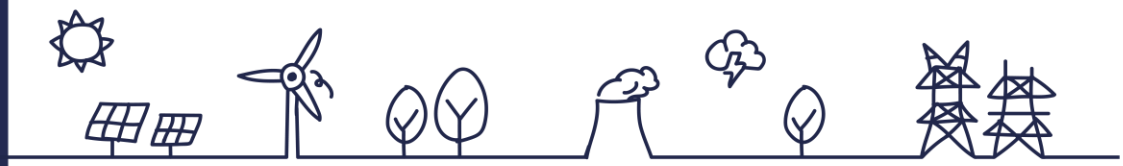
Réseau EDEN.i
Économie et droit de l'énergie dans un contexte industriel

RESEARCH BRIEF
N° 1 / Nov. 2021

CENTRALES GAZ & MARCHÉ DU CARBONE : NOUVEAUX PRIX, NOUVELLE DONNE

Vincent Bertrand[1,2,*]

- Les prix de gaz et du charbon s'envolent alors que le prix du carbone bat des records. Du jamais vu !
- Face à cette situation, il convient d'examiner plus en détails le switch gaz/charbon, qui représente le principal gisement de réduction des émissions à court terme pour le marché européen du carbone.
- Un prix du carbone élevé renforce mécaniquement la compétitivité des centrales gaz par rapport au charbon : les exploitants et les fabricants de centrales gaz voient ainsi la profitabilité de leurs actifs augmenter.
- Mais le coût du switch est d'autant plus sensible au prix du gaz que l'effort de switch est élevé : l'augmentation du prix du gaz pourrait donc non seulement augmenter le coût de l'abattement (et le prix des quotas d'émission), mais de manière plus que proportionnelle.
- Au-delà, si le prix du gaz devient trop élevé (comme cet automne, où il a dépassé les 100 euros par MWh), le switch gaz/charbon peut se révéler non compétitif, alors même que le prix du carbone est très élevé et que l'Europe a besoin de réduire ses émissions.
- Dans ces conditions, pourrait-on arriver à une situation où l'hydrogène (via la co-combustion avec le gaz naturel dans les centrales gaz) pourrait permettre de rendre compétitif des configurations de switch gaz/charbon qui ne le seraient pas sans ?
- C'est la question que pose cet article et qui a de quoi alimenter les réflexion sur l'hydrogène dans la Région Bourgogne Franche-Comté.



MOTS CLÉS :

MARCHÉ CARBONE # SWITCHING GAZ/CHARBON # PRIX DES ÉNERGIES # HYDROGÈNE

[1] CRESE EA3190, Univ. Bourgogne Franche-Comté, F-25000 Besançon, France.

[2] Fondateur et directeur du Réseau EDEN.i, Université de Franche-Comté, UFR STGi, Belfort-Montbéliard.

* vincent.bertrand@univ-fcomte.fr

Introduction

Depuis quelques mois, l'augmentation structurelle du prix du carbone sur le marché européen conjuguée à la forte hausse des prix du gaz et des autres commodités énergétiques crée une situation sans précédent pour les producteurs d'électricité soumis à l'EU ETS (European Union Emission Trading Scheme, le système européen d'échange de quotas d'émissions de CO_2) : il n'a jamais été autant nécessaire de réduire les émissions, dans un contexte où cela n'a jamais été aussi cher.

En effet, la principale mesure de réduction des émissions à court terme (*i.e.* sans recourir à des investissements, qui produiront des effets à plus long terme) consiste à substituer les centrales gaz aux centrales charbon dans la production d'électricité (le secteur électrique représentant la moitié des émissions couvertes par l'EU ETS).[1] Alors, avec l'augmentation du prix du carbone, les exploitants et les fabricants de centrales gaz voient la profitabilité de leurs actifs augmenter.

Malgré la crise économique causée par l'épidémie de coronavirus, le prix du carbone sur le marché européen a connu une hausse continue depuis fin 2018, sous l'effet des réformes structurelles introduites pour améliorer le fonctionnement de l'EU ETS (en particulier la création d'une réserve de stabilité, qui permet d'ajuster le nombre de quotas en circulation à un moment donné, en fonction des émissions observées à cet instant) et accroître son objectif (avec le passage d'un objectif de -40 à -55% à horizon 2030, en accord avec les ambitions affichées dans le Green Deal européen).

Le prix du carbone a atteint cet automne son plus haut niveau historique, avec un quota s'échangeant à plus de 60 euros. Avec un tel prix pour la tonne de CO_2 émise, cela renforce mécaniquement la compétitivité des solutions moins émettrices. Parmi elles le recours accru aux centrales gaz à travers le fuel switching, qui s'impose naturellement comme la première réponse à toute hausse soutenue du prix du carbone. Or, le prix du gaz connaissant également une forte augmentation, cela se traduit par un coût qui devient très élevé pour l'abattement d'une tonne de CO_2 via le switch gaz/charbon.

Cette situation sans précédent invite à examiner plus en détail cette mesure de réduction des émissions de CO_2 et en particulier la dépendance de son coût vis-à-vis d'un prix du gaz orienté à la hausse. En effet, les centrales concernées n'ont pas toutes les mêmes rendements. Alors, comme l'efficacité des centrales mises en œuvre dépend du niveau de dépollution, une augmentation de l'effort de switch gaz/charbon se traduit par la mobilisation de centrales gaz de moins en moins efficaces et une plus forte dépendance du coût du fuel switching par rapport au prix du gaz. Cela impacte en retour le prix du carbone, qui lui-même dépend davantage du prix gaz. [2]

Ainsi, non seulement la hausse du prix du gaz augmente le coût du switch et le prix du carbone, mais, dans un contexte où l'effort de réduction des émissions par fuel switching devient très important, il faut s'attendre à une augmentation qui soit plus que proportionnelle. Plus encore, le niveau actuel du prix du gaz (plus de 91 euros par MWh au 1er octobre 2021 pour le contrat TTF à échéance en décembre 2021) rend le fuel switching non profitable, alors que le prix du carbone dépasse les 60 euros. Du jamais vu ! Face à cette situation, dans quelle mesure la co-combustion d'hydrogène et de gaz naturel peut-elle offrir une solution ? Le switching gaz/charbon pourrait-il se révéler trop coûteux quand les centrales gaz

[1] Le mix électrique européen compte encore une part significative de centrales gaz (près de 20% de la production en 2020) et charbon (un peu plus de 13% de la production en 2020). Ces valeurs sont plus importantes pour un pays comme l'Allemagne, qui, malgré la progression de la production d'origine renouvelable, repose encore fortement sur le gaz (plus de 10% de la production en 2019) et le charbon (près de de 30% de la production en 2019). Voir les analyses de Connaissance des Énergies : Mix électrique de l'UE en 2020 et Situation énergétique de l'Allemagne analysée par l'AIE.

[2] Bertrand, V., 2014. Carbon and energy prices under uncertainty: A theoretical analysis of fuel switching with heterogenous power plants. *Resource and Energy Economics*, Volume 38, p 198-220.

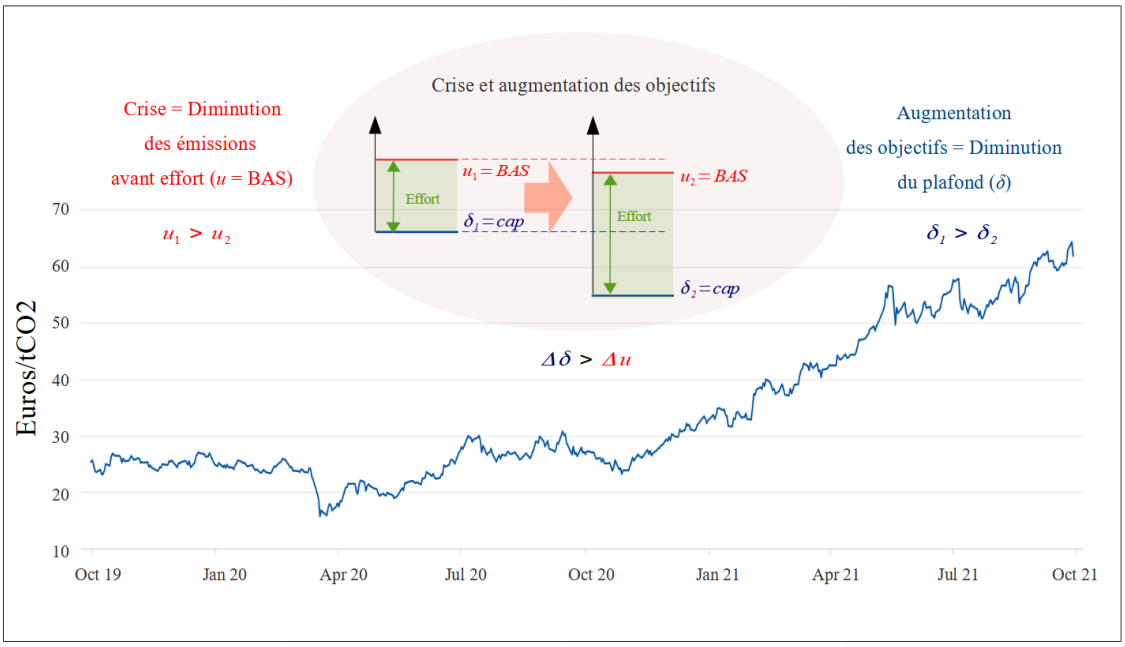
brûlent uniquement du gaz naturel et profitable quand on y ajoute un pourcentage d'hydrogène ? De quoi alimenter les réflexions dans la Région Bourgogne Franche-Comté et au-delà.

Une hausse structurelle du prix du carbone sur le marché européen

Malgré la crise économique et la baisse des émissions, le marché européen du CO_2 n'a pas faibli. Au contraire, le prix des quotas est passé de 25 euros avant la crise à plus de 60 euros aujourd'hui. Au-delà des effets liés à l'augmentation des prix des combustibles, l'origine est claire : c'est la conséquence des réformes adoptées pour l'EU ETS et de l'augmentation de l'objectif de réduction des émissions avec le Green Deal européen.

La mise en place d'une réserve de stabilité dès 2019 avait pour objectif de corriger les problèmes rencontrés après la crise économique de 2008 qui s'est traduite par un excès de quotas inutilisés en circulation, créant des surplus sur le marché et un prix du carbone désespérément bas pendant près de dix ans. Avec la réserve de stabilité, face à une réduction exogène des émissions, il existe maintenant un mécanisme qui peut retirer les excès de quotas en circulation pour les placer dans la réserve. De la même manière, devant une augmentation exogène des émissions, si le nombre de quotas en circulation se réduit au-delà d'un certain seuil, la réserve peut réinjecter et détendre le marché. Les chocs conjoncturels sont ainsi lissés, et le nombre de quotas en circulation reste dans une bande prédéfinie, tout en assurant la cohérence avec les émissions à un moment donné et avec l'objectif de réduction des émissions à plus long terme (voir l'illustration dans l'annexe 1).

De même, avec les objectifs fixés par le Green Deal européen (passage de -40 à -55% à horizon 2030), l'augmentation du niveau de la contrainte fixée par l'EU ETS a permis de faire augmenter le prix des quotas, malgré la crise économique causée par l'épidémie de coronavirus. Dans ces conditions, l'effet de l'accroissement de l'effort de dépollution prescrit par l'EU ETS a largement dépassé celui de la baisse des émissions avant effort générée par la crise. Au final, le système se révèle beaucoup plus contraignant et le prix des quotas bat des records, malgré la crise (voir illustration ci-dessous).



Source : Auteur, données Ice (www.theice.com)

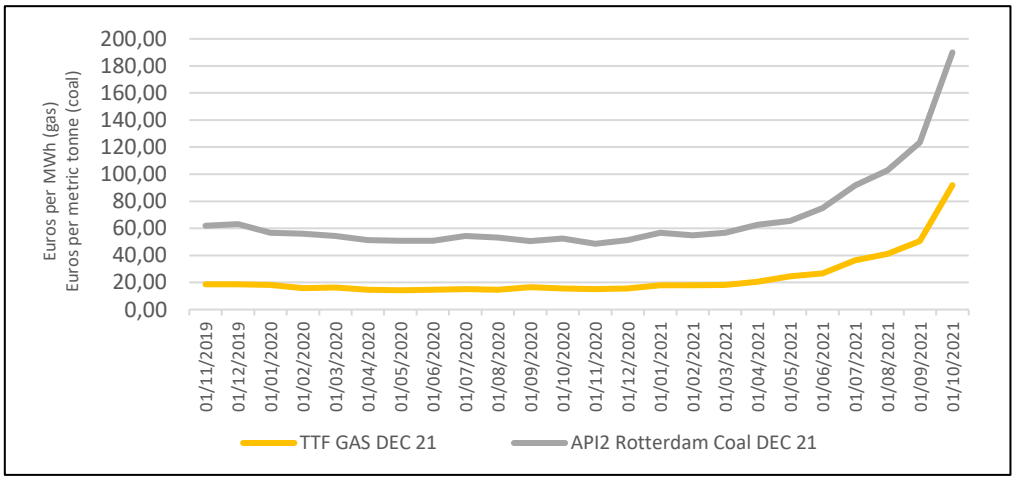
Cela illustre parfaitement l'importance fondamentale que joue la volonté politique pour assurer l'efficacité d'un système de quotas d'émissions échangeables comme l'EU ETS (voir l'annexe 1).

Augmentation du prix du gaz et du charbon

Depuis l'été 2020 et les premiers signes de reprise de l'activité économique, les prix du gaz, du charbon et des autres énergies ont connu une augmentation continue. En 2021, la levée progressive (et relative) des restrictions sanitaires, d'abord en Chine, a permis d'amorcer un mouvement de rattrapage des économies vers leurs niveaux d'avant la crise du coronavirus.[3] L'accélération est particulièrement forte depuis l'été 2021, dans un contexte où les chaînes logistiques des commodités énergétiques restent marquées par la crise.

À cette forte croissance économique s'ajoute d'autres effets liés à des rapports de forces entre de grands acteurs des marchés énergétiques. Pour le gaz, on peut citer les tensions entre l'UE et la Russie autour des gazoducs, la Russie refusant d'accroître les volumes livrés via l'Ukraine afin de signaler aux européens qu'ils ont besoin du nouveau Nord Stream 2, qui entrera en service d'ici fin 2021 (augmentant un peu plus la dépendance de l'UE vis-à-vis du gaz russe), après un long épisode de tractation diplomatiques. Toujours concernant le gaz, les approvisionnements européens sont également mis sous tension par la concurrence exercée par l'Asie pour capter les flux de GNL (Gaz Naturel Liquéfié) habituellement destinés à l'UE. Dans un contexte où la Chine connait des difficultés pour ses approvisionnements en charbon, le GNL offre une alternative, dans certains cas, ce qui explique le déroutement de méthaniers vers l'Asie qui propose des prix plus rémunérateurs.[4]

Le marché du charbon est également impacté par le conflit diplomatique entre la Chine et l'Australie avec la décision chinoise d'arrêter les importations de charbon australien.[5] Face à la demande croissante de ces derniers mois pour répondre au rebond de la croissance économique, cela se traduit par des tensions sur les approvisionnements un peu partout dans le monde.[6] L'Europe n'échappe pas à ces difficultés, avec des centrales allemandes qui commencent à connaître de premières pénuries.[7] Les difficultés sont telles que la Chine commence à faire des exceptions à la règle qu'elle s'est donnée, en autorisant quelques cargos australien à venir livrer du charbon sur le territoire chinois.[8]



Source : Auteur, données Ice (www.theice.com)

[3] Voir l'analyse de Rexecode : Perspectives de l'économie mondiale 2021-2022: retour vers la croissance d'avant.
[4] Voir le récent article de Jacques Percebois et Boris Solier sur le sujet : Vers une envolée des prix du gaz et de l'électricité en 2022 ?
[5] Voir Reuters : China's ban on Australian coal forces trade flows to realign.
[6] Voir Bloomberg : Coal Surges to Record as Global Scramble for Energy Accelerates.
[7] Voir Reuters : Short on coal barge supply, Germany's Bergkamen A shutters.
[8] Voir dans le Financial Times : China unloads Australian coal despite import ban amid power shortage.

Comme illustré sur le graphique ci-dessus, en juillet 2020 les prix du charbon (contrat API2 à échéance en décembre 2021) et du gaz (contrat TTF à échéance en décembre 2021) s'établissaient à un peu plus de 50 euros la tonne pour le premier et 15 euros par MWh pour le second. Un an plus tard, en juillet 2021, ces mêmes prix était supérieurs à 90 euros pour le charbon et 35 euros pour le gaz. Début octobre 2021, les prix du charbon et du gaz ont dépassé les 200 et 100 euros, respectivement.

Switching gaz/charbon et dépendance vis-à-vis du prix du gaz

Le fuel switching consiste à inverser l'ordre d'appel entre les centrales gaz et charbon par rapport à une situation de référence où les secondes (moins coûteuses en l'absence d'un prix du carbone significatif) sont mises en ligne avant les premières. Alors, si on choisit au contraire de mettre en ligne d'abord les centrales gaz, moins émettrices, cela abaisse le temps de fonctionnement des groupes fonctionnant au charbon ce qui permet de réduire les émissions.

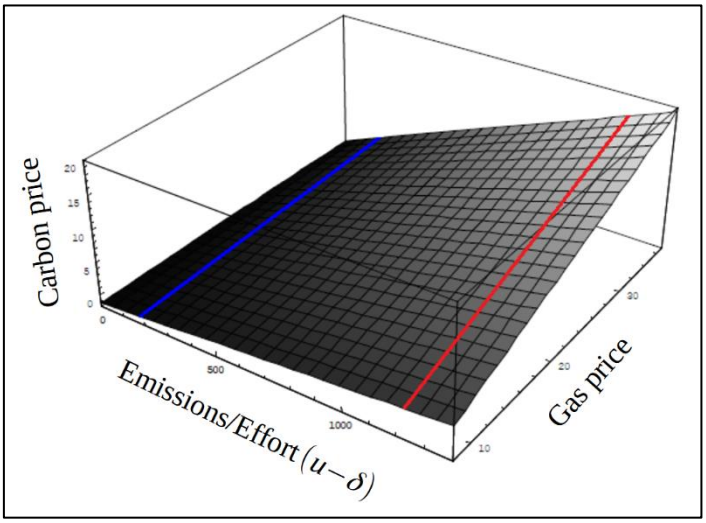
Mais le niveau de l'effort est important : à mesure que l'effort de switch augmente, il devient nécessaire de basculer des centrales gaz de moins en moins efficaces à la place des centrales charbon. Dit autrement, le prix switch, qui fait référence à un prix théorique du carbone et qui correspond au coût d'abattement par fuel switching, n'est pas unique. Il existe en fait une série de prix switch, qui forment une bande dont chaque élément est associé à des centrales gaz et charbon avec des rendements spécifiques (voir le graphique ci-dessous). [9]

Source : Auteur, données Ice (www.theice.com)

Par conséquent, lorsque l'effort de switch augmente, le coût du switch marginal devient davantage dépendant vis-à-vis du prix du gaz, parce que des centrales gaz avec des rendements de plus en plus faibles doivent être basculées pour réduire les émissions. Cela revient à dire qu'on se déplace vers le haut dans la bande de switch, avec des centrales gaz moins efficaces et une plus forte dépendance vis-à-vis du prix du gaz (voir figure ci-dessus). Cette plus forte dépendance du coût du switch par rapport au prix du gaz se traduit au final par une sensibilité plus forte du prix du carbone vis-à-vis du prix du

[9] Le prix switch correspond au coût de l'abattement des émissions par fuel switching (sur le graphique, *Switching Price 38-55* correspond au coût du switch qui consiste à substituer une centrale gaz avec un rendement de 55% à une centrale charbon avec un rendement de 38%). Alors, le switch est rentable si le prix switch est inférieur au prix du quotas d'émissions (EUA, European Union Allowance).

gaz, à mesure que le niveau d'effort imposé par le marché de quotas d'émission augmente. C'est ce qu'illustre la figure ci-dessous, avec une ligne rouge plus pentue (reflétant une plus forte sensibilité du prix du carbone au prix du gaz) par rapport à la ligne bleue, où la ligne rouge est associée à un niveau d'effort plus important que pour la ligne bleue.



Source : Bertrand (2014).

Ainsi, non seulement le coût du switch gaz/charbon et le prix du carbone augmentent suite à une hausse du prix du gaz (le prix du carbone reflétant le coût de l'abattement, un prix du gaz plus élevé se traduira par un coût du switch plus élevé), mais il faut s'attendre à une augmentation plus que proportionnelle à mesure que l'effort de dépollution augmente (le coût du switch marginal devenant plus sensible vis-à-vis du prix du gaz).

Cependant, depuis octobre, le prix du gaz est tellement élevé que le switch n'est plus rentable, alors que le prix du carbone dépasse les 60 euros. Même en considérant les configurations de switch les moins coûteuses (substitution de centrales gaz avec un rendement de 65% à des centrales charbon avec un rendement de 36%), le prix switch associé atteint plus de 120 euros (avec des prix du gaz et du charbon de plus de 23 et 90 euros par MWh, respectivement, au 1er octobre 2021). Le basculement des centrales gaz n'est donc plus compétitif, ce qui augmente les émissions (voir les cas sans hydrogène dans l'annexe 2).

Devant cette situation inédite, la co-combustion d'hydrogène et de gaz naturel dans les centrales gaz pourrait se révéler profitable, alors que le coût de l'hydrogène pénalise habituellement la compétitivité de cette option.

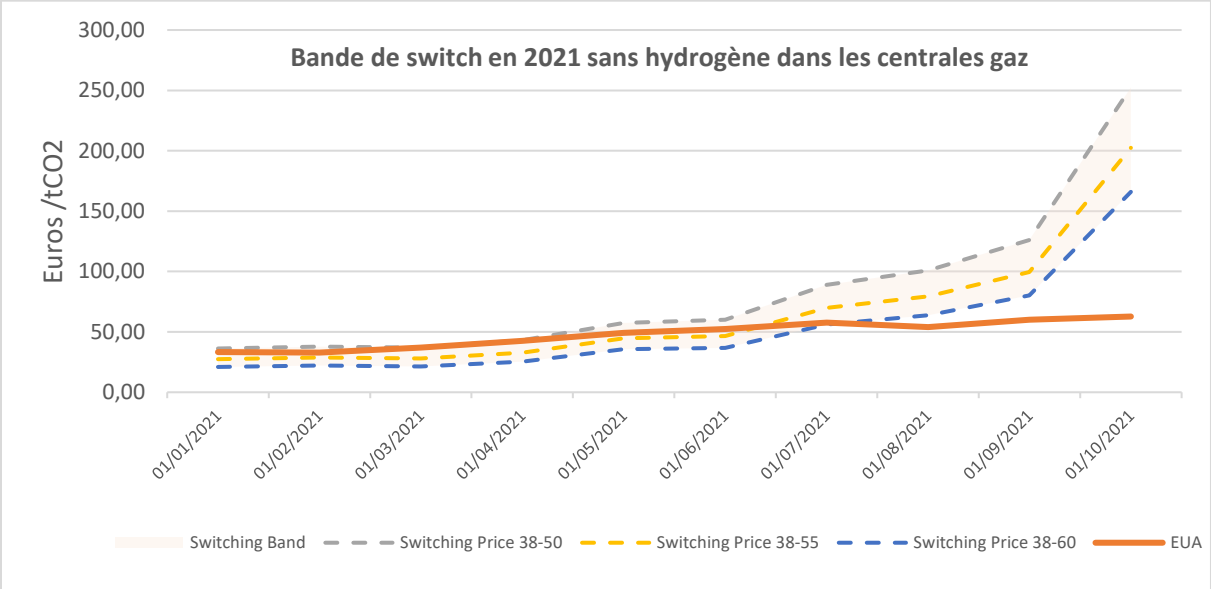
Switching gaz/charbon et hydrogène

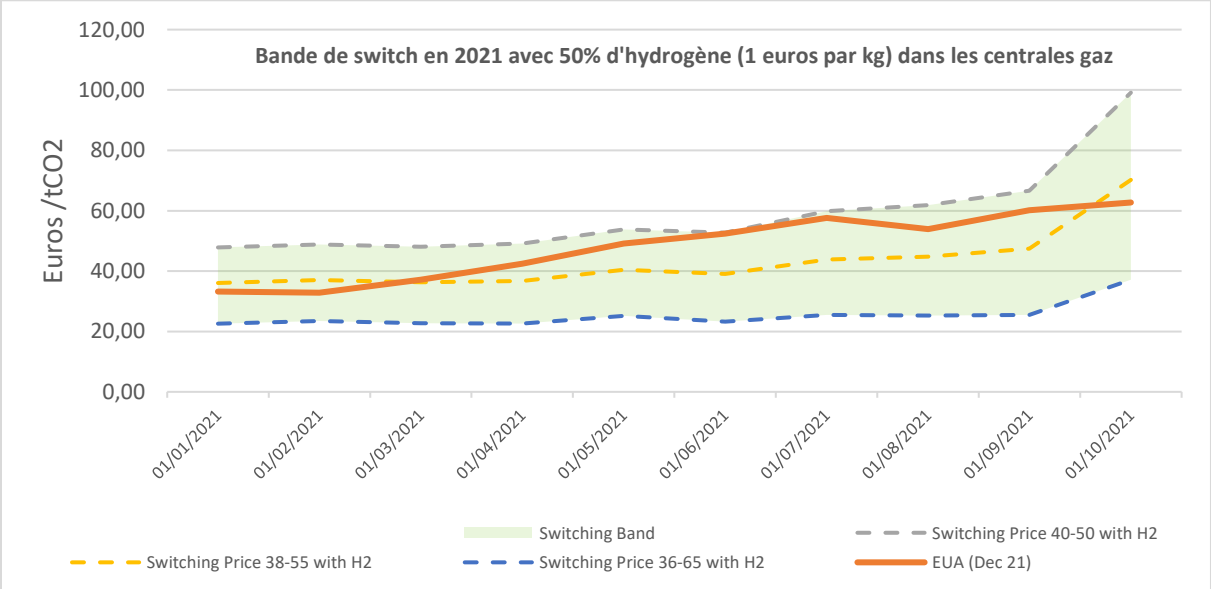
Il est possible d'alimenter une centrale gaz avec un mélange d'hydrogène et de méthane (*i.e.* de gaz naturel) pour produire de l'électricité. On parle alors de co-combustion, et le pourcentage d'hydrogène peut aller jusqu'à 90% du volume, voire plus.[10] Alors, dans la mesure où l'hydrogène bénéficie d'un facteur d'émission nul, la co-combustion peut être profitable si l'économie permise sur le coût du carbone est plus significative que l'augmentation du coût du combustible en substituant de l'hydrogène au méthane.[11]

[10] Voir notre étude récente sur le sujet.

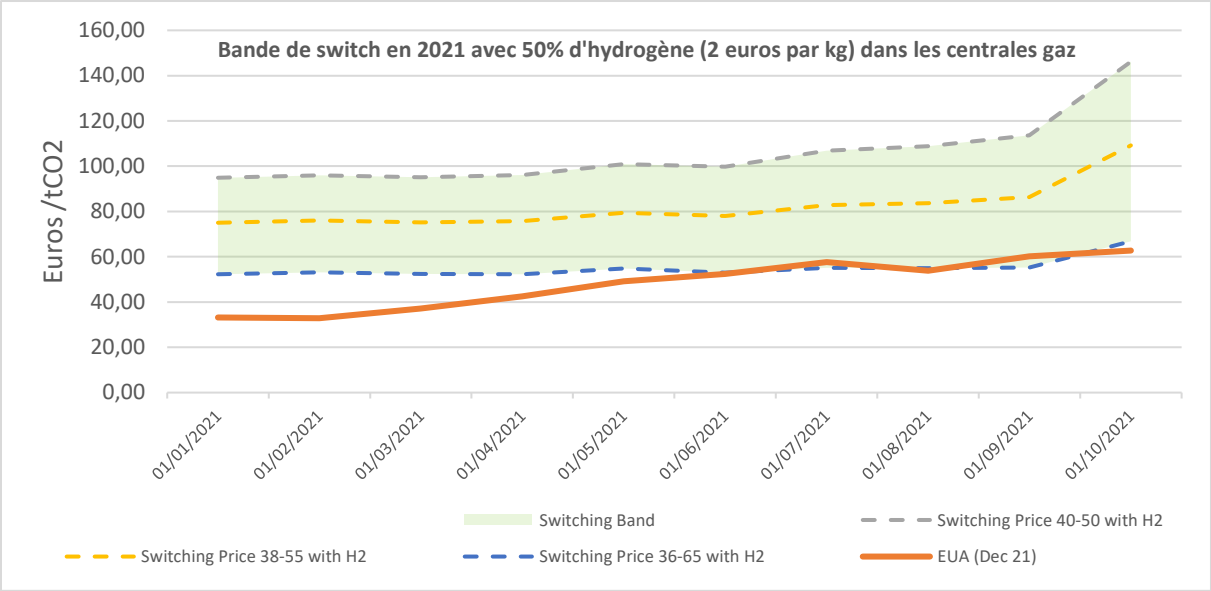
[11] Lorsqu'il s'agit d'hydrogène noir (gazéification du charbon), gris (vaporeformage du gaz) ou bleu (vaporeformage du gaz couplé avec la capture et stockage du carbone), les émissions générées par la production

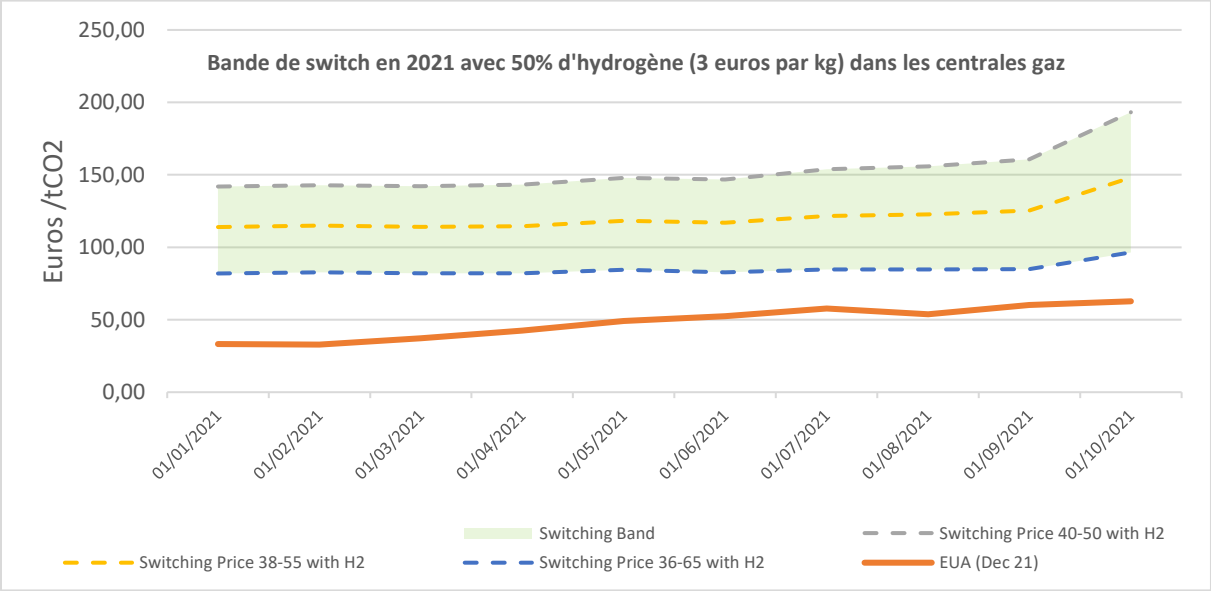
Dans le cas du fuel switching, il pourrait alors se produire des situations où le switch se révélerait trop coûteux avec des centrales gaz brûlant uniquement du méthane, alors qu'il pourrait devenir compétitif en ajoutant un pourcentage d'hydrogène. C'est notamment le cas lorsque le prix du gaz naturel est très élevé, ce qui augmente la compétitivité de l'hydrogène en terme relatif. D'autant plus que le prix du charbon est lui-même élevé. C'est ce qu'on observe dans certain cas avec les prix récents. Il y a en effet des situations ou le switch gaz/charbon est compétitif avec l'hydrogène, alors qu'il ne l'est pas sans (voir les situations en bleu dans les tableaux de l'annexe 2). C'est illustré sur les représentations de la bande de switch ci-dessous.





sont comptabilisées dans l'EU ETS au niveau de l'unité de production qui génère l'hydrogène. Toutes les émissions directes sont ainsi prises en compte, et un facteur d'émission zéro peut être appliqué à l'hydrogène, de tout type, lorsque celui-ci est brûlé dans une centrale gaz. Le prix de l'hydrogène issu des fossiles reflètera cependant le coût des émissions, et il sera d'autant plus élevé que le prix du carbone sera lui-même élevé (ce qui rendra relativement plus compétitifs les types d'hydrogène décarbonés). Des réflexions existent pour appliquer des facteurs d'émissions différenciées dans le cadre du projet de réforme de la taxonomie verte européenne. Pour l'hydrogène, cela pourrait se traduire par un facteur d'émission positif pour la combustion d'hydrogène noir. Les émissions directes seraient dans ce cas comptabilisées plusieurs fois, permettant ainsi d'intégrer de façon détournée les émissions indirectes au-delà du scope 1 du bilan carbone.





Source : Auteur, données Ice (www.theice.com)

Il y a également des situations où le switch est compétitif sans hydrogène, mais devient moins coûteux dans certaines configurations avec hydrogène (voir les situations en violet dans les tableaux de l'annexe 2). Enfin, dans certains cas le switch n'est pas compétitif avec et sans hydrogène, mais certaines configurations avec hydrogène se révèlent significativement moins coûteuses que celles sans (voir les situations en orange dans les tableaux de l'annexe 2), avec parfois un prix switch avec hydrogène qui approche le prix de l'EUA et donc la zone de profitabilité pour le switch (*e.g. Switching Price 38-55* au 01/10/2021 avec 50% d'hydrogène dans la centrale gaz et un prix de l'hydrogène à 1 euro par kg : 70,22 euros contre 62,73 euros pour l'EUA).[12]

Conclusion

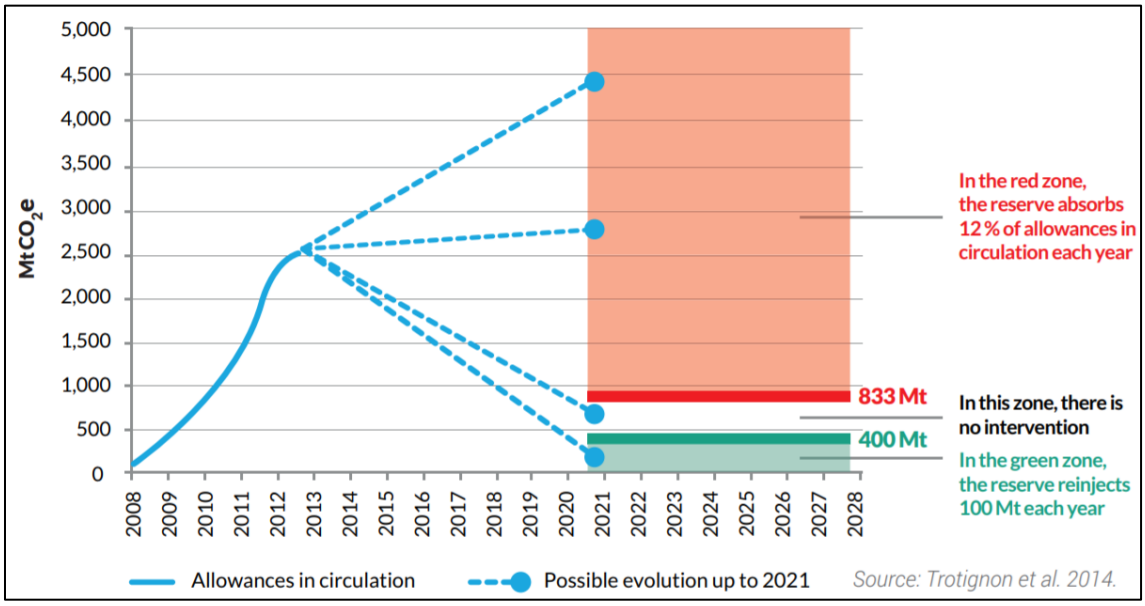
Face à la situation sans précédent observée autour des marchés du carbone et des énergies, les acteurs de l'EU ETS vont probablement être amenés à considérer que, non seulement le coût du switch et le

[12] Les pourcentages d'hydrogène dans la centrale sont exprimés sur une base énergétique (voir les explications dans l'annexe 2).

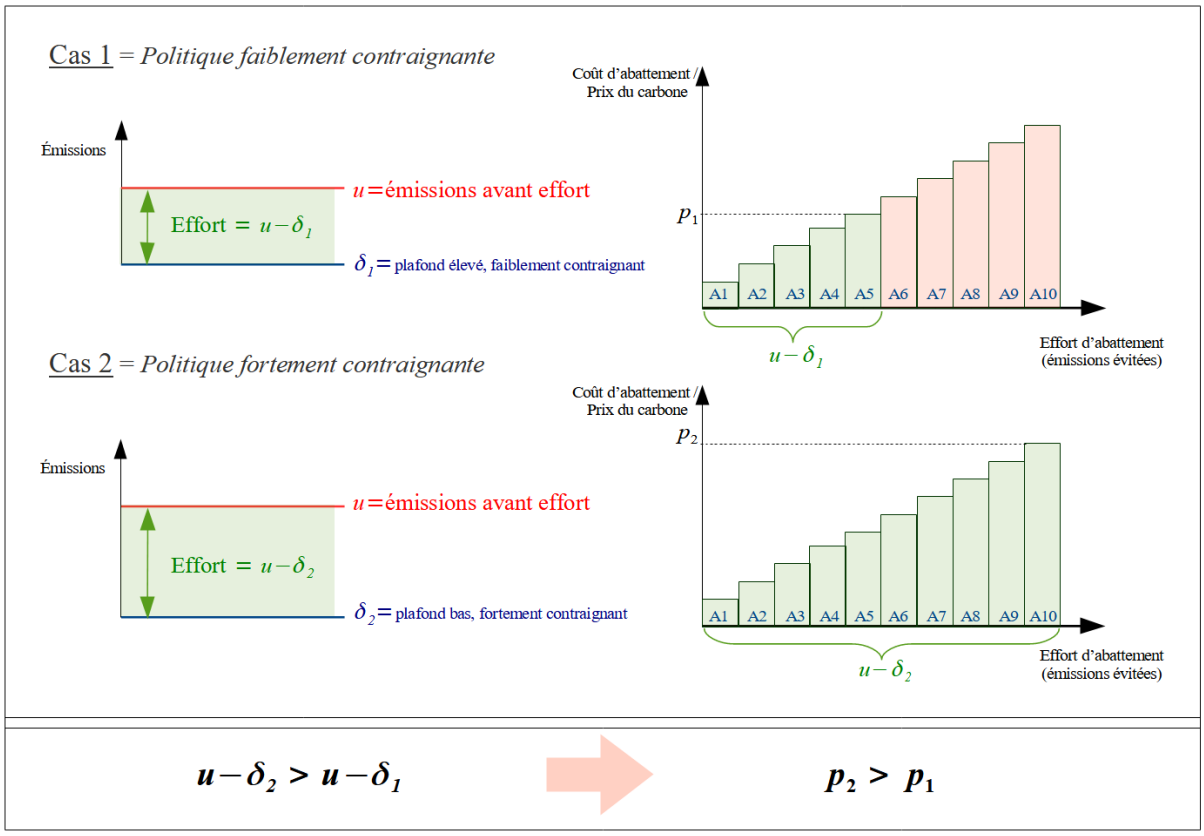
prix du carbone augmentent suite à une hausse du prix du gaz (le prix du carbone reflétant le coût de l'abattement, un prix du gaz plus élevé se traduira par un coût du switch plus élevé), mais il faut s'attendre à une augmentation plus que proportionnelle à mesure que l'effort de dépollution augmente (le coût du switch marginal devenant plus sensible vis-à-vis du prix du gaz). De plus, si le prix du gaz devient trop élevé (dans un contexte où la compétitivité des centrales charbon est elle-même affaiblie avec la cohabitation de prix élevés pour le charbon et le carbone), l'hydrogène pourrait offrir une alternative qui permette d'amortir l'augmentation des coûts pour la production d'électricité (l'hydrogène pouvant parfois se révéler compétitif là où il ne l'était pas, quand le prix du gaz dépasse les 100 euros par MWh) tout en réduisant les émissions de CO_2. Il s'agit dans ce cas de basculer à la place des centrales charbon, des centrales gaz ayant elles-mêmes des émissions réduites par rapport à leur fonctionnement classique, grâce à la co-combustion de gaz naturel et d'hydrogène. Voilà une conséquence de la cohabitation de prix élevés pour le carbone et les commodités énergétiques, qui a de quoi alimenter les réflexions en Région Bourgogne Franche-Comté.

ANNEXE 1 : Réserve de stabilité et effet du niveau de la contrainte fixée pour l'EU ETS

Principe de fonctionnement de la réserve de stabilité.[13]



Impact du niveau de la contrainte sur la formation du prix des quotas.



[13] Trotignon, R., Gonand, F., de Perthuis, C., 2014. EU ETS reform in the Climate-Energy Package 2030: First lessons from the ZEPHYR model. Policy brief No. 2014-01. Chaire Économie du Climat.

ANNEXE 2 : Impact de l'hydrogène sur le switch gaz/charbon

Prix au 01/07/2021 : 36,41 euros par MWh pour le gaz / 11,27 euros par MWh pour le charbon / 57,65 euros par tonne de CO_2 pour l'EUA.

Prix de l'hydrogène	Pourcentage d'hydrogène (base énergétique) pour le ***Switching Price 36-65***			
	0%	25%	50%	75%
1 euros par kg (30,3 euros par MWh)	39,29	31,61	25,46	20,43
2 euros par kg (60,6 euros par MWh)	39,29	48,09	55,14	46,82
3 euros par kg (90,9 euros par MWh)	39,29	64,58	84,81	101,37
4 euros par kg (121,2 euros par MWh)	39,29	81,06	114,49	141,84
5 euros par kg (151,5 euros par MWh)	39,29	97,55	144,17	182,32

Prix au 01/10/2021 : 91,90 euros par MWh pour le gaz / 23,34 euros par MWh pour le charbon / 62,73 euros par tonne de CO_2 pour l'EUA.

Prix de l'hydrogène	Pourcentage d'hydrogène (base énergétique) pour le ***Switching Price 36-65***			
	0%	25%	50%	75%
1 euros par kg (30,3 euros par MWh)	121,79	74,77	37,14	6,34
2 euros par kg (60,6 euros par MWh)	121,79	91,25	66,82	60,91
3 euros par kg (90,9 euros par MWh)	121,79	107,73	96,49	87,29
4 euros par kg (121,2 euros par MWh)	121,79	124,22	126,16	127,75
5 euros par kg (151,5 euros par MWh)	121,79	140,70	155,84	168,23

Prix au 01/07/2021 : 36,41 euros par MWh pour le gaz / 11,27 euros par MWh pour le charbon / 57,65 euros par tonne de CO_2 pour l'EUA.

Prix de l'hydrogène	Pourcentage d'hydrogène (base énergétique) pour le ***Switching Price 38-60***			
	0%	25%	50%	75%
1 euros par kg (30,3 euros par MWh)	56,10	44,63	35,87	28,94
2 euros par kg (60,6 euros par MWh)	56,10	64,43	70,81	75,84
3 euros par kg (90,9 euros par MWh)	56,10	84,23	105,74	122,72
4 euros par kg (121,2 euros par MWh)	56,10	104,02	140,67	169,61
5 euros par kg (151,5 euros par MWh)	56,10	123,82	175,61	216,51

Prix au 01/10/2021 : 91,90 euros par MWh pour le gaz / 23,34 euros par MWh pour le charbon / 62,73 euros par tonne de CO_2 pour l'EUA.

Prix de l'hydrogène	Pourcentage d'hydrogène (base énergétique) pour le ***Switching Price 38-60***			
	0%	25%	50%	75%
1 euros par kg (30,3 euros par MWh)	165,96	103,60	55,91	18,26
2 euros par kg (60,6 euros par MWh)	165,96	123,40	90,86	65,16
3 euros par kg (90,9 euros par MWh)	165,96	143,20	125,79	112,04
4 euros par kg (121,2 euros par MWh)	165,96	162,99	160,72	158,93
5 euros par kg (151,5 euros par MWh)	165,96	182,79	195,66	205,82

Prix au 01/07/2021 : 36,41 euros par MWh pour le gaz / 11,27 euros par MWh pour le charbon / 57,65 euros par tonne de CO_2 pour l'EUA.

Prix de l'hydrogène	Pourcentage d'hydrogène (base énergétique) pour le ***Switching Price 38-55***			
	0%	25%	50%	75%
1 euros par kg (30,3 euros par MWh)	69,99	54,92	43,79	35,25
2 euros par kg (60,6 euros par MWh)	69,99	77,33	82,75	86,91
3 euros par kg (90,9 euros par MWh)	69,99	99,74	121,68	138,54
4 euros par kg (121,2 euros par MWh)	69,99	122,14	160,62	190,18
5 euros par kg (151,5 euros par MWh)	69,99	144,56	199,57	241,84

Prix au 01/10/2021 : 91,90 euros par MWh pour le gaz / 23,34 euros par MWh pour le charbon / 62,73 euros par tonne de CO_2 pour l'EUA.

Prix de l'hydrogène	Pourcentage d'hydrogène (base énergétique) pour le ***Switching Price 38-55***			
	0%	25%	50%	75%
1 euros par kg (30,3 euros par MWh)	202,46	126,37	70,22	27,09
2 euros par kg (60,6 euros par MWh)	202,46	148,78	109,17	78,75
3 euros par kg (90,9 euros par MWh)	202,46	171,19	148,11	130,39
4 euros par kg (121,2 euros par MWh)	202,46	193,6	187,05	182,03
5 euros par kg (151,5 euros par MWh)	202,46	216,01	226,00	233,68

Note sur le fuel-switching : le switch gaz/charbon est compétitif lorsque le prix switch (*switching price*) est inférieur au prix de l'EUA (le prix du carbone sur l'EU ETS).

Note sur les couleurs dans les tableaux : les situations en rouge sont celles où le switch n'est pas compétitif (prix switch > prix EUA). En vert, le switch est compétitif (prix switch < prix EUA). En bleu, le switch est compétitif avec un pourcentage d'hydrogène dans la centrale gaz, alors qu'il ne l'est pas sans. En violet, le switch est compétitif avec ou sans hydrogène, mais la configuration avec hydrogène est moins coûteuse. En orange, le switch n'est pas compétitif avec ou sans hydrogène, mais la configuration avec hydrogène est moins coûteuse (et parfois proche du seuil de rentabilité donné par le prix de l'EUA).

Note sur les prix de l'hydrogène : les prix de l'hydrogène ont été convertis en euros par MWh en utilisant le fait qu'un kg d'hydrogène possède un contenu énergétique de 33 kWh (valeur communiquée par FCLAB, Université de Franche-Comté).

Note sur le pourcentage d'hydrogène en co-combustion : la conversion des pourcentages d'hydrogène en base énergétique (à partir de pourcentages exprimés en base volumique) a été réalisée en utilisant le fait que l'hydrogène et le méthane ont des densités énergétiques de, respectivement, 12 et 32,6 Joule par cm^3 à l'état de combustibles gazeux.[14] Sur cette base, un pourcentage de 90% d'hydrogène en base volume équivaut à 76,8% en base énergétique (MWh). Alors, en base énergétique (MWh), nous avons considéré les pourcentages d'hydrogène suivants : 0, 25, 50 et 75%.

[14] Voir le rapport du CGEDD sur la filière hydrogène-énergie.

Réseau EDEN.i × UFR STGI Belfort-Montbéliard Université de Franche-Comté

Réseau EDEN.i

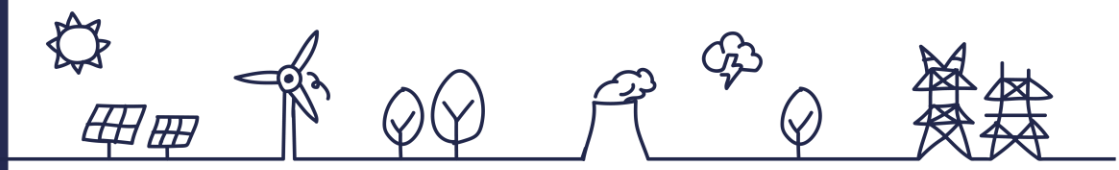
Économie et droit de l'énergie dans un contexte industriel

"Le Réseau EDEN.i est une initiative de l'Université de Franche-Comté avec le soutien de la Région Bourgogne Franche-Comté. Le Réseau est lauréat du dispositif « Soutien aux actions structurantes et d'animation scientifique » de la Région Bourgogne Franche-Comté."

Matinées Transition Énergétique dans un contexte industriel

Le Réseau EDEN.i est créateur des Matinées de la Transition Énergétique dans un contexte industriel.

RÉGION BOURGOGNE FRANCHE COMTÉ



Site internet bientôt disponible.

D'ici-là, visitez le site internet des Matinées

Scannez-moi !