

Le contrat carbone pour différences, un outil adapté pour la décarbonation de l'hydrogène ?

Corinne Chaton*
Coline Metta-Versmessen**

Le marché carbone EU-ETS n'est pas suffisant pour décarboner rapidement les secteurs où les technologies bas-carbone sont trop coûteuses par rapport aux technologies existantes. Pour y remédier, cette étude caractérise un « contrat carbone pour différences » (CCfD). Il s'agit d'un instrument qui garantit aux producteurs bas-carbone un prix carbone suffisant pour assurer la compétitivité de leur technologie par rapport à celles émettrices. Nous proposons une méthodologie pour concevoir les CCfD selon la région et le secteur d'application. Nous nous concentrons sur le développement de l'hydrogène par électrolyse comme alternative au vaporeformage du méthane. Du fait du double impact du prix carbone, nous soutenons que ce CCfD est un contrat complexe et qu'il devrait être défini pour des zones ayant un mix électrique homogène.

THE CARBON CONTRACT FOR DIFFERENCES, A SUITABLE TOOL FOR THE DECARBONATION OF HYDROGEN?

The EU-ETS carbon market is not sufficient to rapidly decarbonize sectors where low-carbon technologies are too expensive compared to existing technologies. To address this, our study characterizes a carbon contract for differences (CCfD). This is an instrument that guarantees producers using low-carbon technology a sufficient carbon price to ensure the competitiveness of their technology compared to emitting ones. We propose a methodology for policymakers to design CCfD according to their region and sectoral application. We focus on a CCfD for the development of hydrogen by electrolysis as an alternative to steam methane reforming. Due to the dual impact of carbon pricing, we argue that this CCfD is a complex contract and should be defined for areas with a homogeneous electricity mix.

Mots clés : transition énergétique, coût de l'énergie, CCfD, hydrogène bas-carbone, EU-ETS

Keywords: energy transition, energy cost, CCfD, low-carbon hydrogen, EU-ETS

Classification JEL : D47, H23, O38, Q48, Q52.

* Laboratoire de finance des marchés de l'énergie, EDF R&D. *Correspondance* : EDF R&D, Boulevard Gaspard Monge, 91120 Palaiseau, France. *Courriel* : corinne.chaton@edf.fr

** Université Paris Dauphine PSL, EDF R&D, Chaire Économie du climat. *Correspondance* : Chaire Économie du climat, Palais Brogniart, 16 place de la Bourse, 75002 Paris, France. *Courriel* : c.mettaversmessen@gmail.com

Les auteures sont seules responsables de ce travail, qui n'engage pas les institutions auxquelles elles appartiennent. Merci aux participants de la Conférence sur l'évaluation des politiques publiques (AFSE/DG Tresor) pour leurs remarques avisées.

INTRODUCTION

Alors que l'Union européenne (EU) s'est fixé l'objectif de la neutralité carbone pour 2050, le marché carbone EU-ETS n'est pas suffisant pour décarboner rapidement les secteurs aux technologies bas-carbone nécessaires mais trop coûteuses par rapport aux technologies existantes polluantes. Dans ce contexte, le « contrat carbone pour différences » (CCfD) est promu par la Commission européenne (CE) (EC [2023]) comme un moyen d'y remédier. À partir du contrat carbone décrit par Helm et Hepburn [2005], Richstein [2017] caractérise le premier CCfD comme un contrat assurant à l'investisseur bas-carbone un prix fixe du carbone pour sa production en engageant le gouvernement à couvrir la différence entre le prix fixé par le contrat et le prix de marché du carbone.

Cette mesure semble bénéficier d'un engouement de la part des gouvernements européens tandis que la littérature existante s'attache à souligner ses avantages pour la dépollution des secteurs à coûts élevés de décarbonation (cf. deuxième section). Cependant, ces études restent floues sur la caractérisation précise du contrat et sa mise en place effective. Pourtant, l'adaptation du CCfD à tout projet innovant de décarbonation n'est pas évidente. En particulier, il n'est pas trivial que ce mécanisme de soutien soit adapté aux projets basés sur l'électrification des usages. En effet, le prix de l'électricité sur le marché de gros, établi selon la logique du *merit order*¹, peut dépendre du prix du carbone. Par suite, le prix du carbone, généralement considéré comme une incitation à décarboner, peut affecter à la hausse les coûts de production à partir d'électricité. Le double effet du prix carbone² sur la compétitivité des projets bas-carbone par électrolyse complexifie ainsi la caractérisation d'un CCfD efficace.

Notre étude complète la littérature par la caractérisation précise du CCfD dans le cas d'un projet de décarbonation s'appuyant sur l'électrification des usages. En prenant pour exemple la production d'hydrogène en Europe, notre étude explicite deux éléments importants du CCfD, à savoir les prix du carbone fixés dans le contrat, appelés *strike*, et sa formule de paiement³. Cette analyse répond à deux objectifs : établir les conditions d'efficacité du CCfD et offrir une méthodologie aux acteurs du secteur pour la caractérisation du contrat.

Le cas spécifique de la production bas-carbone d'hydrogène en Europe nous semble particulièrement intéressant. En premier lieu, la production d'hydrogène est actuellement très polluante car elle repose presque exclusivement sur le vaporeformage d'énergie fossile (SMR, pour *steam methane reforming*). Aussi, la production mondiale d'hydrogène est responsable de 830 millions de tonnes (Mt) d'émissions de carbone (IEA [2019]). Rien qu'en Europe, 18 % des émissions de gaz à effet de serre sont dues à la production de matériaux industriels de

1. La logique du *merit order* consiste à appeler la centrale disponible la moins coûteuse pour produire 1 kilowattheure (kWh) supplémentaire. Aussi, le prix de l'électricité à un instant t est égal au coût marginal de la dernière unité de production appelée. Selon la charge demandée, cette dernière unité peut être une centrale à charbon ou à gaz dont les coûts marginaux dépendent du prix du carbone.

2. Ce double effet est causé par l'impact indirect du prix carbone sur le prix de l'électricité. Ainsi, une variation du prix du carbone a un impact direct (linéaire) sur le prix de l'électricité lorsqu'il n'y a pas de modification de la structure de production, et un impact indirect du fait, à long terme, de l'adaptation du parc et, à court terme, des changements dans l'ordre de mérite.

3. Le paiement du contrat est le montant versé aux producteurs par le gouvernement en fonction de la différence entre le *strike* et le prix carbone sur le marché.

base composés d'hydrogène, tels que les intrants chimiques, le ciment ou l'acier (Sartor et Bataille [2019]). La décarbonation de l'hydrogène par la substitution de technologies propres aux technologies polluantes permettrait donc de décarboner ces secteurs à haut coût marginaux de décarbonation (Ueckerdt *et al.* [2021]). Ce qui semble d'autant plus nécessaire que la production d'hydrogène est un secteur en grande expansion. Elle est passée de moins de 20 Mt/an en 1975 à plus de 70 Mt en 2018 (IEA [2019]). Ainsi, la Commission européenne et la plupart des États membres de l'UE reconnaissent l'hydrogène bas-carbone comme un outil crucial pour l'atteinte des objectifs climatiques et élaborent des stratégies pour son développement⁴. Dans ce contexte, les gouvernements semblent axer leur stratégie sur le développement de l'électrolyse pour décarboner la production d'hydrogène (notée PtH pour *power-to-hydrogen*) plutôt que sur des méthodes de captage et de stockage du carbone. Cependant, si des efforts ont été faits pour soutenir la phase de recherche et développement (R&D)⁵, peu de mesures concrètes ont été prises pour développer une production massive. Ainsi, selon l'Agence internationale de l'énergie (IEA [2021]), les investissements actuels et prévus en capacité de production par électrolyse sont insuffisants pour atteindre les objectifs européens.

L'obstacle principal au développement décentralisé de l'électrolyse est le manque de compétitivité de l'hydrogène PtH par rapport à la production par SMR. En effet, le coût de l'hydrogène produit exclusivement à partir d'énergies renouvelables varie entre 2,5 et 5,5 €/kg, alors que le coût de la production par SMR est de 1,5 €/kg. En outre, la réduction des coûts due aux économies d'échelle et aux effets d'apprentissage ne serait pas suffisante pour atteindre la compétitivité de l'électrolyse sans un système efficace de tarification du carbone, selon le gestionnaire de réseau de transport d'électricité français (RTE [2020]). Compte tenu des coûts actuels et futurs prévus de production d'hydrogène⁶, la gouvernance européenne considère qu'une intervention politique est nécessaire pour assurer la compétitivité de l'hydrogène PtH. Dans cette optique, le CCfD est un outil proposé par la Commission européenne dans sa « Stratégie de l'hydrogène pour une Europe climatiquement neutre » (EC [2020]).

En second lieu, il semble *a priori* que le CCfD pourrait être adapté pour soutenir la compétitivité des technologies bas-carbone de production d'hydrogène. En effet, Talebian, Herrera et Mérida [2021] s'intéressent à l'efficacité des politiques existantes ou potentielles⁷ visant le développement de la chaîne de production de véhicules légers à hydrogène en Colombie-Britannique, selon des critères environnementaux et économiques. En adoptant un modèle de minimisation des coûts multi-périodes, les auteurs montrent que les politiques les plus efficaces pour soutenir la production à grande échelle à partir de l'électrolyse sont les subventions aux coûts d'exploitation (*operating expenses*, OPEX), devant

4. En 2020, l'UE fixe des objectifs de 6 gigawatts (GW) de capacité d'électrolyseur d'ici à 2024 et de 40 GW d'ici à 2030, et de multiples gouvernements élaborent des stratégies nationales spécifiques à ce sujet (Gérard *et al.* [2020]).

5. Notamment grâce à des aides à l'innovation, fournies par le Projet important d'intérêt européen commun (PIIEC), le Fonds pour l'innovation, le programme « Horizon 2020 » ou d'autres programmes financés au niveau national.

6. Le choc sur les prix des carburants, provoqué par les conséquences de la crise du COVID-19 et de la guerre en Ukraine, semble affecter l'ensemble des prix de l'énergie à la hausse.

7. Le modèle considère les *low carbon fuel standards* et la taxe carbone actuellement en place en Colombie-Britannique, ainsi que des politiques potentielles (interdits ou subventions).

les subventions aux investissements et l'interdiction de la production de SMR. Dans ce contexte, les CCfD peuvent être considérés comme une subvention aux OPEX puisqu'ils réduisent les risques liés aux dépenses d'exploitation. Richstein et Neuhoff [2020] soulignent également la pertinence des CCfD dans le cas où il existe un risque sur le coût d'exploitation de la technologie bas-carbone. Cela peut correspondre à une situation de production d'hydrogène par électrolyse, puisqu'elle dépend des prix de l'électricité, connus pour être très variables.

Il semble donc approprié de vérifier les conditions d'efficacité du CCfD pour le déploiement de l'électrolyse en substitut du vaporeformage dans la production d'hydrogène. L'objectif de cette étude est de déterminer le *strike* et le paiement du CCfD permettant cette substitution. Pour cela, nous caractérisons un contrat visant l'égalité des coûts marginaux de production des deux technologies. Du fait des effets indirects du prix carbone sur le contrat, nous montrons qu'il peut y avoir plusieurs prix définissant le *strike* et non un seul seuil comme le suggèrent, par exemple, Sartor et Bataille [2019] et Richstein et Neuhoff [2020]. Nous définissons les conditions sur les prix des intrants pour lesquelles le CCfD peut être efficace. Nous défendons les avantages d'une phase de remboursement pour éviter les profits exceptionnels⁸ pour les bénéficiaires d'un CCfD et pour minimiser les dépenses publiques. Enfin, puisque le *strike* est affecté par le prix de l'électricité, nous invitons à caractériser le CCfD en fonction du mix électrique de chaque région d'implantation.

L'article est organisé comme suit. La deuxième section donne une description générale du CCfD, mise en perspective avec les politiques existantes de soutien à l'innovation pour la décarbonation industrielle. La troisième section est consacrée à la modélisation du contrat afin de déterminer le *strike* et le paiement appropriés pour inciter la substitution de la technologie SMR par l'électrolyse. Le CCfD le plus efficace, c'est-à-dire le contrat le moins coûteux permettant une équivalence des coûts marginaux de production d'hydrogène entre le SMR et l'électrolyse, est déterminé pour chaque conception de marché EU-ETS. Enfin, la quatrième section présente les résultats d'une estimation des CCfD français et allemand pour cette substitution.

LE CCFD ET L'ENVIRONNEMENT POLITIQUE

Le CCfD, un outil novateur de soutien à l'innovation bas-carbone

L'EU-ETS est le principal outil de décarbonation de l'industrie en Europe. Toutefois, compte tenu de l'ampleur des objectifs européens pour 2030, le marché du carbone présente des limites auxquelles le CCfD peut répondre. Par exemple, en tant qu'incitation à l'innovation, le CCfD protège du risque prix carbone à la baisse, ce qui n'est pas possible avec une couverture classique sur les permis

8. Nous parlons ici de profits exceptionnels pour les contractants du CCfD, comme expliqué dans la troisième section (sous-section « À long terme, un contrat indexable et/ou renégociable »), et non de ceux réalisés par les industriels grâce à la vente de permis d'émissions gratuits (Sijm, Neuhoff et Chen [2006]).

EU-ETS⁹. C'est pourquoi de multiples études soutiennent la nécessité de mettre en place des politiques supplémentaires pour le développement de technologies bas-carbone et soulignent l'intérêt des CCfD pour la décarbonation des matériaux industriels de base (par exemple Fischer et Newell [2008]; Bataille *et al.* [2018]; Neuhoff *et al.* [2019]; Krieger et Zipperer [2022]; Richstein et Neuhoff [2022]). Pour accélérer la transition énergétique, les pays européens ont déjà recours à des politiques supplémentaires telles que les prises de participation publiques, les garanties de prêt, les avances remboursables, les subventions d'investissement ou les tarifs de rachat.

Parmi les outils existants, les tarifs de rachat et le contrat pour différences (CfD) sont les politiques les plus proches du CCfD et actuellement les principales à être mises en œuvre pour soutenir le développement des énergies renouvelables dans le monde (Carfora, Pansini et Scandurra [2021]). Comme le CCfD, ces politiques garantissent un prix fixe pour les productions décarbonées. Mais contrairement aux CfD et CCfD, le tarif de rachat garantit la vente intégrale de la production avec un contrat à long terme à un prix d'exercice entre les signataires. En effet, le CfD et le CCfD ne garantissent pas l'accès au marché. Ils ne garantissent aux contractants qu'un prix fixe pour leur production, couvrant ainsi la volatilité du prix du marché pour les fournisseurs bas-carbone (Alao et Cuffe [2021]). Cependant, comme le notent Gerres et Linares [2020], le CfD couvre l'ensemble du plan d'affaires de l'électricien, contrairement au CCfD qui ne couvre que les coûts variables via un prix fixé du carbone.

Par rapport aux outils existants, le CCfD semble apporter deux avantages principaux : la couverture du risque pour les investisseurs et la faisabilité politique pour les gouvernements. Tout d'abord, ce contrat est promu pour son potentiel de réduction des risques pour les investisseurs dans les innovations bas-carbone. En effet, Jeddi, Lencz et Wildgrube [2021] expliquent que le contrat permet de réduire deux types de risques supportés par ces agents. Le premier, le *risque de dommage*, est lié aux variations dans le temps du prix carbone en raison des choix politiques. En ce sens, Chiappinelli et Neuhoff [2020] démontrent que le CCfD réduit le risque d'incohérence temporelle des stratégies gouvernementales. L'État étant lié par le contrat, il subit un compromis négatif si son évaluation des dommages environnementaux mène à une diminution du prix carbone. Le deuxième, le *risque de coût variable*, est causé par l'imaturité de la technologie bas-carbone. Ainsi, en fixant un prix élevé du carbone, le CCfD permettrait aux projets d'innovation de franchir la vallée de la mort¹⁰. Comme le démontre Richstein [2017] via un modèle analytique intégrant l'aversion au risque des investisseurs, le CCfD réduit ainsi les besoins de financement grâce à une prime de risque plus faible. Richstein et Neuhoff [2020] prolongent ce raisonnement en démontrant qu'en sécurisant les revenus du projet il réduit également le prix nécessaire du carbone pour l'investissement. Dans cet esprit, le modèle d'équilibre général utilisé par Jeddi, Lencz et Wildgrube [2021] montre que le CCfD permet d'atteindre un surplus collectif plus élevé que dans les situations où le prix du carbone est fixe ou totalement flexible.

9. Les industries peuvent se couvrir du risque d'une augmentation du prix du carbone en achetant les permis couvrant leurs émissions sur la période, au préalable de leur production effective.

10. C'est-à-dire l'échec du développement de projet innovant après une phase de R&D subventionnée.

De plus, les CCfD bénéficient d'un engouement de la part d'un nombre croissant de gouvernements¹¹ en raison des faibles contraintes politiques. Chiappinelli et Neuhoff [2020] justifient l'intérêt du gouvernement dans le contrat par le financement efficace par tonne d'émissions décarbonées, avec des retours possibles si le prix du carbone augmente au-dessus du prix fixé. Ainsi, le coût de cette politique ne représenterait qu'une petite partie du financement public de la transition énergétique selon Sartor et Bataille [2019]. Ensuite, ces auteurs soutiennent la possibilité d'une mise en œuvre rapide de cette mesure, contrairement aux autres politiques étudiées telles que l'introduction d'un prix carbone plancher ou des ajustements aux frontières.

Principales caractéristiques du CCfD

Le CCfD est principalement composé de six caractéristiques : le type de contrat, la durée, la couverture géographique, le mode d'allocation et, enfin, le *strike* et le paiement.

La littérature présente différents types de CCfD. Par exemple, Richstein [2017] caractérise ce qu'il appelle le CCfD « basé sur un projet » qui lie le paiement du contrat aux réductions d'émissions associées au projet afin de ne pas subventionner de portefeuilles de technologies. De leur côté, McWilliams et Zachmann [2021] introduisent le « contrat de commercialisation ». Celui-ci ne comporte pas de phase de remboursement et favorise ainsi la diffusion de la technologie bas-carbone après la phase de R&D. Le contrat que nous caractérisons, lié à la décarbonation de l'hydrogène et avec une phase de remboursement, se rapproche de celui défini par Richstein [2017].

Le type de contrat a une influence sur la deuxième caractéristique : la durée du contrat. Richstein [2017], en s'inspirant du contrat carbone de Helm et Hepburn [2005], considère un contrat long entre 20 et 30 ans, pour permettre une phase de remboursement compensant la période de subvention. Cependant, Sartor et Bataille [2019] suggèrent une durée de 5 à 10 ans et McWilliams et Zachmann [2021] considèrent qu'une période de 3 à 5 ans est suffisante pour couvrir la seule phase de commercialisation.

La troisième caractéristique est la zone géographique concernée par la mesure. La plupart des auteurs sont favorables à un développement européen du contrat, arguant que plus la mesure est homogène entre les pays, plus le coût de la politique sera faible, en raison d'une meilleure concurrence entre les acteurs (Gerres et Linares [2020]). Cependant, comme le montrent clairement les exemples allemand et néerlandais (Federal Government [2020]; Netherlands Enterprise Agency [2020]), les gouvernements semblent opter pour un développement national des CCfD dans le cas du soutien à l'hydrogène à faible teneur en carbone. Cette deuxième option est en accord avec notre application numérique (quatrième section).

11. Par exemple, la Commission européenne suggère l'utilisation du CCfD dans sa stratégie hydrogène et dans le programme « Fit for 55 » (EC [2020], [2021]). L'Allemagne l'envisage dans sa stratégie pour l'hydrogène (Federal Government [2020]) et les Pays-Bas l'ont mise en œuvre dans leur plan énergétique (Netherlands Enterprise Agency [2020]).

La quatrième caractéristique est le mode d'allocation. À notre connaissance, les auteurs sont unanimes pour recommander un système d'enchères en plusieurs étapes pour sélectionner les bénéficiaires du contrat ainsi que le *strike* (Richstein [2017]; Sartor et Bataille [2019]; Gerres et Linares [2020]). Dans ce cas, une concurrence parfaite entre les investisseurs permettrait de révéler la technologie bas-carbone la plus efficace et le *strike*. Cependant, les pouvoirs publics semblent favoriser une sélection de la technologie à subventionner et un *strike* plafond en amont des enchères. Outre la difficulté d'établir une concurrence parfaite dans la pratique de ces enchères, les pays peuvent avoir intérêt à sélectionner un secteur d'activité précis afin d'atteindre leurs objectifs nationaux de réduction des émissions.

Quel que soit le système d'allocation envisagé, à notre connaissance aucune étude n'a étudié en détail les deux dernières caractéristiques du CCfD : le *strike* et le paiement associés au contrat. Les études les plus précises à ce sujet sont, d'après nous, celles de Richstein [2017] et Richstein et Neuhoff [2022]. Cependant, elles se concentrent uniquement sur l'établissement du *strike*, et non sur la formule de paiement. Ainsi, Richstein [2017] détermine le *strike* comme étant le prix carbone permettant de minimiser le coût de la politique publique¹² sous contrainte de réalisation du projet bas-carbone¹³. Mais, lors de la détermination du *strike*, Richstein [2017] comme Richstein et Neuhoff [2022] ne détaillent pas les coûts d'exploitation spécifiques aux projets. Or, si ces coûts ne sont pas des fonctions linéaires du prix du carbone, comme cela peut être le cas pour les prix de l'électricité, l'unicité du prix qui constitue le *strike* ne nous semble pas évidente.

Comme Richstein [2017], nous considérons que l'objectif du CCfD pour le gouvernement est d'assurer à moindre coût la compétitivité de la production bas-carbone par rapport aux technologies existantes. Pour cela, nous considérons que le *strike* associé au contrat doit permettre l'égalité des coûts marginaux entre les deux technologies. En effet, si la technologie bas-carbone a des coûts marginaux supérieurs malgré le CCfD, aucune entreprise aurait intérêt à substituer sa technologie polluante par la technologie bas-carbone. Ainsi, en accord avec les résultats de Richstein [2017]¹⁴, le CCfD le moins coûteux, par la suite appelé « efficace », assure un prix carbone qui égalise les coûts marginaux de production des deux technologies. Mais, contrairement aux auteurs précédents, nous faisons l'hypothèse que l'écart de coûts d'exploitation entre les deux technologies peut ne pas être une fonction linéaire du prix carbone. Il peut donc exister plusieurs prix du carbone qui annulent les écarts de coûts des deux technologies. Par suite, le *strike* n'est pas nécessairement un unique prix, mais il est l'ensemble des prix carbone qui annulent la différence entre les coûts d'exploitation des deux technologies. En conséquence, cela interroge la littérature précédente qui cherche à déterminer un unique prix pour le *strike*.

12. Il minimise pour cela l'espérance du paiement, c'est-à-dire la différence entre le prix carbone de marché et le *strike*.

13. C'est-à-dire que l'entreprise qui produit avec une technologie moins carbonée que les technologies existantes réalise un profit positif ou nul.

14. « *In case there are no inefficiencies in providing grants the expected costs for funding the innovative project are thus minimized if the carbon contract price is equal to the incremental operational costs, and the fixed funding is equal to the incremental investment costs* » (Richstein [2017], p. 12).

Notre étude complète ainsi la littérature relative au CCfD. De plus, nous soulignons qu'il est primordial de ne pas négliger l'impact du prix carbone sur les coûts des projets bas-carbone. Plus précisément, nous caractérisons ce que seraient le *strike* et le paiement associés au CCfD à l'issue d'un système d'allocation parfait (anticipations et informations parfaites des autorités publiques ou concurrence parfaite dans un système d'enchères), à partir d'une analyse des coûts marginaux d'exploitation spécifiques à la production d'hydrogène.

LE MODÈLE

Hypothèses et cadre général

Le CCfD sur lequel se concentre notre analyse a pour objectif de soutenir la production d'hydrogène PtH en substitution de l'hydrogène par SMR en assurant la compétitivité des coûts variables de la technologie décarbonée. Nous caractérisons le contrat le moins coûteux pour le gouvernement permettant cette substitution. En tant que tel, le CCfD assure un prix carbone qui égalise les coûts marginaux de production des deux technologies. Nous considérons dans notre étude que les différences de coûts d'investissement sont négligeables¹⁵. Ce faisant, le contrat neutralise pour la technologie par électrolyse le risque sur le prix carbone et induit une indifférence pour l'investisseur dans le choix technologique si l'on néglige les coûts fixes¹⁶. Il est donc crucial de définir les fonctions de coûts marginaux de production des technologies.

L'hydrogène PtH, un produit autoconsommé

Si ce gaz est couramment utilisé à des fins industrielles, avec plus de 90 % de sa consommation provenant des raffineries et de l'industrie chimique¹⁷, il est difficilement stockable et transportable. C'est pourquoi, en 2020, deux tiers de la production européenne d'hydrogène ont été consommés sur place. De plus, selon plusieurs études (BEIS [2021]; Hydrogen Europe [2020]; Hydrogen Council [2021]), la grande majorité des coûts marginaux de production des deux technologies s'explique par les prix des intrants.

HYPOTHÈSE 1. *Nous supposons que la production et la consommation sont colocalisées¹⁸. Ainsi, les coûts de transport et de stockage sont négligés.*

15. Cette hypothèse est réaliste dans la mesure où les coûts fixes sont proches. En effet, d'après la Commission européenne (EC [2020]) les coûts marginaux expliquent la différence des coûts totaux des deux technologies.

16. Richstein [2017] démontre que la prime de risque à ajouter au contrat dépend principalement des coûts fixes et qu'elle n'a pas lieu d'être en leur absence.

17. Le reste de la production est réparti entre la production marchande et les sous-produits dans les processus industriels (Hydrogen Europe [2020]).

18. Nous discutons cette hypothèse dans la troisième section (sous-section « Nouveaux entrants sur le marché de l'hydrogène »).

Le coût marginal du SMR est une fonction croissante du prix du gaz naturel, de son facteur d'émission carbone et du prix du carbone sur l'EU-ETS. C'est une fonction décroissante de l'efficacité de la technologie. Le coût marginal du PtH est une fonction décroissante de l'efficacité de l'électrolyse et une fonction croissante du prix de l'électricité. Compte tenu des coûts marginaux observables des deux technologies (BEIS [2021]; EC [2020]) et les scénarios du Fuel Cells and Hydrogen 2 Joint Undertaking (FCH 2 JU) (Gérard *et al.* [2020]), l'hypothèse suivante est réaliste au moment de la rédaction.

HYPOTHÈSE 2. *Avant l'implantation d'un CCfD, le coût marginal du SMR, c_s , est inférieur à celui du PtH, c_e .*

Compte tenu de la structure des coûts marginaux, pour que l'électrolyse soit économiquement viable (c'est-à-dire pour que l'hypothèse 2 ne soit plus vérifiée), il est nécessaire d'avoir soit un meilleur rendement de l'électrolyse, soit des prix de l'électricité compétitifs par rapport au prix du gaz naturel utilisé pour le vaporeformage, soit des prix du carbone plus élevés pour le SMR. Cependant, les prix de l'électricité, du gaz naturel et du carbone sont principalement déterminés par les marchés et peuvent donc difficilement être influencés. En outre, l'amélioration des rendements technologiques prend du temps. D'autres solutions, comme le CCfD, peuvent donc être envisagées pour rendre l'hydrogène bas-carbone compétitif.

Le CCfD, un instrument de couverture des coûts variables

Une solution pour que la technologie de l'électrolyse soit compétitive est la mise en place d'un CCfD. Son objectif est de couvrir la différence entre les coûts variables du SMR et du PtH par le biais d'un *strike* efficace. Si le *strike* est considéré, dans la littérature, comme le prix carbone fixé dans le contrat, dans cet article nous définissons le *strike* efficace comme l'ensemble des prix carbone pour lesquels les coûts marginaux des deux technologies sont égaux. Ainsi, les coûts fixes ne sont pas intégrés dans la modélisation du CCfD, qui se concentre sur les coûts marginaux. Aussi, les coûts d'investissement pourraient être couverts, en amont de la mise en place d'un CCfD, par des subventions dédiées (Sartor et Bataille [2019]). Ces subventions seraient justifiées si l'objectif de l'État est de remplacer les capacités de production existantes (*i.e.* SMR) par des électrolyseurs et si le CCfD contribue à égaliser les coûts marginaux des deux technologies sur la période contractuelle. Elles peuvent ne pas être nécessaires si l'objectif est de remplacer les installations en fonction de leur propre cycle de vie. D'autant plus que, comme nous l'avons signalé précédemment, les coûts d'investissement n'expliquent pas la majeure partie de l'écart de coût de production entre les deux technologies (EC [2020]; BEIS [2021]).

Le CCfD est un contrat à long terme dont la seule variable est le prix du carbone. Par conséquent, quiconque développe ce type de contrat pour l'industrie de l'hydrogène doit faire des prévisions (ou des scénarios) pour les prix du gaz naturel et de l'électricité, ainsi que pour le rendement des technologies et leur facteur d'émission pendant la durée du contrat et donc considérer ce que nous appelons dans ce qui suit des *prix de référence* (par exemple, l'espérance des prix du gaz et de l'électricité pendant la durée du contrat). Cependant, comme le prix

de gros de l'électricité est déterminé par l'ordre de mérite¹⁹, les hypothèses sur les prix de l'électricité doivent tenir compte des prix des combustibles nécessaires à la production de cette énergie et de l'évolution du mix électrique. Cela peut se faire, comme nous l'avons fait par la suite, via la spécification d'une fonction de prix de l'électricité avec comme variables les prix de ces combustibles et du carbone.

Étant donné l'incertitude entourant le prix du gaz naturel et la forte incidence de ce prix sur le coût des technologies SMR et PtH²⁰, une autre possibilité consiste à indexer le contrat de base sur le prix du gaz naturel. Cette indexation permet alors de se couvrir contre le risque lié au prix du gaz. L'impact de cette indexation sur la caractérisation du CCfD est étudié ci-après, dans la sous-section « À long terme, un contrat indexable et/ou renégociable ». En l'absence de précision, les prix des combustibles sont donc considérés constants dans la troisième section.

HYPOTHÈSE 3. *Nous supposons que l'efficacité des technologies (r_s , celle du SMR et r_e celle du PtH), leurs facteurs d'émission (e_s , celui du vaporeformage) et les prix des combustibles (p_g le prix du gaz et p_c celui du charbon) sont connus et constants sur la durée du CCfD.*

Un modèle d'égalisation des coûts marginaux

Spécification des coûts marginaux de référence

Dans cette étude, la détermination du *strike* et du paiement se base sur les coûts marginaux des deux technologies²¹. Le coût marginal de référence de la production d'hydrogène par SMR (c_s) est fonction du prix de référence du gaz naturel (p_g), du rendement de référence de la technologie (r_s), du facteur d'émission de CO₂ (e_s), du prix du CO₂ sur l'EU-ETS (σ_t) et des allocations gratuites de permis d'émission EU-ETS. En effet, dans le cadre de l'EU-ETS, les producteurs d'hydrogène par SMR reçoivent actuellement des allocations gratuites de permis d'émission. Alors que cette allocation est souvent perçue à tort comme forfaitaire (*i.e. grandfathering allocation*), Demailly et Quirion [2006] soulignent qu'il s'agit plutôt d'un entre-deux entre allocation forfaitaire et allocation proportionnelle à la production (*i.e. output based allocation*). Aussi, dans notre analyse à la marge, seule la partie unitaire a un impact sur le coût marginal du SMR. Cette quasi-subsidiation réduit leur coût marginal d'émission de CO₂. Par conséquent, si l'on note $a \in [0; e_s]$ cette subvention unitaire, le coût marginal de référence de la production par vaporeformage peut être écrit comme suit :

$$c_s(\sigma_t, p_g) = p_g r_s + (e_s - a) \sigma_t \quad (1)$$

19. Les moyens de production d'électricité sont appelés par « ordre de mérite » ou *merit order*. Ainsi, si à t la dernière unité de production appelée est une centrale à gaz avec un rendement de r et un facteur d'émission de e , le prix considéré sera égal à $\frac{p_g}{r} + \varepsilon \sigma_t$, où p_g est le prix du gaz et σ_t celui du carbone.

20. Voir la sous-section « Spécification des coûts marginaux de référence » pour une explication détaillée de l'incidence du prix du gaz naturel sur la production PtH.

21. Pour une version simplifiée du modèle, le lecteur peut se référer à l'annexe I.

Le coût marginal de référence de la production d'hydrogène par électrolyse – PtH – (c_e) est fonction de son rendement de référence (r_e) et du prix de l'électricité (p_e). Comme mentionné précédemment, ce dernier dépend du prix carbone sur le marché (σ_r) et des prix des combustibles. Étant donné l'impact du prix du gaz naturel (p_g) sur les coûts marginaux des deux technologies, nous l'isolons des prix des autres combustibles dans la spécification de la fonction de prix de l'électricité. Les effets indirects du prix du CO₂ sur les coûts de production du PtH²² peuvent être compensés par des subventions unitaires²³ notées $b \in [0; 0,75]$. Compte tenu de ces subventions, le coût marginal de référence de la production d'électrolyse s'écrit

$$c_e(\sigma_r, p_g) = p_e(\sigma_r, p_g)r_e - b(p_e(\sigma_r, p_g)r_e - p_e(0, p_g)r_e). \quad (2)$$

Un prix limite du gaz naturel pour un CCfD efficace

L'objectif du CCfD est de compenser le prix de marché du carbone qui n'est pas suffisant pour le déploiement de l'hydrogène décarboné. Ainsi, une étape importante dans la caractérisation du CCfD consiste à calculer la différence entre les deux coûts marginaux de production de référence, c'est-à-dire

$$\gamma(\sigma_r, p_g) = c_e(\sigma_r, p_g) - c_s(\sigma_r, p_g). \quad (3)$$

Dans ce qui suit, nous spécifions la fonction de prix de l'électricité pour obtenir des solutions calculables. Nous posons

$$p_e(\sigma_r, p_g) = \beta_0 + \beta_1\sigma_r + \beta_2\sigma_r^2 + \beta_3p_g, \quad (4)$$

où les paramètres dépendent du mix électrique, de la demande de la région considérée et du type de prix considéré²⁴ (horaire, mensuel, etc.). Le paramètre β_0 représente l'influence de tous les paramètres qui ne sont pas les prix du carbone et du gaz naturel²⁵. Le double impact du prix carbone sur le prix de l'électricité est représenté par β_1 et β_2 et implique que ces paramètres sont de signes opposés. Ainsi, une variation du prix du carbone a un impact direct (linéaire) sur le prix de l'électricité quand il n'y a pas de modification de la structure de production et un impact indirect compte tenu, à court terme, des changements dans l'ordre de mérite et, à long terme, de l'adaptation du parc. Le paramètre β_3 représente

22. Ils sont représentés par la différence des coûts de production PtH entre un prix carbone quelconque et un prix carbone nul.

23. Depuis 2021, l'hydrogène est considéré comme un sous-secteur présentant un risque de fuite de carbone et peut bénéficier d'une compensation pour le transfert du prix carbone dans le prix de l'électricité allant jusqu'à 75 % des coûts indirects.

24. Notez que si nous ne considérons que des prix de l'électricité positifs, l'équation 4 n'est valable que pour certaines valeurs du prix du carbone, à savoir

$$\sigma_r \in \left[\max \left(0, \frac{\beta_1 - \sqrt{\beta_1^2 - 4\beta_2\beta_3p_g}}{-2\beta_2} \right); \frac{\beta_1 + \sqrt{\beta_1^2 - 4\beta_2\beta_3p_g}}{-2\beta_2} \right].$$

25. Ainsi, selon le type de prix et le mix électrique, β_0 peut couvrir l'impact d'autres coûts technologiques marginaux comme le charbon, ou l'impact du climat par exemple.

l'influence du prix du gaz naturel sur le prix de l'électricité. L'estimation des paramètres de cette fonction de prix est donnée pour la France et l'Allemagne dans la quatrième section.

Selon nos hypothèses, γ , qui est la différence des coûts marginaux, est une fonction quadratique du prix carbone. Donc, il peut y avoir plusieurs prix carbone égalisant les coûts marginaux, contrairement au présupposé des études précédentes. En effet, comme le coût marginal du vaporeformage augmente linéairement avec le prix du carbone alors que le coût marginal de l'électrolyse peut être croissant et concave avec le prix du carbone, ces coûts marginaux peuvent se croiser deux fois. Plus précisément, si $\beta_2 < 0$ (resp. $\beta_2 > 0$) alors γ est une fonction concave (resp. convexe) du prix carbone²⁶. Elle est décroissante (resp. croissante) en fonction du prix du gaz naturel si le rendement de PtH (r_e) est inférieur (resp. supérieur) à $\frac{r_g}{\beta_3}$ ²⁷. Elle est décroissante en fonction du coût marginal du SMR et croissante en fonction du coût marginal du PtH s'il n'y a pas de compensation des effets indirects du prix carbone sur les coûts de production par électrolyse²⁸, i.e. $b = 0$.

Le *strike* efficace est l'ensemble des prix positifs du CO₂ pour lesquels les coûts marginaux de production des deux technologies sont égaux. Ainsi, il est défini par la ou les solutions $\sigma_t \in \mathbb{R}$ de

$$\gamma(\sigma_t, p_g) = 0. \tag{5}$$

Le nombre de solutions dépend, entre autres facteurs, du prix du gaz. Ainsi, nous pouvons énoncer la proposition 1.

PROPOSITION 1. Notons \bar{p}_g le prix du gaz naturel annulant le discriminant de l'équation 5, i.e.

$$\bar{p}_g = -\frac{(e_s - a)^2 - 2\beta_1(e_s - a)r_e(1 - b) + r_e^2(\beta_1^2(1 - b) - 4\beta_0\beta_2)(1 - b)}{4\beta_2r_e(r_g - \beta_3r_e)(1 - b)}. \tag{6}$$

Si $p_g > \bar{p}_g$ alors pour tout σ_p , $\gamma \neq 0$. Dans ce cas, le CCfD est inadapté. Sinon, il existe au moins une solution à l'équation 5.

En d'autres termes, il existe un seuil de prix du gaz naturel (\bar{p}_g) dont dépend l'efficacité du CCfD. Pour tout prix du gaz naturel de référence au-dessus de ce seuil, le CCfD est inutile ou inefficace. Par contre, le CCfD trouve son intérêt si le prix de référence du gaz naturel est inférieur à ce seuil.

26. En effet, de (1)-(4), nous avons $\frac{\partial \gamma(\sigma_t, p_g)}{\partial \sigma_t} = r_e(\beta_1 + 2\beta_2\sigma_t)(1 - b) - (e_v - a)$ et $\frac{\partial^2 \gamma(\sigma_t, p_g)}{\partial \sigma_t^2} = 2\beta_2r_e(1 - b)$.

27. En effet, $\frac{\partial \gamma(\sigma_t, p_g)}{\partial p_g} = \beta_3r_e - r_g$.

28. Sinon, cela dépend du prix carbone puisque $\frac{\partial \gamma(\sigma_t, p_g)}{\partial \sigma_t} = \beta_0 + \beta_3p_g + (1 - b)\sigma_t(\beta_1 + \beta_2\sigma_t)$.

Le *strike* du CCfD : un ensemble de prix carbone

Comme signalé dans la sous-section précédente, le *strike* est déterminé par l'ensemble des solutions positives de l'équation 5. En conséquence, contrairement à notre connaissance de la littérature (e.g. Sartor et Bataille [2019] et Richstein et Neuhoff [2020]), plusieurs prix carbone peuvent le définir. Les solutions de l'équation 5 sont données dans la proposition 2.

PROPOSITION 2. *L'équation 3 admet les solutions suivantes.*

Si $p_g = \bar{p}_g$,

$$\bar{\sigma} = \frac{e_s - a}{2(1-b)\beta_2 r_e} - \frac{\beta_1}{2\beta_2}. \quad (7)$$

Si $p_g < \bar{p}_g$,

$$\sigma_1 = \bar{\sigma} - \frac{\Gamma_1}{\Gamma_2}, \quad (8)$$

$$\sigma_2 = \bar{\sigma} + \frac{\Gamma_1}{\Gamma_2}, \quad (9)$$

avec

$$\Gamma_1 = \sqrt{(e_s - a - \beta_1 r_e (1-b))^2 + (4\beta_2 r_e (-\beta_0 r_e + p_g (r_g - \beta_3 r_e)))(1-b)}, \quad (10)$$

$$\Gamma_2 = -2\beta_2 r_e (1-b). \quad (11)$$

Le cas spécifique pour lequel le prix de marché de référence du gaz naturel égalise le prix seuil \bar{p}_g est traité dans l'annexe III. Aussi, dans la suite de l'étude, nous considérons les cas où le prix du gaz est strictement inférieur au seuil.

PROPOSITION 3. *La positivité des solutions décrites dans la proposition 2 dépend du signe de β_2 (paramètre associé au prix carbone au carré dans la fonction de prix) et du prix du gaz. Plus précisément, si ce prix est inférieur ou supérieur à p_g^M avec*

$$p_g^M = \frac{\beta_0 r_e}{r_g - \beta_3 r_e}. \quad (12)$$

Aussi, nous pouvons énoncer la propriété suivante caractérisant le *strike*, c'est-à-dire les prix carbone positifs assurés par le contrat et induisant le paiement de ce dernier.

PROPRIÉTÉ 1. *Le CCfD devrait être mis en œuvre seulement si le prix de référence du gaz naturel est inférieur au seuil \bar{p}_g et dans ce cas le *strike* est déterminé par*

– le couple $(\sigma_1; \sigma_2)$ si $\beta_2 < 0$ et $p_g > p_g^M$,

– σ_2 si $\beta_2 < 0$ et $p_g \leq p_g^M$,

– le couple $(\sigma_1; \sigma_2)$ si $\beta_2 > 0$ et si $p_g^M < 0$ ou si $\beta_2 < 0$ et $p_g < p_g^M$,

– σ_1 si $\beta_2 > 0$ et si $0 < p_g^M < p_g$.

Démonstration. Cf. annexe II.

L'écart entre les deux valeurs possibles du couple *strike* est décrit par la proposition 4. Il dépend principalement des rendements des technologies.

PROPOSITION 4. *Les solutions de l'équation 5 vérifient :*

$$1. \frac{\partial \sigma_1}{\partial p_g} = -\frac{\partial \sigma_2}{\partial p_g}.$$

2. Si l'impact du prix du gaz de référence sur le coût marginal du PtH est inférieur (resp. supérieur) au rendement de référence du SMR, i.e. $r_e \times \beta_3 < r_g$, alors $\min(\sigma_1; \sigma_2)$ est croissante (resp. décroissante) et $\max(\sigma_1; \sigma_2)$ est décroissante (resp. croissante) en p_g .

Le paiement : une subvention ou taxe unitaire à la production

Dans le cas où un CCfD est adapté, le paiement du contrat est par définition la différence de coûts marginaux (définie par γ dans l'équation 3) induite par une différence entre le prix du carbone sur le marché en t et le *strike*. Il s'agit donc d'un montant proportionnel à la production et assurant la compétitivité de la technologie bas-carbone par rapport à la technologie existante à chaque t . De fait, lorsque l'équation 5 admet au moins une solution dans \mathbb{R}^+ , le paiement en t noté $\bar{\gamma}(\sigma_t)$ est une réécriture de γ en fonction du *strike* et du prix de marché du carbone (σ_t). De la propriété 1, le paiement unitaire du CCfD est caractérisé dans la propriété 2.

PROPRIÉTÉ 2.

Si le *strike* est le couple $(\sigma_1; \sigma_2)$, le paiement unitaire en t s'écrit

$$\bar{\gamma}(\sigma_t) = \begin{cases} \Gamma_1(\sigma_2 - \sigma_t) - \frac{\Gamma_2}{2}(\sigma_2 - \sigma_t)^2 & \text{if } \sigma_2 > \sigma_1, \\ -\Gamma_1(\sigma_1 - \sigma_t) - \frac{\Gamma_2}{2}(\sigma_1 - \sigma_t)^2 & \text{if } \sigma_2 < \sigma_1, \end{cases} \quad (13)$$

où Γ_1 et Γ_2 sont définis par les équations 10 et 11.

Le paiement peut être soit une subvention unitaire, soit une taxe unitaire à la production. En effet, si $\beta_2 < 0$ (resp. $\beta_2 > 0$) alors $\bar{\gamma}(\sigma_t)$ est négatif si le prix carbone est inférieur à σ_1 ou supérieur à σ_2 (resp. compris dans l'intervalle $[\sigma_2, \sigma_1]$). En d'autres termes, le paiement est une taxe unitaire qui s'apparente à un remboursement lorsque l'hydrogène PtH est plus compétitif que l'hydrogène SMR au cours de la période t . Pour faire face à cette situation, deux options politiques peuvent être envisagées :

1. Soit l'État annule les paiement négatifs ;
2. Soit l'État exige ces remboursements.

Nous discutons de ces deux possibilités dans la section suivante.

Implications politiques du CCfD à long terme

Dans la suite du document l'indice t signale que les prix considérés ne correspondent pas nécessairement au prix de référence mais sont les prix de la période/instant considéré *i.e.* en t , dont la valeur est désignée par la suite par « valeur réelle ».

À long terme, un contrat indexable et/ou renégociable

Le paiement négatif s'apparente à une forme de remboursement des producteurs ayant contracté le CCfD. Néanmoins, le remboursement au temps t n'implique pas un coût marginal plus élevé de la technologie PtH par rapport à la technologie SMR. En effet, si les valeurs de référence sont égales aux valeurs réelles en t , alors par définition, le paiement permet d'égaliser les coûts marginaux. Sans période de remboursement, les contractants pourraient bénéficier, sur la période du CCfD, de profits exceptionnels et le coût de la politique serait plus important. Par conséquent, si l'objectif du CCfD est simplement de compenser le manque de compétitivité de l'hydrogène PtH par rapport à l'hydrogène SMR, le remboursement doit être considéré. Donc $\bar{\gamma}(\sigma_t)$ peut être négatif. Par conséquent, sous l'hypothèse que pendant la période t (par exemple annuelle) la quantité produite par le producteur bénéficiant du contrat (\bar{i}) $q_{\bar{i}}(t) \leq K_{\bar{i}}^e$ (avec $K_{\bar{i}}^e$ la capacité de production de ce producteur) est constante²⁹, le paiement total de \bar{i} est $\bar{\gamma}(\sigma_t) \cdot q_{\bar{i}}(t)$.

Cependant, pendant la durée du CCfD (notée T), il est très probable que les valeurs de référence ne correspondent pas aux valeurs réelles au moment t . Dans ce cas :

$$c_e(\sigma_t, p_{g,t}) - \bar{\gamma}(\sigma_t) \neq c_s(\sigma_t, p_{g,t}). \quad (14)$$

Par conséquent, le surplus du producteur bénéficiant du CCfD peut être différent de celui qu'il aurait obtenu avec la technologie SMR. Cette différence de surplus est

$$\Delta S_{\bar{i}}(t) = (c_s(\sigma_t, p_{g,t}) - c_e(\sigma_t, p_{g,t}) + \bar{\gamma}(\sigma_t))q_{\bar{i}}(t). \quad (15)$$

Si les valeurs de référence du CCfD sont vérifiées par les valeurs réelles, alors pour tous les producteurs d'hydrogène PtH bénéficiant du contrat, la somme sur t des différences des surplus est nulle, c'est-à-dire $\forall \bar{i}, \sum_{t=1}^T \Delta S_{\bar{i}}(t) = 0$. Cela confirme que même si le paiement est négatif en t , le producteur contractant le CCfD a le même surplus que s'il produisait par vaporeformage.

Cependant, des chocs sur les prix du gaz naturel et/ou de l'électricité³⁰ ou de mauvaises anticipations des prix de référence au cours de la durée du contrat peuvent contribuer à ce que la différence des surplus sur la période diverge de zéro. Pour éviter cela, deux options peuvent être envisagées. Premièrement,

29. Cette hypothèse est relâchée dans l'annexe VIII.

30. Ces derniers sont caractérisés dans le modèle par des changements de la valeur des paramètres de l'équation de prix de l'électricité (équation 4) dus à des modifications de la capacité de production disponible, à des chocs de la demande et aux prix des combustibles.

ces chocs et/ou erreurs pourraient être des clauses de renégociation du CCfD. Deuxièmement, le *strike* pourrait être indexé sur le prix du gaz naturel. Cette indexation conduit à remplacer dans les expressions précédentes le prix du gaz de référence p_g par un prix de marché $p_{g,t}$. En pratique, elle impose aux autorités publiques en charge du contrat de suivre régulièrement (à chaque t , que ce soit un jour, un mois ou un an) le prix du gaz, comme pour le prix du carbone, afin d'en tenir compte pour le calcul du *strike* et donc des paiements. Évidemment, ces deux options ne sont pas exclusives.

Nouveaux entrants sur le marché de l'hydrogène

Bien que nous nous soyons concentrées sur l'autoconsommation de l'hydrogène (qui couvre les 2/3 de sa production) dont la grande majorité peut être décarbonée, le CCfD pourrait contribuer au développement d'un hydrogène décarboné commercialisé (Cihlar *et al.* [2020]; Hydrogen Council [2021]). Déterminer l'équilibre sur ce marché en croissance est un autre sujet. Néanmoins, nous donnons quelques pistes de raisonnement. Tout d'abord, étant donné l'importance des coûts de transport (BEIS [2021]), nous suggérons le développement d'un modèle de différenciation horizontale. Si l'on fait fi de ces coûts ou sous l'hypothèse raisonnable qu'ils sont identiques pour les technologies, alors un modèle dynamique devrait confirmer l'intuition suivante.

Considérons un classement par technologie de production des entreprises produisant l'hydrogène, qui est vu comme un bien homogène. Le groupe des producteurs d'hydrogène par vaporeformage (SMR) est représenté par $j \in (1, \dots, J)$ où K_j^s est la capacité de production du producteur j . Le groupe des producteurs d'hydrogène par électrolyse (PtH) est représenté par $i \in (1, \dots, I)$ où K_i^e est la capacité de production du producteur i .

Le SMR est la technologie prédominante et sa capacité de production est suffisante pour satisfaire la totalité de la demande d'hydrogène, notée $D(p_h)$, où p_h est le prix de l'hydrogène. En revanche, la capacité du PtH ne peut pas répondre à toute la demande. Ces hypothèses reflètent la situation actuelle. En effet, selon Hydrogen Europe [2020], la demande européenne en 2018 est de 8,3 Mt d'hydrogène alors que la capacité installée en électrolyse n'est que de 0,18 Mt. Alors que les scénarios prévoient une augmentation de cette demande jusqu'à 56,3 Mt d'ici à 2050 (FCH 2 JU [2019]), les investissements prévus en électrolyse ne permettraient de produire que 4,38 Mt en 2040. Ainsi, nous pouvons poser l'hypothèse suivante.

HYPOTHÈSE 4. Avant la mise en place des CCfD, les capacités des entreprises utilisant la technologie SMR (respectivement PtH) sont suffisantes (resp. inadéquates) pour satisfaire la demande globale, c'est-à-dire que quel que soit le prix de l'hydrogène p_h , les inégalités suivantes sont vérifiées :

$$\sum_{j=1}^J K_j^s \geq D(p_h), \quad (16)$$

$$\sum_{i=1}^I K_i^e < D(p_h). \quad (17)$$

Aujourd'hui, le prix de l'hydrogène commercialisé est principalement déterminé par le coût du vaporeformage. Des CCfD efficaces devraient contribuer à accroître la proportion de PtH dans la capacité de production de l'hydrogène du fait du remplacement des technologies existantes et/ou de l'investissement dans de nouvelles capacités pour satisfaire une demande croissante. Par conséquent, il devrait exister un moment \bar{T} à partir duquel, pour tout $t \geq \bar{T}$, il existe un prix de l'hydrogène (p_h) tel que $\sum_j^{J(t)} K_j < D(p_h)$, *i.e.* la production par vaporeformage ne peut plus satisfaire l'intégralité de la demande. Dans ce cas, l'hypothèse 4 n'est plus vérifiée et la technologie SMR affectera moins la formation du prix. \bar{T} dépend, entre autres éléments, du nombre de CCfD contractés et de la capacité de production des contractants. À partir de \bar{T} l'intérêt de ce CCfD se réduit, d'autant plus que la technologie PtH pourrait bénéficier de rendements d'échelle et d'un effet d'apprentissage. Mais attention, en phase de croissance, tant que les coûts marginaux du PtH sont supérieurs à ceux de SMR, sans CCfD des investissements dans les capacités SMR sont profitables. Une aide à l'investissement dans la technologie bas-carbone pourrait les éviter.

ILLUSTRATION NUMÉRIQUE : APPLICATION AUX CAS FRANÇAIS ET ALLEMAND

Dans cette section, les CCfD optimaux pour le développement de l'hydrogène par électrolyse en France et en Allemagne sont déterminés. Nous avons choisi de concentrer l'étude sur ces deux pays pour deux raisons. La première est leur intérêt déclaré pour le développement de l'hydrogène. En effet, ces deux pays ont établi des stratégies ambitieuses pour le développement de l'hydrogène bas-carbone (Ministère de la Transition écologique [2020]; Federal Government [2020]). Ensuite, ils sont représentatifs de l'hétérogénéité des parcs de production d'électricité au sein de l'UE. En France, plus de 90 % de l'électricité est décarbonée. Elle est principalement produite à partir de l'énergie nucléaire (environ 70 %) et de l'énergie hydraulique (13 %), avec une faible part de combustibles fossiles (7,5 %). En revanche, le mix électrique allemand comprend une part importante de combustibles fossiles (51 % répartis entre le charbon, le gaz naturel et le pétrole), avec une faible part d'énergie nucléaire (11 %).

Valeur des paramètres du modèle

Dans cette section, nous supposons que la production d'hydrogène ne dispose d'aucune flexibilité horaire et journalière³¹. De plus, le paiement du CCfD est considéré comme mensuel ou annuel. Par conséquent, nous utilisons des données mensuelles. Cependant, la pandémie de COVID-19 et la guerre en Ukraine (depuis mars 2022) ont eu de forts impacts sur les prix de l'énergie, le marché

31. Cette hypothèse est plausible puisque, dans le cas de l'autoconsommation d'hydrogène, le producteur dispose de très peu de flexibilité journalière.

carbone et les comportements de production et de consommation. Nous supposons que ces impacts persisteront. Ainsi, les données utilisées couvrent la période de janvier 2019 à novembre 2022, pour que l'avant-Covid ne biaise pas les estimations. Nous rappelons que notre objectif est uniquement illustratif et n'est pas d'étudier les perturbations des prix de l'électricité.

Prix de gros mensuel moyen de l'électricité

Les structures du parc de production d'électricité en France et en Allemagne étant différentes, les variables pour les prix de l'électricité dans ces deux pays le sont également. Ainsi, étant donné l'importance de la production d'électricité allemande à partir du charbon, il est nécessaire de réécrire le paramètre β_0 de la fonction de prix de l'électricité (équation 4) en fonction du prix du charbon (p_c)³², *i.e.*

$$\beta_0 = \beta_{0,c} + \beta_c p_c. \quad (18)$$

En raison de la structure du parc électrique français, le charbon n'a pas un impact significatif sur le prix de l'électricité³³. Par conséquent, nous retenons les spécifications suivantes de la fonction électricité :

– pour la France :

$$p_e = \beta_0 + \beta_1 \sigma_t + \beta_2 \sigma_t^2 + \beta_3 p_g + \varepsilon, \quad (19)$$

– pour l'Allemagne :

$$p_e = \beta_{0,c} + \beta_c p_c + \beta_1 \sigma_t + \beta_2 \sigma_t^2 + \beta_3 p_g + \varepsilon, \quad (20)$$

avec comme valeurs des paramètres estimés pour la France (respectivement l'Allemagne) celles du tableau 1 (respectivement du tableau 2). Ces estimations sont basées sur la méthode des moindres carrés ordinaires avec les données suivantes : prix de gros mensuels moyens de l'électricité en France et en Allemagne de janvier 2019 à mai 2022³⁴; prix à terme des émissions de carbone³⁵; contrats à terme sur le charbon à Rotterdam³⁶; prix de gros à terme du gaz naturel sur les marchés français (PEG)³⁷ et allemand (GASPOOL puis THE)³⁸.

32. Cela se reflète dans les estimations de l'annexe IX, où le paramètre β_0 de l'équation 4 n'est pas significatif avec les données allemandes (contrairement aux données françaises – *cf.* tableau A1), tandis que les paramètres $\beta_{0,c}$ et β_c de l'équation 18 sont significatifs avec les données allemandes, comme illustré par le tableau A3 (et non avec les données françaises).

33. *Cf.* annexe IX.

34. Source : <https://www.statista.com>.

35. Nous utilisons les prix à terme, car le marché spot du CO₂ est résiduel et les prix à terme et spot du CO₂ sont liés par une relation d'arbitrage *cash and carry*; plus précisément, la moyenne des valeurs de données mensuelles les plus élevées et les plus basses de www.investing.com/carbon.

36. Source : www.investing.com/coal.

37. Source : www.cnr.fr.

38. Source : www.tradinghub.eu.

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

Variable	Paramètre	Estimation	Écart type	Statistique t	$P (> t)$	I_c
	β_0	7,8296	2,5524	3,06744	0,0040	(2,662 ; 12,997)
σ_t^2	β_2	0,0031	0,0019	1,6757	0,1020	(- 0,0006 ; 0,0069)
p_g	β_3	2,0544	0,1251	16,4236	7×10^{-19}	(1,801 ; 2,308)

Notes : I_c : intervalle de confiance. R^2 ajusté = 0,977.

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

Variable	Paramètre	Estimation	Écart type	Statistique t	$P (> t)$	I_c
	$\beta_{0,c}$	- 44,3292	16,7005	- 2,6544	0,0130	(- 78,539 ; - 10,12)
p_c	β_c	3,2423	1,4027	2,3114	0,0284	(0,369 ; 6,116)
σ_t	β_1	2,7047	0,7927	3,4122	0,0020	(1,081 ; 4,328)
σ_t^2	β_2	- 0,0319	0,0111	- 2,8827	0,0075	(- 0,054 ; - 0,009)
p_g	β_3	0,869	1,4027	2,3114	0,0284	(0,111 ; 1,627)

Notes : I_c : intervalle de confiance. R^2 ajusté = 0,950.

Autres paramètres

Les valeurs de référence des paramètres, autres que les prix de l'électricité, utilisés dans notre application numérique pour déterminer le prélèvement et le paiement des CCfD, sont définies dans le tableau 3. Elles ont été déterminées à partir des données de Cihlar *et al.* [2020], Eurostat [2021] et RTE [2016]. Afin d'observer la sensibilité du CCfD aux variations des prix des intrants (gaz naturel et charbon), nous considérons plusieurs prix pour ces combustibles³⁹.

Tableau 3. Valeurs de référence pour les paramètres du modèle

r_s	e_s	r_e	a	b
80 %	0,328 g CO ₂ /MWh	50 %	0	0

Quel CCfD pour quelle situation ?

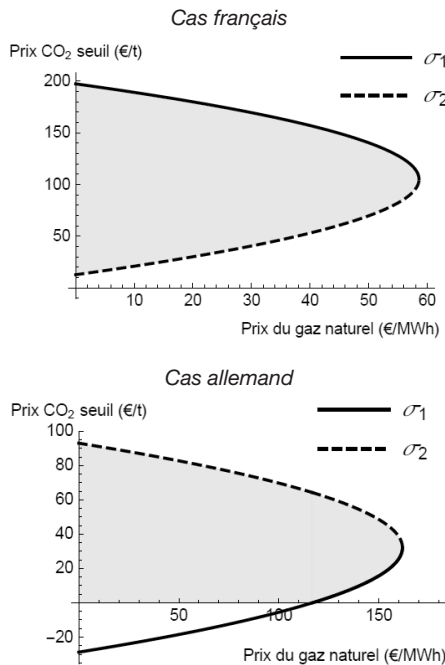
L'existence de prix de l'électricité distincts selon les actifs de production, la demande et la disponibilité des centrales conduit à des CCfD spécifiques à chaque région. Ainsi, étant donné les valeurs de référence des paramètres (*i.e.* sans aide d'État additionnelle) pour la France et l'Allemagne, nous obtenons comme spécifications des *strike* en fonction des prix des combustibles celles présentées dans le tableau 4 et illustrées dans la figure 1 pour un prix du charbon de 40 €/MWh.

39. Pour l'impact des variations du prix du charbon, *cf.* annexe VII.

Tableau 4. Valeur du strike en fonction du prix du gaz, sans aide additionnelle

France	$\sigma_1 = 105,04 + 320,245\sqrt{0,0831 - 0,0014p_g}$
	$\sigma_2 = 105,04 - 320,245\sqrt{0,0831 - 0,0014p_g}$
Allemagne	$\sigma_1 = 32,1285 - 31,3648\sqrt{-0,3641 + 0,1034p_c - 0,0233p_g}$
	$\sigma_2 = 32,1285 + 31,3648\sqrt{-0,3641 + 0,1034p_c - 0,0233p_g}$

Figure 1. Strike français et allemand en fonction du prix du gaz



Interprétation : Les courbes ci-dessus représentent le couple $(\sigma_1; \sigma_2)$ pour les deux pays (où le prix du charbon est égal à 40 €/MWh). L'abscisse du point de connexion des courbes σ_1 et σ_2 correspond à \bar{p}_g défini dans l'équation 6. Pour toute paire (p_g, σ) à l'intérieur des zones grises, le paiement au producteur est positif.

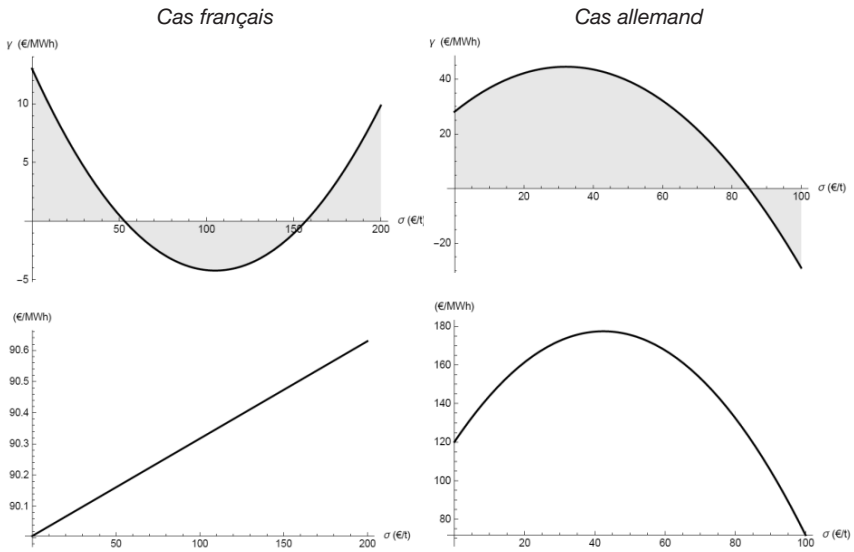
Comme indiqué précédemment, la fonction de paiement est très liée au *strike*. Par conséquent, la figure 2 montre une autre représentation de la figure 1 pour un prix du gaz donné ($p_g = 40$ €/MWh). En effet, les zones grises représentent les zones pour lesquelles une subvention est accordée aux contractants. Dans cette figure sont également représentés les prix de l'électricité en fonction du prix du carbone (pour des prix du gaz et de l'électricité donnés). Les paramètres de la fonction du prix d'électricité étant issus d'estimations, les intervalles de confiance de ces prix mais aussi des paiements qui en découlent sont représentés en annexe IV.

Paiement et *strike* sont sensibles aux variations du prix du gaz⁴⁰ et des aides additionnelles. En particulier⁴¹, le seuil de prix du gaz \bar{p}_g au-delà duquel le CCfD est inutile ainsi que les valeurs du *strike* sont affectés par les variations des aides additionnelles. Si l'annexe V détaille les mécanismes en jeu, les paragraphes ci-dessous résument les principaux résultats pour les cas français et allemand.

Cas français

Comme $\beta_2 > 0$, si le prix du gaz naturel est supérieur à \bar{p}_g (défini par l'équation 6 et égal à 58,6 €/MWh), alors un CCfD ne sera pas suffisant pour que la technologie de l'électrolyse soit compétitive par rapport à la technologie du vaporeformage. Le seuil de prix du gaz naturel p_g^M défini par l'équation 12 est négatif (égal à -17,231 €/MWh), alors le *strike* est défini par le couple $(\sigma_1; \sigma_2)$. De la proposition 1, nous déduisons $\sigma_1 > \sigma_2$ et si le prix du marché du CO₂ est compris dans l'intervalle $[\sigma_2; \sigma_1]$ alors le coût de l'hydrogène du SMR est plus élevé que celui de l'électrolyse. Par conséquent, en l'absence d'aide additionnelle, le CCfD n'est intéressant que si le prix du gaz naturel est inférieur à 58,6 €/MWh et si le prix du marché du CO₂ n'est pas dans la fourchette $[\sigma_2; \sigma_1]$. Cela est illustré dans la partie gauche de la figure 2 (zone grise).

Figure 2. Paiement du CCfD et prix de l'électricité en fonction de σ_t



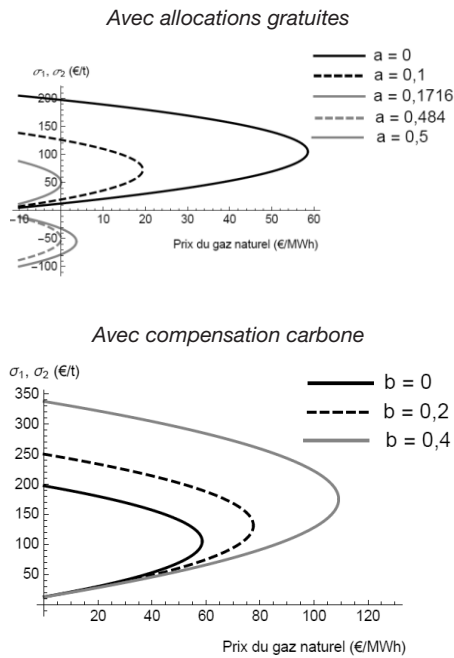
Interprétation : Les deux premières courbes représentent le paiement du CCfD français (courbe de gauche) et allemand (courbe de droite) en fonction du prix du carbone (€/t) pour $p_g = 40$ €/MWh et $p_c = 40$ €/MWh. Les zones grises sous l'axe des abscisses correspondent aux remboursements que le producteur d'hydrogène verse à l'État. Les deux dernières courbes représentent les prix de l'électricité en France (courbe de gauche) et en Allemagne (courbe de droite) en fonction du prix carbone pour $p_g = 40$ €/MWh et $p_c = 40$ €/MWh.

40. Toutes choses égales par ailleurs, si $\beta_3 r_e < r_g$ (cas allemand), plus le prix du gaz naturel est élevé, plus le paiement (et le remboursement le cas échéant) est faible. Évidemment, si $\beta_3 r_e > r_g$ (cas français) le paiement augmente avec le prix du gaz naturel. En effet, $\frac{\partial \bar{y}}{\partial p_g} = \beta_3 r_e - r_g$.

41. Dans la mesure où p_g^M n'est pas fonction de ces aides, le point d'intersection du *strike* avec l'axe des abscisses est le même quel que soit le montant de ces aides (soit -17,231 €/MWh pour la France et -60,638 + 4,435 p_c pour l'Allemagne).

La présence d'aides additionnelles affecte ces résultats. Nous synthétisons ici plusieurs mécanismes pour le cas français⁴². Dans le plan $Op_g\sigma_p$, la courbe représentant le *strike* du CCfD français avec allocation gratuite pour le SMR est nécessairement située à gauche de celle sans allocation gratuite si le montant de l'allocation unitaire a est inférieur à $e_s = 0,328$ €/MWh (cf. démonstration 3, annexe VI). Si $a > 0,172$ quel que soit le prix du CO₂, le CCfD n'est pas efficace (cf. démonstration 4, annexe VI). Ensuite, une compensation carbone pour l'électrolyse contribue à augmenter \bar{p}_g , comme le montre la démonstration 5 (annexe VI). Enfin, la mise en place d'une compensation carbone pour l'électrolyse contribue à diminuer σ_2 et à augmenter σ_1 . Ces variations sont d'autant plus importantes que la compensation carbone pour l'électrolyse est élevée (cf. démonstration 6, annexe VI). La figure 3 illustre l'impact de ces aides sur le *strike* français.

Figure 3. Impacts des aides complétant le marché du carbone sur le strike français



Interprétation : Les courbes ci-dessus représentent l'évolution du *strike* en fonction du prix du gaz, suite aux allocations gratuites de permis d'émission pour le SMR (en haut) et aux compensations des effets indirectes du prix carbone pour le PtH (en bas). Si non précisés, $b = 0$ et $a = 0$. Les $\sigma < 0$ sont donnés à titre indicatif mais ne constituent pas un *strike* réel.

42. Cf. annexe VI.

Cas allemand

Comme $\beta_2 < 0$ pour tout prix du gaz naturel supérieur à $\bar{p}_g = -15,619 + 4,435p_c$, l'hydrogène PtH est plus rentable que par SMR. Notez que quel que soit le prix du gaz naturel, si le prix du charbon est inférieur à 4,5 €/MWh, le coût marginal du PtH est inférieur à celui du SMR. Comme $p_g^M = -60,638 + 4,435p_c$, si $p_c < 13,67$ €/MWh, alors quel que soit le prix du gaz naturel $\sigma_1 > 0$. Dans ce cas, le *strike* est défini par le couple $(\sigma_1; \sigma_2)$. Le CCfD est utile sous deux conditions. Premièrement, les prix du gaz naturel doivent être inférieurs à $-15,619 + 4,435p_c$. Deuxièmement, les prix du CO₂ doivent être compris dans l'intervalle $[\max(0, \sigma_1); \sigma_2]$ (zone grise dans la partie droite de la figure 1). Pour finir, nous remarquons que l'impact du prix du charbon sur le CCfD allemand n'est pas négligeable.

L'impact des aides additionnelles sur le CCfD allemand est ambigu, d'autant plus qu'elles interagissent. Ainsi, si l'on s'intéresse à leur impact sur le seuil de prix du gaz naturel au-delà duquel le CCfD n'est pas efficace (\bar{p}_g), on obtient les résultats suivants. Si $a > -1,024 + 1,352b$ alors \bar{p}_g est une fonction croissante de a , sinon décroissante. Dans la figure 4, b est nul. Dans ce cas, pour tout $a > 0$, \bar{p}_g se déplace vers la droite lorsque a augmente.

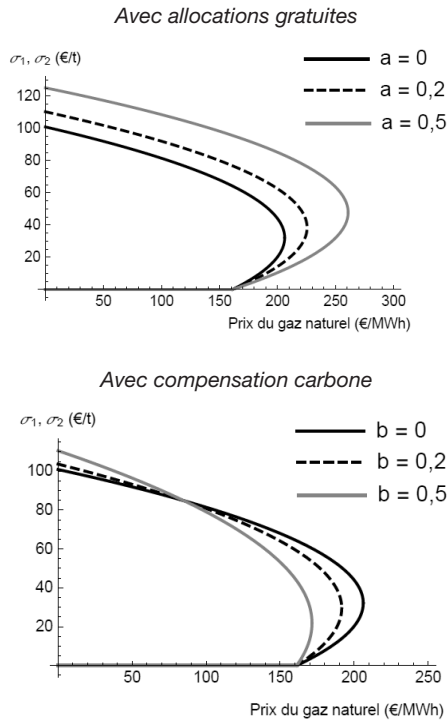
Étant donné la valeur des paramètres, \bar{p}_g est une fonction croissante de b , si b est inférieur à \underline{b} , puis croissante pour b entre $[\underline{b}, \bar{b}]$ et enfin décroissante si b est supérieur à \bar{b} ⁴³. Il existe un seuil dépendant du prix du gaz naturel, du prix du charbon et de b , noté a^s tel que si a est inférieur à ce seuil alors σ_2 (resp. σ_1) est croissant (resp. décroissant) en a . Si $a > a^s$ alors σ_2 augmente avec a et σ_1 diminue avec a ⁴⁴. Dans le cas où b est égal à zéro, le prix du charbon est égal à 50 €/MWh, a^s est supérieure à 1, donc le *strike* augmente avec l'allocation gratuite pour les SMR comme le montre la figure 4.

L'impact de b sur le *strike* n'est pas évident (cf. équation 33 et 34). Si le prix du gaz naturel est inférieur à $\frac{a\beta_1 - e_s\beta_1 - \beta_0\beta_2r_e}{\beta_2(\beta_3r_e - r_g)}$ alors σ_2 augmente avec b et σ_1 diminue avec b , sinon σ_2 diminue avec b et σ_1 augmente. La figure 4 illustre cela pour le cas où $p_c = 50$ €/MWh et où il n'y a pas d'allocation gratuite pour le SMR ($a = 0$). Dans ce cas, pour tout prix du gaz naturel inférieur (resp. supérieur) à 84,9 €/MWh, le *strike* augmente (resp. diminue) avec la compensation carbone pour le PtH.

43. $\bar{b} = 1 - 9,31 \times 10^{-23} \sqrt{6,790 \times 10^{42} + a(-4,140 \times 10^{43} + 6,311 \times 10^{43} a)}$ et $\underline{b} = 1 + 9,308 \times 10^{-23} \sqrt{6,790 \times 10^{42} + a(-4,140 \times 10^{43} + 6,311 \times 10^{43} a)}$.

44. Étant donné les valeurs des paramètres, $a^s = -3,764 \times 10^{16} + p_c(2,753 \times 10^{15} - 2,753 \times 10^{15}b) + b(3,764 \times 10^{16} + 11,844b) + p_g(-6,2065 \times 10^{14} + 6,2065 \times 10^{14}b)$.

Figure 4. Impacts des aides complétant le marché du carbone sur le strike allemand



Interprétation : Les courbes ci-dessus représentent l'évolution du *strike* (€/t) en fonction du prix du gaz (€/MWh) pour $p_c = 50$ €/MWh, suite aux allocations gratuites de permis d'émission pour le vaporeformage (en haut) et aux compensations indirectes de carbone pour l'électrolyse (en bas).

CONCLUSION

Dans cette étude, nous caractérisons un CCfD efficace pour la substitution du vaporeformage par l'électrolyse dans la production d'hydrogène. En centrant le modèle sur le différentiel de coût marginal entre les technologies SMR et PtH, nous montrons que la caractérisation est complexe. En effet, comme la production d'hydrogène par électrolyse repose sur l'électrification des usages, le contrat est affecté par l'effet ambigu du prix carbone. En plus d'offrir une méthodologie pour caractériser le CCfD, cet article montre les propriétés générales de la fonction de *strike* et de paiement pour le cas particulier de l'hydrogène décarboné.

Premièrement, la caractérisation du CCfD est très sensible aux fonctions de coûts marginaux des technologies en jeu. Par conséquent, dans le cas de l'hydrogène, une attention particulière doit être accordée à la fonction de prix de l'électricité et à ses intrants principaux : les prix du gaz et du carbone. Ce dernier ayant un double impact sur le prix de l'électricité, le CCfD n'est pas nécessairement construit à partir d'un seul unique du prix carbone. En réalité, notre modèle montre que le *strike* peut être un couple de prix carbone. Du fait de la sensibilité du modèle au prix du gaz, nous proposons des clauses de renégociation et/ou une

indexation du contrat en fonction des variations du prix du gaz. De plus, en raison des différentes structures du mix électrique entre les États membres européens, nos résultats sont en faveur d'une caractérisation nationale du CCfD et contre la mise en œuvre d'un CCfD unique pour l'ensemble de l'UE qui serait économiquement inefficace. Ensuite, nous plaçons pour un CCfD incluant une phase de remboursement afin d'éviter des bénéfices exceptionnels. En effet, en considérant une construction efficace du CCfD, la phase de remboursement n'implique pas de perte pour l'entrepreneur qui produit par électrolyse par rapport à une situation où il produit par SMR. Enfin, les politiques actuelles complétant le marché EU-ETS ne semblent pas empêcher la mise en œuvre du CCfD. Cependant, ces aides supplémentaires doivent être prises en compte dans la définition du CCfD car elles ont un impact sur la forme du *strike* et du paiement.

L'étude des caractéristiques du CCfD pourrait être complétée des trois manières suivantes. Tout d'abord, une étude empirique plus large pourrait tester la validité des valeurs obtenues et leur sensibilité aux variations des paramètres des fonctions de coûts variables. Ensuite, l'évaluation de l'impact environnemental de cette politique en termes d'émissions évitées permettrait de garantir l'efficacité du CCfD en tant que complément du marché EU-ETS. Enfin, une analyse précise de la nécessité d'une combinaison avec des subventions d'investissement par une comparaison avec un CCfD couvrant l'ensemble du plan d'affaires peut être envisagée.

RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- ALAO O. et CUFFE P. [2021], « Structuring Contract-for-Difference Instruments for Hedging Electricity Price Risks on a Blockchain-Based Marketplace », *working paper*, <https://doi.org/10.36227/techrxiv.14140814.v1>.
- BATAILLE C., ÅHMAN M., NEUHOFF K. *et al.* [2018], « A Review of Technology and Policy Deep Decarbonization Pathway Options for Making Energy-Intensive Industry Production Consistent with the Paris Agreement », *Journal of Cleaner Production*, 187, p. 960-973.
- BEIS [2021], *Hydrogen Production Costs 2021*, Londres, Department for Business, Energy & Industrial Strategy.
- CARFORA A., PANSINI R. V. et SCANDURRA G. [2021], « The Role of Environmental Taxes and Public Policies in Supporting RES Investments in EU Countries : Barriers and Mimicking Effects », *Energy Policy*, 149, art. 112044.
- CHIAPPINELLI O. et NEUHOFF K. [2020], « Time-Consistent Carbon Pricing : The Role of Carbon Contracts for Differences », *DIW Berlin Discussion Paper*, 1859.
- CIHLAR J. *et al.* [2020], *Hydrogen Generation in Europe : Overview of Costs and Key Benefits*, Luxembourg, Publications Office of the European Union.
- DEMAILLY D. et QUIRION P. [2006], « CO₂ Abatement, Competitiveness and Leakage in the European Cement Industry Under the EU ETS : Grandfathering Versus Output-Based Allocation », *Climate Policy*, 6 (1), p. 93-113.
- EC [2020], « A Hydrogen Strategy for a Climate-Neutral Europe », European Commission, 8 juillet.
- EC [2023], « Directive (EU) 2023/959 of the European Parliament and of the Council of 10 May 2023 Amending Directive 2003/87/EC Establishing a System for Greenhouse Gas Emission Allowance Trading within the Union and Decision (EU) 2015/1814 Concerning the Establishment and Operation of a Market Stability Reserve for the Union Greenhouse Gas Emission Trading System », *Official Journal of the European Union*, L 130, p. 134-202.

- EUROSTAT [2021], « Natural Gas Price Statistics », <https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/>.
- FCH 2 JU [2019], *Hydrogen Roadmap Europe : A Sustainable Pathway for the European Energy Transition*, Luxembourg, Publications Office of the European Union.
- FEDERAL GOVERNMENT [2020], *The National Hydrogen Strategy*, Berlin, Federal Ministry for Economic Affairs, Energy Public Relations Division.
- FISCHER C. et NEWELL R. G. [2008], « Environmental and Technology Policies for Climate Mitigation », *Journal of Environmental Economics and Management*, 55 (2), p. 142-162.
- GÉRARD F., VAN NUFFEL L., SMIT T. *et al.* [2020], *Opportunities for Hydrogen Energy Technologies Considering the National Energy and Climate Plans*, Bruxelles, Fuel Cells and Hydrogen 2 Joint Undertaking.
- GERRES T. et LINARES P. [2020], « Carbon Contracts for Difference : Their Role in European Industrial Decarbonization », *Policy Brief*, Climate Friendly Materials Platform, septembre.
- HELM D. et HEPBURN C. [2005], « Carbon Contracts and Energy Policy : An Outline Proposal », *working paper*, Oxford University Department of Economics.
- HYDROGEN COUNCIL [2021], *A Perspective on Hydrogen Investment, Market Development and Cost Competitiveness*, Bruxelles, Hydrogen Council.
- HYDROGEN EUROPE [2020], *Clean Hydrogen Monitor*, Bruxelles, Hydrogen Europe.
- IEA [2019], *The Future of Hydrogen : Seizing Today's Opportunities*, Paris, International Energy Agency.
- IEA [2021], *Global Hydrogen Review 2021*, Paris, International Energy Agency.
- JEDDI S., LENCZ D. et WILDGRUBE T. [2021], « Complementing Carbon Prices with Carbon Contracts for Difference in the Presence of Risk – When Is It Beneficial and When Not ? », *EWI Working Paper*, 21/09.
- KRIEGER B. et ZIPPERER V. [2022], « Does Green Public Procurement Trigger Environmental Innovations ? », *Research Policy*, 51 (6), art. 104516.
- MCWILLIAMS B. et ZACHMANN G. [2021], « Commercialisation Contracts : European Support for Low-Carbon Technology Deployment », *Policy Contribution*, 15/2021, Bruegel.
- MINISTÈRE DE LA TRANSITION ÉCOLOGIQUE [2020], « Stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène décarboné en France », communiqué de presse.
- NETHERLANDS ENTERPRISE AGENCY [2020], *SDE++ 2020 Stimulation of Sustainable Energy Production and Climate Transition*, Zwolle, Netherlands Enterprise Agency.
- NEUHOFF K., CHIAPPINELLI O., GERRES T. *et al.* [2019], *Building Blocks for a Climate-Neutral European Industrial Sector*, Londres, Climate Strategies.
- RICHSTEIN J. C. [2017], « Project-Based Carbon Contracts : A Way to Finance Innovative Low-Carbon Investments », *DIW Berlin Discussion Paper*, 1714.
- RICHSTEIN J. C. et NEUHOFF K. [2020], *Industrial Innovation : Pathways to Deep Decarbonization of Industry. Part 3 : Policy Implications. Carbon Contract for Difference – An Overview*, Londres, ICF Consulted Services Limited.
- RICHSTEIN J. C. et NEUHOFF K. [2022], « Carbon Contracts-for-Difference: How to de-Risk Innovative Investments for a Low-Carbon Industry », *iScience*, 25 (8), art. 104700.
- RTE [2016], *Signal prix du CO₂. Analyse de son impact sur le système électrique européen*, La Défense, RTE.
- RTE [2020], *La transition vers un hydrogène bas carbone. Atouts et enjeux pour le système électrique à l'horizon 2030-3035*, La Défense, RTE.
- SARTOR O. et BATAILLE C. [2019], « Decarbonising Basic Materials in Europe : How Carbon Contracts-for-Difference Could Help Bring Breakthrough Technologies to Market », *IDDRI Study*, 06/19.
- SIJM J., NEUHOFF K. et CHEN Y. [2006], « CO₂ Cost Pass-Through and Windfall Profits in the Power Sector », *Climate Policy*, 6 (1), p. 49-72.
- TALEBIAN H., HERRERA O. E. et MÉRIDA W. [2021], « Policy Effectiveness on Emissions and Cost Reduction for Hydrogen Supply Chains : The Case for British Columbia », *International Journal of Hydrogen Energy*, 46 (1), p. 898-1011.
- UECKERDT F., BAUER C., DIRNAICHNER A. *et al.* [2021], « Potential and Risks of Hydrogen-Based e-Fuels in Climate Change Mitigation », *Nature Climate Change*, 11 (5), p. 384-393.

ANNEXES

I. MODÈLE SIMPLIFIÉ SANS AIDE D'ÉTAT

Pour faciliter la compréhension du modèle principal, le modèle présenté ci-dessous ne prend pas en compte les aides d'État. Il s'agit du même modèle que celui présenté plus haut, avec l'hypothèse que $a = 0$ et $b = 0$.

Coûts marginaux de référence

Le coût marginal de référence de la production d'hydrogène par SMR (c_s^*) est fonction du prix de référence du gaz naturel (p_g), du rendement de référence de la technologie (r_s), du facteur d'émission de CO₂ (e_s) et du prix du CO₂ sur l'EU-ETS (σ_t) :

$$c_s^*(\sigma_t, p_g) = p_g r_s + e_s \sigma_t. \tag{21}$$

Le coût marginal de référence de la production d'hydrogène par électrolyse – PtH – (c_e^*) est fonction de son rendement de référence (r_e) et du prix de l'électricité (p_e). Comme mentionné précédemment, ce dernier dépend du prix carbone sur le marché (σ_t) et des prix des combustibles. Étant donné l'impact du prix du gaz naturel sur les coûts marginaux des deux technologies, nous l'isolons des prix des autres combustibles dans la spécification de la fonction de prix de l'électricité, ainsi :

$$c_e^*(\sigma_t, p_g) = p_e(\sigma_t, p_g) r_e, \tag{22}$$

avec comme spécification du prix de l'électricité celle définie par l'équation 4.

Un prix limite du gaz naturel pour un CCfD efficace

Ici, la *strike* du CCfD est également l'ensemble des solutions de l'équation 3 :

$$\gamma(\sigma_t, p_g) = c_e(\sigma_t, p_g) - c_s(\sigma_t, p_g).$$

Son nombre de solutions dépend du prix du gaz, donc la proposition 1 peut être reformulée :

PROPOSITION 1 BIS. *Notons \bar{p}_g le prix du gaz naturel annulant le discriminant de l'équation 5, i.e.*

$$\bar{p}_g^* = -\frac{e_s^2 - 2\beta_1 e_s r_e + r_e^2 (\beta_1^2 - 4\beta_0 \beta_2)}{4\beta_2 r_e (r_g - \beta_3 r_e)}. \tag{23}$$

Si $p_g > \bar{p}_g^$ alors pour tout σ_t , $\gamma \neq 0$. Dans ce cas, le CCfD est inadapté. Sinon, il existe au moins une solution à l'équation 5.*

Le *strike*, un ensemble de prix carbone

Le *strike*, i.e. l'ensemble des solutions de l'équation 5, est donné dans la proposition 2 bis.

PROPOSITION 2 BIS. L'équation 3 admet les solutions suivantes.

1. Si $p_g = \bar{p}_g^*$,

$$\bar{\sigma}^* = \frac{e_s}{2\beta_2 r_e} - \frac{\beta_1}{2\beta_2}. \tag{24}$$

2. Si $p_g < \bar{p}_g^*$,

$$\sigma_1^* = \bar{\sigma}^* - \frac{\Gamma_1^*}{\Gamma_2^*}, \tag{25}$$

$$\sigma_2^* = \bar{\sigma}^* + \frac{\Gamma_1^*}{\Gamma_2^*}, \tag{26}$$

avec

$$\Gamma_1^* = \sqrt{(e_s - \beta_1 r_e)^2 + (4\beta_2 r_e (-\beta_0 r_e + p_g (r_g - \beta_3 r_e)))}, \tag{27}$$

$$\Gamma_2^* = -2\beta_2 r_e. \tag{28}$$

La suite du modèle est identique à la version principale.

II. DÉMONSTRATIONS DE LA PROPRIÉTÉ 1

Démonstration 1

Si $\beta_2 < 0$ alors $\sigma_1 < \sigma_2$, et si le prix carbone sur le marché est compris entre $[\sigma_1; \sigma_2]$ alors le coût marginal du PtH est supérieur à celui du SMR. Dans ce cas, la mise en place d'un CCfD peut aider la compétitivité de la production d'hydrogène par électrolyse. Si $\sigma_t \notin [\sigma_1; \sigma_2]$, le vaporéformage est plus coûteux que l'électrolyse. Si $\beta_2 > 0$ alors $\sigma_1 > \sigma_2$, et si le prix de marché du carbone est compris entre $[\sigma_2; \sigma_1]$ alors la technologie PtH est moins coûteuse que le vaporéformage.

Démonstration 2

On a $p_g^M = \frac{\beta_0 r_e}{r_g - \beta_3 r_e}$. Sous l'hypothèse $\beta_2 < 0$, si le prix du gaz naturel est supérieur à p_g^M alors $\min(\sigma_1, \sigma_2) > 0$, sinon $\min(\sigma_1, \sigma_2) \leq 0$. Si $\beta_2 > 0$ et si $p_g^M < 0$ alors $\min(\sigma_1, \sigma_2) > 0$. Si $\beta_2 > 0$ et si $p_g^M > 0$, alors $\min(\sigma_1, \sigma_2) > 0$ si et seulement si le prix du gaz naturel est inférieur à p_g^M .

III. CAS SPÉCIFIQUE OÙ LE PRIX DU GAZ DE MARCHÉ EST ÉGAL AU PRIX SEUIL

Il peut exister le cas très spécifique pour lequel le prix du gaz sur le marché est égal au prix seuil \bar{p}_g . Dans ce cas, l'équation de γ (équation 5) n'a qu'une solution et la proposition ci-dessous peut-être énoncée.

PROPOSITION 1. Sous l'hypothèse $\beta_2 < 0$ si $e_s - a < (1 - b)\beta_1 r_e$ alors $\bar{\sigma} > 0$ sinon $\bar{\sigma} \leq 0$. Dans le cas où $p_g = \bar{p}_g$, cela est cohérent avec l'intuition que si la subvention destinée à compenser les effets indirects du prix du CO₂ sur les coûts de production de la technologie PtH est élevée (i.e. $b > 1 - \frac{e_s - a}{\beta_1 r_e}$) alors la CCfD n'est pas utile $\bar{\sigma} < 0$. Dans ce cas, quel que soit le prix carbone, la technologie SMR est plus coûteuse que la PtH. Notons que si $\beta_2 > 0$ et si $e_s - a > (1 - b)\beta_1 r_e$ (resp. $e_s - a < (1 - b)\beta_1 r_e$) alors $\bar{\sigma} > 0$ (resp. $(\bar{\sigma} < 0)$).

Dans le cadre de l'illustration numérique, nous obtenons que la valeur de $\bar{\sigma}$ est de 105,04 €/t pour la France et de 32,129 €/t pour l'Allemagne. Ces résultats sont sensibles aux variations des aides d'État. En particulier, notez que $\bar{\sigma}$ est positif (resp. négatif) si a est plus petit (resp. plus grand) que $e = 0,328$.

Le paiement dans ce cas spécifique est :

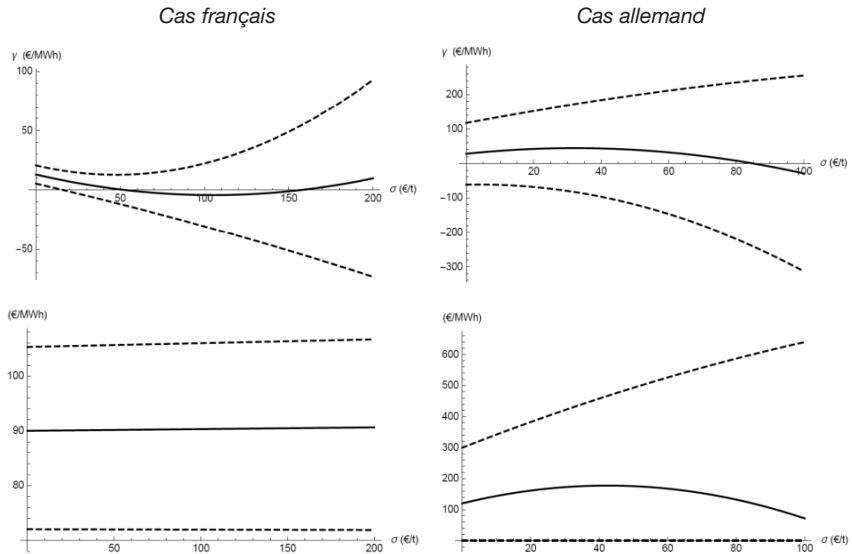
$$\bar{\gamma}_i(\sigma_i) = \beta_2 \rho_e (1 - b) (\bar{\sigma} - \sigma_i)^2. \tag{29}$$

Comme $\rho_e > 0$, $b < 1$, le paiement est positif si et seulement si $\beta_2 > 0$ (cas français dans notre illustration numérique).

IV. INTERVALLES DE CONFIANCE POUR LES PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ ET POUR LES PAIEMENTS

Les deux premières courbes de la figure 2 dépendent des prix de l'électricité (représentés par les deux dernières courbes) qui ont été estimés. En conséquence, il semble opportun de les représenter dans leur intervalle de confiance. D'où la figure A1. Mais attention, ces courbes ne sont valables que pour des prix du gaz et du charbon égaux à 40 €/MWh. Concernant la France, la borne inférieure de l'intervalle de confiance de β_2 est négative. En conséquence, si β_2 est effectivement négatif le paiement français serait similaire au paiement allemand.

Figure A1. Paiement du CCfD et prix de l'électricité en fonction de σ_i



Interprétation : Ces quatre courbes complètent celles de la figure 2. Nous retrouvons les fonctions de paiement du CCfD français (courbe en haut à gauche) et allemand (courbe en haut à droite) et les prix de l'électricité en France (courbe en bas à gauche) et en Allemagne (courbe en bas à droite), en fonction du prix du carbone (€/t) pour $p_g = 40$ €/MWh et $p_c = 40$ €/MWh. Ces courbes sont dans leur intervalle de confiance, courbes en pointillé. Soulignons que pour l'Allemagne la borne inférieure de l'intervalle du prix de l'électricité est zéro. Dans ce cas le CCfD est inutile, d'où un paiement nul.

V. IMPACTS GÉNÉRAUX DES AIDES D'ÉTAT COMPLÉTANT L'EU-ETS

Ici l'expression des dérivées partielles expliquant l'impact des aides d'État supplémentaires sur le CCfD est :

$$\frac{\partial \bar{p}_g}{\partial a} = \frac{a - e_s + \beta_1 r_e (1 - b)}{2\beta_2 r_e (\beta_3 r_e - r_g)(1 - b)}, \quad (30)$$

et

$$\frac{\partial \bar{p}_g}{\partial b} = \frac{(a - e_s)^2 - \beta_1^2 r_e^2 (1 - b)^2}{4\beta_2 r_e (\beta_3 r_e - r_g)(1 - b)^2}. \quad (31)$$

L'impact des allocations gratuites pour vaporéformage (*i.e.* a) sur le *strike* est le suivant :

$$\frac{\partial \sigma_1}{\partial a} = - \left(\frac{\partial \sigma_2}{\partial a} + \frac{1}{\beta_2 r_e (1 - b)} \right) \quad (32)$$

et

$$\frac{\partial \sigma_2}{\partial a} = \frac{1}{\Gamma_2} \left(1 + \frac{a - e_s + \beta_1 r_e (1 - b)}{\Gamma_1} \right), \quad (33)$$

où Γ_1 (resp. Γ_2) est défini par l'équation 10 (resp. par l'équation 11). L'impact de la compensation carbone pour l'électrolyse (*i.e.* b) sur le *strike* est le suivant :

$$\frac{\partial \sigma_1}{\partial b} = \frac{\partial \sigma_2}{\partial b} + \frac{(a - e_s)^2 + (a - e_s)\beta_1 r_e (1 - b) + (\beta_0 r_e + \beta_3 p_g r_e - p_g r_g)\Gamma_2}{\beta_2 r_e \Gamma_1 (1 - b)^2} \quad (34)$$

et

$$\frac{\partial \sigma_2}{\partial b} = \frac{(\Gamma_1 + a - e_s)^2 - \beta_1^2 r_e^2 (1 - b)^2}{2(1 - b)\Gamma_1 \Gamma_2}. \quad (35)$$

VI. IMPACTS DES AIDES SUR LE CCfD FRANÇAIS

Démonstration 3

Comme β_1 est nul, $\frac{\partial \bar{p}_g}{\partial a} = \frac{a - e_s}{2\beta_2 r_e (\beta_3 r_e - r_g)(1 - b)}$, et $r_e(\beta_3 r_e - r_g)(1 - b) < 0$ du

fait de la valeur des paramètres (*cf.* tableaux 1 et 3). Alors si $a < e_s$ (resp. $a > e_s$) \bar{p}_g diminue (resp. augmente) quand a augmente.

Démonstration 4

Comme $\beta_1 = 0$, $\bar{p}_g = \frac{(-a + e_s)^2 - 4\beta_0 \beta_2 r_e^2 (1 - b)}{4\beta_2 r_e (\beta_3 r_e - r_g)(1 - b)}$. Alors $\bar{p}_g = 0$ si

$a = ev \pm 2\sqrt{\beta_0 \beta_2 r_e^2 - \beta_0 \beta_2 r_e^2 b}$. Donc, étant donné la valeur des paramètres, $\bar{p}_g = 0$ si $a \approx 0,1716$ ou $a \approx 0,484$. Si $a \in [0,1716; 0,484]$ alors $\bar{p}_g < 0$, donc quel que soit le prix carbone, la technologie SMR est moins coûteuse que la technologie PtH puisque si a est supérieur à 0,484, $\bar{p}_g > 0$ mais $\sigma_1 < 0$. En effet, comme $\beta_1 = 0$,

$$\sigma_1 = \frac{-a + e_s + \sqrt{(-a + e_s)^2 - 4\beta_2 r_e (\beta_0 r_e + (\beta_3 r_e - r_g) p_g)(1-b)}}{2\beta_2 r_e (1-b)}. \text{ Compte tenu de la}$$

valeur des paramètres, le dénominateur de l'expression σ_1 ci-dessus est positif. De même, $\beta_2 r_e (\beta_0 r_e + (\beta_3 r_e - r_g) p_g)(1-b)$ est positif, donc si $a > e_s = 0,328$ et si σ_1 est défini sur \mathbb{R} alors il est négatif.

Démonstration 5

Comme $\beta_1 = 0$, $\frac{\partial \bar{p}_g}{\partial b} = \frac{(a - e_s)^2}{4\beta_2 r_e (\beta_3 r_e - r_g)(1-b)^2}$. Étant donné la valeur des paramètres, le dénominateur est positif donc $\frac{\partial \bar{p}_g}{\partial b}$ est positif.

Démonstration 6

Puisque $\beta_1 = 0$, le numérateur de la dérivée de σ_2 par rapport à b est positif. Puisque Γ_1 est positif et que Γ_2 est négatif (car $\beta_2 > 0$), le dénominateur de cette dérivée est négatif. Par conséquent, σ_2 diminue lorsque b augmente.

VII. IMPACTS DES PRIX DU CHARBON ET DU GAZ SUR LE CCfD

Selon nos hypothèses, le prix du charbon n'affecte que le CCfD allemand. Ici l'expression des dérivées partielles expliquant l'impact du charbon sur le CCfD allemand :

$$\frac{\partial \bar{p}_g}{\partial p_c} = \frac{\partial p_g^M}{\partial p_c} = \frac{\beta_c r_e}{-\beta_3 r_e + r_g}.$$

Par conséquent, si $-\beta_3 r_e + r_g > 0$ (resp. $-\beta_3 r_e + r_g < 0$) une augmentation du prix du charbon génère une augmentation (resp. une diminution) des seuils du prix du gaz naturel (\bar{p}_g et p_g^M) et donc un déplacement vers la droite (resp. vers la gauche) des courbes de seuil du prix du CO₂, i.e. σ_1 et σ_2 . Plus précisément,

$$\frac{\partial \sigma_1}{\partial p_c} = -\frac{\beta_c r_e}{\Gamma_1} = -\frac{\partial \sigma_2}{\partial p_c},$$

où Γ_1 est défini par l'équation 10. Par conséquent, l'impact sur le *strike* dépend des prix du gaz naturel et du charbon. Dans notre illustration, il est caractérisé par

$$\text{les équations suivantes, } \frac{\partial \sigma_1}{\partial p_c} \approx \frac{-1,62112}{\sqrt{-0,364 + 0,103 p_c - 0,0233 p_g}} \text{ et } \frac{\partial \sigma_2}{\partial p_c} = -\frac{\partial \sigma_1}{\partial p_c}.$$

Plus le prix du gaz naturel est élevé, plus l'impact d'une augmentation du prix du charbon sur le *strike* est important (augmentation plus importante de σ_2 et diminution plus importante de σ_1). Puisque $\frac{\beta_c r_e}{-\beta_3 r_e + r_g} = 4,4351$, une augmentation du prix du charbon de 1 €/MWh entraîne une augmentation du seuil de prix du gaz naturel à partir duquel le CCfD n'est pas utile (soit \bar{p}_g).

VIII. VARIATION ANNUELLE DE LA PRODUCTION D'HYDROGÈNE

La production d'hydrogène n'est pas nécessairement constante entre deux périodes de paiement. Comme c'est le cas pour les prix du CO₂, si la durée entre les paiements peut être raccourcie, le raisonnement fait dans le texte principal tient. Dans le cas contraire, il suffit de prendre en compte ces variations. À cet effet, dans cette annexe, une période de durée d (par exemple 365 jours) n'est plus représentée par t mais par $\tau = 1, \dots, T$. Le temps de la période est caractérisé par t . L'État n'effectuera pas le paiement à chaque t mais à la fin de chaque période de τ (annuelle si $d = 365$). Ainsi, si l'on note t_0 la date de début du CCfD, à la fin de chaque période τ , le montant reçu par le producteur contractant (\bar{i}) (qui produit la quantité $q_{\bar{i}} \leq K_{\bar{i}}^e$) est

$$P_{\bar{i}}(\tau) = \sum_{t=t_0+d(1-\tau)}^{t=t_0+d\tau} \bar{\gamma}(\sigma_t) \cdot q_{\bar{i}}(t), \tag{36}$$

où $\bar{\gamma}(\sigma_t)$ est défini par l'équation 13. Étant donné que $\bar{\gamma}(\sigma_t) \in \mathbb{R}$, il est possible que $P_{\bar{i}}(\tau)$ soit négatif. Dans ce cas, il existe trois possibilités :

– L'État ne demande pas le remboursement. Alors $P_{\bar{i}}(\tau)$ est réécrit :

$$\max \left(\sum_{t=t_0+d(1-\tau)}^{t=t_0+d\tau} \bar{\gamma}(\sigma_t) \cdot q_{\bar{i}}(t), 0 \right);$$

– L'État supprime les paiements négatifs. Alors $P_{\bar{i}}(\tau)$ est réécrit :

$$\sum_{t=t_0+d(1-\tau)}^{t=t_0+d\tau} \max(\bar{\gamma}(\sigma_t), 0) q_{\bar{i}}(t);$$

– L'État réclame les remboursements.

Par conséquent, si l'objectif du CCfD est de compenser le manque de compétitivité de l'hydrogène PtH par rapport à l'hydrogène SMR et non de rendre le SMR non compétitif, le remboursement doit être envisagé. Alors l'État ne devrait ni annuler les paiements $\bar{\gamma}(\sigma_t)$ ni les montants $P_{\bar{i}}(\tau)$. Bien sûr, la troisième option ($P_{\bar{i}}(\tau) \in \mathbb{R}$) est moins coûteuse pour l'État que la première ($P_{\bar{i}}(\tau) \in \mathbb{R}^+$), qui est moins coûteuse que la deuxième ($\bar{\gamma}(\sigma_t) \in \mathbb{R}^+$).

Évidemment, il est rare que les valeurs de référence correspondent aux valeurs observées en t . À chaque période τ , la différence entre le surplus du producteur \bar{i} et celui qui aurait été obtenu avec la technologie SMR est

$$\Delta S_{\bar{i}}(\tau) = \sum_{t=t_0+d(\tau-1)}^{t_0+d\tau} (c_s^a(\sigma_t, p_{g,t}) - c_e^b(\sigma_t, p_{g,t}) + \bar{\gamma}(\sigma_t)) q_{\bar{i}}(t). \tag{37}$$

Si à $\tau = \tau_c$, $\sum_{t=1}^{\tau-1} \Delta S_{\bar{i}}(\tau) + \mathbb{E} \left(\sum_{t=\tau_c}^T \Delta S_{\bar{i}}(\tau) \right) \neq 0$, alors une renégociation du contrat devrait être envisagée. De même dans la situation où à $\tau = \tau_c$, $|\Delta S_{\bar{i}}(\tau)|$ est élevé.

IX. PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE ET EN ALLEMAGNE

Pour le cas français, comme on peut le voir dans le tableau A1, l'impact du charbon n'est pas significatif. Cela est cohérent avec le fait qu'une seule centrale électrique au charbon est actuellement en fonctionnement. Cependant, compte tenu des tensions sur les marchés de l'énergie, la centrale à charbon située dans l'est de la France (Saint-Avold), arrêtée le 31 mars 2022, a redémarré fin novembre 2022. Cela ne devrait pas affecter fortement les prix mensuels dans la mesure où, comme l'a souligné le ministère de la Transition énergétique : « Nous resterions, en tout état de cause, en dessous de 1 % d'électricité produite par le charbon. » Donc intuitivement, β_c ne devrait pas être significatif pour la France. En retirant l'impact du charbon de l'estimation, on constate que l'impact de β_1 n'est pas non plus significatif (cf. tableau A2). Cela peut s'expliquer par l'importance des technologies décarbonées utilisées pour la production d'électricité en France. Puisque p_c et β_1 ne sont pas significatifs pour le cas français, nous l'avons retiré de la spécification du prix de l'électricité, ce qui améliore la significativité du modèle et de chacun des paramètres, comme on peut le voir dans le tableau 1.

Tableau A1. Résultats de la régression linéaire pour l'Allemagne, sans p_c

Var. explicative	Paramètre	Estimation	Écart type	Statistique t	$P (> t)$
	$\beta_{0,c}$	24,54	11,75	2,09	0,04
p_c	β_c	-0,08	0,05	-1,36	0,17
σ_t	β_1	-0,71	0,55	-1,29	0,21
σ_t^2	β_2	0,96	0,52	1,86	0,07
p_g	β_3	2,22	0,16	14,20	2,53

R² ajusté = 0,977.

Tableau A2. Résultats de la régression linéaire pour l'Allemagne, sans p_c

Var. explicative	Paramètre	Estimation	Écart type	Statistique t	$P (> t)$
	$\beta_{0,c}$	22,59	11,81	1,91	0,06
p_g	β_3	2,09	0,13	16,44	1,36
σ_t	β_1	-0,71	0,56	-1,28	0,08
σ_t^2	β_2	0,94	0,52	1,80	0,08

R² ajusté = 0,9788.

Tableau A3. Résultats de la régression linéaire pour l'Allemagne, sans p_c

Var. explicative	Paramètre	Estimation	Écart type	Statistique t	$P (> t)$
	$\beta_{0,c}$	-19,52	13,72	-1,42	0,17
σ_t	β_1	1,86	0,75	2,46	0,02
σ_t^2	β_2	-2,01	1,05	-1,91	0,06
p_g	β_3	1,62	0,19	8,49	2,34

R² ajusté = 0,9430.