Institut des comptes nationaux

L'impact du système européen d'échange de quotas d'émission de CO_2 sur le prix de l'électricité en Belgique

Observatoire des prix

economie

SPF Economie, P.M.E., Classes moyennes et Energie

.be

SPF Economie, P.M.E., Classes moyennes et Energie

Rue du Progrès 50
1210 Bruxelles
N° d'entreprise : 0314.595.348

0800 120 33 (numéro gratuit)

https://economie.fgov.be

Editeur responsable :
Séverine Waterbley
Présidente du Comité de direction
Rue du Progrès 50
1210 Bruxelles

Version internet

Table des matières

Table des matières 3
L'impact du système européen d'échange de quotas d'émission de CO_2 sur le prix de l'électricité en Belgique 4
Introduction 4
1. Le fonctionnement du système européen d'échange de quotas d'émissions et la création du prix du CO_2 4
2. SEQE pour la Belgique 8
3. Fonctionnement du marché de l'électricité et tarification de l'électricité 10
4. L'impact du prix du CO_2 sur le prix de gros et le prix à la consommation de l'électricité 12
Conclusion 14

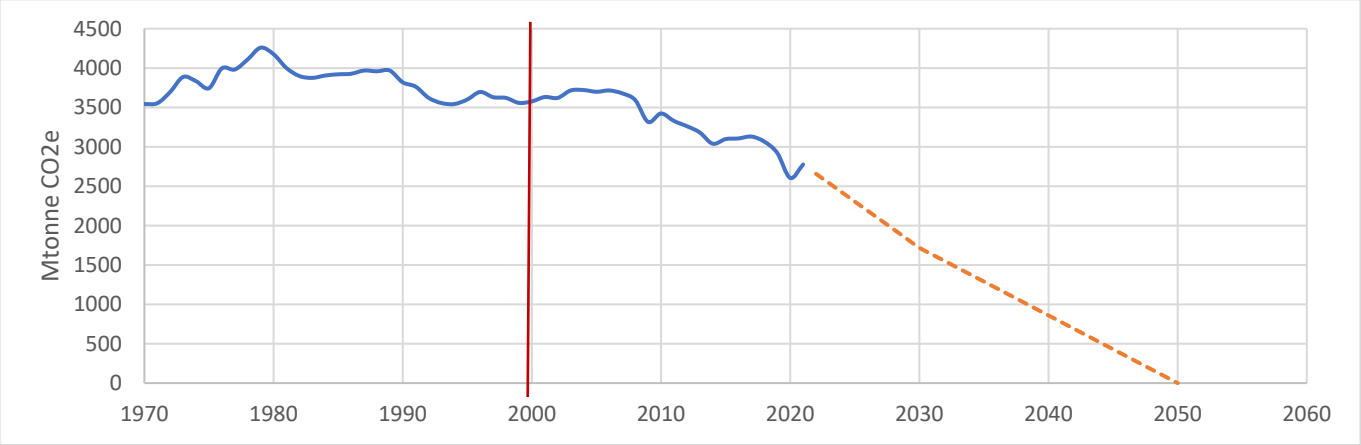
Annexe 15

L'impact du système européen d'échange de quotas d'émission de CO_2 sur le prix de l'électricité en Belgique

Introduction

Le réchauffement climatique constitue une sérieuse menace pour la prospérité et le bien-être des pays du monde entier. Pour stopper la tendance, il est nécessaire que tous les pays réduisent radicalement leurs émissions de gaz à effet de serre. C'est pourquoi l'Accord de Paris a été conclu lors de la conférence des Nations unies sur le climat qui s'est tenue à Paris en 2015. Les 195 pays signataires de cet accord s'engagent à maintenir le réchauffement climatique bien en dessous de 2 degrés Celsius par rapport au niveau préindustriel et s'efforcent de limiter le réchauffement à 1,5 degré Celsius par rapport au niveau préindustriel. Sous l'impulsion de cet accord, l'Union européenne (UE) s'est fixé des objectifs ambitieux en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre. D'ici à 2050, l'UE souhaite notamment atteindre la neutralité climatique. En d'autres mots, l'UE veut capturer et stocker autant de gaz à effet de serre qu'elle n'en émet, ce que l'on désigne par des émissions nettes nulles. L'UE a également fixé l'objectif intermédiaire d'une réduction nette de 55 % d'ici 2030 par rapport à 1990. Pour parvenir à ces objectifs, l'UE a formulé un ensemble de mesures, à savoir le plan "*fit for 55*" et le plan « RePower EU ». Ce dernier comprend des mesures relatives aux énergies renouvelables, à l'efficacité énergétique, à l'utilisation des terres et à la sylviculture, aux normes d'émissions de CO_2 pour les voitures, etc.. Le plan comprend également des mesures visant à adapter le système communautaire d'échange de quotas d'émissions (SEQE), soit l'une des pierres angulaires de la politique européenne en matière de climat.

Graphique 1. Emissions nettes de CO_2 de l'UE



Source : Emissions Database for Global Atmospheric Research (EDGAR), calculs propres.

Les objectifs de l'UE pour l'avenir sont connus. Ils s'appuient sur les efforts passés. Depuis un certain temps, les émissions de gaz à effet de serre sont en baisse dans l'UE. Le graphique 1 illustre l'évolution des émissions nettes de CO_2 et d'autres gaz à effet de serre exprimées en équivalent CO_2. Les émissions de gaz à effet de serre ont atteint un pic de 4258 millions de tonnes d'équivalent CO_2 en 1979. Entre 1990 et 2021, les émissions annuelles ont diminué de 27 %.

Cet article traite de la formation du prix du CO_2 dans le cadre du SEQE et de son impact sur les prix de l'électricité. L'article est scindé comme suit : la partie 1 traite du fonctionnement du SEQE et de la formation du prix du CO_2. La deuxième partie se penche sur l'application du système au contexte belge. La partie 3 concerne le fonctionnement du marché de l'électricité et de la formation du prix de l'électricité. La partie 4 examine l'impact du prix du CO_2 sur le prix de gros et le prix à la consommation de l'électricité.

1. Le fonctionnement du système européen d'échange de quotas d'émissions et la création du prix du CO_2

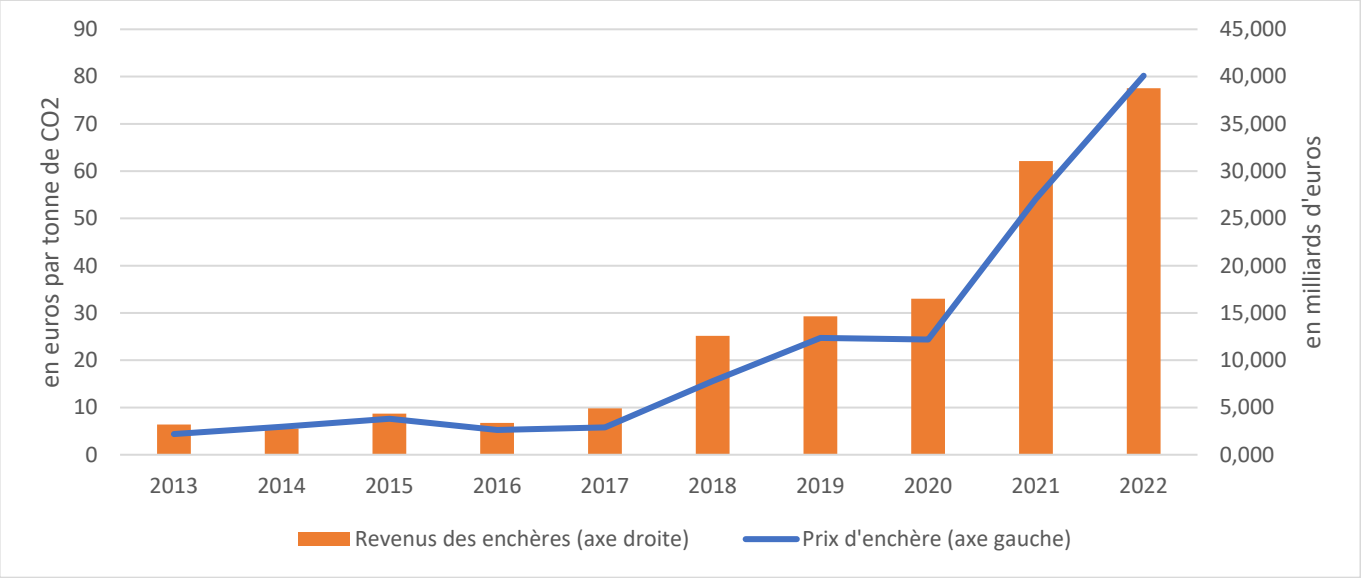
Le système communautaire d'échange de quotas d'émissions (SEQE ou ETS en anglais) a été mis en place en 2005 et implique les 27 États membres de l'UE ainsi que l'Islande, la Norvège et le Liechtenstein. Le système couvre les gaz à effet de serre que sont le dioxyde de carbone (CO_2), le protoxyde d'azote (N_2O) et les hydrocarbures perfluorés (PFC). Le SEQE

vise à réduire les émissions de gaz à effet de serre provenant des secteurs couverts par ce système communautaire. Actuellement, les secteurs concernés par le SEQE sont: les secteurs industriels mobilisant des installations de plus de 20 MW, le secteur de l'énergie et l'aviation européenne. Le transport maritime et les vols intercontinentaux seront ajoutés à partir de 2024 dans le cadre du plan "*Fit for 55*".

Le SEQE est un système de plafonnement et d'échange de droits d'émission (quotas), sur base duquel les émissions totales de tous les secteurs du SEQE sont plafonnées au niveau européen. Ce système transforme ainsi littéralement l'émission de gaz à effet de serre en une ressource limitée pour tous les secteurs du SEQE. Les entreprises relevant du SEQE doivent présenter assez de quotas (ou droits d'émissions) pour leurs émissions sinon elles s'exposent à de lourdes amendes. Un droit d'émission permet à son détenteur d'émettre une tonne de CO_2. Les émissions totales étant plafonnées, le nombre de quotas est également limité. Ces quotas peuvent être échangés, ce qui donne lieu à un marché de quotas avec une offre et une demande. Le principe du marché garantit que les réductions d'émission sont réalisées de la manière la moins onéreuse possible. En effet, les entreprises ont le choix entre réduire leurs émissions et vendre leurs quotas excédentaires ou ne pas réduire leurs émissions et acheter des quotas. Les entreprises pour lesquelles il est peu coûteux de réduire leurs émissions choisiront cette solution et vendront leurs quotas excédentaires sur le marché. Chaque année, les entreprises doivent déclarer leurs émissions et soumettre un nombre équivalent de quotas.

Les entreprises peuvent acquérir des quotas de différentes manières dans le cadre du SEQE. La première consiste à acheter des quotas. Les entreprises peuvent acheter des quotas aux enchères. Les États membres reçoivent chacun une part de la quantité totale de quotas à mettre aux enchères et sont autorisés à conserver le produit de la vente. Dans la pratique, chaque État membre n'organise pas sa propre vente aux enchères, mais la confie à une unique plateforme de vente aux enchères, *European Energy Exchange* (EEX). Pour l'ensemble des États membres de l'UE, les recettes cumulées des ventes aux enchères entre 2012 et 2020 s'élèvent à 57 milliards d'euros[1]. Ces dernières années, le prix du CO_2 et, par corollaire, les recettes des ventes aux enchères ont augmenté. En 2022, le produit total des enchères pour l'ensemble de l'UE s'élevait à 38,8 milliards d'euros. Les entreprises peuvent également acheter des quotas sur le marché secondaire.

Graphique 2. Enchères SEQE



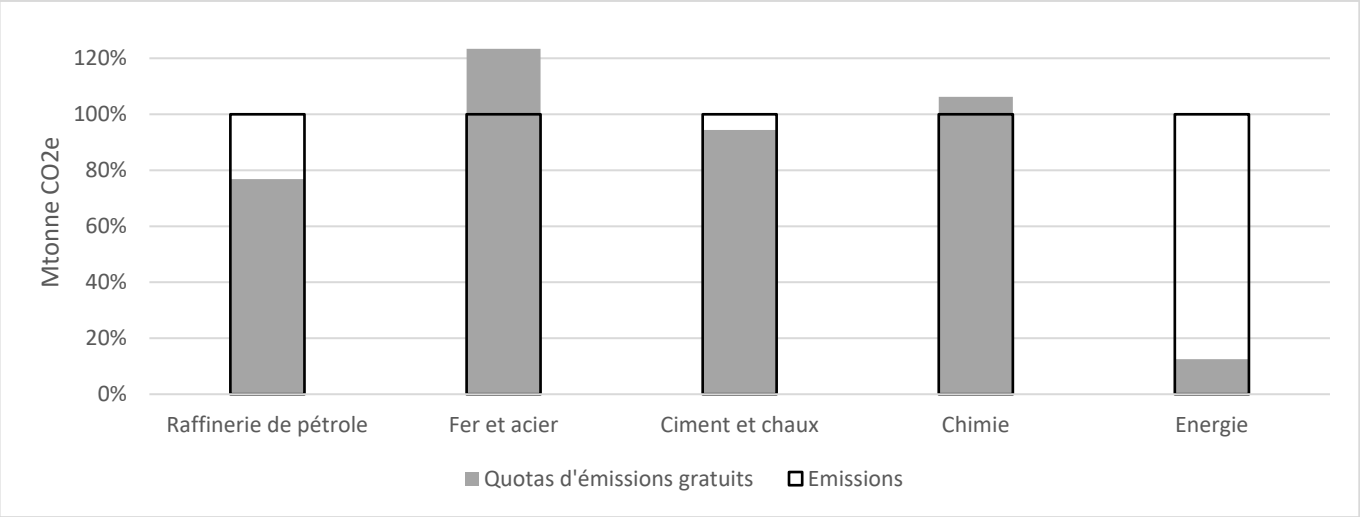
Source : EEX.

Certaines entreprises peuvent également obtenir des quotas dans le cadre du SEQE par le biais de l'allocation gratuite. 43 % de la quantité totale de quotas disponibles (plafond) sont alloués gratuitement. Il s'agit d'entreprises exposées au risque de *carbon leakage* (« fuite de carbone »). En d'autres termes, ces entreprises risquent de quitter l'UE lorsqu'elles

[1] 78 % de ce montant ont été utilisés pour des objectifs climatiques et énergétiques. L'UE recommande d'utiliser au moins 50 % des revenus des enchères pour les objectifs climatiques et énergétiques.

n'ont pas à payer pour leurs émissions en dehors de l'UE. L'allocation gratuite est octroyée par les États membres. Sur la base des règles européennes, ils calculent pour chaque installation de production la quantité de quotas gratuits à laquelle elle a droit. Ce calcul tient compte des émissions historiques de cette installation, ainsi que des émissions de l'installation la plus performante du secteur et du risque de fuite de carbone dans ce secteur. Le graphique 3 indique le rapport entre les quotas gratuits et les émissions en 2021 pour certains secteurs clés de l'UE. A titre d'exemple, le secteur des raffineries de pétrole reçoit à titre gratuit 77 % des quotas dont il a besoin. L'industrie sidérurgique de l'UE reçoit encore plus de quotas gratuits qu'elle n'en a besoin, soit 23 % de plus que ses émissions. En revanche, le secteur de l'énergie en Europe reçoit relativement peu de quotas gratuits : seulement 13 % de ses émissions. Ce secteur concerne principalement la production d'électricité et certains procédés industriels de combustion. En effet, le secteur de la production d'électricité ne reçoit plus de quotas gratuits depuis 2013 (phase 3).

Graphique 3. Rapport entre les quotas d'émissions gratuits et les émissions par secteur dans l'UE en 2021

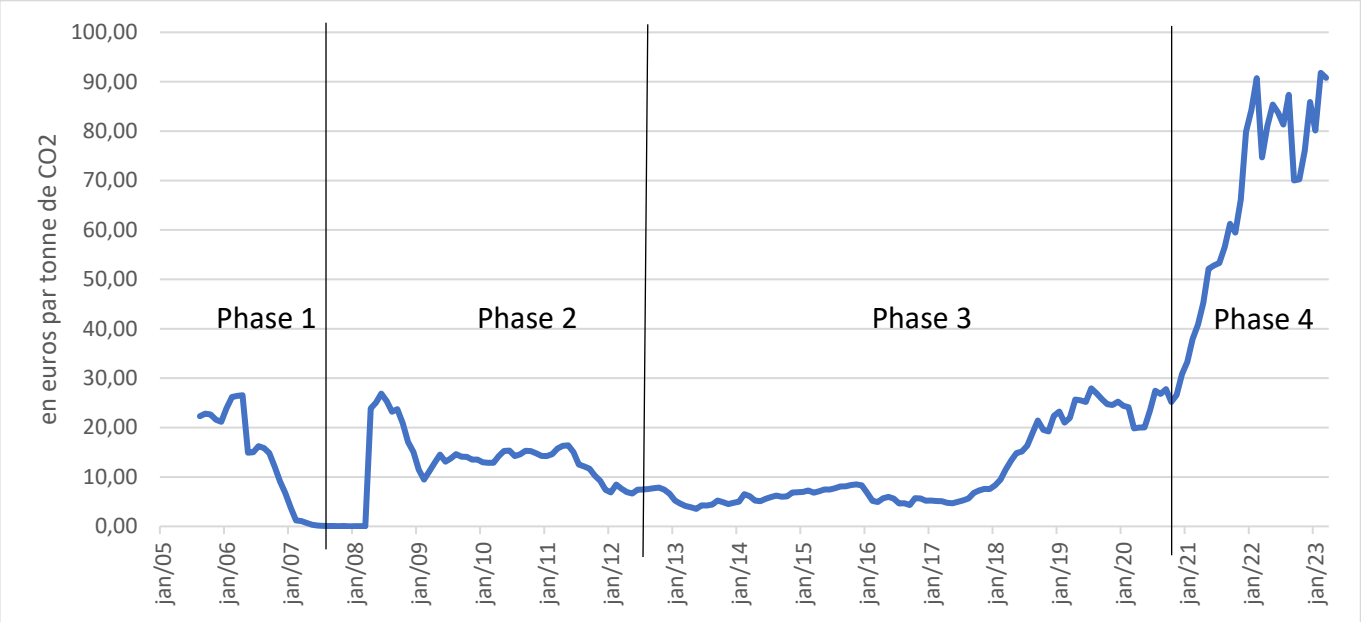


Source : Commission européenne.

Auparavant, les entreprises pouvaient encore acquérir des quotas d'émissions d'une autre manière. De 2008 à 2020, les entreprises européennes pouvaient en effet utiliser des « crédits internationaux » pour remplir leurs obligations en matière d'émissions. Ces « crédits internationaux » étaient des instruments financiers qui représentaient la réduction d'une tonne de CO_2 identifié dans un projet de réduction des émissions à l'étranger. Le protocole de Kyoto stipulait que les entreprises pouvaient acquérir des crédits internationaux de deux manières. Premièrement, par le biais du mécanisme de *clean developpement* (« développement propre ») qui stipulait que les pays industrialisés pouvaient investir dans des projets de réduction des émissions dans les pays en développement. Deuxièmement, par le biais de la *joint implementation* (« mise en œuvre conjointe »), qui stipule que les pays industrialisés peuvent investir dans des projets de réduction des émissions dans d'autres pays industrialisés. Dès 2021, l'utilisation de « crédits internationaux » n'était plus utilisable par les entreprises dans le cadre du SEQE pour se conformer à leurs obligations en matière d'émission. Cette mesure est également en ligne avec les recommandations de l'Accord de Paris, qui fournit un nouveau cadre pour relier les marchés du carbone.

Le SEQE a déjà connu plusieurs ajustements depuis sa création en 2005 que l'on identifie par différentes phases. De 2005 à 2007, il était en phase de test. De 2008 à 2012, il est passé à la phase de mise en œuvre. La troisième phase s'est déroulée de 2013 à 2020 et nous sommes actuellement dans la quatrième phase qui s'étend de 2021 à 2030. Au début de la deuxième phase, en 2008, le prix de la tonne de CO_2 a chuté à environ 10 euros la tonne. L'offre excédentaire de quotas d'émissions sur le marché était à l'origine de cette forte baisse. Cette situation était due à la crise financière de 2008 qui a entraîné un ralentissement économique mondial. L'utilisation de « crédits internationaux » est le second élément ayant engendré cette offre excédentaire de quotas sur le marché. En effet, ce mécanisme a permis aux entreprises européennes d'acquérir très facilement des quotas à un prix très bas. Au cours de la phase 2, le prix est resté particulièrement bas et a même baissé en 2011 pour atteindre environ 5 euros par tonne de CO_2.

Graphique 4. L'évolution du prix de la tonne de CO_2 (EUA)



Source : CREG.

Pour s'attaquer au problème de l'offre excédentaire de quotas, la vente aux enchères de 900 millions de quotas a été reportée à une date ultérieure au cours de la période 2014-2016. Par conséquent, le prix de la tonne de CO_2 a commencé augmenter à partir de 2018 pour atteindre finalement 20 à 30 euros par tonne. Puis, en 2019, la *Market Stability Reserve* (MSR) a été mise en place pour apporter une solution à long terme à l'offre excédentaire de quotas sur le marché. La MSR peut retirer des quotas lorsque le nombre de quotas en circulation dépasse un certain seuil et, inversement, en libérer sur le marché lorsque le nombre de quotas en circulation est trop faible.

En 2020, le prix de la tonne de CO_2 a légèrement baissé en raison de la crise sanitaire du Coronavirus. Le prix est passé d'environ 24 euros en février 2020 à 20 euros en avril 2020. Il s'est toutefois redressé assez rapidement et s'est maintenu autour de 25 euros en 2020.

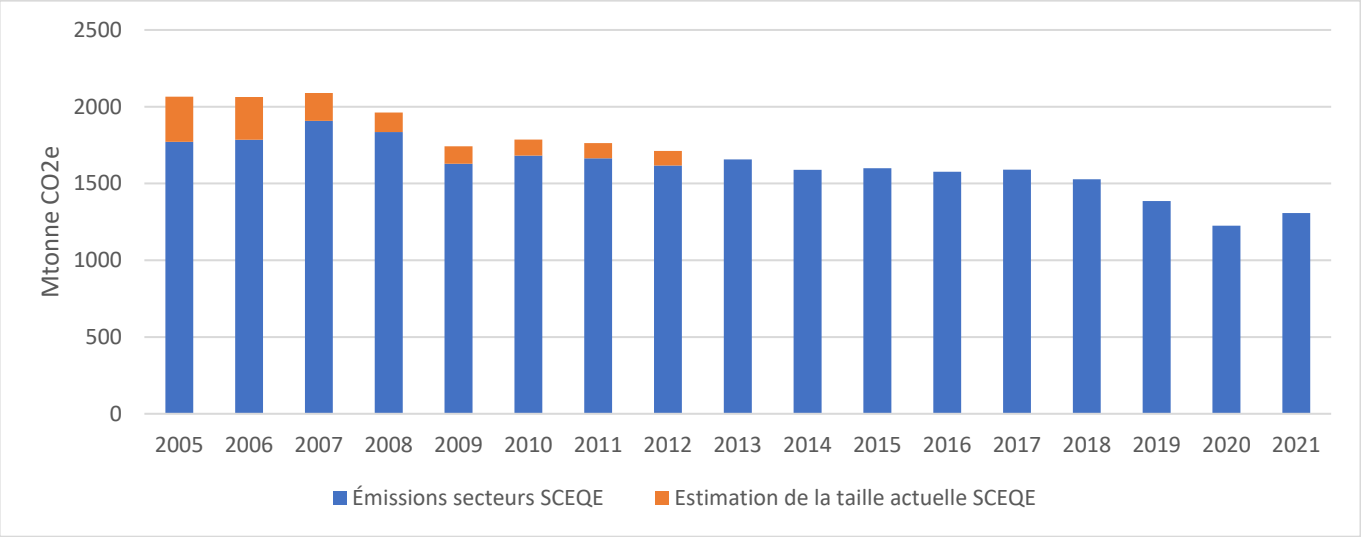
Le CO_2 a enregistré une forte augmentation de son prix en 2021. Il n'a cessé d'augmenter, passant d'environ 33 euros en janvier 2021 à environ 80 euros en décembre 2021. Cette hausse brutale et sans précédent s'explique d'une part par la réouverture de l'économie après la crise sanitaire. La production est repartie à la hausse et la demande de quotas aussi. D'autre part, le prix a également réagi aux annonces de la Commission européenne (CE) quant aux objectifs climatiques plus ambitieux et à la révision du SEQE. Parmi ces annonces, les propositions suivantes ont été faites pour réviser le SEQE : premièrement, une augmentation du facteur de réduction annuel (taux auquel le plafond d'émission total diminue chaque année) de 2,2 % actuellement à 4,3 % pour la période 2024-2027 et 4,4 % à partir de 2028. Deuxièmement, l'ajout des secteurs du transport maritime et des vols intercontinentaux au SEQE à partir de 2024. Troisièmement, la suppression progressive d'ici 2034 des quotas gratuits pour l'industrie européenne parallèlement à l'introduction d'un Mécanisme d'ajustement carbone aux frontières (MACF) à partir de 2026. Il s'agit d'un système de tarification du carbone applicable aux importations en provenance de l'extérieur de l'UE permettant de réduire le risque de fuite de carbone. Quatrièmement, la CE souhaite établir un nouveau système d'échange de quotas d'émissions distinct prenant en compte les bâtiments et le transport routier à partir de 2027 pour les entreprises et les ménages. Enfin, la CE souhaite créer un Fonds social pour le climat à partir de 2026 afin de protéger les plus faibles dans la société. Le Parlement européen a approuvé ces propositions en avril 2023.

En 2022, le prix de la tonne de CO_2 a fluctué entre 70 et 90 euros. Cette volatilité était principalement due aux incertitudes engendrées par le conflit entre la Russie et l'Ukraine.

Depuis la création du SEQE en 2005, les émissions des secteurs concernés ont fortement diminué. Le graphique 5 montre les émissions des installations fixes relevant du SEQE depuis 2005. La composition des secteurs relevant du SEQE ayant changé à plusieurs reprises depuis 2005, le graphique présente également une estimation des émissions sur la base de

la taille actuelle du SEQE. Si l'on tient compte de cette estimation, les émissions des installations fixes relevant du SEQE ont diminué de 37 % entre 2005 et 2021.

Graphique 5. Emissions des installations fixes relevant du SEQE



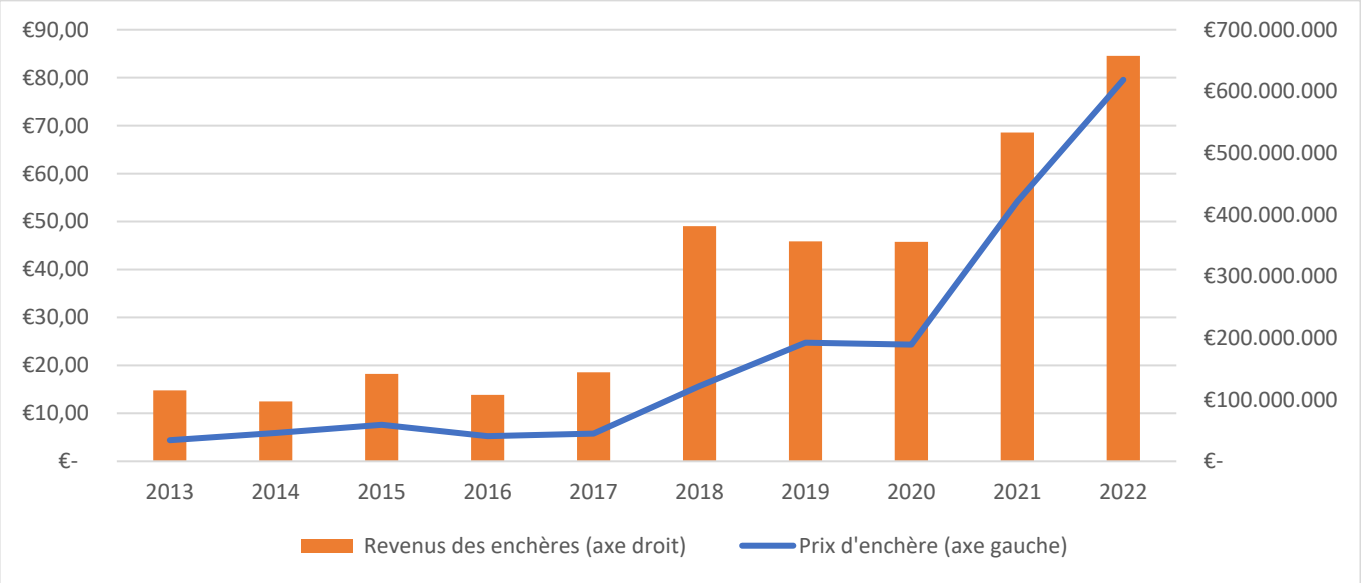
Source : Agence européenne pour l'environnement.

2. SEQE pour la Belgique

La Belgique fait partie du système d'échange de quotas d'émissions de l'UE. Les entreprises belges couvertes par le système doivent donc introduire des quotas pour les gaz à effet de serre qu'elles émettent.

Le graphique 6 montre les recettes des mises aux enchères pour la Belgique. Celles-ci s'élèvent à 658 millions d'euros en 2022. Entre 2013 et 2022, les recettes des enchères ont fortement augmenté, en parallèle au prix de la tonne de CO_2.

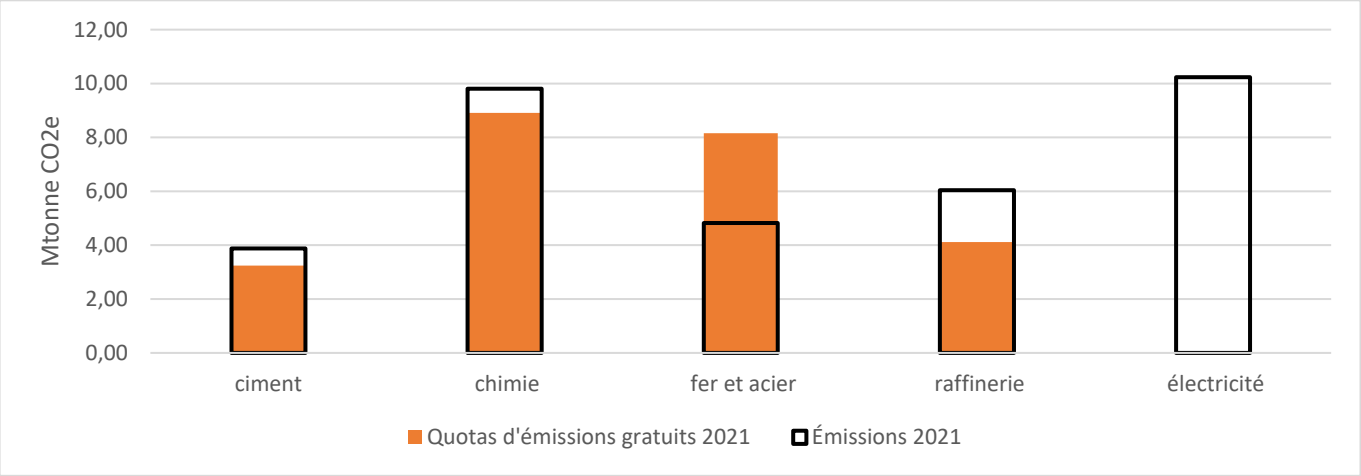
Graphique 6. Recettes des ventes aux enchères pour la Belgique



Source : Climateregistry.be – Revenus des enchères en Belgique.

Le graphique 7 montre les émissions et la quantité de quotas gratuits de certains secteurs clés du SEQE belge. Par exemple, le secteur belge du ciment a émis 3,9 millions de tonnes d'équivalent CO_2 en 2021 et a reçu 3,2 millions de quotas gratuits. Pour le secteur de la sidérurgie, le nombre de quotas gratuits a même dépassé ses émissions. Enfin, le secteur de l'électricité ne reçoit plus de quotas gratuits depuis 2013 (phase 3). Cela signifie que ce secteur doit acheter des quotas pour couvrir toutes ses émissions.

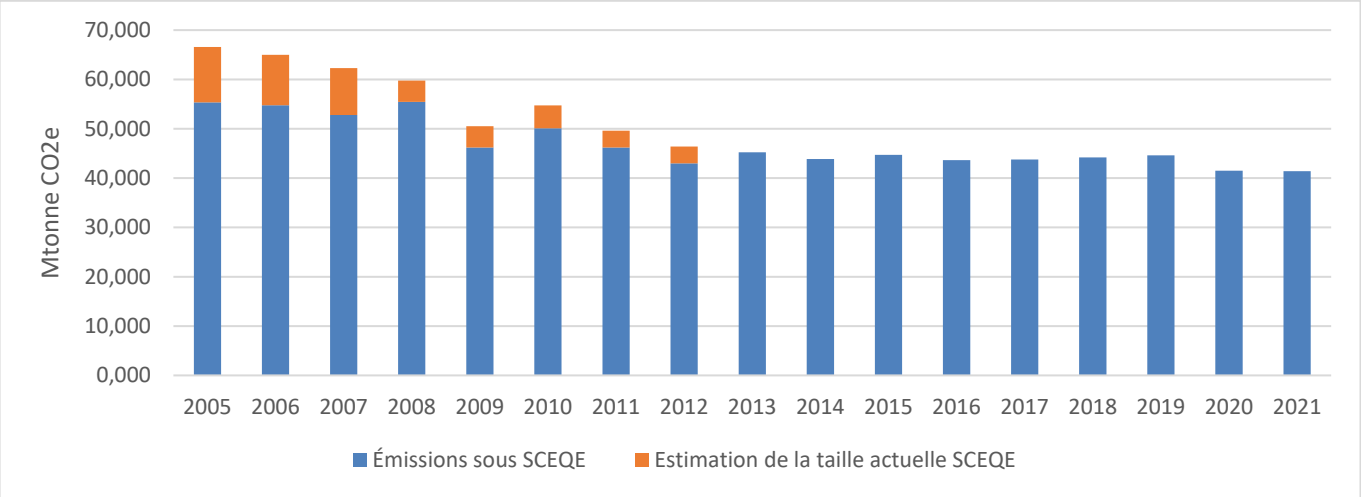
Graphique 7. Emissions et quotas gratuits pour certains secteurs belges couverts par le SEQE en 2021



Source : Climateregistry.be – données de conformités pour la Belgique.

Depuis 2005, les émissions de l'industrie belge ont diminué. Le graphique 8 montre les émissions des installations fixes (c'est-à-dire hors aviation) relevant du SEQE en Belgique. Si l'on inclut les émissions des installations qui ne faisaient pas partie du SEQE avant 2013 mais qui en font désormais partie, les émissions ont chuté de 38 % entre 2005 et 2021.

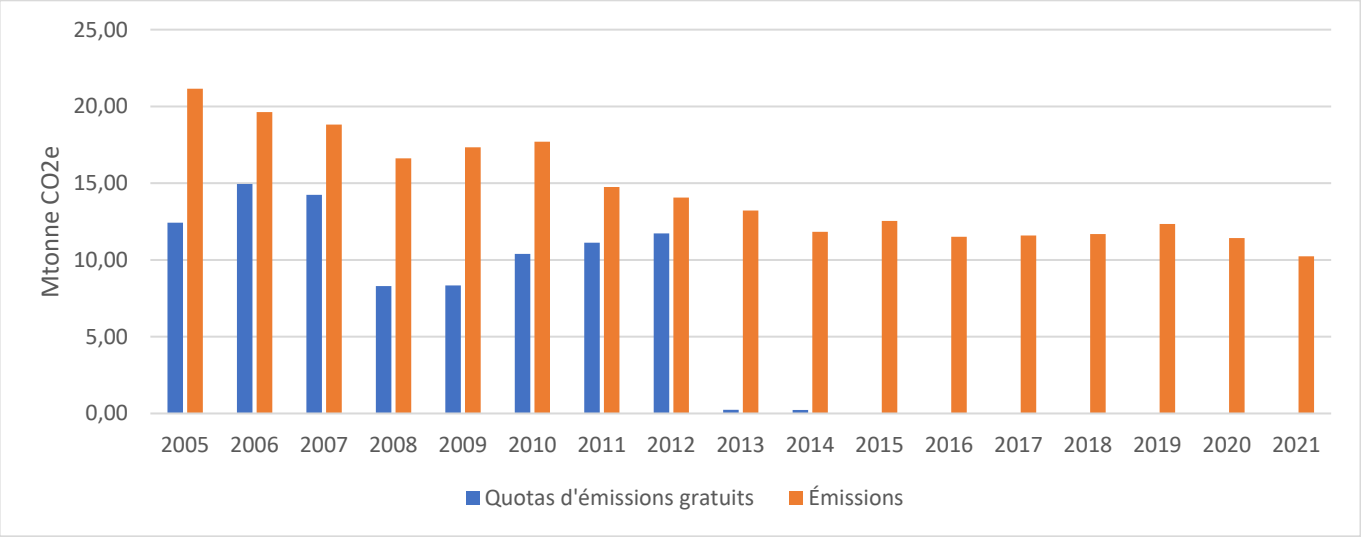
Graphique 8. Emissions des installations fixes relevant du SEQE en Belgique



Source : Agence européenne pour l'environnement.

Au cours de la même période, les émissions du secteur de l'électricité ont diminué encore plus drastiquement, à savoir de 52 %. Le graphique 9 montre les émissions du secteur de l'électricité de 2005 à 2021 (barres orange). Il montre également l'évolution des quotas gratuits reçus par le secteur chaque année pour couvrir ses émissions. Avant 2013, une part importante des émissions, 66 % en moyenne, était couverte par des quotas gratuits. À partir de 2013, le secteur n'a plus reçu de quotas gratuits. L'objectif de cette note est de déterminer l'impact du prix du CO_2 sur le prix de gros et le prix à la consommation de l'électricité. Avant d'aborder cette question, nous allons d'abord examiner de plus près le fonctionnement du marché de l'électricité et la formation du prix de l'électricité en Belgique.

Graphique 9. Emissions et quotas gratuits du secteur belge de l'électricité entre 2005 et 2021

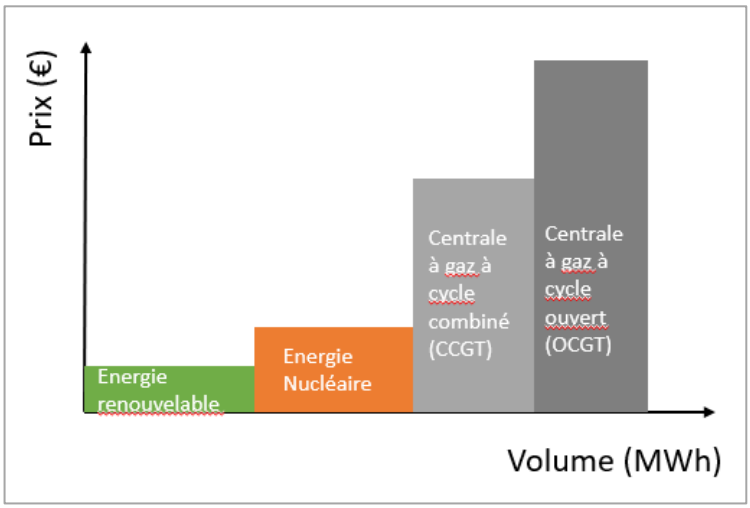


Source : Climateregistry.be – données de conformités pour la Belgique.

3. Fonctionnement du marché de l'électricité et tarification de l'électricité

Le marché de l'électricité est un marché libre. Les prix de gros résultent de l'interaction entre l'offre et la demande. Du côté de l'offre, on trouve les différents producteurs d'électricité. Du côté de la demande, nous trouvons des fournisseurs d'énergie qui achètent de l'électricité pour la fournir à leurs clients ainsi que de grands consommateurs industriels qui achètent directement leur électricité sur le marché de gros. Le marché de gros le plus important est le marché livraison day-ahead. En effet, ce marché est la référence pour les prix de gros de l'électricité. Le prix de l'électricité est déterminé sur le marché day-ahead selon le principe du merit- order (ou préséance économique). Cela signifie que le prix du marché est déterminé par la dernière centrale électrique nécessaire pour équilibrer l'offre et la demande. Du côté de l'offre, les offres des différents producteurs sont placées dans l'ordre croissant des prix de vente. Du côté de la demande, les offres sont placées dans l'ordre décroissant des prix d'achat. Lorsque la demande est égale à l'offre, le prix du marché de l'électricité est formé. Ce prix est le même pour tous les vendeurs sur le marché, qu'ils aient ou non des coûts de production variables élevés. C'est ce qu'on appelle le principe du « pay as clear ». La dernière centrale de production qui équilibre l'offre et la demande a également les coûts variables de production les plus élevés. En Belgique, ce sont souvent les centrales à gaz qui jouent ce rôle. Les centrales à gaz ont un coût de production variable élevé, mais sont très pilotables. Elles peuvent donc être allumées et éteintes relativement facilement. Par conséquent, les filières dont les coûts de production variables sont moins élevés, comme les énergies renouvelables et le nucléaire, bénéficient d'un prix de marché plus élevé. Le principal prix de référence pour le marché day-ahead est déterminé, au niveau européen, dans le cadre du couplage uniforme du marché day-ahead. En Belgique, il existe deux bourses par l'intermédiaire desquelles un acteur du marché peut participer au couplage du marché day-ahead unifié : EPEX SPOT et Nord Pool.

Graphique 10. Préséance économique (merit order)

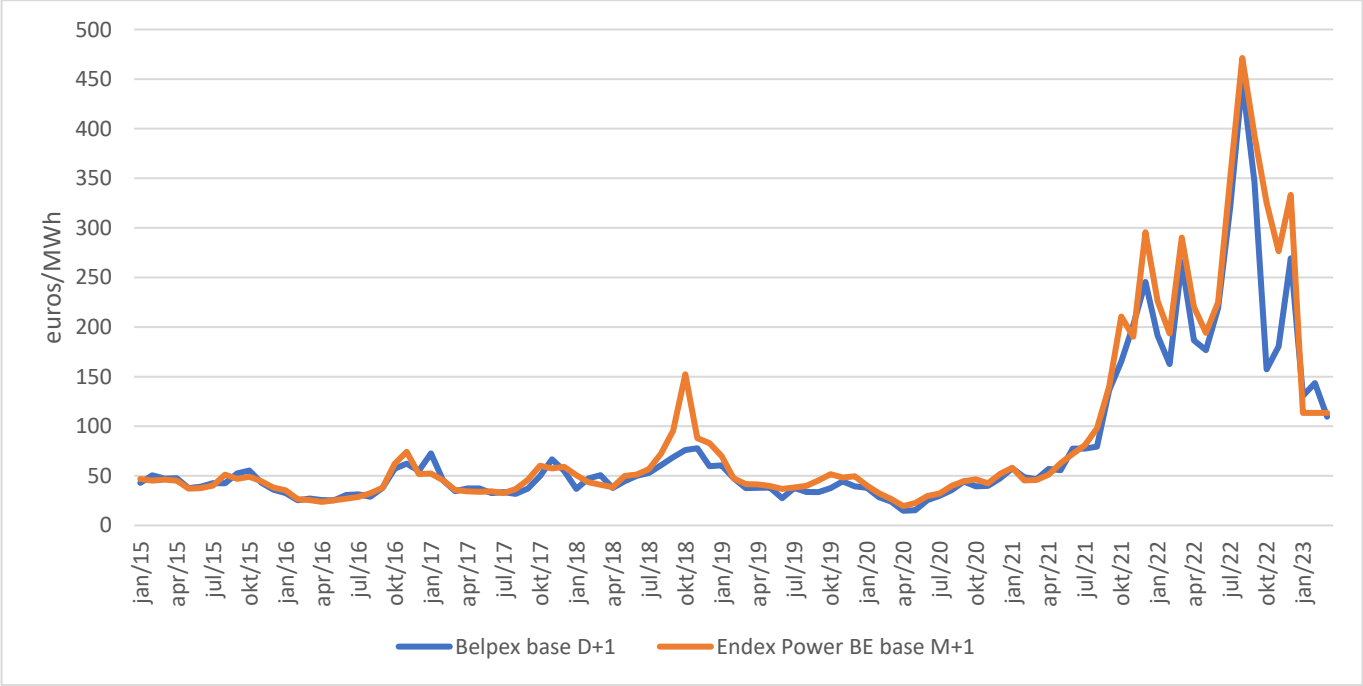


Source : Calculs propres.

Outre le marché *Day Ahead*, il existe également le marché *futures* (ou « marché à terme »). Sur ce marché, les volumes d'électricité qui seront livrés dans le futur sont négociés. L'échéance va de quelques mois à quelques années. Endex est l'une des principales cotations du marché *futures*.

Le prix de gros de l'électricité a fortement augmenté depuis le milieu de l'année 2021. La cotation Belpex, qui reflète une moyenne mensuelle des prix sur le marché *day ahead*, est passée de € 77/MWh en juillet 2021 à € 448 /MWh en août 2022, soit un prix presque six fois plus élevé. La cotation de Endex pour une livraison au cours du mois prochain est passée de € 81/MWh en juillet 2021 à € 471/MWh en août 2022. Il s'agit aussi d'un prix presque six fois plus élevé. Dans les mois après, les prix ont diminué de nouveau.

Graphique 11. Prix de gros de l'électricité en Belgique.



Source : CREG.

4. L'impact du prix du CO_2 sur le prix de gros et le prix à la consommation de l'électricité

Pour rappel, ce sont principalement les centrales électriques au gaz qui équilibrent l'offre et la demande et déterminent le prix du marché en Belgique. C'est aussi le cas en Espagne et en France. Dans notre pays, la plupart des centrales électriques au gaz sont des turbines à gaz et à vapeur (TGV). Les principaux coûts de production d'une TGV sont le prix du gaz et le prix des émissions de CO_2. Pour identifier l'impact de ces coûts de production sur le prix de l'électricité, nous nous inspirons d'une étude de la Banque nationale espagnole sur l'impact du prix du gaz et du prix du CO_2 sur les prix de l'électricité en Espagne[2]. Bien entendu, le marché espagnol de l'électricité n'est pas tout à fait similaire au marché belge. En effet, le marché belge de l'électricité est fortement interconnecté avec celui des pays voisins, alors que le marché espagnol de l'électricité est plus isolé. Toutefois, il existe de nombreuses similitudes entre les deux marchés. Premièrement, ils dépendent fortement des centrales à gaz pour équilibrer l'offre et la demande. Deuxièmement, les deux marchés font partie du couplage unifié du marché day-ahead, de sorte que leur mécanisme de formation des prix est identique.

Cette étude part également du principe qu'une centrale à gaz fournit la dernière quantité d'électricité pour équilibrer l'offre et la demande et détermine ainsi le prix du marché de l'électricité. Le prix de marché de l'électricité est donc composé des coûts de production variables d'une centrale à gaz, plus précisément d'une TGV. Les coûts de production variables d'une TGV sont constitués, d'une part, du prix du gaz et, d'autre part, du prix des quotas d'émissions qui doivent être achetés pour couvrir les émissions de CO_2 de l'usine à gaz. L'étude montre que pour produire 1 MWh d'électricité, il faut environ 2 MWh de gaz (rendement thermique). Concernant les émissions, la production d' 1 MWh d'électricité libère environ 0,37 tonne de CO_2 dans le cas d'une TGV (intensité carbone). L'estimation du prix de gros de l'électricité est alors la suivante :

$$PE = 2 * PG + 0{,}37 * PCO2$$

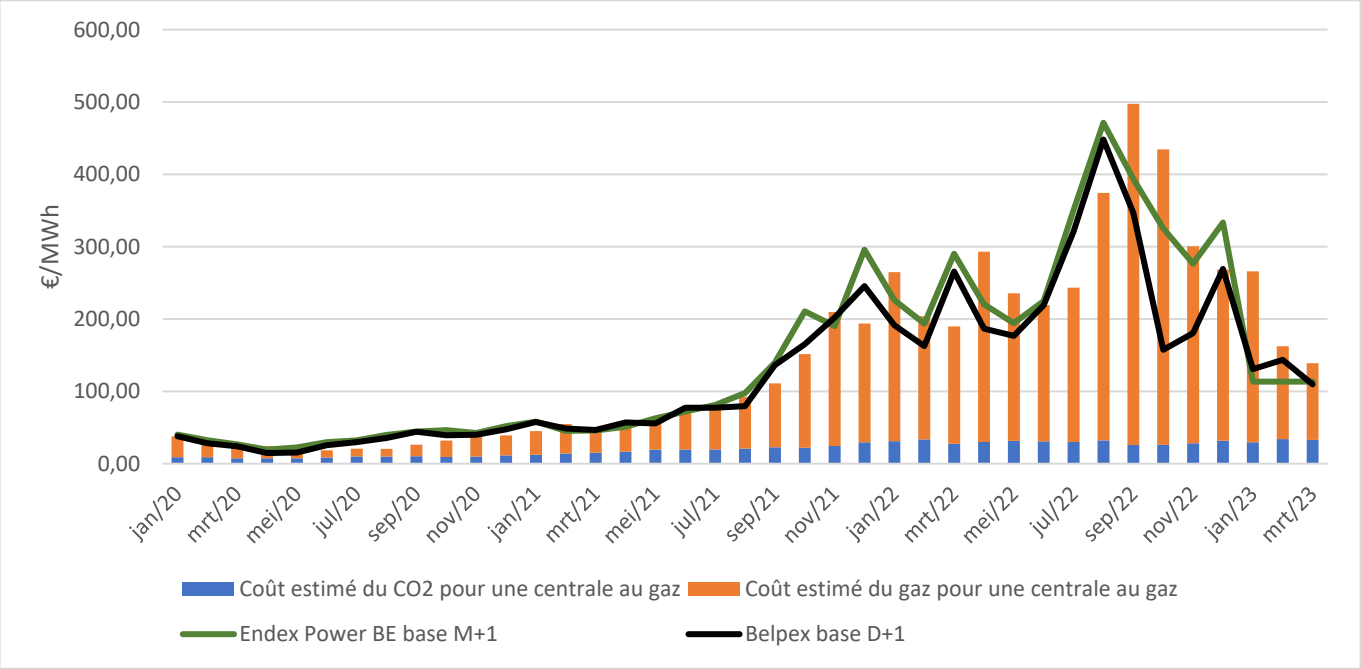
Où *PE* est l'estimation du prix de gros d'1 MWh d'électricité ; *PG* est le prix d'1 MWh de gaz et *PCO2* est le prix d'1 tonne d'émission de CO_2.

Cette estimation a toutefois des limites, le prix de gros de l'électricité ne correspond pas toujours au coût de production variable d'une centrale électrique au gaz. En effet, ce ne sont pas toujours les centrales à gaz qui équilibrent l'offre et la demande, mais parfois l'énergie éolienne ou les centrales à charbon à l'étranger.

Le graphique 13 illustre, à partir des données belges, les coûts de production variables estimés d'une centrale à gaz et les prix de gros observés de l'électricité. Pour les calculs, la cotation TTF101 est utilisée comme indicateur du prix du gaz. TTF101 représente la moyenne mensuelle du « settlement price » de la cotation « Dutch TTF Gas Base Load Futures » pour le mois précédant le mois de livraison. Pour le prix des émissions, nous prenons les cotations de prix des droits d'émission du SEQE. Les barres représentent les coûts de production estimés d'une centrale à gaz. Les barres oranges indiquent le coût estimé du gaz et les barres bleues indiquent le coût estimé des émissions de CO_2. Entre janvier 2021 et mars 2023, le coût de production variable estimé d'une centrale à gaz a augmenté de € 94 /MWh. € 73 de cette augmentation seraient dus à l'augmentation du prix du gaz. Cela représente 78 % de l'augmentation totale des coûts de production variables. € 21 seraient dus à l'augmentation du prix du CO_2. Cela représente 22 % de l'augmentation totale. En outre, le graphique 13 montre également les prix de gros réels de l'électricité représentés par la cotation Endex et la cotation Epex Spot. La cotation Endex correspondra le plus à nos coûts variables estimés, car notre estimation utilise également le prix à terme du gaz.

[2] *Pacce, M., Sánchez, I. & Suàrez-Varela, M. (2021). Recent developments in Spanish retail electricity prices:* the role played by the cost of CO_2 emission allowances and higher gas prices. *Banco De España.* *https://repositorio.bde.es/bitstream/123456789/17371/1/do2120e.pdf*

Graphique 12. Prix de gros de l'électricité et coûts de production variables estimés d'une centrale à gaz

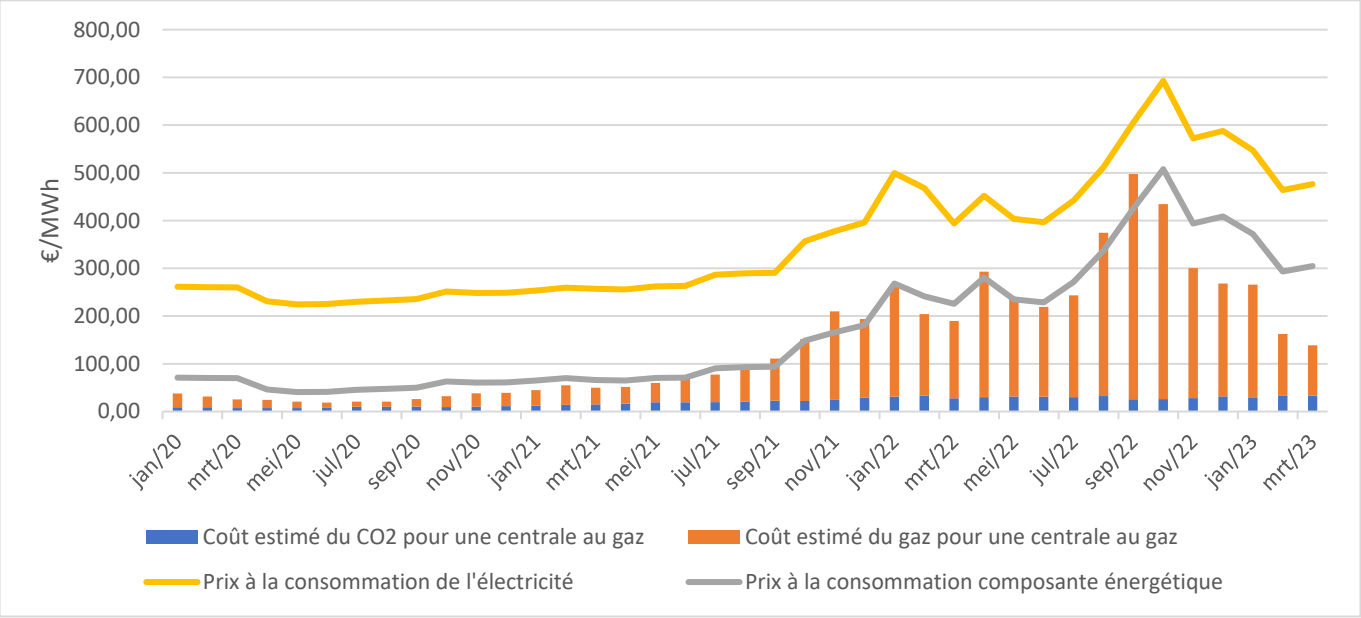


Source : CREG, calculs propres.

Le prix du CO_2 d'un quota européen influence également le prix à la consommation de l'électricité. Cet impact se fait par le biais de la composante énergie de la facture d'électricité. En effet, une facture d'électricité se compose de trois parties : la composante énergie, le tarif de réseau et les taxes. En 2022, selon la CREG, la composante énergie représentait 63% de la facture d'électricité, le tarif de réseau 15% et les taxes 22%. Le coût de la composante énergie est lié à l'évolution des prix sur les marchés de gros et notamment à l'évolution du prix du CO_2 et la part importante de cette composante en 2022 est dû à l'augmentation très élevée de ces coûts sous-jacents.

Le prix à la consommation de l'électricité (y compris les frais de réseau et les taxes) pour une famille avec une consommation moyenne de 3500 kWh est passé de € 253/MWh en janvier 2021 à € 476/MWh en mars 2023. Ceci est basé sur les données de CREG, qui incluent à la fois les contrats variables et fixes. Cela représente une augmentation de € 223/MWh, soit presque le double du prix. Selon notre estimation, au cours de la même période, le coût de production variable d'une centrale électrique au gaz a augmenté de € 21 en raison de la hausse du prix du CO_2. En supposant que ce coût soit intégralement répercuté sur les consommateurs, 9 % de l'augmentation totale des prix à la consommation est due à l'augmentation du prix du CO_2 pour la période concernée. Bien sûr, il est également possible que les coûts soient répercutés dans une plus ou moins grande mesure.

Graphique 13. Prix à la consommation de l'électricité et coûts à la production variable estimé d'une centrale au gaz



Source : CREG, calculs propres.

Conclusion

Le système européen d'échange de quotas d'émissions SEQE est l'un des piliers les plus importants de la politique climatique de l'UE. L'objectif principal du SEQE est de fixer un prix pour les émissions de CO_2 des entreprises, ce qui devrait les inciter à émettre moins de CO_2. Ces dernières années, et plus particulièrement depuis le début de l'année 2021, le prix de la tonne de CO_2 a fortement augmenté passant de € 33/tonne en janvier 2021 à € 89/tonne en mars 2023. L'impact sur le secteur de l'électricité s'est donc fait sentir. En raison du principe de préséance économique, le prix du marché de l'électricité est souvent déterminé par les coûts de production variables d'une centrale électrique au gaz. Comme les centrales à gaz doivent acheter des quotas d'émissions pour produire de l'électricité, leurs coûts variables ont augmenté. Selon nos estimations, les coûts de production variables d'une centrale à gaz ont augmenté de € 94/MWh entre janvier 2021 et mars 2023. 22 % de cette augmentation est due à la hausse du prix du CO_2 au cours de cette période. Les 78 % restants sont imputés à l'augmentation du prix du gaz au cours de cette période. Ce pourcentage a cependant fluctué durant la période analysée en fonction des prix respectifs du gaz et du CO2.

À son tour, le prix de gros de l'électricité influence également à la hausse le prix à la consommation de l'électricité par le biais de la composante énergie de la facture. Sur la base de l'hypothèse que le fournisseur d'énergie répercutera l'intégralité de l'augmentation sur le consommateur, entre janvier 2021 et mars 2023, 9 % de l'augmentation totale du prix à la consommation est due à l'augmentation du coût du CO_2. Ce calcul est soumis à la période concernée et à l'hypothèse retenue.

Le SEQE a fixé un prix pour les émissions de CO_2. Cela a eu un impact sur les prix de l'électricité. A l'instar d'autres développements et initiatives, le SEQE a contribué à encourager l'écologisation du secteur. Les émissions du secteur belge de l'électricité ont diminué de 52 % entre 2005 et 2021.

Annexe

Sources

Pacce, M., Sánchez, I. & Suàrez-Varela, M. (2021). Recent developments in Spanish retail electricity prices: the role played by the cost of CO_2 emission allowances and higher gas prices. Banco De España. https://repositorio.bde.es/bitstream/123456789/17371/1/do2120e.pdf