

Traitement réservé à la cogénération dans la politique concernant les grands émetteurs finaux

Question

Quel traitement devrait-on réserver à la cogénération dans la politique concernant les grands émetteurs finaux pour favoriser l'utilisation de cette source efficace d'énergie?

Résumé des propositions

Les centrales de cogénération devraient être évaluées en fonction des normes sectorielles de rendement pour la production de vapeur¹ et d'électricité. Lors du calcul du taux d'émission due à la production de la vapeur, on devrait inclure toute la vapeur produite par les entreprises; qu'elle provienne des chaudières ou de la cogénération. On devrait utiliser une méthode autorisée pour distinguer les émissions dues à la production de vapeur de celles dues à la production d'électricité. Les émissions associées uniquement aux procédés industriels — ciment, gaz naturel, etc., et non à la production de vapeur ou d'électricité, devraient être évaluées séparément, à l'aide des normes de rendement qui leur seraient propres.

Contexte

La plupart des secteurs industriels visés par la politique concernant les gaz à effet de serre (GES) s'adresse aux grands émetteurs finaux qui utilisent la production combinée de vapeur et d'électricité dans leurs procédés industriels; cette formule s'appelle la cogénération. La cogénération est particulièrement importante dans les secteurs utilisant beaucoup de vapeur. C'est le cas, notamment, des secteurs des sables bitumineux, des produits chimiques, des pâtes et papiers et de l'affinage. Les systèmes de cogénération peuvent être conçus pour produire des surplus d'électricité qui seront vendus dans le réseau de distribution d'électricité. Ce type de cogénération occupe une place de plus en plus grande dans l'offre commerciale d'électricité.

La configuration des systèmes de cogénération varie selon les besoins en vapeur et en électricité, le type de technologie et le combustible consommé. À l'heure actuelle, la majorité des centrales de cogénération sont alimentées au gaz naturel. Toutefois, plusieurs centrales brûlent de la biomasse ou un autre combustible ne contribuant pas, globalement, au réchauffement climatique, alors que d'autres — pour la plupart à l'état de projet — brûleront du coke de pétrole, source d'un grand volume d'émissions.

Il existe, en outre, une grande variété de structures du capital et d'arrangements commerciaux entre les exploitants des centrales de cogénération, les récepteurs industriels et les acheteurs de vapeur et d'électricité.

Une cogénération efficace fournit de la chaleur et de l'électricité en émettant *globalement* moins de GES que le ferait la production de ces deux formes d'énergie au moyen de chaudières et de centrales électriques. Toutefois, la cogénération peut, *localement*, se traduire par une

¹ Dans ce document, le terme « vapeur » recouvrira toute production de chaleur issue de la cogénération.

augmentation des émissions directes, lorsque l'on substitue l'électricité cogénérée sur place, à l'électricité achetée du réseau. Ainsi, puisque la politique concernant les grands émetteurs finaux se limite aux émissions directes, les installations recourant à la cogénération pourraient être pénalisées en raison de leurs plus forts taux d'émissions.

La politique concernant les grands émetteurs finaux impose des normes de rendement aux taux d'émissions directes produites par les activités visées. Les entités peuvent se conformer à ces normes de taux d'émission en investissant dans une activité qui réduira les rejets produits par leur exploitation ou en achetant des permis par voie d'échange ou de neutralisation.

Mesure de la cogénération comme source d'élimination d'émissions

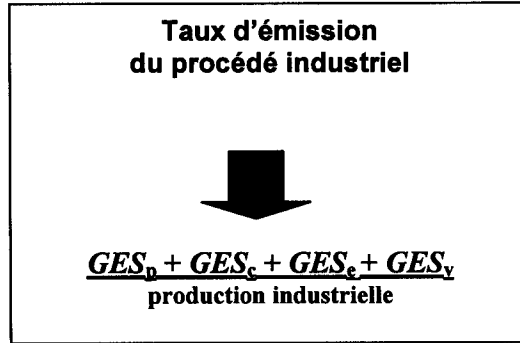
Pour le calcul des taux d'émission, on a suggéré de déterminer la quantité de rejets éliminée en vertu de la cogénération et de la déduire des émissions produites par le processus industriel de l'entité. Toutefois, cette élimination est difficile à mesurer et à vérifier. La cogénération pourrait simplement se traduire par une augmentation des exportations d'électricité ou, encore, une réduction des importations d'énergie. Si la production est éliminée, les émissions seront difficiles à mesurer en raison des variations journalières, annuelles, entre les usines et surtout d'une région à l'autre. Les émissions remplacées dans une pourraient être plus précieuses que celles remplacées dans une autre, si l'on abandonnait l'hypothèse de l'utilisation nationale du même combustible d'appoint pour produire l'électricité. En effet, dans certaines régions, l'électricité non utilisée pourrait provenir d'une source renouvelable, plutôt que de combustible fossile. Dans le premier cas, les exploitants d'installations de cogénération ne recevraient pas d'avantage alors que dans l'alternative ils en recevraient. Cette hypothèse introduit une disparité régionale dans les décisions d'investissement relatives à la cogénération.

Considérations

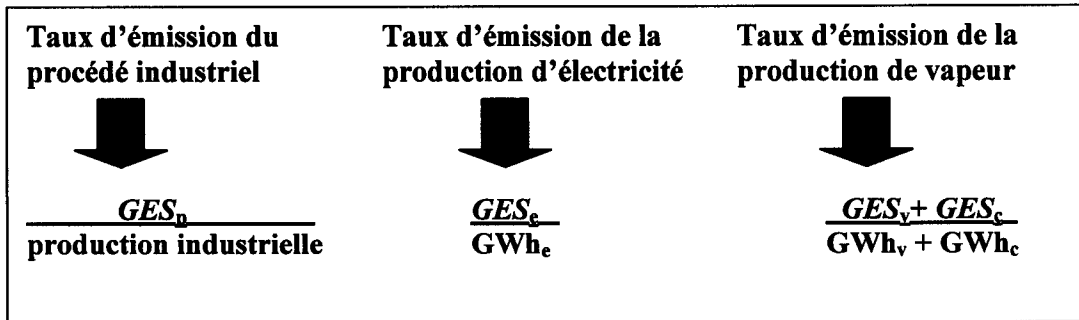
Pour être viable, le traitement réservé à la cogénération dans la politique concernant les grands émetteurs finaux ne doit pas favoriser ou défavoriser certaines relations commerciales et certaines applications, et ne doit pas empêcher la réalisation d'investissements viables en raison de la hausse locale des émissions.

Les entreprises industrielles équipées de centrales de cogénération élaborent trois extrants : la vapeur (par cogénération et possiblement à l'aide de chaudières), l'électricité (par cogénération) et un produit industriel. Selon le degré d'intégration, les produits de la cogénération contribuent souvent à la fabrication du produit industriel. Nous devons disposer d'une méthode de comptabilisation qui reflète ces interrelations. Trois grandes options sont possibles :

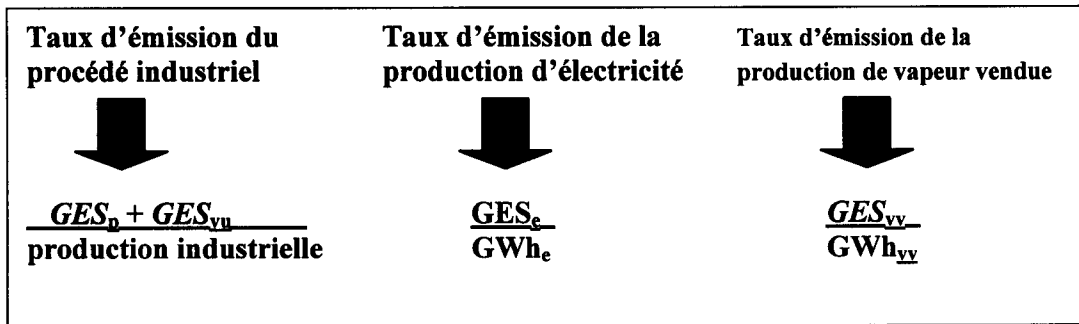
- **Intégration** : La cogénération est considérée comme faisant partie intégrante du procédé industriel et les permis sont délivrés pour la cogénération intégrée au procédé industriel. Les émissions de la cogénération pour l'électricité et la vapeur ($GES_e + GES_v$) sont incluses dans les émissions du procédé industriel et de la chaudière ($GES_p + GES_c$) et évaluées en fonction de la norme de performance fixée pour le procédé industriel, p. ex., équivalent CO_2 , par tonne d'acier ou baril de pétrole produit.



- **Distinction** : On considère que la production de vapeur (dans les chaudières et par cogénération), d'électricité et de produits sont des activités autonomes. Des permis seront délivrés pour chaque activité. Le rendement de la production de vapeur et d'électricité sera évalué au moyen des normes pour la vapeur et l'électricité, alors que la production industrielle sera évaluée au moyen de la norme de performance fixée pour le procédé industriel.



- **Hybride** : On fusionne l'élaboration du produit industriel et la production de vapeur utilisée (produite dans les chaudières et par cogénération) dans une seule fonction ($GES_p + GES_{vu}$), tandis que toute productions d'électricité (GES_e) et production de vapeur vendue (GES_{vv}) sont traitées séparément. On délivrera des permis distincts pour les trois fonctions. Pour imposer un traitement équitable de toutes les usines - qu'elles vendent ou non leur vapeur, ou qu'elles pratiquent ou non la cogénération, on pourrait évaluer le rendement du procédé industriel au moyen de normes progressives. On formulerait cette norme progressive pour qu'elle tienne compte de tous les cas, allant de l'usine ne produisant pas de vapeur (elle achète toute sa vapeur, donc seul GES_p est non nul) à l'usine qui produit la totalité de la vapeur nécessaire ($GES_p + GES_{vu}$). Cette norme variable assurerait que les gains ou les pénalités ne résulteraient pas de la quantité de vapeur produite, mais bien du taux d'émission de GES.



Une variante de cette méthode consisterait à considérer les émissions produites par la production de vapeur achetée au sein de l'unité de production industrielle. Ceci correspond aux situations où certaines entreprises produisent la vapeur qu'elles utilisent et d'autres l'achètent, sans avoir à élaborer la norme progressive décrite plus haut. Les rejets associés à la vapeur vendue seraient soustraits du taux d'émission du producteur de vapeur (par cogénération ou autrement) et du plafond qu'on lui a attribué.

Analyse

Intégration

- *Avantage* : Il n'est pas nécessaire de mesurer séparément les GES associés aux extrants de la cogénération, puisqu'ils sont intégrés au produit industriel. Les normes de rendement s'appliquent conjointement aux extrants de la cogénération et aux produits industriels.
 - On peut obtenir facilement les données permettant de fixer de tels objectifs.
- *Inconvénient* : On appliquera le même objectif de procédé industriel à toutes les exploitations industrielles — qu'elles utilisent la cogénération ou non. Cette méthode ne permet pas de distinguer les différentes situations de production.
 - Les entreprises qui recourent à la cogénération seront désavantagées par rapport à celles qui achètent simplement leur électricité puisque, contrairement à celles-ci, elles seront responsables des émissions associées à la production d'électricité. Ainsi, pour une même production industrielle, on attribuera aux premières des taux d'émissions supérieurs, bien que les deux catégories de producteurs soient soumises aux mêmes objectifs de rendement.
 - Une usine qui renonce à la cogénération pour acheter son électricité du réseau se retrouvera dans une meilleure situation relativement à son objectif, bien que globalement les émissions se soient accrues.
 - Cette situation décourage la cogénération et encourage la réduction des émissions par l'usine par l'achat d'électricité du réseau — une situation qui résulte habituellement en une plus grande production de GES que la production d'électricité par cogénération.
 - Les marchands de cogénération qui vendent leurs produits verront leur production de vapeur évaluée au moyen d'une norme de rendement pour la vapeur, tandis que

la production d'électricité sera évaluée au moyen d'une norme de rendement pour l'électricité.

Distinction

- *Avantage* : On peut évaluer individuellement les taux d'émission des trois extrants (vapeur, électricité et produit industriel) par rapport aux normes pertinentes de rendement.
 - Les installations recourant à la cogénération ne sont pas désavantagées par rapport aux autres. En effet, on compare les émissions rejetées par le procédé après en avoir soustrait la portion due à la production de vapeur et d'électricité, à des normes de rendement de procédé industriel.
 - Les émissions des entreprises qui ne font pas appel à la cogénération n'auront pas de production électrique à comparer à des normes relatives à l'électricité.
 - La production de vapeur (dans une chaudière ou par cogénération) sera comparée aux normes de rendement pour la vapeur.
 - Le traitement des marchands de cogénération qui vendent leurs produits consistera simplement à évaluer la production d'électricité et de vapeur à l'aide des normes de rendement appropriées. On n'effectuera pas d'évaluation relativement à une norme de procédé industriel.
- *Inconvénient* : On devra concevoir une méthode pour attribuer les émissions dues à la cogénération à la production de vapeur et à celle d'électricité. L'annexe A suggère une telle méthode.
- *Inconvénient* : On devra formuler des objectifs d'émission pour les procédés qui excluent la production de vapeur ou d'électricité. Dans certains secteurs, les conventions en vigueur pour la communication de données et certains problèmes de disponibilités de données pourraient compliquer cette tâche. (p. ex., les pâtes et papiers, les produits chimiques). La législation qui mettra en œuvre la politique concernant les grands émetteurs finaux devra pourvoir à la collecte des données nécessaires. Afin de formuler les objectifs pour les procédés nécessaires, le groupe sur les grands émetteurs finaux devra, dans l'intervalle, obtenir les données ventilées à l'échelon des entités.

Hybride

- *Avantage* : Les données nécessaires pour la méthode hybride sont compatibles avec les données actuellement exigées.
 - Il n'est pas nécessaire de distinguer les émissions associées à la production de vapeur et au procédé industriel.
 - Le recours à la cogénération n'est pas désavantagé, puisque la norme progressive assure qu'une usine sera traitée comme toutes les autres du même secteur, qu'elle produise de la vapeur ou non.
 - Les marchands de cogénération qui vendent leurs produits sont traités de la même façon que les unités dont toute la production électrique est utilisée sur place.
- *Inconvénient* : L'utilisation d'une norme progressive pour les rendements des procédés est complexe.

- Cette méthode nécessite les mêmes données ventilées que la méthode « distinction » et introduit la difficulté supplémentaire des normes progressives pour les rendements de procédés.
- On doit aborder le problème de la vente de vapeur.
- *Inconvénient* : Tout comme pour l'option « distinction », on devra concevoir une méthode pour attribuer les émissions dues à la cogénération à la production de vapeur et à celle d'électricité.

Variante de la solution hybride

- *Avantage* : Il n'est pas nécessaire d'utiliser des normes progressives puisque les émissions indirectes dues à la production de vapeur sont attribuées à celui qui l'utilise. Ainsi, une usine qui achète toute sa vapeur n'est pas avantagée relativement à une autre qui produit sur place toute la vapeur qu'elle consomme.
 - Tout comme pour l'option « hybride » : il n'est pas nécessaire de distinguer entre les émissions dues à la production de vapeur et celles dues au procédé industriel, et les usines qui ont recours à la cogénération ne sont pas désavantagées.
- *Inconvénient* : Cette méthode implique la délivrance de permis pour les émissions indirectes, ce qui n'est pas conforme à la politique sur les grands émetteurs finaux.
 - Le propriétaire ou l'exploitant de l'unité de cogénération devra délivrer un permis aux acheteurs de vapeur, ce qui pourrait lui rebuter, selon la situation de son unité de cogénération lors de l'inspection de conformité (excès de vapeur ou déficit d'électricité).
 - On doit aborder le problème de la vente de vapeur.
- *Inconvénient* : Tout comme pour les méthodes « distinction » et « hybride », on devra concevoir une méthode pour attribuer les émissions dues à la cogénération à la production de vapeur et à celle d'électricité.

Normes de rendement

On pourra fonder le choix des normes de rendement relativement au taux d'émission, sur des options technologiques ou sur les moyennes provinciales ou canadiennes. On n'a pas encore choisi une norme de rendement s'appliquant au secteur électrique — les contributions des gouvernements provinciaux et de l'industrie sont encore attendues. Toutefois, on a fait de nombreuses suggestions, notamment appliquer une norme technologique (basée sur la turbine à gaz à cycle combiné) aux centrales thermiques nouvelles et en fin de vie.

On travaille actuellement aux analyses qui permettront de formuler des normes adéquates pour la cogénération, pour l'électricité et la vapeur. On étudie, parmi d'autres problèmes, les répercussions de différentes normes sur divers combustibles et divers types de technologie. Un atelier sur la cogénération prévu pour le début de 2004 permettra d'effectuer des consultations sur le traitement de la cogénération.

Conclusions

Des investissements en cogénération pourraient permettre de combler les besoins d'une entité en matière de vapeur et d'électricité, tout en contribuant à l'approvisionnement énergétique du

Canada. Le traitement de la cogénération doit tenir compte de ce potentiel et ne pas introduire de frein à l'accroissement des émissions directes ou sur place. La politique concernant les grands émetteurs finaux devrait distinguer l'électricité et la vapeur produites par les activités industrielles et permettre leur évaluation directe à l'aide des normes de rendement appropriées pour la production d'électricité et de vapeur et les procédés industriels.

Le groupe des grands émetteurs finaux poursuit son analyse des effets des différentes approches de la politique sur les entreprises et les secteurs qui ont recours à la cogénération.

Annexe A — Méthode d'attribution des émissions

Pour différencier les émissions causées par la production de vapeur de celles dues à la production d'électricité, nous proposons d'utiliser une version modifiée de la *méthode de la centrale de référence*². On comparera les taux d'émissions dues à la vapeur et à l'électricité aux normes de rendement nationales pertinentes. Un inconvénient est que l'on devra choisir les efficacités de référence pour les chaudières et les centrales — une tâche compliquée par la diversité des combustibles et des technologies utilisées au Canada.

La méthode de l'usine de référence serait modifiée de façon à utiliser les efficacités de l'usine de référence nationale et des normes de rendement nationales, plutôt que d'attribuer des taux d'émission et de délivrer des permis, sur la base d'usines de référence régionales. Nous préférons cette méthode modifiée de l'usine de référence, puisqu'elle n'attribue pas un excédent d'émission aux extrants vapeur ou électricité, contrairement à d'autres méthodes d'attribution comme les méthodes d'énergie³ ou d'exergie⁴. Elle tient également compte des différences d'efficacités de la production d'un extrant thermique, comme la vapeur et la production d'électricité. L'utilisation d'efficacités et de normes de performance tirées d'une usine de référence nationale pour la vapeur et pour l'électricité supprime toute distorsion régionale qui découlerait de l'utilisation à plusieurs usines de référence régionales. Les normes de rendement pour la vapeur et l'électricité seront fixées à des valeurs qui encouragent la minimisation des rejets et l'efficacité de la cogénération — ce qui maintient l'encouragement actuel des investissements dans des projets de cogénération. L'atelier projeté sur la cogénération permettra d'étudier les mérites relatifs des différentes méthodes d'évaluation des émissions.

² J. Nyboer et C. Strickland, *A Review of Existing Cogeneration Facilities in the Canadian Industrial Sector* (C.-B., 2001), 11, méthode 4.6. "Allocation based on shared emissions savings between heat and electricity."

³ J. Nyboer et C. Strickland, p. 10. "Allocation of energy and emissions based on energy content of the products."

⁴ J. Nyboer et C. Strickland, p. 11. "Allocation of energy and emissions based on exergy content of the products."