

Paris, le 12 mars 2020

NOTE DES AUTORITÉS FRANÇAISES

Objet : Réponse à la consultation publique de la Commission européenne (14/01/2020 au 10/03/2020) relative à la révision 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.

Réf. : Consultation de la DGCOMP.

Par la présente note, les autorités françaises souhaitent répondre à la consultation publique lancée par la Commission européenne en date du 14 janvier 2020 et relative à la révision des lignes directrices en faveur des quotas de carbone.

Les autorités françaises soutiennent que le mécanisme de compensation des coûts indirects du carbone est un outil essentiel qui doit permettre de décarboner efficacement l'économie européenne en luttant contre les fuites de carbone. L'empreinte carbone de la France s'est d'ailleurs dégradée depuis 1995, avec une augmentation de la part des émissions importées, alors que les émissions territoriales diminuent : elle est ainsi passée de 10,5 tCO₂/habitant en 1995 à 11,2 tCO₂/habitant en 2018.

Dans un contexte où le prix du quota carbone a sensiblement augmenté, il apparaît souhaitable de rééquilibrer les efforts : dans l'attente de la mise en place d'un véritable mécanisme d'inclusion carbone, le système d'allocation de quotas gratuits pour les industriels exposés au risque de fuite de carbone ne compense que partiellement le surcoût du SEQUE par rapport aux concurrents implantés dans des pays qui ne disposent pas d'un marché carbone. De même, en ce qui concerne les coûts indirects répercutés via le prix de l'électricité, les lignes directrices actuelles ne permettent qu'une compensation partielle des surcoûts, en raison notamment du plafonnement du taux d'aide.

Les autorités françaises souhaitent attirer l'attention de la Commission européenne sur quatre points principaux de son projet de lignes directrices susceptibles, selon elles, de créer des distorsions de concurrence entre les Etats membres de l'Union européenne, de défavoriser les industries européennes (et notamment les industries électro-intensives) sur la scène internationale et, enfin, de retarder la mise en œuvre des ambitions relatives au Pacte Vert.

1- La différenciation du facteur d'émission par pays

Au cours de la période précédente, le facteur d'émission utilisé pour calculer le plafond de la compensation était défini à la maille de l'Europe du centre ouest, reflétant le couplage des marchés de l'électricité dans cette zone. Un facteur d'émission de 0,76 s'appliquait ainsi pour la zone « Europe Centre Ouest », comprenant la France, l'Allemagne, l'Autriche et le Benelux. Le facteur d'émission était

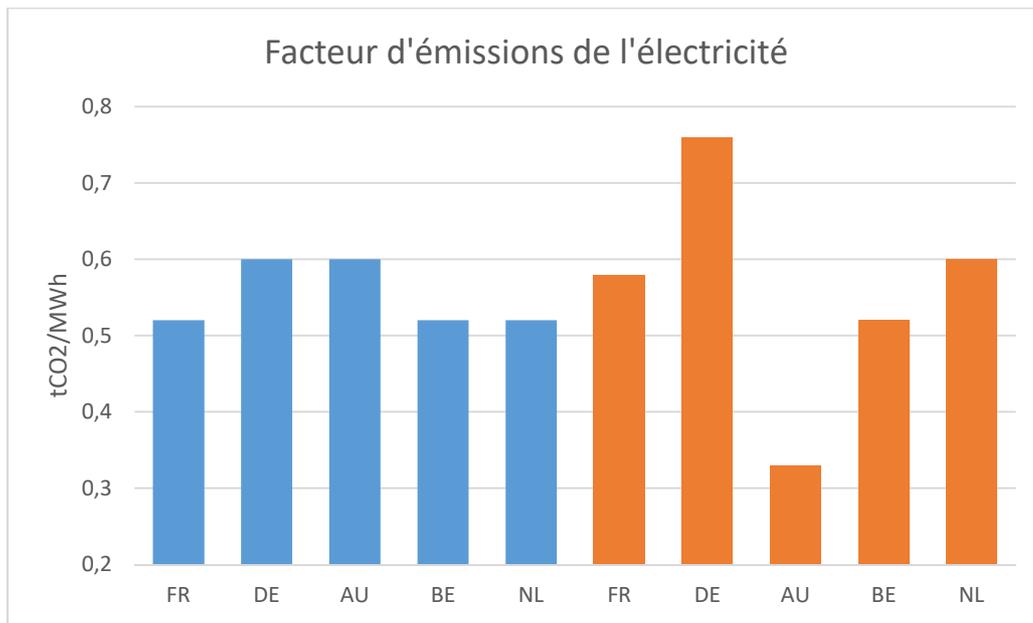
calculé sur la base du ratio entre les émissions des moyens fossiles et la production d'électricité correspondante. Dans le projet de nouvelles lignes directrices, la Commission utilise ce même ratio, mais l'applique au niveau de chaque Etat membre dans la plupart des cas.

S'il n'est pas contesté que le couplage des marchés reste imparfait, de sorte que les prix de l'électricité ne convergent qu'une partie du temps, les autorités françaises soulignent que les prix de l'électricité ont convergé pendant environ 45% du temps en 2019 entre la France et l'Allemagne d'une part et la France et la Belgique d'autre part, reflétant le rôle majeur des interconnexions. Ainsi la formation des prix intègre déjà largement le mix électrique des pays voisins, de sorte que la définition par le projet de lignes directrices de facteurs d'émission par pays, sans prise en compte des interconnexions, risquerait d'induire de nouvelles distorsions de concurrence entre Etats membres. En effet, les facteurs d'émission des mix de production nationaux, tels que la Commission propose de les calculer, ne reflètent pas nécessairement les coûts indirects supportés par les clients industriels au sein de chaque Etat membre. Si la convergence des prix reste loin d'être totale, les effets de corrélation des prix de l'électricité résultant des échanges aux interconnexions ne peuvent être ignorés dans la définition des facteurs d'émissions marginaux.

De plus, la moindre convergence des prix entre les différentes zones, invoquée par la Commission, est loin d'être évidente : en tendance, le nombre d'heures pendant lesquelles les prix ont été identiques en France et en Allemagne est resté globalement stable entre 2013 et 2018. En 2019, le taux de convergence des prix France-Allemagne s'est même accru de manière significative. Enfin, les taux de convergence devraient par ailleurs vraisemblablement s'accroître à moyen terme du fait des développements de réseau entre les différents pays et de nouvelles modifications des règles applicables à la mise à disposition des capacités d'interconnexion.

Selon les simulations réalisées par RTE du marché électrique européen avec plusieurs hypothèses de prix du CO₂, les facteurs d'émissions à retenir (en tenant compte des interconnexions et du taux de marginalité des différents moyens de production) seraient respectivement 0,52€/MWh et 0,60€/MWh pour la France et l'Allemagne (contre 0,54 et 0,70 pour l'année 2017 avec la méthode proposée par la Commission).

Etat	Incrément de prix de l'électricité simulé par RTE pour une augmentation du prix du carbone de l'ETS de 1€/tCO ₂ année 2020	Proxy utilisé par la Commission pour l'année 2016 selon les données de l'EEA
France	0.52	0.58
Allemagne	0.60	0.76
Autriche	0.60	0.33
Belgique	0.52	0.52
Pays Bas	0.52	0.60



Facteurs d'émissions de l'électricité, méthode RTE (bleu, gauche) et méthode proposée par la Commission (orange, droite).

Pour la France, cette estimation apparaît assez proche de l'approximation calculée avec la méthode de la Commission pour l'année 2017. En revanche, pour l'Allemagne, le coefficient résultant des simulations apparaît nettement inférieur au facteur d'émission calculé par la Commission. La méthode utilisée par la Commission pourrait par conséquent conduire à une surcompensation des industriels allemands par rapport aux coûts du carbone qu'ils supportent réellement.

Par conséquent, différencier les facteurs d'émissions par pays selon la méthode proposée par la Commission introduirait une distorsion de concurrence qui favoriserait l'implantation de la production industrielle dans les pays avec les coefficients de compensation les plus élevés alors que leur mix de production sont aussi les plus émetteurs de gaz à effet de serre.

Cela conduirait notamment à une situation déséquilibrée avec une compensation significativement plus élevée en Allemagne qu'en France, alors que les prix de l'électricité y sont déjà inférieurs. La différenciation du facteur d'émission par pays conduirait en effet à un différentiel supplémentaire de 2,5 €/MWh entre la France et l'Allemagne¹, alors que les prix de gros sont déjà structurellement inférieurs de 6 €/MWh en moyenne en 2018 et de 2€/MWh en moyenne en 2019 en Allemagne. Il en résulte un désavantage conséquent pour les entreprises françaises concernées, qui semble contraire aux objectifs de décarbonation de l'électricité.

D'autre part, la segmentation du facteur d'émission par Etat sans tenir compte des interconnexions va à l'encontre de la constitution d'un marché européen de l'électricité et de la politique énergétique européenne dans ce domaine. De nouvelles interconnexions doivent également être mises en place dans les années à venir, ce qui devrait venir renforcer le marché européen de l'électricité et la convergence des prix.

En conclusion, les autorités françaises considèrent que le calcul des facteurs d'émissions devrait se faire en prenant en compte le rôle des interconnexions dans la formation des prix de l'électricité, et la

¹ Dans le projet actuel de lignes directrices, le facteur d'émission pour la France s'élèverait à 0,58 contre 0,76 pour l'Allemagne, ce qui donnerait une aide maximale inférieure de 24% en France par rapport à l'Allemagne.

marginalité des différentes sources de production d'électricité. A défaut de disposer d'une telle méthode, le facteur d'émissions devrait être calculé à la maille de la zone CWE.

	Texte initial (proposition de lignes directrices – janvier 2020)	Texte modifié
§14 (10)	<p>Modifier la définition du « faveur d'émission de CO₂ » :</p> <p>La moyenne pondérée, en tCO₂/MWh, de l'intensité de CO₂ correspondant à l'électricité produite à partir de combustibles fossiles dans différentes régions géographiques. La pondération reflète la production d'électricité combinée des combustibles fossiles dans la région géographique considérée. Le facteur de CO₂ constitue le quotient des données d'émission d'équivalent CO₂ de l'industrie énergétique par le chiffre de la production brute d'électricité reposant sur les combustibles fossiles en TWh. Aux fins des présentes lignes directrices, les régions sont définies comme des zones géographiques a) composées de sous-secteurs regroupés par l'intermédiaire de bourses de l'électricité, ou b) dans lesquelles il n'existe pas de congestion déclarée; dans les deux cas, les prix horaires à un jour sur les bourses de l'électricité au sein des zones affichent une divergence de prix en euros (aux taux de change quotidiens de la BCE) de 1 % au maximum pour un nombre important des heures totales d'une année. Cette différenciation régionale reflète l'importance des centrales à combustibles fossiles pour le prix final fixé sur le marché de gros ainsi que leur rôle en tant que centrales marginales dans l'ordre de mérite. Le simple fait que l'électricité fasse l'objet d'échanges entre deux États membres ne permet pas de conclure automatiquement à l'existence d'une région supranationale. Compte tenu du manque de données pertinentes au niveau infranational, les régions géographiques englobent l'intégralité du territoire d'un ou de plusieurs États membres. Sur cette base, il est possible de définir les régions géographiques suivantes: bassin nordique (Suède et Finlande), pays baltes (Lituanie, Lettonie et Estonie), péninsule Ibérique (Portugal et Espagne), région tchèque et slovaque (Tchéquie et Slovaquie) et tous les autres États membres séparément. Les facteurs d'émission de CO₂ régionaux maximaux correspondants sont énumérés à l'annexe III. Afin de garantir l'égalité de traitement entre les sources d'électricité et d'éviter de possibles abus, le même facteur d'émission de CO₂ s'applique à toutes les sources d'approvisionnement en électricité (autoproduction, contrats de fourniture d'électricité ou approvisionnement par le réseau) et à tous les bénéficiaires d'une aide dans l'État membre concerné;</p>	<p>La moyenne pondérée, en tCO₂ /MWh, de l'intensité de CO₂ correspondant à l'électricité produite à partir de combustibles fossiles dans différentes régions géographiques. La pondération reflète la production d'électricité combinée des combustibles fossiles dans la région géographique considérée. Le facteur de CO₂ constitue le quotient des données d'émission d'équivalent CO₂ de l'industrie énergétique par le chiffre de la production brute d'électricité reposant sur les combustibles fossiles en TWh. Aux fins des présentes lignes directrices, les régions sont définies comme des zones géographiques a) composées de sous-secteurs regroupés par l'intermédiaire de bourses de l'électricité, ou b) dans lesquelles il n'existe pas de congestion déclarée; dans les deux cas, les prix horaires à un jour sur les bourses de l'électricité au sein des zones affichent une divergence de prix en euros (aux taux de change quotidiens de la BCE) de 1 % au maximum pour un nombre important des heures totales d'une année. Cette différenciation régionale reflète l'importance des centrales à combustibles fossiles pour le prix final fixé sur le marché de gros ainsi que leur rôle en tant que centrales marginales dans l'ordre de mérite. Le simple fait que l'électricité fasse l'objet d'échanges entre deux États membres ne permet pas de conclure automatiquement à l'existence d'une région supranationale. Compte tenu du manque de données pertinentes au niveau infranational, les régions géographiques englobent l'intégralité du territoire d'un ou de plusieurs États membres. Sur cette base, il est possible de définir les régions géographiques suivantes: bassin nordique (Suède et Finlande), pays baltes (Lituanie, Lettonie et Estonie), Europe du centre-ouest (Autriche, Belgique, Luxembourg, France, Allemagne et Pays-Bas), péninsule ibérique (Portugal, Espagne), région tchèque et slovaque (République tchèque et Slovaquie) et tous les autres États membres séparément. Les facteurs d'émission de CO₂ régionaux maximaux correspondants sont énumérés à l'annexe III. Afin de garantir l'égalité de traitement entre les sources d'électricité et d'éviter de possibles abus, le même facteur d'émission de CO₂ s'applique à toutes les sources d'approvisionnement en électricité (autoproduction, contrats de fourniture d'électricité ou approvisionnement par le réseau) et à tous les bénéficiaires d'une aide dans l'État membre concerné;</p>

2- La réduction du nombre de secteurs industriels éligibles à la compensation des coûts indirects du carbone

Dans le cadre du projet de lignes directrices, le nombre de secteurs éligibles à la compensation des coûts indirects du carbone est restreint à huit secteurs², alors qu'il y en a quinze dans la liste actuellement applicable.

En faisant l'hypothèse d'un coefficient d'émission à 0,54 et d'un prix du CO₂ à 25€/tonne, la compensation carbone correspond à une réduction de l'ordre de 8€/MWh pour les secteurs éligibles sur la facture d'électricité (soit environ 20%). La perte de la compensation carbone, pour les secteurs de la chimie organique, des plastiques ou encore des fertilisants pourrait donc avoir un impact majeur sur la compétitivité des sites européens par rapport à des sites en Amérique du nord, au Moyen-Orient ou en Asie, qui bénéficient de prix bas de l'électricité, non soumis à un système de quotas d'émissions.

Or, l'objectif européen de décarbonation ne pourra être atteint sans une industrie forte et compétitive au plan international, capable de proposer des solutions innovantes et de transformer ses procédés de fabrication. Les autorités françaises demandent donc à la Commission européenne d'élargir la liste de secteurs éligibles, dans la limite des critères méthodologiques définis ci-après et des secteurs listés en Annexe I.

L'indicateur indirect de fuite de carbone devrait ainsi être utilisé en priorité pour définir les secteurs éligibles de façon analogue à son utilisation pour déterminer les secteurs exposés aux fuites de carbone dans le cadre de la directive ETS. En particulier, rien ne justifie d'exclure a priori les secteurs présentant une intensité des échanges inférieure à 20% (notamment s'ils ont une intensité carbone très élevée) ou une intensité carbone inférieure à 1kgCO₂ par euro de valeur ajoutée, si l'indicateur global est au-dessus d'un certain seuil. Le premier critère aurait par exemple comme conséquence d'exclure les gaz industriels (intensité des échanges de 6%) alors que la fourniture de gaz industriels à des secteurs exposés aux fuites de carbone comme la métallurgie est elle-même exposée.

Il semble ainsi nécessaire d'ouvrir la possibilité de compensation à une gamme suffisamment large de secteurs. Une approche en deux temps doit être réalisée:

- Une approche quantitative, mesurant l'exposition aux fuites de carbone de ces secteurs sur la base des coûts indirects. A ce titre, l'indicateur indirect de fuite de carbone permettant de sélectionner les secteurs éligibles à la compensation devrait être fixé à 0,15 et un principe de modulation pourrait être mis en place, prévoyant une dégressivité de l'intensité d'aide dès lors que l'indicateur indirect de fuite de carbone est inférieur à 0,20. L'intensité de l'aide serait ainsi déterminée afin, d'une part, que la compensation bénéficie de manière privilégiée aux secteurs les plus exposés aux fuites de carbone et, d'autre part, d'accompagner dans la durée une décarbonation des modes de production. Dans certains cas, il devrait également être possible de mener l'analyse à un niveau plus fin que celui de la NACE 4. Cette approche reste privilégiée par les autorités françaises. Sur la base de cette approche, une liste des secteurs potentiellement éligibles à la compensation des coûts indirects du carbone est fournie en Annexe I.
- Compléter l'approche quantitative de la Commission par une approche qualitative, en vertu de laquelle la Commission compléterait la liste des secteurs retenus en fonction des critères quantitatifs avec de nouveaux secteurs retenus par des analyses qualitatives (par exemple, en analysant le secteur dans la chaîne de valeur, c'est-à-dire, en étudiant les conséquences de l'augmentation des prix de l'électricité pour les secteurs situés en aval de la chaîne de

² Fabrication de vêtements en cuir, métallurgie de l'aluminium, fabrication d'autres produits chimiques inorganiques de base, métallurgie du plomb, du zinc ou de l'étain, fabrication de pâte à papier, fabrication de papier et de carton, sidérurgie et raffinage du pétrole.

production). Par exemple, l'analyse des gaz industriels devrait conduire à retenir ce secteur au moins pour la partie de sa production qui est destinée à des secteurs exposés à la concurrence internationale. Un autre exemple concerne la chimie organique dont les données au niveau de la NACE 4 sont incomplètes et qui possède un potentiel d'électrification.

→ Approche quantitative

	Texte initial (proposition de lignes directrices – janvier 2020)	Texte modifié
§26	L'aide est proportionnée et a un effet négatif suffisamment limité sur la concurrence et les échanges si elle n'excède pas 75 % des coûts des émissions indirectes supportés. Le référentiel d'efficacité pour la consommation d'électricité garantit que le soutien aux processus de production inefficaces reste limité et maintient l'incitation à diffuser les technologies les plus efficaces sur le plan énergétique.	L'aide est proportionnée et a un effet négatif suffisamment limité sur la concurrence et les échanges si elle n'excède pas 75 % des coûts des émissions indirectes supportés. Le référentiel d'efficacité pour la consommation d'électricité garantit que le soutien aux processus de production inefficaces reste limité et maintient l'incitation à diffuser les technologies les plus efficaces sur le plan énergétique. Pour les secteurs dont l'indicateur indirect de fuite de carbone est compris entre 0,15 et 0,20, l'intensité de l'aide décroît avec l'indicateur indirect de fuite de carbone.
Annexe I	La méthode utilisée pour établir la liste des secteurs éligibles repose sur l'indicateur de fuite de carbone tel que défini à l'article 10 ter de la directive révisée relative au SEQE, qui est calculé sur la base des coûts indirects uniquement, comme point de départ. L'indicateur indirect de fuite de carbone requis s'élève à 0,2. En outre, les secteurs éligibles doivent présenter une intensité des échanges d'au moins 20 % et une intensité d'émissions indirectes d'au moins 1 kg de CO ₂ /EUR. Ces valeurs sont calculées au niveau du code NACE-4 sur la base de l'ensemble des données également utilisées pour établir la liste des secteurs exposés aux fuites de carbone utilisée pour l'allocation de quotas à titre gratuit dans le cadre du SEQE.	La méthode utilisée pour établir la liste des secteurs éligibles repose sur l'indicateur de fuite de carbone tel que défini à l'article 10 ter de la directive révisée relative au SEQE, qui est calculé sur la base des coûts indirects uniquement, comme point de départ. L'indicateur indirect de fuite de carbone requis s'élève à 0,15 0,2. En outre, les secteurs éligibles doivent présenter une intensité des échanges d'au moins 20 % et une intensité d'émissions indirectes d'au moins 1 kg de CO₂/EUR. Cette valeur est calculée Ces valeurs sont calculées au niveau du code NACE-4 ou, le cas échéant, au niveau du code prodcom , sur la base de l'ensemble des données également utilisées pour établir la liste des secteurs exposés aux fuites de carbone utilisée pour l'allocation de quotas à titre gratuit dans le cadre du SEQE, ainsi que sur la base de toutes autres données pertinentes.

→ Approche qualitative

	Texte initial (proposition de lignes directrices – janvier 2020)	Texte modifié
Annexe I	La méthode utilisée pour établir la liste des secteurs éligibles repose sur l'indicateur de fuite de carbone tel que défini à l'article 10 ter de la directive révisée relative au SEQE, qui est calculé sur la base des coûts indirects uniquement, comme point de départ. L'indicateur indirect de fuite de carbone requis s'élève à 0,2. En outre, les secteurs éligibles doivent présenter une intensité des échanges d'au moins 20 % et une intensité d'émissions indirectes d'au moins 1 kg de CO ₂ /EUR. Ces valeurs sont calculées au niveau du code NACE-4 sur la base de l'ensemble des données également utilisées pour établir la liste des secteurs exposés aux fuites de carbone utilisée pour	La méthode utilisée pour établir la liste des secteurs éligibles repose sur l'indicateur de fuite de carbone tel que défini à l'article 10 ter de la directive révisée relative au SEQE, qui est calculé sur la base des coûts indirects uniquement, comme point de départ. L'indicateur indirect de fuite de carbone requis s'élève à 0,2. En outre, les secteurs éligibles doivent présenter une intensité des échanges d'au moins 20 % et une intensité d'émissions indirectes d'au moins 1 kg de CO₂/EUR. Cette valeur est calculée Ces valeurs sont calculées au niveau du code NACE-4 ou, le cas échéant, au niveau du code prodcom , sur la base de l'ensemble des données également utilisées pour établir la liste des secteurs exposés aux fuites de

	l'allocation de quotas à titre gratuit dans le cadre du SEQE.	carbone utilisée pour l'allocation de quotas à titre gratuit dans le cadre du SEQE, ainsi que sur la base de toutes autres données pertinentes. La liste est complétée par d'autres secteurs dont l'indicateur de fuites de carbone est compris entre 0,15 et 0,2 si, à la suite d'une analyse qualitative qui analyse la position du secteur dans la chaîne de valeur et sa capacité à répercuter dans ses prix les surcoûts liés à l'augmentation des prix de l'électricité, il ressort qu'un secteur ne répondant pas aux critères quantitatifs précédemment énoncés est tout de même exposé à un réel risque de fuite de carbone.
--	---	---

3- L'exclusion des entreprises en difficulté du champ d'application du projet de lignes directrices

Le paragraphe 9 du projet de lignes directrices de la Commission énonce que « *les aides ne peuvent pas être accordées à des entreprises en difficulté [...]* » alors que les lignes directrices actuellement applicables ne prévoient pas une telle exclusion.

Les autorités françaises considèrent que les aides octroyées aux entreprises dans le contexte du système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre et permettant de compenser les coûts indirects du carbone visent simplement à rétablir des conditions de concurrence équitables avec les pays qui ne se sont pas dotés d'un marché carbone, et ne peuvent donc être considérées comme de nature à empêcher la sortie du marché des entreprises les moins efficaces.

Par conséquent, les autorités françaises demandent à la Commission d'ouvrir les aides à la compensation des coûts indirects du carbone aux entreprises en difficulté, tel qu'il est prévu par les lignes directrices actuellement applicables.

4- L'ajustement dynamique de l'aide, réduisant l'incitation à l'efficacité énergétique en absence de benchmarks produits

Les autorités françaises considèrent que l'incitation à l'efficacité énergétique doit être pleinement encouragée par les nouvelles lignes directrices et saluent, à ce titre, les nouvelles dispositions concernant les audits énergétiques.

Cependant, dans les cas où il n'y a pas de benchmarks produits (et que l'aide est calculée en proportion de la consommation d'électricité), l'ajustement dynamique de l'aide, qui est une nouveauté des lignes directrices, réduit l'incitation à l'efficacité énergétique. En effet, dans ce cas, améliorer l'efficacité énergétique se traduit directement par une baisse de l'aide.

Les autorités françaises encouragent donc la Commission à développer au maximum de nouveaux benchmarks produits (au moyen des données collectées dans le cadre de l'allocation gratuite de quotas), ces derniers représentant la solution la plus efficace pour allouer l'aide.

Enfin, les autorités françaises tiennent à informer la Commission qu'elles sont favorables aux dispositions du projet de lignes directrices relatives à l'obligation pour les bénéficiaires des aides de réaliser des investissements à la suite des audits énergétiques³.

³ Conformément au §54 du projet de lignes directrices, « *les Etats membres s'engagent également à contrôler que les bénéficiaires soumis à l'obligation de réaliser un audit énergétique en vertu de l'article 8, paragraphe 4, de la directive relative à l'efficacité énergétique :*

(a) *Mettent en œuvre les recommandations contenues dans le rapport d'audit, dans la mesure où le délai d'amortissement des investissements concernés ne dépasse pas [5] ans et que les coûts de leurs investissements sont proportionnés ; ou*

Les autorités françaises remercient la Commission européenne pour l'attention qu'elle portera à cette transmission et se tiennent à sa disposition pour apporter tout complément.

-
- (b) Réduisent l'empreinte carbone de leur consommation d'électricité, par exemple en aménageant une installation de production d'énergie renouvelable sur site (couvrant au moins 50% de leurs besoins en électricité) ou au moyen d'un accord d'achat d'électricité sans émission de carbone ; ou
- (c) Investissent une part importante, d'au moins 80% du montant de l'aide dans des projets qui entraînent une réduction substantielle des émissions de gaz à effet de serre de l'installation, bien en deçà du référentiel applicable utilisé pour l'allocation de quotas à titre gratuit dans le cadre du système d'échange de quotas d'émission de l'UE ».

Annexe 1

Secteurs potentiellement éligibles à la compensation des coûts indirects pour la période 2021 à 2030

NACE	Sector	(1) Trade intensity	(2) Indirect emission intensity [kg CO ₂ / EUR]	(3) Indirect carbon leakage indicator (1*2)
14.11	Manufacture of leather clothes	83,00%	1,383	1,148
24.42	Aluminium production	35,20%	3,011	1,060
20.11	Manufacture of industrial gases	6,00%	15,091	0,905
20.13	Manufacture of other inorganic basic chemicals	54,00%	1,359	0,734
24.43	Lead, zinc and tin production	30,60%	2,025	0,620
17.11	Manufacture of pulp	48,10%	1,085	0,522
07.29	Mining of other non-ferrous metal ores	83,70%	0,560	0,469
08.99	Other mining and quarrying n.e.c.	173,30%	0,253	0,438
07.10	Mining of iron ores	86,40%	0,490	0,423
17.12	Manufacture of paper and paperboard	27,80%	1,482	0,412
24.10	Manufacture of basic iron and steel and of ferro-alloys	25,70%	1,414	0,363
20.17	Manufacture of synthetic rubber in primary forms	55,10%	0,612	0,337
24.51	Casting of iron	41,00%	0,719	0,295
20.60	Manufacture of man-made fibres	44,10%	0,638	0,281
19.20	Manufacture of refined petroleum products	25,80%	1,031	0,266
24.44	Copper production	35,10%	0,714	0,251
20.16	Manufacture of plastics in primary forms	36,00%	0,685	0,247
13.10	Preparation and spinning of textile fibres	46,50%	0,527	0,245
05.10	Mining of hard coal	62,10%	0,393	0,244
24.45	Other non-ferrous metal production	83,50%	0,289	0,241
23.31	Manufacture of ceramic tiles and flags	41,10%	0,548	0,225
20.12	Manufacture of dyes and pigments	48,50%	0,449	0,218
13.95	Manufacture of non-wovens and articles made from non-wovens, except apparel	38,50%	0,554	0,213
23.14	Manufacture of glass fibres	28,40%	0,731	0,208
27.20	Manufacture of batteries and accumulators	61,50%	0,322	0,198
20.14	Manufacture of other organic basic chemicals	49,00%	0,390	0,191

20.15	Manufacture of fertilisers and nitrogen compounds	31,80%	0,553	0,176
10.62	Manufacture of starches and starch products	18,50%	0,949	0,176
27.31	Manufacture of fibre optic cables	57,80%	0,285	0,165
10.41	Manufacture of oils and fats	43,40%	0,379	0,164
23.43	Manufacture of ceramic insulators and insulating fittings	55,50%	0,296	0,164
08.91	Mining of chemical and fertiliser minerals	62,30%	0,262	0,163
11.06	Manufacture of malt	32,70%	0,495	0,162
16.21	Manufacture of veneer sheets and wood-based panels	23,60%	0,685	0,162
23.11	Manufacture of flat glass	23,70%	0,631	0,150

Une sélection des secteurs selon la méthodologie de la directive ETS, c'est-à-dire en rendant éligibles les secteurs avec un indicateur supérieur à 0,2 et en menant une analyse qualitative pour les secteurs avec un indicateur entre 0,15 et 0,20 donnerait les résultats suivants par rapport à la liste des 15 secteurs actuellement éligibles pour la période 2013-2020 : 12 secteurs seraient maintenus sur la liste, et 3 secteurs seraient soumis à analyse qualitative (2014 fabrication d'autres produits chimiques organiques de base, 2015 fabrication de produits azotés et d'engrais, 0891 extraction de minéraux pour l'industrie chimie et engrais naturels). Ceux qui seraient soumis à analyse qualitative représentent une part significative des compensations versées actuellement :

- 2014 autres produits chimiques organiques de base représente 12% de la compensation (moyenne 2015 et 2016). Les plus gros bénéficiaires (>500k€/an) sont Arkema, Naphtachimie, Rhodia, Total, Exxon, Butachimie, Ineos, Roquette ;
- 2015 produits azotés et engrais représente 2% de la compensation (moyenne 2015 et 2016) avec Borealis, Yara ;
- 0891 extraction minéraux pour chimie et engrais représente 0,05% de la compensation (moyenne 2015 et 2016).

Il y aurait 12 nouveaux secteurs éligibles en raison du dépassement du seuil de 0,20 et 8 autres nouveaux secteurs qui seraient soumis à une analyse qualitative. Les secteurs dont l'indicateur d'exposition est supérieur à 0,20 représentent une consommation d'électricité en 2016 de 40,6 TWh et ceux dont l'indicateur d'exposition est compris entre 0,15 et 0,20 représentent une consommation d'électricité en 2016 de 11,0 TWh.

Enfin, selon les données de France Chimie, 6 sous-secteurs au niveau du code PRODCOM pourraient également dépasser le seuil de 0,20 si l'analyse était menée à un niveau plus désagrégé, et représentent une consommation d'électricité en 2016 de 0,45 TWh.