

Décision

(B)2584
13 juillet 2023

Décision d'approbation de l'étude relative à la détermination du facteur d'émission CO₂ pour la Belgique fondé sur le marché

Prise en application des lignes directrices concernant certaines aides d'Etat dans le contexte du système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre après 2021, adoptées par la Commission européenne en date du 21 septembre 2020 (JO C 317 du 29.9.2020, p. 9)

Non-confidentiel

TABLE DES MATIERES

| | |
|---|----|
| TABLE DES MATIERES | 2 |
| INTRODUCTION | 3 |
| 1. CADRE LÉGAL | 4 |
| 2. ANTÉCÉDENTS | 6 |
| 3. CONSULTATION | 7 |
| 4. ANALYSE DE L'ETUDE..... | 8 |
| 4.1. Principes généraux de la méthodologie | 8 |
| 4.2. Modifications par rapport à l'étude initiale | 9 |
| 4.3. Réserve de contenu concernant l'année de référence | 10 |
| 5. DECISION | 11 |
| ANNEXE 1..... | 12 |
| ANNEXE 2..... | 13 |

INTRODUCTION

En application des lignes directrices concernant certaines aides d'Etat dans le contexte du système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre après 2021, adoptées par la Commission européenne en date du 21 septembre 2020, et en réponse à la lettre du 19 avril 2023 du ministre flamand de l'Economie, de l'Innovation, de l'Emploi, de l'Economie sociale et de l'Agriculture, la CREG a été invitée à approuver une étude complémentaire de *Compass Lexecon* concernant la détermination d'un facteur d'émission de CO₂ fondé sur le marché. Cette étude et cette approbation s'inscrivent dans le cadre des règles relatives à la compensation des fuites indirectes de carbone.

La CREG examine ci-après l'étude complémentaire, en particulier les modifications par rapport à l'étude précédente portant sur le même sujet, qui a été approuvée par la CREG le 28 avril 2022 via la décision (B) 2364 d'approbation de l'étude relative à la détermination du facteur d'émission CO₂ fondé sur le marché. Cette étude complémentaire est ajoutée à la présente décision en ANNEXE 1.

La présente décision se compose de quatre parties. Le cadre légal et le contexte sont brièvement rappelés dans la première partie. La deuxième partie décrit les antécédents de cette décision. La troisième partie comprend l'analyse de l'étude et, enfin, la quatrième partie contient les conclusions de la CREG.

Cette décision a été approuvée par le comité de direction de la CREG au cours de sa réunion du 13 juillet 2023.

1. CADRE LÉGAL

1. La directive 2003/87/CE¹ du Parlement européen et du Conseil du 13 octobre 2003 établissant un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre dans l'Union et modifiant la directive 96/61/CE du Conseil a établi un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre dans l'Union (ci-après "SEQE") afin de favoriser la réduction des émissions de gaz à effet de serre. Les producteurs européens d'électricité sont soumis au SEQE depuis sa mise en place en 2005. Le coût des émissions de CO₂ est ainsi répercuté sur les prix de l'électricité que paie un consommateur au sein de l'UE (ceci est également appelé coût des émissions indirectes).

2. La directive 2009/29/CE² du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 modifiant la directive 2003/87/CE afin d'améliorer et d'étendre le système communautaire d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre a introduit plusieurs mesures destinées à soutenir certaines industries considérées comme exposées à un risque important de fuite de carbone³.

3. Parmi ces mesures, l'article 10*bis* § 6 de la Directive 2003/87/CE prévoit notamment que les Etats membres peuvent mettre en œuvre des mesures financières en faveur des entreprises électro-intensives pour lesquelles il existe un risque significatif de fuite de carbone en raison des coûts indirects qu'elles supportent effectivement du fait de la répercussion des coûts des émissions de gaz à effet de serre sur les prix de l'électricité (mesure dite de "compensation des coûts indirects").

4. Les modalités de la mesure de compensation des coûts indirects sont précisées dans les lignes directrices⁴ concernant certaines aides d'Etat dans le contexte du système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre après 2021 adoptées par la Commission européenne en date du 21 septembre 2020⁵ (ci-après "les Lignes Directrices 2020"). Les Lignes Directrices 2020 encadrent donc l'aide pouvant être mise en place par les Etats pour compenser une partie des coûts du SEQE pour les industries électro-intensives. Ces Lignes Directrices 2020 prévoient notamment que la compensation maximale autorisée soit déterminée sur la base du prix CO₂, d'un facteur d'émission CO₂ fondé sur le marché, la consommation d'électricité ainsi qu'un plafonnement à 75 % de la perte calculée. Les Lignes Directrices 2020 précisent que l'étude déterminant le facteur d'émission fondé sur le marché doit être approuvée par le régulateur national.

5. Ces Lignes Directrices 2020 définissent notamment le plafond de l'aide selon une méthodologie détaillée ci-dessous et dépend d'une paramètre appelé "facteur d'émission" qui reflète l'impact du SEQE sur le coût de l'électricité des consommateurs.

¹ Directive 2003/87/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 octobre 2003 établissant un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre dans la Communauté et modifiant la directive 96/61/CE du Conseil ; <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/?uri=celex:32003L0087>

² Directive 2009/29/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 modifiant la directive 2003/87/CE afin d'améliorer et d'étendre le système communautaire d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre ; <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/ALL/?uri=CELEX:32009L0029>

³ La perspective d'une augmentation des émissions mondiales de gaz à effet de serre imputable aux délocalisations de productions en dehors de l'Union décidées en raison de l'impossibilité pour les entreprises concernées de répercuter les augmentations de coûts induites par le SEQE de l'UE sur leurs clients sans subir d'importantes pertes de parts de marché.

⁴ Les lignes directrices publiées par la Commission européenne contiennent uniquement des orientations pratiques et informelles sur la manière dont les droits communautaires doivent être appliqués et ne sont pas juridiquement contraignantes.

⁵ Communication de la Commission, Lignes directrices concernant certaines aides d'Etat dans le contexte du système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre après 2021 (2020/C317/04) ; [https://eur-lex.europa.eu/legalcontent/NL/TXT/?uri=CELEX:52020XC0925\(01\)](https://eur-lex.europa.eu/legalcontent/NL/TXT/?uri=CELEX:52020XC0925(01))

6. Le plafond de l'aide est donné par la formule suivante :

$$A_{max_t} = A_i * C_t * P_{t-1} * E * AO_t$$

Où :

- A_{max_t} est le montant maximal de l'aide payable par installation pour l'année t ;
- A_i est l'intensité de l'aide ;
- C_t est le facteur d'émission de CO₂ applicable ou le facteur d'émission de CO₂ fondé sur le marché (tCO₂/MWh) pour l'année t ;
- P_{t-1} est le prix à terme des EUA (EUR/tCO₂) de l'année t-1 pour l'année t (c.à.d, la moyenne des prix à terme à un an quotidiens des EUA pratiqués pour des livraisons effectuées en décembre de l'année t, tels qu'observés sur une bourse de carbone donnée de l'UE entre le 1er janvier et le 31 décembre de l'année t-1) ;
- E est le référentiel d'efficacité applicable pour la consommation d'électricité spécifique à un produit (c.à.d, la consommation d'électricité spécifique à un produit par tonne de production obtenue au moyen des méthodes de production les moins consommatrices d'électricité pour le produit considéré) ;
- AO_t est la production réelle au cours de l'année t.

7. Les Lignes Directrices 2020 laissent le choix aux Etats membres d'utiliser un facteur d'émission de CO₂ basé sur le mix d'énergie du parc de production national ou un facteur d'émission de CO₂ fondé sur le marché. La Région flamande et la Région wallonne ont fait le choix de déterminer un facteur d'émission de CO₂ fondé sur le marché dans la mesure où, la Belgique étant un pays hautement interconnecté, le réel prix de gros de l'électricité et le facteur d'émission de CO₂ correspondant seront souvent déterminés par une centrale marginale située à l'étranger.

8. Concernant le facteur d'émission de CO₂ fondé sur le marché, les Lignes Directrices 2020 précisent également dans l'article 15, point 11 que :

“ Les Etats membres qui ont l'intention d'accorder une compensation des coûts indirects peuvent, dans le cadre de la notification du régime concerné, demander que le facteur d'émission de CO₂ applicable soit établi sur la base d'une étude de la teneur en CO₂ de la technologie marginale déterminant le prix effectif sur le marché de l'électricité. Cette notification d'un facteur d'émission de CO₂ fondé sur le marché doit démontrer le caractère approprié du facteur d'émission de CO₂, sur la base d'un modèle du marché de l'électricité simulant la formation des prix et sur la base des données observées relatives à la technologie marginale définissant le prix effectif de l'électricité sur l'ensemble de l'année t-1 (y compris les heures pendant lesquelles les importations définissaient le prix). Ce rapport doit être soumis à l'autorité nationale de régulation pour approbation et transmis à la Commission lorsque la mesure d'aide d'Etat est notifiée à cette dernière [...]. La Commission évalue la pertinence de l'étude et du facteur d'émission CO₂ fondé sur le marché qui en résulte [...].”
(soulignement par la CREG)

9. Cette décision se limite à l'aspect du facteur d'émission et n'aborde pas le contexte plus large de la notification d'aides d'état.

2. ANTÉCÉDENTS

10. En application des lignes directrices 2020, une étude de Compass Lexecon a été soumise à l'approbation de la CREG en janvier 2022 par lettre du vice-ministre-président du Gouvernement flamand, du ministre flamand de l'Économie, de l'Innovation, de l'Emploi, de l'Économie sociale et de l'Agriculture, et du ministre wallon de l'Économie, du Commerce extérieur, de la Recherche et de l'Innovation, du Numérique, de l'Aménagement du territoire, de l'Agriculture, de l'IFAPME et des Centres de compétences. Cette étude portait sur la détermination d'un facteur d'émission de CO₂ fondé sur le marché pour la Belgique, dans le cadre des règles relatives à la compensation des fuites indirectes de carbone.

11. La CREG a approuvé cette étude par sa décision (B) 2364 du 28 avril 2022 d'approbation de l'étude relative à la détermination du facteur d'émission de CO₂ pour la Belgique fondé sur le marché. Dans sa décision, la CREG a notamment validé la méthodologie appliquée par Compass Lexecon.

12. Sur la base de l'approbation par la CREG de l'étude de Compass Lexecon, un système de compensation des coûts indirects des émissions a été notifié à la Commission européenne par le ministre des Affaires étrangères, des Affaires européennes et du Commerce extérieur, et des Institutions culturelles fédérales. Cette notification a eu lieu le 12 juillet 2022, conformément à l'article 180(3) du Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne.

13. Dans le cadre de la concertation entre le gouvernement flamand et la Commission européenne, le gouvernement flamand a demandé à Compass Lexecon d'appliquer une méthodologie modifiée pour le calcul du facteur de CO₂ fondé sur le marché. L'étude modifiée a été mise à la disposition de la Commission européenne pour qu'elle se prononce sur le régime d'aide d'État notifié.

14. Le 19 décembre 2022, dans l'affaire SA.103704 (2022/N), la Commission européenne a décidé de ne pas soulever d'objections à l'application des mesures d'aide au motif que les régimes proposés sont compatibles avec l'article 107(3)(c) du Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne. Dans sa décision (paragraphe (89)), la Commission européenne a indiqué que l'étude modifiée devait être approuvée par la CREG. Faute d'approbation de cette étude modifiée, la Commission européenne fait remarquer que le facteur d'émission de CO₂ de l'annexe III des lignes directrices 2020 doit être utilisé dans la mesure d'aide (il est de 0,36 tCO₂ / MWh).

15. Le 3 février 2023, le gouvernement flamand a décidé d'accorder des aides aux entreprises pour compenser les coûts indirects des émissions. La CREG comprend que, malgré le calcul du montant d'aide sur la base du facteur d'émission de CO₂ de 0,51 tCO₂ / MWh tel qu'établi par Compass Lexecon⁶, l'application de ce facteur est subordonnée à l'approbation ou non par la CREG de l'étude modifiée de Compass Lexecon. Cette interprétation est confirmée par la Commission européenne dans sa décision dans l'affaire SA.103704 (2022/N) susmentionnée.

16. Le 19 avril 2023, la CREG a reçu du ministre flamand de l'Économie, de l'Innovation, de l'Emploi, de l'Économie sociale et de l'Agriculture une demande d'approbation de l'étude modifiée de Compass Lexecon. C'est la version modifiée de cette étude qui est jointe en tant qu'ANNEXE 1 à cette décision.

⁶ Et donc pas le facteur d'émission de CO₂ initial de 0,55 tCO₂ / MWh tel que calculé initialement par Compass Lexecon et approuvé par la CREG en avril 2022.

3. CONSULTATION

17. Le comité de direction de la CREG a décidé, sur base de l'article 23, § 1^{er} de son règlement d'ordre intérieur, d'organiser une consultation publique relative au projet de décision de la présente décision sur son site Internet.

18. Cette consultation publique s'est déroulée du 23 juin 2023 au 7 juillet 2023. Lors de la consultation publique, une réponse a été reçue de la part d'une partie (Febeliec). Cette réponse est jointe à la présente décision, pour information, en ANNEXE 2.

19. Dans sa réponse, Febeliec indique qu'elle soutient pleinement le projet de décision de la CREG, notamment la reconnaissance de la nécessité de compenser les entreprises de secteurs spécifiques pour les coûts des émissions indirectes dans le cadre de l'ETS afin de protéger leur compétitivité globale, l'approbation de la méthodologie modifiée utilisée par Compass Lexecon et l'application du facteur d'émission fondé sur le marché pour la Belgique à concurrence de 0,51 tCO₂/MWh. En outre, Febeliec soutient la réserve exprimée par la CREG dans son projet de décision d'appliquer un facteur fondé sur le marché basé sur une année de référence spécifique pour une période plus longue.

20. La CREG prend acte des positions de Febeliec mais estime que la décision ne doit être ni clarifiée ni adaptée sur ces points.

4. ANALYSE DE L'ÉTUDE

4.1. PRINCIPES GÉNÉRAUX DE LA MÉTHODOLOGIE

21. Pour une description détaillée de la méthodologie appliquée pour déterminer le facteur d'émission de CO₂ fondé sur le marché, la CREG renvoie à sa décision (B) 2364 du 28 avril 2022. Toutefois, les principaux éléments méthodologiques sont repris ci-dessous, à titre d'information.

22. Conformément aux lignes directrices 2020, le facteur d'émission de CO₂ fondé sur le marché est déterminé en utilisant l'intensité carbonique de la technologie marginale sur le marché de l'électricité (journalier). À cette fin, il convient de créer un modèle qui simule la formation des prix et l'identification des unités marginales⁷ tout au long d'une année de référence. L'étude initiale, approuvée en avril 2022, a utilisé un modèle de simulation interne (le *European Power Market Dispatch Model*, fondé sur le modèle Plexos[®]) pour simuler les prix horaires et les unités marginales pour toutes les heures de l'année 2019.

23. Pour valider ce modèle, un exercice de *back testing* a été mené, qui a montré que les résultats simulés dans le scénario réel correspondaient étroitement (avec une marge d'erreur d'environ 2 %) aux résultats observés dans la réalité.

24. Dans l'étude originale, la simulation des résultats réels a été utilisée comme scénario réel, tandis que le scénario de base simulait la situation où le prix du CO₂ était nul. La différence entre les deux, en pourcentage du prix du CO₂, a ensuite été considérée comme l'impact du prix du CO₂ sur le prix de l'électricité, c'est-à-dire le facteur d'émission de CO₂, selon la formule suivante :

$$\text{CO}_2 - \text{emission factor} = \frac{(\text{Belgische jaarlijkse elektriciteitsprijs met CO}_2\text{prijs} - \text{Belgische jaarlijkse elektriciteitsprijs zonder CO}_2\text{prijs})}{\text{jaarlijkse CO}_2\text{prijs}}$$

⁷ C'est-à-dire la centrale théorique sélectionnée en dernier dans l'algorithme de couplage des marchés pour répondre à la demande d'électricité.

4.2. MODIFICATIONS PAR RAPPORT À L'ÉTUDE INITIALE

25. La principale modification par rapport à l'étude initiale concerne la méthode de calcul du facteur d'émission de CO₂ : suite aux instructions du gouvernement flamand, sur la base de sa concertation avec la Commission européenne, Compass Lexecon a décidé de le simuler en utilisant l'intensité carbonique des unités marginales au cours de la même année de référence. Les unités marginales avaient déjà été simulées, dans l'étude initiale, dans le scénario réel pour 2019 et ont donc été réutilisées par Compass Lexecon.

26. Les différentes technologies marginales identifiées dans le scénario réel sont listées dans l'étude au tableau 2 (page 9) : au niveau national, il s'agit des centrales TGV (11,6 % des heures simulées), des unités hydroélectriques (5,9 %), des turbines à gaz-vapeur (2,5 %), des turbines à gaz (1,0 %) et autres (0,2 %). Toutefois, la grande majorité des heures concernait une installation étrangère considérée comme une technologie marginale, dans 79,8 % des heures. Compte tenu du fort degré d'interconnexion et de couplage des marchés entre la Belgique et ses zones voisines, y compris en 2019, ce résultat semble réaliste.

27. Dans l'étape suivante de l'étude modifiée, une intensité carbonique est déterminée pour les différentes technologies marginales, sur la base du facteur d'émission du combustible et du rendement de conversion pour les unités thermiques, et des coûts d'opportunité des unités de stockage (principalement l'hydroélectricité). L'intensité carbonique moyenne est indiquée, par Compass Lexecon, dans le tableau 3 (page 13) de l'étude. Toutefois, sans disposer d'un aperçu détaillé des centrales du mix de production belge et de leur part en termes de marginalité dans la formation des prix, la CREG est d'avis que les intensités carboniques rapportées sont très proches des valeurs couramment utilisées pour ces unités (par exemple dans le cadre de l'*European Resource Adequacy Assessment* d'Entso ou du calcul des limites d'émission de CO₂ dans le cadre des mécanismes de rémunération de la capacité de l'ACER).

28. Enfin, les données du tableau 2 (part en termes de marginalité par technologie) et du tableau 3 (intensité carbonique moyenne de la technologie) sont multipliées pour obtenir une intensité carbonique moyenne du marché belge de l'électricité. Cette valeur, fondée sur les données disponibles, est de 0,51 tCO₂ / MWh.

29. La CREG est d'avis que la méthodologie utilisée, contrairement à la méthodologie initiale, fournit également une estimation réaliste du facteur d'émission de CO₂ fondé sur le marché. La différence entre les deux facteurs (0,55 en 2022 contre 0,51 tCO₂ / MWh dans la présente étude) est attribuée par Compass Lexecon à l'impact des centrales nucléaires françaises, qui sont considérées comme neutres en carbone (c'est-à-dire une intensité carbonique de 0). La CREG ne dispose pas de données pour valider ou réfuter cet argument, mais peut suivre le raisonnement théorique : une sous-estimation de l'intensité carbonique des unités nucléaires peut conduire à ce qu'un calcul fondé sur les différences de prix dans le scénario réel et le scénario zéro donne un facteur d'émission de CO₂ plus élevé pour les unités nucléaires, lorsqu'elles intègrent en partie des coûts d'opportunité dans leurs offres.

4.3. RÉSERVE DE CONTENU CONCERNANT L'ANNÉE DE RÉFÉRENCE

30. Dans sa décision (B)2364, la CREG a déjà fait part de ses réserves quant à l'année de référence utilisée pour les simulations, à savoir 2019. En résumé, il a été indiqué que :

- le choix de 2019 est justifié au regard des lignes directrices 2020, mais
- le contexte de 2019 n'est en rien comparable à la situation des marchés de l'électricité en 2025, c'est-à-dire la date jusqu'à laquelle les mesures d'aide seront mises en œuvre sur la base du facteur d'émission de CO₂ actuel.

31. La CREG a toutefois décidé de ne pas s'opposer à l'application de cette année de référence 2019. Néanmoins, compte tenu de l'évolution connue des marchés de l'électricité au cours de l'année écoulée, cette observation reste particulièrement pertinente. La possibilité pour les États membres d'autoriser une mise à jour annuelle de ce facteur pourrait, selon la CREG, contribuer à un régime d'aide plus solide et plus représentatif pour compenser les coûts indirects des émissions de CO₂ conformément à la formule de calcul établie.

5. DECISION

L'application des lignes directrices 2020, la décision de la Commission européenne dans l'affaire SA.103704 (2022/N) et la demande du ministre flamand de l'Économie, de l'Innovation, de l'Emploi, de l'Economie sociale et de l'Agriculture créent un cadre pour l'approbation par la CREG d'une étude visant à déterminer un facteur d'émission fondé sur le marché.

La CREG est d'avis que le modèle utilisé pour la simulation du couplage des marchés de l'électricité sur la base de la plate-forme Plexos®, la méthodologie utilisée pour attribuer l'intensité des émissions carboniques aux technologies marginales et, enfin, la détermination du facteur d'émission fondé sur le marché s'élevant à 0,51 tCO₂ / MWh, sont conformes aux lignes directrices de la Commission européenne.

La CREG réitère son commentaire concernant le choix de l'année de référence 2019 pour la détermination du facteur d'émission fondé sur le marché. Cette réserve a déjà été exprimée dans la décision initiale (B)2364 de la CREG du 28 avril 2022, mais n'affecte pas la décision d'approbation de la CREG.

La CREG approuve dès lors l'étude modifiée de Compass Lexecon fixant le facteur d'émission de CO₂ fondé sur le marché à 0,51 tCO₂ / MWh, figurant en ANNEXE 1.

///

Pour la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz :

Andreas TIREZ
Directeur

Laurent JACQUET
Directeur

Koen LOCQUET
Président f.f. du Comité de direction

ANNEXE 1

**Determination of the market-based CO₂ emission factor for Belgium
Addendum to the October 2021 report using a revised methodology**

ANNEXE 2

Réponses reçues à la consultation publique

1. Febeliec – 7 juin 2023