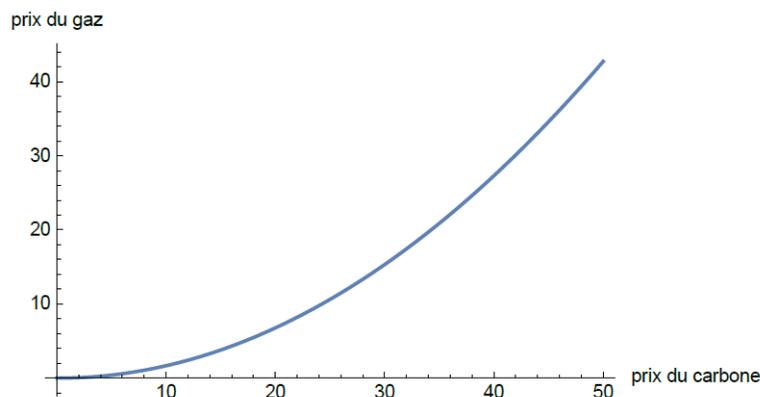
20. C.f ICE Endex.

Var. explicative	Paramètre associé	Estimation	Ecart-type	t-value	$P(> t)$
p_g	p_3	1,00	0,12	8,23	2,7e-9
σ	p_1	3,16	0,52	6,12	8,76e-7
σ^2	p_2	-0,08	0,02	-4,09	0,000285

$$R^2 = 0.9897, R^2 \text{ ajusté} = 0.9887, \text{ p-value} < 2,2\text{e-}16$$

Tableau 2 – Résultats de la régression linéaire pour le cas allemand.

par ailleurs, caractérisé par p_3 est plus important en France (égale à 1,22) qu'en Allemagne (égale à 1). Pour tout prix du gaz supérieur à $(-0,0057 + 0,0172\sigma)\sigma$ le prix de l'électricité en France sera supérieur à celui en Allemagne (voir Figure 1).



Lecture : Pour une certaine valeur de σ (en €/t) si le prix du gaz (en €/MWh) est au-dessus de la courbe ci-dessus alors le prix de l'électricité en France est supérieur à celui en Allemagne.

FIGURE 1 – Prix de gaz au-dessus duquel le prix de l'électricité en France est supérieur à celui en Allemagne

Notons que si nous considérons uniquement des prix positifs de l'électricité, la spécification 3.1 n'est valable que pour certaines valeurs du prix carbone. En effet, pour un prix du gaz donné, p_g , pour garantir la positivité du prix de l'électricité, le prix carbone, σ doit être compris entre $\max(0, \frac{p_1 - \sqrt{p_1^2 - 4p_2p_3p_g}}{-2p_2})$ et $\frac{p_1 + \sqrt{p_1^2 - 4p_2p_3p_g}}{-2p_2}$.

3.1.2 Valeurs des autres paramètres

Les valeurs de référence des paramètres, autres que ceux des prix de l'électricité, utilisées dans notre application numérique pour déterminer le *strike* et le paiement des CCfDs sont définies dans le Tableaux 3. Elles ont été déterminées à l'aide de données issues de [Hydrogen Europe \(2020a\)](#), [Eurostat \(2021\)](#) et [RTE \(2016\)](#).

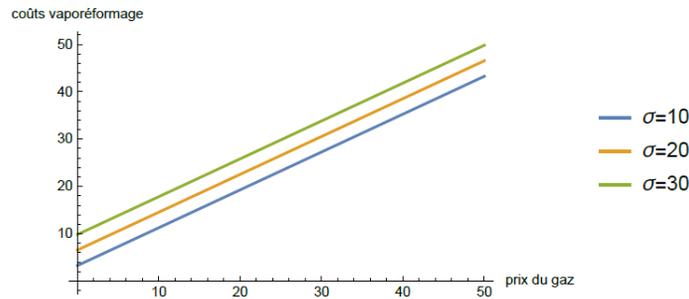
ρ_g	e_v	ρ_e	a	χ
80%	0,328gCO ₂ /MWh	50%	0	0

Tableau 3 – Valeurs de référence des paramètres du modèle.

3.2 Analyse des coûts de production de l’hydrogène

Pour caractériser les CCfDs les plus efficaces pour les cas français et allemand, la première étape consiste en la compréhension précise des coûts de production de l’hydrogène en fonction des deux technologies, puisque c’est l’écart entre ces deux coûts marginaux de production qu’il s’agit de compenser à l’aide du contrat.

De manière générale et indépendamment de la région étudiée, les coûts marginaux de production d’hydrogène par vaporéformage (2.4) sont des fonctions strictement croissantes du prix du gaz (droite de pente ρ_g) et strictement croissante du prix du CO₂ (droite de pente $e_v - a$). La Figure 2 en est une illustration.

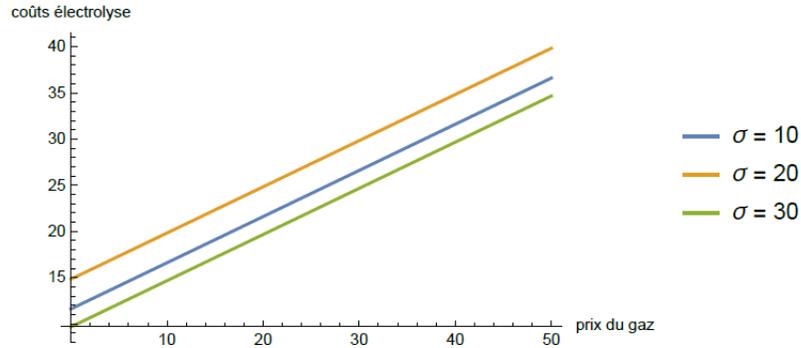


Lecture : Les droites ci-dessus représentent les coûts marginaux de production d’hydrogène par vaporéformage en fonction du prix du gaz, pour certaines valeurs du prix carbone, σ , lorsque le rendement de la technologie ρ_g est de 80%, le facteur d’émission carbone e_v de 32,8% et sans allocation de permis d’émission carbone gratuit $a = 0$. Ces droites sont strictement croissantes en le prix du gaz (pente de 0,8) et en le prix carbone (les droites sont parallèles et séparées d’une distance de $(a - e_v)|\sigma_1 - \sigma_2|$ où σ_1 et σ_2 sont deux prix carbone différents).

FIGURE 2 – Coûts marginaux de l’hydrogène par vaporéformage en fonction du prix du gaz.

Le cas de la production par électrolyse est légèrement plus sophistiqué. Si le paramètre p_3 de la fonction de prix de l’électricité (2.2) est non nul²¹ (cas pour la France et l’Allemagne) alors le coût marginal de la production d’hydrogène par électrolyse (??) est strictement croissant du prix du gaz. Du fait des effets indirects du CO₂, ce coût marginal est une fonction quadratique du prix du carbone. Elle est croissante pour tout $\sigma < -p_1/2p_2$ et décroissante pour tout $\sigma > -p_1/2p_2$. C’est pourquoi, sur la Figure 3, la droite pour $\sigma = 10\text{€}/t$ est comprise entre les droites $\sigma = 20$ et $\sigma = 30\text{€}/t$.

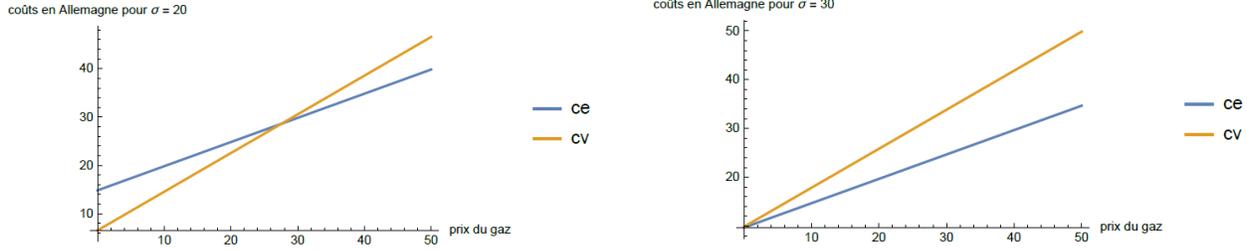
21. Si $p_3 = 0$ alors le coût marginal de la production d’hydrogène par électrolyse est indépendant du prix du gaz.



Lecture : Les droites ci-dessus représentent les coûts marginaux de production d'hydrogène par électrolyse en Allemagne en fonction du prix du gaz lorsque le rendement de la technologie ρ_e est de 50% et sans compensation des effets indirects du CO_2 ($\chi = 0$). Ces droites sont croissantes (resp. décroissantes) si le prix du carbone, σ est inférieur (resp. supérieur) à 19,75€/t.

FIGURE 3 – Coûts marginaux de l'hydrogène par électrolyse en fonction du prix du gaz.

Etant donné la valeur des paramètres retenus (Tableau 3), nous supposons que les coûts marginaux de la production d'hydrogène par vaporéformage (2.4) sont les mêmes en France et en Allemagne (pour un même prix du gaz). Du fait des différences de mix électrique et de saisonnalité de la demande d'électricité entre ces deux pays (i.e. des paramètres de la fonction du prix de l'électricité distincts), il est également intéressant d'étudier les différences de coûts de production entre ces deux pays. En Allemagne (Figure 4) comme en France (Figure 5), pour un prix du carbone suffisamment élevé, la production par électrolyse est compétitive par rapport à celle par vaporéformage. En dessous de ce prix, il existe un prix seuil du gaz pour chaque pays en dessous duquel le coût de production par vaporéformage est inférieur au coût de production par électrolyse. Par exemple, en Allemagne et pour un prix du carbone de 20€/t, un CCfD permettra de subventionner la compétitivité de la production par électrolyse pour un prix du gaz inférieur à 27,57€/MWh. Au-dessus de ce prix, les producteurs rembourseraient un certain montant au gouvernement.

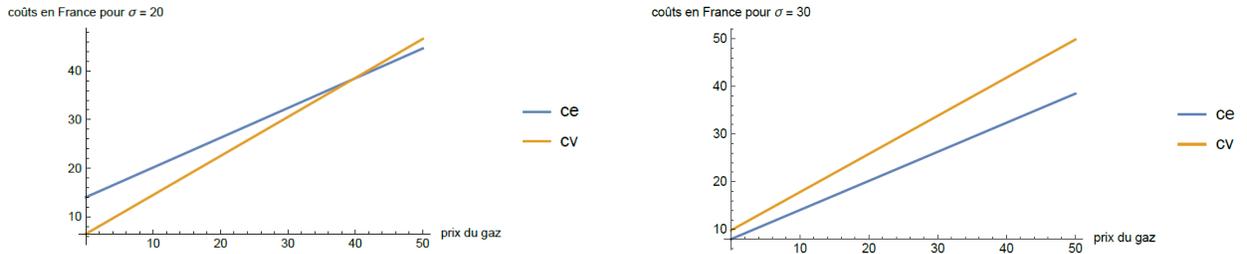


Coûts pour un prix du carbone égale à 20€/t.

Coûts pour un prix du carbone égale à 30€/t.

Lecture : Les courbes bleues (respectivement oranges) représentent, en fonction du prix du gaz (€/MWh), les coûts marginaux de la production d'hydrogène par électrolyse (resp. vaporéformage) en Allemagne (i.e. pour des paramètres dont les valeurs sont celles des Tableaux 2 et 3, lorsque le prix du carbone est de 20€/t (figure de gauche) et de 30 €/t (figure de droite). Si le prix du carbone est de 20€/t alors pour tout prix du gaz inférieur à 27,57€/MWh le coût marginal de la production par électrolyse est supérieur à celui de la production par vaporéformage. Lorsque le prix du carbone est de 30€/t, pour tout prix du gaz (positif), les coûts marginaux de la production par vaporéformage sont supérieurs à ceux par électrolyse.

FIGURE 4 – Coûts des deux technologies en Allemagne.



Coûts pour un prix du carbone égale à 20€/t.

Coûts pour un prix du carbone égale à 30€/t.

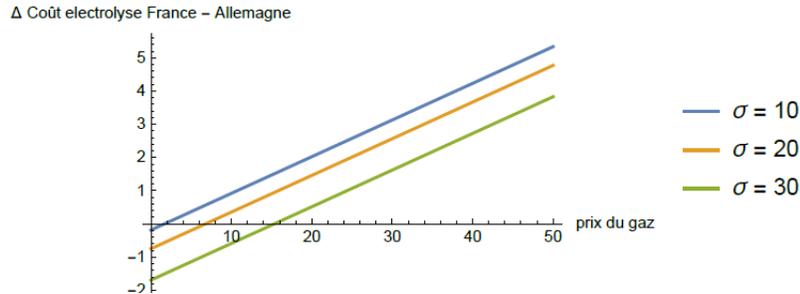
Lecture : Les courbes bleues (respectivement oranges) représentent, en fonction du prix du gaz (€/MWh), les coûts marginaux de la production d'hydrogène par électrolyse (resp. vaporéformage) en France (i.e. pour des paramètres dont les valeurs sont celles des Tableaux 1 et 3 lorsque le prix du carbone est de 20€/t (figure de gauche) et de 30 €/t (figure de droite). Si le prix du carbone est de 20€/t alors pour tout prix du gaz inférieur à 39,67€/MWh le coût marginal de la production par électrolyse est supérieur à celui de la production par vaporéformage. Lorsque le prix du carbone est de 30€/t, pour tout prix du gaz (positif), les coûts marginaux de la production par vaporéformage sont supérieurs à ceux par électrolyse.

FIGURE 5 – Coûts des deux technologies France.

Les évolutions du prix du CO₂, σ , influent sur l'écart de compétitivité de l'hydrogène par électrolyse entre la France et l'Allemagne. Ainsi, alors que pour $\sigma = 10\text{€/t}$, la production allemande est moins coûteuse que la production française (pour un prix du gaz supérieur ou égal à 1,7€/MWh), pour $\sigma \geq 30\text{€/t}$, la tendance peut s'inverser en fonction du prix du gaz, comme on peut le voir sur la Figure 6. Il existe un prix du gaz seuil (fonction du prix de σ)²² tel que, pour tout prix du gaz supérieur à ce seuil, la technologie de production par électrolyse est plus coûteuse en France qu'en

22. Compte tenu des valeurs des paramètres que nous avons retenu, ce prix seuil est défini par : $(-0,00571 + 0.0172\sigma)\sigma$.

Allemagne. De manière générale, si nous considérons deux pays A et B dont les paramètres de la fonction prix de l'électricité sont $p_0 = 0$, $p_1 = p_{1i}$, $p_2 = p_{2i}$ et $p_3 = p_{3i}$ pour $i = A$ ou B alors si le prix du gaz est supérieur (resp. inférieur) à $\frac{\sigma(p_{1B}-p_{1A}+(p_{2B}-p_{2A})\sigma)}{p_{3A}-p_{3B}}$ il est plus coûteux (resp. moins coûteux) de produire de l'hydrogène par électrolyse dans le pays B que dans le pays A .



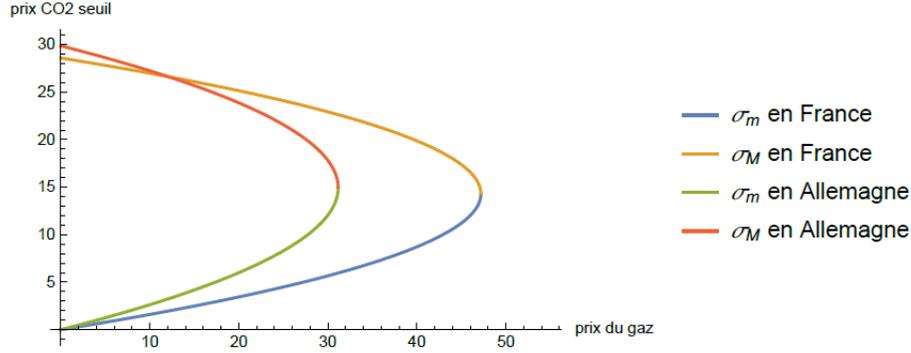
Lecture : Les courbes ci-dessus représentent la différence entre les coûts marginaux de la production d'hydrogène par électrolyse en France et en Allemagne en fonction du prix du gaz (€/MWh) et pour trois valeurs du prix carbone (en €/t) (étant donné les valeurs des paramètres des Tableaux 1 à 3). On constate que si le prix du carbone est de 20€/t, alors pour tout prix du gaz supérieur à 6,77€/MWh, la production d'hydrogène par électrolyse est plus coûteuse en France qu'en Allemagne.

FIGURE 6 – Différence des coûts marginaux de la production d'hydrogène par électrolyse entre la France et l'Allemagne.

3.3 Analyse des caractéristiques des prix et paiement du CCfD

3.3.1 Caractérisation du CCfD sans aides supplémentaires

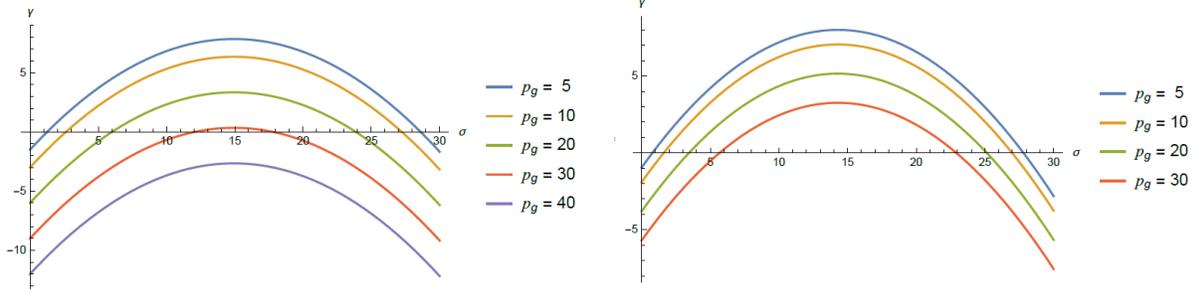
Comme signalé précédemment, l'existence de prix d'électricité distincts d'un parc de production à un autre conduit à des CCfDs propres à chaque région du fait de *strikes* différents comme illustrée dans la Figure 4. Dans celle-ci, la production par électrolyse est plus coûteuse que celle par vaporéformage à l'intérieur des courbes. Aussi, pour un prix donné du gaz, le gouvernement verserait un paiement aux producteurs d'hydrogène par électrolyse lorsque le prix du CO₂ est compris dans l'intervalle $[\sigma_m; \sigma_M]$ et *vice versa*. De la Proposition 2.2, le CCfD n'est utile que si le prix du gaz est inférieur à un certain seuil égal à 47,20€/MWh pour la France et 31,15€/MWh pour l'Allemagne. Etant donné la valeur des paramètres des prix de l'électricité le domaine correspondant à une subvention de la production par électrolyse est plus large en France qu'en Allemagne.



Lecture : Les courbes ci-dessus représentent le *strike* des CCfDs français et allemand en fonction du prix du gaz. Plus précisément, le couple $(\sigma_m; \sigma_M)$ pour les deux pays. On constate que pour tout prix du gaz inférieur à 12€/MWh, le σ_M français est inférieur à celui allemand. Pour tout prix du gaz positif le σ_m français est inférieur à celui allemand. L'abscisse du point de connexion des courbes de σ_m et σ_M correspond à $\bar{p}_g^{x,a}$ défini en (2.8) i.e. le prix du gaz au-dessus duquel le CCfD est inutile. Il est égal pour la France à 47,19€/MWh et pour l'Allemagne à 31,15€/MWh. Pour tout couple (p_g, σ) à l'intérieur des courbes le paiement au producteur est positif.

FIGURE 7 – Strikes du CCfD en France et en Allemagne.

Dès lors, à prix CO₂ égal sur le marché, les paiements réalisés par le gouvernement vers les producteurs peuvent être plus importants en France qu'en Allemagne, comme l'illustre la Figure 8. Par exemple, pour un prix du gaz de 30€/MWh, le paiement est légèrement positif en Allemagne pour un prix carbone de marché compris entre 12 et 17€/t tandis qu'en France il est largement positif pour un prix compris entre 6 et 23€/t. Pour rappel, lorsque le paiement est négatif, il s'agit d'une forme de remboursement effectué par les producteurs d'hydrogène par électrolyse vers le gouvernement. Aussi, la Figure 8 illustre la non-monotonie de la fonction de paiement et met en lumière l'existence d'un prix du gaz à partir duquel le paiement est négatif quel que soit le prix du carbone. Ce prix du gaz seuil $\bar{p}_g^{x,a}$ est défini en (2.8) et calculé précédemment (voir Figure 4 par exemple).



Paiement du CCfD en Allemagne.

Paiement du CCfD en France.

Lecture : Les courbes représentent le paiement du CCfD allemand (courbes de gauche) et français (courbes de droite) en fonction du prix carbone (€/t) et selon différentes valeurs du prix du gaz (€/MWh). Pour un prix du gaz de 40€/MWh le paiement du CCfD allemand est toujours négatif puisque $\bar{p}_g^{X,a} = 31,15$ €/MWh en Allemagne. Pour ce prix du gaz de 40€/MWh le CCfD est inutile. Pour tout prix du gaz inférieur au prix seuil $\bar{p}_g^{X,a}$ le paiement est négatif si le prix carbone est inférieur à σ_m ou supérieur à σ_M et positif sinon.

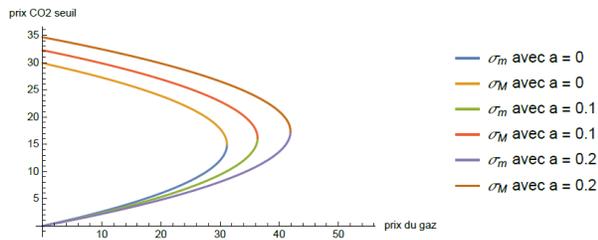
FIGURE 8 – Paiement du CCfD en France et en Allemagne en fonction du prix carbone sur le marché.

Exemple de CCfD. Supposons que celui qui élabore les CCfDs estime que, en espérance sur la durée du contrat, le prix du gaz sera de 20€/MWh. Etant donné la spécification du prix de l'électricité (3.1), celle-ci n'est valable en France (resp. Allemagne) que pour un prix du carbone inférieur à 38,02€/t (resp. 45,05€/t). Les *strikes* (en €/tCO₂) sont pour la France (3,44; 25,14) et pour l'Allemagne (6; 23,87). La fonction de paiement du CCfD français est $0,95(25,14 - \sigma) - 0,044(25,14 - \sigma)^2$ ou de façon équivalente $-0,95(3,44 - \sigma) - 0,044(3,44 - \sigma)^2$ et celle pour l'Allemagne $0,75(23,87 - \sigma) - 0,042(23,87 - \sigma)^2$ ou de façon équivalente $-0,75(6 - \sigma) - 0,042(6 - \sigma)^2$. Nous omettons dans cette étude les questions liées à la durée du contrat. Celle-ci influence essentiellement la détermination des valeurs des paramètres (rendements, prix de référence des intrants, etc.).

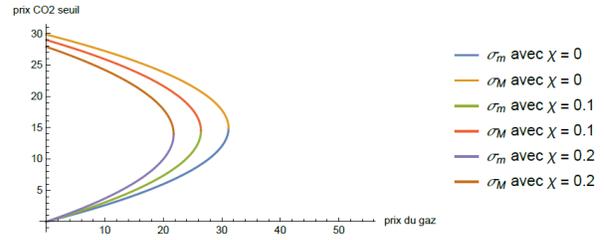
3.3.2 Impacts des aides d'Etats complétant le système ETS

Pour rappel, le modèle développé permet l'étude de deux aides d'Etats complétant le marché ETS : la compensation des effets indirects du prix carbone pour l'électrolyse (noté χ) et les allocations gratuites pour le vaporéformage (noté a).

Sans surprise, comme illustré dans les Figures 9 et 10, la compensation des effets indirects permet de diminuer le prix seuil nécessaire pour un contrat efficace. A l'inverse, les *strikes* sont croissants avec les allocations gratuites. Aussi, pour diminuer les coûts associés à la mise en place du CCfD pour les décideurs publics, il serait possible d'augmenter les compensations aux coûts indirects ou bien de diminuer les allocations gratuites.



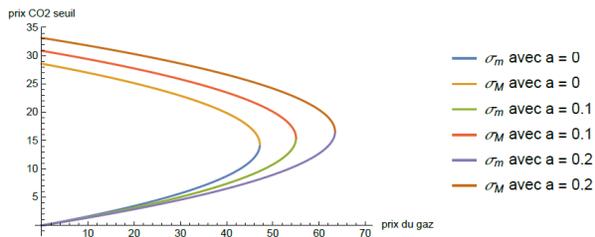
Impact des allocations gratuites pour le vaporéformage.



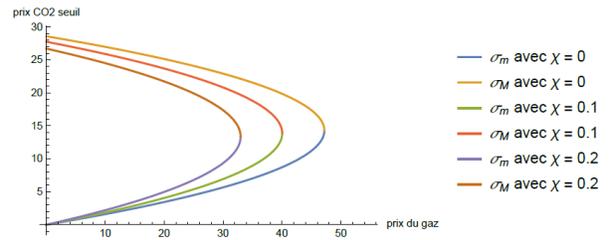
Impact des compensations des coûts indirects du carbone pour l'électrolyse.

Lecture : Les courbes ci-dessus représentent les modifications du *strike* (en €/t) - fonction du prix du gaz (en €/MWh), suite à des allocations gratuites de permis d'émissions pour le vaporéformage (à gauche) et de compensation des effets indirects du carbone pour l'électrolyse (à droite).

FIGURE 9 – Impacts des aides complétant le marché carbone sur le strike du CCfD en Allemagne.



Impact des allocations gratuites pour le vaporéformage.



Impact des compensations des coûts indirects du carbone pour l'électrolyse.

FIGURE 10 – Impacts des aides complétant le marché carbone sur le strike du CCfD en France.

4 Conclusion

Cette étude a porté sur la caractérisation d'un CCfD efficace pour le développement commercial de l'hydrogène décarboné. Notre analyse se concentre sur l'écart de coûts marginaux entre les technologies de vaporéformage et d'électrolyse. En omettant les coûts de stockage, de purification et de transport, nous nous intéressons uniquement à l'hydrogène produit sur le site de sa consommation, principalement pour un usage industriel.

Nous déterminons un prix seuil du gaz à partir duquel, quel que soit le prix du CO₂, l'hydrogène produit par électrolyse est moins coûteux que celui produit à partir de vaporéformage. Dans le cas où ce prix seuil est dépassé, le CCfD n'est pas efficace puisqu'il se substituerait aux prix de marché des intrants. Ce résultat a deux implications principales. D'une part, il faudrait tenir compte des évolutions futures du prix du gaz pour définir la durée du CCfD. D'autre part, il faudrait veiller à ce que le prix du gaz soit inférieur à ce seuil dans chaque région où le CCfD pourrait être implanté. Cela nous amène à la seconde conclusion principale, qui concerne les pays d'implémentation de cet outil. Vu la sensibilité du modèle aux prix de l'électricité (i.e. aux mix électriques et aux saisonnalités des demandes de l'électricité) il semble important de caractériser des CCfDs différents en fonction de chaque parc électrique. Ce résultat nous invite à déconseiller la mise en place d'un CCfD unique pour l'ensemble de l'Union Européenne, jugé économiquement inefficace du fait de la variété de parcs existant dans cette zone. Cette conclusion pourrait être reconsidérée dans l'hypothèse de l'existence d'un prix de l'électricité unique en Europe, comme étudié dans l'annexe B. Enfin, les politiques actuelles complétant le marché EU-ETS ne semblent pas empêcher la mise en place du CCfD. Cependant, réduire les allocations gratuites pour le vaporéformage ou augmenter les compensations des effets indirects du prix du CO₂ pour l'électrolyse pourrait améliorer l'efficacité de l'outil pour le développement de l'hydrogène décarboné. Dans tous les cas, ces aides complémentaires doivent être prises en compte dans la définition du CCfD puisqu'elles impactent la forme du *strike* et du paiement du contrat.

Pour approfondir notre analyse, un modèle multi-périodes pourrait être développé afin d'intégrer les décisions d'investissement. Les aides complémentaires au développement de la filière par électrolyse pourraient ainsi être étudiées. La prise en considération de coût de transport et de stockage permettrait d'étendre l'analyse et considérer d'autres consommateurs d'hydrogène.

L'étude des caractéristiques du CCfD pourrait aussi être complétée des deux manières suivantes. D'une part, une étude empirique de plus grande envergure permettrait de tester la validité des valeurs obtenues et leur sensibilité aux variations des paramètres des fonctions de coûts variables. D'autre part, évaluer l'impact environnemental de cette politique en termes d'émissions évitées permettrait d'assurer l'efficacité du CCfD en complément du marché EU-ETS.

Références

- Chiappinelli, O. et Neuhoff, K. Time-consistent carbon pricing : the role of carbon contracts for differences. *DIW Berlin Discussion Paper*, 1859, 2020. doi:10.2139/ssrn.3576402.
- Commission Européenne. A hydrogen strategy for a climate-neutral europe. Technical report, European Commission, 2020.
- CRE. Observatoire des marchés de Gros de l'électricité et du gaz naturel, du premier trimestre 2010 au deuxième trimestre 2019. Technical report, Commission de Régulation de l'Energie, 2010–2019. URL https://www.cre.fr/recherche?search_form%5BcontentType%5D=%2F1%2F2%2F16997%2F120%2F17001%2F&search_form%5BsearchText%5D=march%C3%A9+de+gros&search_form%5BstartDate%5D=&search_form%5BendDate%5D=.
- Eurostat. *Natural gas price statistics*. Europa, 2021. URL https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Natural_gas_price_statistics.
- FCH2JU. Opportunities for hydrogen energy technologies considering the national energy and climate plans. Technical report, Fuel cells and hydrogen joint undertaking, 2020. URL <https://www.fch.europa.eu/publications/opportunities-hydrogen-energy-technologies-considering-national-energy-climate-plans>.
- Helm, D. et Hepburn, C. Carbon contracts and energy policy : An outline proposal. 2005. URL https://www.researchgate.net/profile/Cameron-Hepburn/publication/228449831_Carbon_contracts_and_energy_policy_An_outline_proposal/links/0fcfd50b7b83352686000000/Carbon-contracts-and-energy-policy-An-outline-proposal.pdf.
- Hydrogen Council. Path to hydrogen competitiveness. a cost perspective. Technical report, Hydrogen Council, 2020. URL <https://hydrogencouncil.com/en/path-to-hydrogen-competitiveness-a-cost-perspective/>.
- Hydrogen Council. A perspective on hydrogen investment, market development and cost competitiveness. Technical report, Hydrogen Insights 2021, 2021. URL <https://hydrogencouncil.com/en/hydrogen-insights-2021/>.
- Hydrogen Europe. Hydrogen generation in europe : Overview of costs and key benefits. Technical report, Asset project, 2020a. URL https://ec.europa.eu/energy/studies_main/final_studies/hydrogen-generation-europe-overview-costs-and-key-benefits_en.
- Hydrogen Europe. Clean hydrogen monitor. Technical report, Hydrogen Europe, 2020b.
- Richstein, J. C. Project-based carbon contracts : A way to finance innovative low-carbon investments. *DIW Berlin Discussion Paper*, 1714, 2017. doi:10.2139/ssrn.3109302.

- Richstein, J. C. et Neuhoff, K. *Industrial innovation : pathways to deep decarbonization of industry. Part 3 : Policy implications. Carbon contract for difference - an overview*. ICF Consulted Services Limited for the European Commission, DG Climat, 2020.
- RTE. Signal prix du CO₂. analyse de son impact sur le système électrique européen. Technical report, Direction de l'économie, de la prospective et de la transparence, RTE, 2016. URL https://www.connaissancedesenergies.org/sites/default/files/pdf-actualites/etude_signal_prix_du_co2.pdf.
- RTE. La transition vers un hydrogène bas carbone. atouts et enjeux pour le système électrique à l'horizon 2030-3035. Technical report, Direction de l'économie, de la prospective et de la transparence, RTE, 2020.
- Sartor, O. et Bataille, C. *Decarbonising basic materials in Europe : How can Carbon Contracts-for-Difference could help bring breakthrough technologies to market*, volume Study N.06/19. IDDRI, 2019.
- Talebian, H., Herrera, O. E. et Mérida, W. Policy effectiveness on emissions and cost reduction for hydrogen supply chains : The case for british columbia. *International Journal of Hydrogen Energy*, 46(1) :898–1011, 2021. doi:10.1016/j.ijhydene.2020.09.190.

Annexes

A Etude économétrique détaillée pour la fonction de prix d'électricité en France et en Allemagne

Pour rappel, cette étude est réalisée à partir des données de la Commission de régulation de l'énergie (CRE, 2010–2019) publiées trimestriellement dans les « Observatoires Des Marchés ».

Les résultats des estimations des paramètres de la fonction de prix de l'électricité (2.2) pour la France et l'Allemagne sont donnés dans les tableaux 4 et 5.

Variable explicative	Estimation	Ecart-type	t-value	$P(> t)$
p_0	13,723	9,11	1,51	0,14
p_g	0,99	0,32	2,88	0,01
σ	2,25	1,37	1,64	0,11
σ^2	-0,06	0,05	-1,22	0,23

$$R^2 = 0,3235, R^2 \text{ ajusté} = 0.26, \text{p-value} < 0,005355$$

Tableau 4 – Résultats de la régression linéaire pour le cas français avec constante.

Variable explicative	Estimation	Ecart-type	t-value	$P(> t)$
p_0	3,58	5,28	0,68	0,50
p_g	0,92	0,18	5,00	1,98e-05
σ	2,99	0,79	3,76	0,0007
σ^2	-0,08	0,03	-2,71	0,0107

$$R^2 = 0.6658, R^2 \text{ ajusté} = 0.6345, \text{p-value} = 9,24e-08$$

Tableau 5 – Résultats de la régression linéaire pour le cas allemand avec constante.

La constante n'étant pas significative pour le cas français et le cas allemand, nous l'avons supprimée de la spécification du prix de l'électricité retenue pour la détermination des caractéristiques principales du CCfD. Cela permet de nettement améliorer la significativité du modèle et de chacun des paramètres, comme on peut le voir dans les tableaux 6 et 7.

Afin de vérifier la viabilité des modèles et de leurs estimations, nous réalisons une série de tests, dont les résultats sont présentés dans le tableau 8²³. Le test Saphiro-Wilk, choisi du fait de notre effectif restreint, ne permet pas de confirmer l'hypothèse de normalité des résidus pour le cas français. Cependant, le test de Breusch-Pagan ne permet pas de rejeter l'hypothèse d'homoscédasticité des résidus. Nous vérifions donc l'asymétrie et l'aplatissement : les résultats du test de Kurtosis nous

23. p-v = p-value.

Variable explicative	Estimation	Ecart-type	t-value	$P(> t)$
p_g	1,21	0,25	4,76	3,71e-05
σ	3,57	1,07	3,32	0,00219
σ^2	-0,11	0,04	-2,52	0,01692

$$R^2 = 0.9646, R^2 \text{ ajusté} = 0.9614, \text{p-value} < 2,2\text{e-}16$$

Tableau 6 – Résultats de la régression linéaire pour le cas français sans constante.

Variable explicative	Estimation	Ecart-type	t-value	$P(> t)$
p_g	0,995	0,14	6,96	5,93e-08
σ	3,33	0,66	5,50	4,2e-06
σ^2	-0,09	0,02	-3,84	5,29e-04

$$R^2 = 0.9857, R^2 \text{ ajusté} = 0.9844, \text{p-value} < 2,2\text{e-}16$$

Tableau 7 – Résultats de la régression linéaire pour le cas allemand sans constante.

test	France	Allemagne
Shapiro-Wilk	p-v = 0,001	p-v = 0,77
Breusch-Pagan	0,59	p-v = 0,39
Skewness	T=1,40 ; p-v = 0,002	T = 0,16 ; p-v = 0,67
Kurtosis	T = 5,10 ; p-v = 0,01	T= 3,65 ; p-v = 0,32

Tableau 8 – Résultats des tests sur les résidus pour les cas français et allemand, avec la base de données complètes.

invitent à vérifier la présence de points aberrants. Nous remarquons, avec les graphiques des résidus (Figure 1), que les points 26 et 27 sont atypiques. Il s'agit des données correspondant à l'hiver 2016-2017, hiver le plus froid qu'ait connu la région depuis plus de cent ans. Du fait de la forte demande en électricité durant cette période, le charbon a joué un rôle plus important que dans les autres trimestres dans la définition du prix de l'électricité. Notre spécification du prix de l'électricité ne tenant pas compte spécifiquement de l'influence de cette unité de production, nous avons retiré ces points de notre base de données.

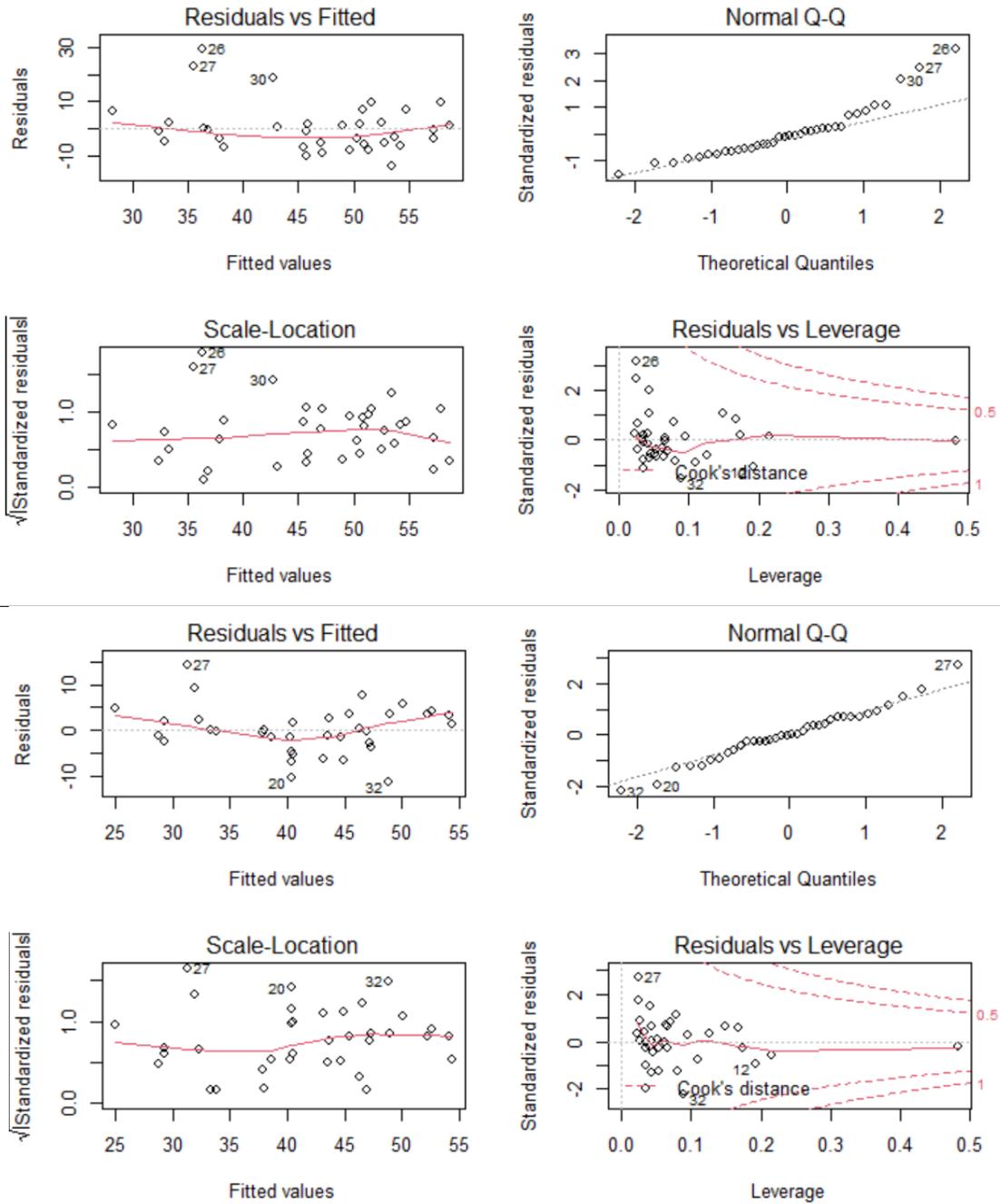


FIGURE 1 – Résidus des modèles (les 4 premières figures pour la France et les 4 dernières pour l’Allemagne) avec la base de données complète.

Avec cette nouvelle base de données, nous obtenons les résultats présentés dans les tableaux 9 et 10, qui sont meilleurs que précédemment en termes de significativité des coefficients et de prévision. Les tests des résidus pour la spécification du prix de l’électricité (2.2) avec $p_0 = 0$ ne permettent pas de rejeter les hypothèses de normalité (Tableau 11) dans le cas français et allemand. Nous utilisons, pour les prix de l’électricité en France et en Allemagne dans la partie 3, cette spécification avec

comme valeurs des paramètres celles fournies dans les Tableaux 9 et 10.

Variable explicative	Estimation	Ecart-type	t-value	$P(> t)$
p_g	1,22	0,18	6,64	2e-7
σ	3,16	0,78	4,05	0,000321
σ^2	-0,10	0,03	-2,83	0,008178

$$R^2 = 0.9806, R^2 \text{ ajusté} = 0.9788, \text{p-value} < 2,2\text{e-}16$$

Tableau 9 – Résultats de la régression linéaire pour le cas français, sans constante et sans l'hiver 2016-2017.

Variable explicative	Estimation	Ecart-type	t-value	$P(> t)$
p_g	1,00	0,12	8,23	2,7e-9
σ	3,16	0,52	6,12	8,76e-7
σ^2	-0,08	0,02	-4,09	0,000285

$$R^2 = 0.9897, R^2 \text{ ajusté} = 0.9887, \text{p-value} < 2,2\text{e-}16$$

Tableau 10 – Résultats de la régression linéaire pour le cas allemand, sans constante et sans l'hiver 2016-2017.

test	France	Allemagne
Shapiro-Wilk	p-v = 0,19	p-v = 0,66
Breusch-Pagan	0,75	p-v = 0,29
Skewness	T= 0,83 ; p-v = 0,04	T = -0,48 ; p-v = 0,21
Kurtosis	T = 4,07 ; p-v = 0,08	T= 2,95 ; p-v = 0,94

Tableau 11 – Résultats des tests sur les résidus pour les cas français et allemand, sans l'hiver 2016-2017.

B Détermination du CCfD en Europe et limites des résultats

Cette annexe présente le cas d'un CCfD européen dans l'hypothèse où un prix unique de l'électricité existerait dans l'Union européenne.

B.1 Données

B.1.1 Estimation des paramètres

Compte tenu de l'absence d'un prix unique de l'électricité en Europe, nous utilisons la moyenne des prix pour cette région, donnée fournie par le gestionnaire de réseau de transport d'électricité français (RTE, 2016). Cela nous permet d'obtenir une estimation des paramètres de la fonction d'électricité pour la moyenne des pays de l'Union Européenne. Conscients de l'imperfection de cette méthode, l'analyse du cas français avec les données RTE est également présentée afin de comparer les résultats obtenus avec les deux sources de données (RTE (2016) et CRE (2010–2019)).

	France	Europe
p_0	35,266	31,286
p_1	0,5361	0,8343
p_2	-0,0004	-0,0026

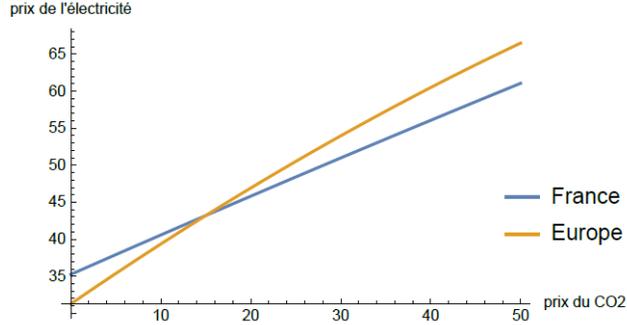
Tableau 12 – Valeurs de référence des paramètres du prix de l'électricité (€/MWh) en Europe et en France, avec $p_e(\sigma) = p_2\sigma^2 + p_1\sigma + p_0$.

A la différence de la section 3.1.1, le paramètre p_0 est non nul alors que le paramètre p_3 l'est. L'influence du parc de production électrique (i.e. l'impact du prix de la technologie marginale appelée) est ici intégrée dans la constante (p_0). Si cette distinction avec l'estimation à partir des données de la CRE implique des résultats différents résumés dans la suite de cette section, on peut toutefois noter la forte sensibilité des caractéristiques du CCfD aux mix électriques.

B.1.2 Analyse des coûts marginaux de production

En premier lieu, les coûts variables de la production d'hydrogène par électrolyse (i.e. les prix de l'électricité) sont plus faibles pour un parc décarboné comme dans le cas français que pour la moyenne du parc européen (pour un prix du CO₂ supérieur à 15 €/t) comme on peut le voir dans la Figure 2.

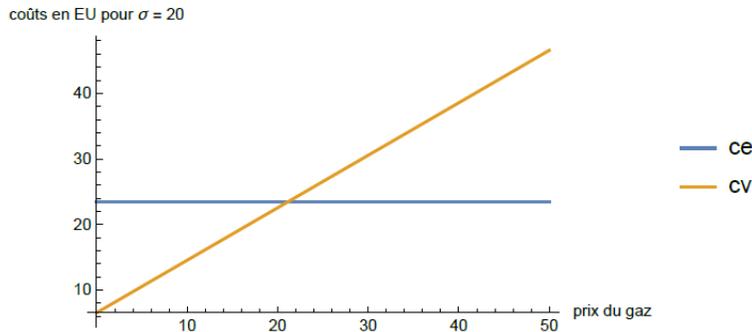
Le prix du gaz a également une forte influence sur le coût de production de l'hydrogène par vapo-réformage, et donc sur le *strike* et le paiement du CCfD. Cet impact est représenté dans la Figure 5. Les conséquences de la Proposition 2.2 y sont illustrées : il existe un prix seuil du gaz tel que le CCfD n'est pas utile puisque, quel que soit le prix du carbone, l'hydrogène par électrolyse est



Lecture : Les courbes ci-dessus représentent le prix de l'électricité en fonction du prix du du carbone en France (courbe bleue : $p_0 = 35,266$; $p_1 = 0,5361$; $p_2 = -0,0004$) et en Europe (courbe jaune : $p_0 = 31,286$; $p_1 = 0,8343$; $p_2 = -0,0026$). Ces prix sont identiques pour un prix carbone de 15€/t.

FIGURE 2 – Prix de l'électricité (€/MWh) en fonction du prix du CO₂ (€/t).

moins coûteux que par vaporéformage. Cependant, du fait de la forme différente de la fonction de prix d'électricité et de la valeur de ses paramètres, ce prix seuil ($\bar{p}_g^{\chi,a}$) est plus faible que dans les cas français et allemand puisque, pour l'Europe, $\bar{p}_g^{\chi,a} = 21,46$ €/MWh alors que, en France, $\bar{p}_g^{\chi,a} = 47,19$ €/MWh (avec les données de la CRE) et, en Allemagne, $\bar{p}_g^{\chi,a} = 31,15$ €/MWh.

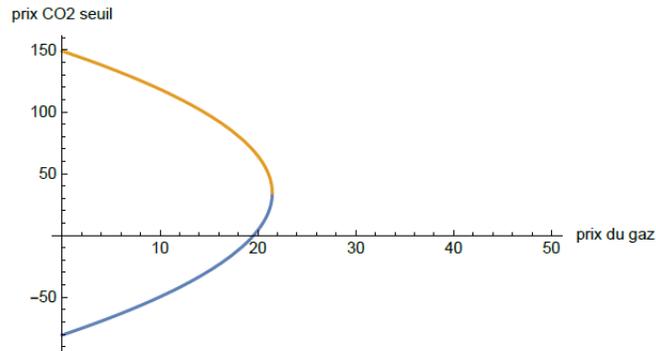


Lecture : La courbe bleue (respectivement orange), représente en fonction du prix du gaz (€/MWh), les coûts marginaux de la production d'hydrogène par électrolyse (resp. vaporéformage) en Allemagne (i.e. pour des paramètres dont les valeurs sont celles des Tableaux 2 et 3, lorsque le prix du carbone est de 20€/t. Pour tout prix du gaz inférieur à 21,46 €/MWh, le coût marginal de la production par électrolyse est supérieur à celui de la production par vaporéformage.

FIGURE 3 – Coûts marginaux des deux technologies en Europe.

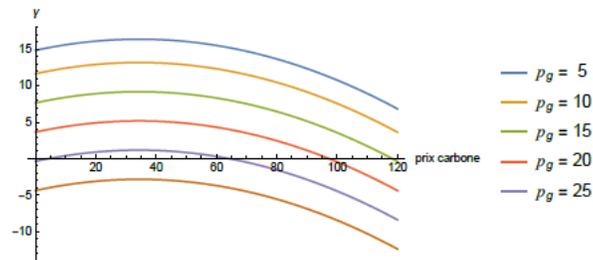
B.2 Analyse des caractéristiques des *strike* et paiement du CCfD

B.2.1 Strike et paiement sans aide complémentaire



Lecture : La courbe ci-dessus représente le *strike* du CCfD pour la moyenne des pays européens. Plus précisément, le couple $(\sigma_m; \sigma_M)$ pour cette région. L'abscisse du point de connexion des courbes de σ_m et σ_M correspond à $\bar{p}_g^{\chi, a}$ défini en (2.8) i.e. le prix du gaz au-dessus duquel le CCfD est inutile. Il est égal à 21,47€/MWh. Pour tout couple (p_g, σ) à l'intérieur de cette courbe, le paiement au producteur sera positif.

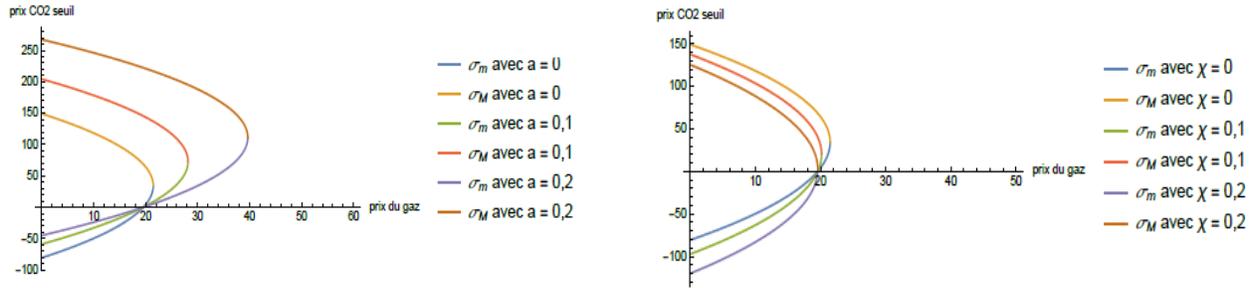
FIGURE 4 – Strikes du CCfD en Europe.



Lecture : Les courbes ci-dessus représentent le paiement du CCfD en Europe en fonction du prix carbone sur le marché (€/t) et de différents prix du gaz (€/MWh). A partir d'un certain prix du gaz (21,46€/MWh pour le cas européen sans aide complémentaire), le paiement est négatif quel que soit le prix du carbone, i.e. le CCfD n'est pas utile. Cela est visible pour $p_g = 25$.

FIGURE 5 – Paiement du CCfD en Europe en fonction du prix du gaz.

B.2.2 Impact des aides complémentaires



Impact des allocations gratuites pour le vaporéformage.

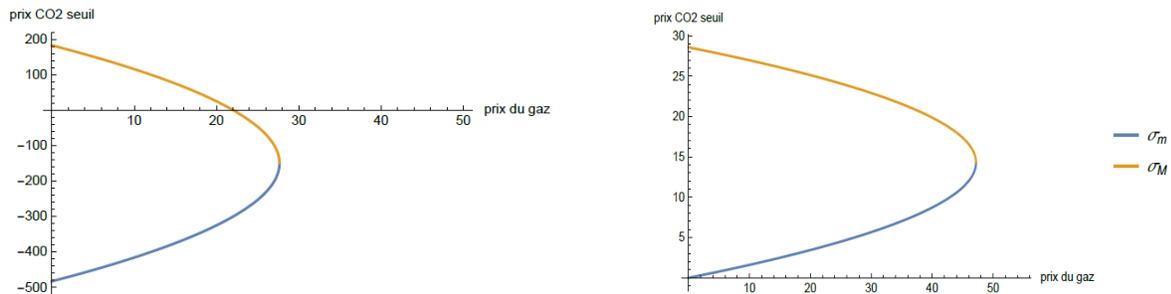
Impact des compensations des coûts indirects du carbone pour l'électrolyse.

Lecture : Les courbes ci-dessus représentent les modifications du *strike* (en €/t) - fonction du prix du gaz (en €/MWh), suite à des allocations gratuites de permis d'émissions pour le vaporéformage (à gauche) et de compensation des effets indirects du carbone pour l'électrolyse (à droite).

FIGURE 6 – Impacts des aides complétant le marché carbone sur le strike du CCfD en Europe.

B.3 Comparaison des résultats obtenus avec les deux jeux de données avec le cas français

La comparaison des résultats obtenus avec les deux sources de données met en lumière la sensibilité du *strike* et du paiement à celles-ci (c.f les Figures 7 et 8) et suggèrent que des erreurs pourraient résulter de l'imperfection des données recensées et/ou des erreurs de prévision des paramètres de référence.

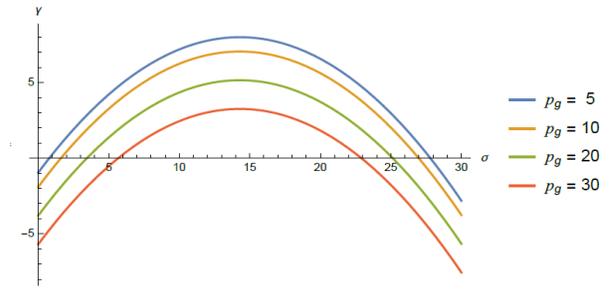
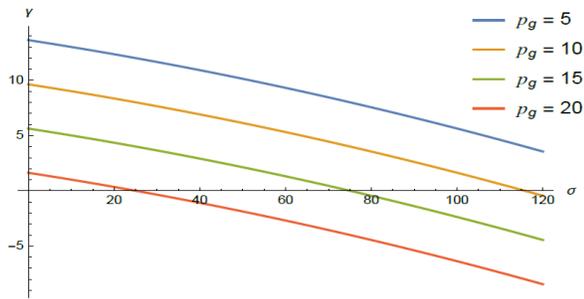


Prix seuils du CO₂ obtenus avec les données de RTE.

Prix seuils du CO₂ obtenus avec les données de la CRE.

Lecture : Les courbes ci-dessus représentent les différents prix seuils (en €/t) - fonctions du prix du gaz (en €/MWh), obtenus à partir des données RTE (à gauche) et des données de la CRE (à droite).

FIGURE 7 – Comparaison des *strike* français obtenus avec les données de la CRE et de RTE.



Paiements obtenus avec les données de RTE. Paiements obtenus avec les données de la CRE.
 Lecture : Les courbes ci-dessus représentent les différents paiements (en €/MWh) obtenus à partir des données RTE (à gauche) et des données de la CRE (à droite), en fonction de plusieurs prix du gaz (en €/MWh).

FIGURE 8 – Comparaison des paiements du CCfD français obtenus avec les données de la CRE et de RTE.

WORKING PAPER

DERNIERES PARUTIONS

Green innovation downturn: the role of imperfect competition Mohamed BAHLALI , René AÏD , Anna CRETI	N°2021-08
An assesmentof the European regulation on battery recycling for electric vehicles Quentin HOARAU , Etienne LORANG	N°2021-07
Technological progress and carbon price formation : an analysis of EU-ETS plants Marc BAUDRY , Anouk FAURE	N°2021-06
Implementing a CO₂ price floor in the electricity sector : analysis of two interconnected markets Corinne CHATON , Anna CRETI	N°2021-05
Sectoral, resource and carbon impacts of increased paper and cardboard recycling Philippe DELACOTE , Antonello LOBIANCO , Etienne LORANG	N°2021-04
Assessing the regional redistributive effect of renewable power production through a spot market algorithm simulator : the case of Italy Silvia CONCETTINI , Anna CRETI , Stanislao GUALDI	N°2021-03
Are mini-grid projects in Tanzania financially sustainable? Mamadou BARRY , Anna CRETI , Elias ZIGAH	N°2021-02
Better safe than sorry: macroprudential policy, Covid 19 and climate change Gaëtan LE QUANG , Laurence SCIALOM	N°2021-01

Directeur des publications Working Paper : Philippe Delacote

Les opinions exprimées dans ces documents par les auteurs nommés sont uniquement la responsabilité de ces auteurs.
Ils assument l'entière responsabilité de toute erreur ou omission.

La Chaire Economie du Climat est une initiative de l'Université Paris-Dauphine-PSL, de la CDC, de TOTAL et EDF, sous l'égide de la Dondation Institut Europlace de Finance.