

ESTIMATION DES ÉMISSIONS ÉVITÉES AU MOYEN DE L'ÉLECTRICITÉ RENOUVELABLE

Les installations qui produisent de l'énergie à partir de ressources renouvelables (p. ex., éolien, solaire, biomasse, géothermie, hydroélectricité) créent bien plus que de l'électricité. En effet, pour chaque MWh d'électricité d'une centrale fonctionnant à partir d'énergies renouvelables reliée au réseau électrique régional, il y a un MWh de moins provenant des sources classiques. Si l'électricité ainsi remplacée avait été produite à partir de charbon, de pétrole ou de gaz naturel, on peut dire que la centrale utilisant des énergies renouvelables évite les émissions de dioxyde de carbone, de particules et d'autres polluants que les centrales alimentées aux combustibles fossiles auraient provoqués.

Dans toute l'Amérique du Nord, on cherche de plus en plus à comprendre et à quantifier l'impact sur les émissions que peuvent avoir les centrales alimentées par des énergies renouvelables et reliées au réseau. Au cours des dernières années, la Commission de coopération environnementale (CCE), (<http://www.cec.org>), en collaboration avec l'*Environmental Protection Agency* (EPA, Agence de protection de l'environnement) des États-Unis (<http://www.epa.gov>) et le *World Resources Institute* (WRI, Institut des ressources mondiales) (<http://www.wri.org>), a entretenu un dialogue multilatéral avec des organismes gouvernementaux, des experts du secteur de l'énergie, des organisations non gouvernementales et des acheteurs et fournisseurs d'énergies renouvelables afin d'explorer cette question et d'évaluer des méthodologies de quantification des émissions évitées.

Le texte qui suit résume les résultats de ce dialogue. Il contient une explication des motifs pour lesquels il est important d'élaborer une méthodologie de calcul des émissions évitées, une discussion sur plusieurs types de méthodologies et une évaluation de ces dernières en fonction de paramètres communs. On y trouvera ensuite une description des méthodologies privilégiées au Canada, au Mexique et aux États-Unis.

POURQUOI EST-CE IMPORTANT?

La détermination de la quantité des rejets dans l'atmosphère évités lorsque l'électricité est produite par des ressources renouvelables plutôt que par des combustibles fossiles est importante pour les décideurs, les fournisseurs d'électricité renouvelable et les acheteurs d'énergies renouvelables.

- **Les décideurs** : Les responsables de l'élaboration des politiques au palier fédéral et à celui des États et des provinces souhaitent de plus en plus quantifier et surveiller les améliorations environnementales entraînées par les politiques publiques à l'appui des énergies renouvelables, y compris les normes relatives aux portefeuilles d'énergies renouvelables et les encouragements économiques. De plus, certains législateurs songent à incorporer les énergies renouvelables à des systèmes de permis de polluer commercialisables (aussi appelés « programmes de plafonnement et d'échanges de droits d'émission ») et à la réglementation sur l'amélioration de la qualité de l'air.

- **Les fournisseurs d'électricité renouvelable** : Les producteurs et fournisseurs d'électricité renouvelable veulent des données claires au sujet des avantages sur le plan des émissions de polluants que procurent leurs centrales, souhaitent être en mesure de formuler des énoncés dignes de foi sur l'impact des produits qu'ils vendent sur les émissions de polluants et commencent à demander l'accès à des droits d'émission mis de côté à l'intérieur de programmes de plafonnement et d'échanges de droits d'émission comme les programmes des États américains sur les oxydes d'azote (NO_x) et le dioxyde de carbone (CO₂).
- **Les acheteurs d'énergies renouvelables** : Les entreprises, institutions et organismes gouvernementaux qui achètent de l'énergie verte et des certificats d'énergie renouvelable (CER) désirent souvent quantifier les émissions évitées grâce à leurs achats. En effet, de nombreux acheteurs effectuent des inventaires de leurs émissions de gaz à effet de serre, enregistrent leurs émissions de gaz à effet de serre dans des rapports sur la durabilité écologique de leurs activités et mentionnent dans des communiqués de presse l'impact sur les émissions de polluants de leurs achats d'électricité verte.

L'établissement d'une méthodologie (ou de méthodologies) de calcul communément acceptée(s) des émissions évitées répondrait aux divers besoins de ces intervenants. Plus particulièrement, une façon de faire commune présenterait les avantages suivants :

- Dissiper l'incertitude concernant la quantité d'émissions évitées lorsque l'électricité est produite au moyen de ressources renouvelables.
- Garantir l'intégrité des déclarations publiques au sujet des réductions des émissions.
- Permettre aux acheteurs d'énergies renouvelables et de CER d'estimer le coût des émissions évitées associées à leurs achats.
- Justifier sur le plan commercial les achats d'énergies renouvelables et de CER.
- Établir le fondement de l'incorporation de la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables à des programmes de plafonnement et d'échange de droits d'émission.

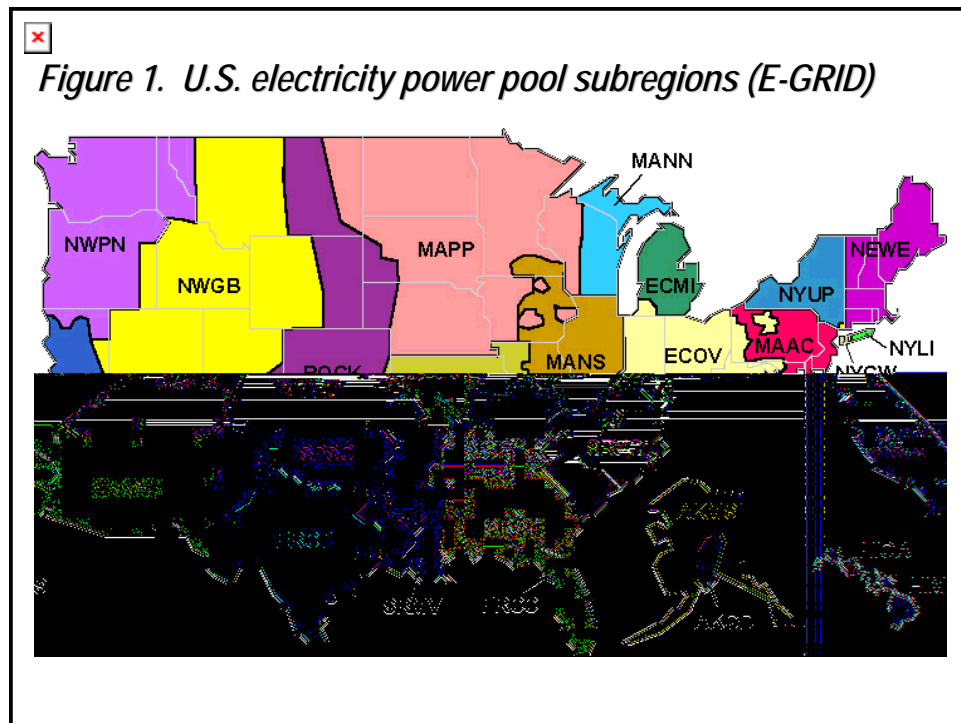
TYPES DE MÉTHODOLOGIES

Pour quantifier les émissions évitées par une centrale utilisant des énergies renouvelables, il faut essentiellement déterminer l'impact de cette centrale sur l'exploitation et la composition futures du réseau. Pour ce faire, toute méthodologie doit prendre en compte au moins trois dimensions : l'échelon géographique, la variable temporelle et le taux d'émission pour les effets concernant à la fois l'exploitation et la composition du réseau.

Échelon géographique

Pour calculer les émissions évitées, il faut déterminer la région géographique dans laquelle les centrales (et, par conséquent, les émissions) sont touchées par un producteur donné d'énergies renouvelables. Il existe tout un éventail d'échelons géographiques, y compris une localité, un État ou une province, un regroupement régional de fournisseurs d'énergie ou l'ensemble d'un pays.

La figure 1 illustre l'éventail des possibilités. Supposons une centrale d'énergie éolienne située dans l'État américain du Maine (Nord-Est des États-Unis). Lorsque l'éolienne fonctionne, elle pourrait réduire la quantité d'électricité que doit produire une centrale voisine au gaz naturel ou remplacer une activité de production d'électricité classique plus loin dans l'État. Par ailleurs, elle pourrait remplacer une partie de la production d'électricité classique dans le *New England regional power pool* (regroupement régional de production d'énergie de la Nouvelle-Angleterre) étant donné que les centrales sont reliées entre elles et gérées à l'échelle régionale. Elle pourrait aussi influencer la production d'électricité dans l'ensemble du pays étant donné que les lignes de transmission relient le regroupement de producteurs d'énergie de la Nouvelle-Angleterre à d'autres regroupements voisins de producteurs d'énergie.



(Traduction de la figure ci-dessus)

Figure 1. Sous-régions de regroupement de producteurs d'électricité aux États-Unis

Source :US EPA (2004).

Variable temporelle

Il faut aussi établir la période pendant laquelle les émissions évitées doivent être calculées. Voici les variables temporelles habituellement retenues :

- **Annuelle** : Reflète le taux moyen des émissions évitées (p. ex., kg/MWh) pendant une année.
- **Saisonnière** : Donne les taux moyens des émissions évitées par saison (p. ex., hiver, été) puisque certaines centrales peuvent être plus actives pendant certaines saisons.

- **Pointe/hors pointe** : Fournit un taux moyen des émissions évitées pendant les périodes de pointe (p. ex., le jour) et un autre pour les périodes hors pointe (p. ex., la nuit).
- **Horaire** : Fournit les taux moyens des émissions évitées pour les augmentations horaires.

La quantité estimative des émissions évitées par MWh variera vraisemblablement selon la variable temporelle choisie. Le phénomène s'explique par le fait que l'ensemble des centrales classiques en exploitation peut varier d'une saison et d'une partie de la journée à l'autre. De la même façon, de nombreuses centrales utilisant des énergies renouvelables n'exercent pas leurs activités à un rythme constant tout au long de l'année. Par exemple, les éoliennes terrestres produisent souvent plus d'énergie pendant l'hiver et la soirée que pendant d'autres périodes.

La variable temporelle peut aussi avoir un caractère rétrospectif ou prospectif. En effet, on pourrait utiliser les données historiques sur les émissions ou se servir de modèles pour faire des projections sur les émissions futures.

Taux d'émission

Pour un échelon géographique et une variable temporelle donnés, une méthodologie doit aussi prendre en compte certains taux d'émission ou « facteurs d'émission » pour estimer les émissions évitées. Il existe trois « types » fondamentaux de facteurs d'émission correspondant aux divers effets qu'une centrale utilisant des énergies renouvelables peut avoir sur le réseau :

1. Les facteurs d'émission liés à la **marge opérationnelle** ont pour objet de rendre compte des émissions évitées en provenance des centrales existantes dans un réseau dont l'exploitation est réduite à cause de la production de la centrale utilisant des énergies renouvelables. Un certain nombre de méthodes ont été proposées afin d'estimer les émissions liées à la marge opérationnelle; leur exactitude et leur complexité sont variables.

La façon la plus simple de calculer les émissions liées à la marge opérationnelle est d'en faire une approximation au moyen d'un **facteur d'émission moyen du réseau**. C'est le taux d'émission (comme tonnes/MWh) de tous les producteurs d'électricité dans une région géographique et au cours d'une période données. On le calcule simplement en divisant les émissions totales des centrales d'une région géographique et d'une période données par le montant total d'électricité produite par le même ensemble de centrales pendant la même période. L'utilisation de ce facteur d'émission suppose que tous les producteurs d'électricité dans un secteur géographique donné sont touchés par un MWh d'énergies renouvelables.

Une méthode un peu plus précise, mais relativement facile à utiliser, consiste à calculer les **émissions moyennes pondérées de toutes les centrales qui produisent en fonction de la charge** (p. ex., les centrales qui sont exploitées moins de 70 % du temps pendant une année) desservant le réseau¹. Les résultats seront un peu plus exacts parce que la méthode

¹ Sathaye, J., S. Murtishaw, L. Price, M. LeFranc, J. Roy, H. Winkler et R. Spalding-Fecher, 2003, *Multi-project Baselines for Evaluation of Electric Power Projects*.

laisse de côté les centrales de base dont la production n'est pas susceptible d'être diminuée à cause du fonctionnement d'une autre centrale.

La méthode la plus précise, cependant plus complexe, de l'estimation des émissions liées à la marge opérationnelle consiste à utiliser des *modèles de simulation par ordinateur*. Ces modèles estiment les facteurs d'émission liés à la marge opérationnelle en simulant l'exploitation d'une centrale utilisant des énergies renouvelables à l'intérieur du réseau et en prédisant avec exactitude les centrales dont la production sera réduite par suite de la production de la centrale utilisant des énergies renouvelables. Ces modèles peuvent être utilisés afin de déduire les taux d'émission marginaux pour diverses périodes, et ils peuvent ensuite être utilisés afin d'estimer les émissions évitées grâce à diverses politiques et à divers projets touchant les énergies renouvelables. Un modèle de répartition rend compte du fait que les réseaux de distribution d'électricité en Amérique du Nord fonctionnent de façon complète et intégrée. Une prédiction valable de la façon dont un réseau réagira à l'augmentation de la production d'une centrale utilisant des énergies renouvelables doit être fondée sur la capacité de simuler ces changements. Pour fonctionner, les modèles de répartition exigent de l'information complète sur les centrales de la région visée, de même que sur le réseau régional de transmission et les charges régionales d'électricité, ce qui peut rendre leur utilisation difficile et coûteuse.

2. Le facteur d'émission lié à la *marge récemment construite* correspond au taux d'émission des centrales futures dont l'aménagement est reporté ou annulé par l'entrée en service d'une centrale utilisant des énergies renouvelables. La marge récemment construite peut aussi rendre compte des taux d'émission des centrales existantes dont la mise hors service est accélérée par suite de la mise en service d'une nouvelle centrale utilisant des énergies renouvelables. On utilise ce type de facteur d'émission lorsque l'on suppose qu'une centrale utilisant des énergies renouvelables aura des effets sur la construction ou la mise hors service prévues d'autres centrales. Il s'agit d'une distinction fondamentale dans l'évaluation des émissions évitées. À court terme, de nouvelles ressources remplacent les centrales existantes – principalement la centrale marginale – dans le réseau existant. À long terme, une ressource ajoutée aujourd'hui remplacera d'autres nouvelles ressources cherchant à entrer sur le marché et (ou) entraînera la mise hors service d'une partie de la capacité existante. Lorsque l'on tient compte des effets d'une ressource donnée à court et à long terme, il faut habituellement prendre en compte ces deux dynamiques, c'est-à-dire que les effets à court terme sur le réseau existant feront place aux effets à long terme sur les autres centrales qui se livrent concurrence pour entrer sur le marché².

Un des moyens de déterminer la marge récemment construite d'une région consiste à calculer les *taux d'émission moyens des centrales récemment construites* ou de celles qui sont en construction³. On peut aussi utiliser les *modèles intégrés de planification de réseau*, qui, de façon générale, ont une portée plus large que les modèles de répartition. Ces modèles prévisionnels font la projection de l'évolution des réseaux (p. ex., mises en

² Ibid.

³ Sathaye, J., S. Murtishaw, L. Price, M. LeFranc, J. Roy, H. Winkler et R. Spalding-Fecher, 2003, *Multi-Project Baselines for Evaluation of Electric Power Projects*.

service et mises hors service de centrales) en simulant l'interaction entre les prix du combustible, la croissance économique, l'offre d'électricité et la demande d'énergie, et en optimisant le réseau au moyen de formules mathématiques complexes. Certains modèles fonctionnent de façon interactive et convergent vers une solution stable après un certain nombre de répétitions. D'autres s'appuient sur une programmation linéaire pour définir des plans d'expansion du réseau afin de répondre aux exigences d'une fonction-objectif, comme le coût total le moins élevé⁴. En ce qui concerne l'estimation des émissions liées à la marge récemment construite, ces modèles peuvent être utilisés afin de prédire les types de centrales dont la construction est reportée ou évitée ou dont la mise en service est accélérée par l'installation d'un projet fondé sur les énergies renouvelables à un certain moment. La marge récemment construite est une moyenne pondérée des centrales qui ne sont pas construites (« nouveaux entrants évités ») et des centrales existantes mises hors service⁵.

Enfin, une méthode beaucoup plus simple d'estimer les émissions liées à la marge récemment construite consiste à supposer l'existence d'émissions d'une « centrale marginale », c'est-à-dire les émissions d'un certain type de centrale qu'une autre utilisant des énergies renouvelables sera susceptible de remplacer. Souvent, on suppose de façon prudente que la centrale marginale est une turbine à gaz naturel (à cycle combiné) très efficiente.

3. Enfin, on utilise souvent un facteur d'émission liée à la **marge combinée** pour simuler à la fois les effets sur la marge opérationnelle et sur la marge récemment construite d'une centrale donnée utilisant des énergies non renouvelables. La marge combinée est simplement la moyenne pondérée d'une marge opérationnelle et d'une marge récemment construite. La marge combinée s'appuie sur l'hypothèse selon laquelle un projet d'électricité renouvelable aura des effets à la fois sur les centrales opérationnelles à court terme et sur la construction de centrales futures à long terme. La pondération adéquate reflète la durée prévue pendant laquelle l'un ou l'autre effet marginal l'emportera. Par exemple, si les émissions évitées sont calculées sur une période de dix ans et qu'une centrale devrait avoir des effets sur la marge récemment construite à compter de l'année cinq, alors la pondération appropriée serait 50 % pour la marge opérationnelle (années 1-5) et 50 % pour la marge récemment construite (années 6-10).

ÉVALUATION DES MÉTHODOLOGIES

Comme le souligne la section précédente, il existe un certain nombre d'options entre échelons géographiques, variables temporelles et types de taux d'émission. Quelle combinaison convient le mieux au calcul des émissions évitées par les centrales utilisant des énergies renouvelables? Il est possible d'évaluer les avantages de chaque option en fonction de plusieurs paramètres, notamment :

⁴ Biewald, B., G. Keith, A. Sommer, P. Henn et M. Breceda, 2003, *Estimating the Environmental Benefits of Renewable Energy and Energy Efficiency in North America: Experience and Methods*.

⁵ *Ibid.*

- **L'exactitude.** Quelle est l'exactitude des calculs en fonction de l'impact des émissions réelles?
- **Le caractère pratique et la faisabilité.** Les données requises pour les calculs sont-elles facilement accessibles (p. ex., sont-elles accessibles au public ou sont-elles privées)? Est-ce que l'acquisition des données et la réalisation des calculs sont coûteux? Est-il facile d'effectuer les calculs?
- **La transparence.** Est-ce que les données, les hypothèses sous-jacentes et la méthodologie de calcul sont claires et peuvent faire l'objet d'un examen? Peuvent-elles être facilement reprises par d'autres, ce qui permet un examen par les pairs?
- **La prudence.** Est-ce que la méthodologie a tendance à sous-estimer la quantité d'émissions évitées?
- **L'harmonisation à l'échelle internationale.** Est-ce que la méthodologie s'harmonise avec les méthodes de calcul des émissions évitées qui sont en train d'être adoptées ailleurs et obtiennent peu à peu l'appui des institutions (p. ex., le Mécanisme de développement propre)?

Le poids relatif de ces paramètres – et, partant, l'attrait d'une méthodologie par rapport à une autre – variera en partie selon l'objectif de mesure des émissions évitées par les centrales utilisant des énergies renouvelables. En fait, la pondération relative peut varier entre les utilisateurs finaux de ces calculs ou les pays. Par exemple, tous les utilisateurs finaux n'ont pas besoin du même degré d'exactitude; en effet, cette dernière pourrait être moins importante si l'objectif recherché est de rédiger un communiqué de presse ou de déterminer le degré de participation à l'émission de gaz à effet de serre. Par conséquent, les gouvernements et les autres intervenants ne s'entendront pas nécessairement sur une méthodologie « optimale » de calcul des émissions évitées.

Le tableau 1 présente une évaluation sommaire des possibilités méthodologiques en fonction de trois des paramètres utilisés le plus couramment. Cette évaluation est fondée sur les résultats du dialogue multilatéral soutenu par la CCE entre 2003 et 2005.

Table 1. Assessment of methodology options

	Option	Precision	Practicality*	Transparency*
Geographic scale	State/province	Low	High	High
	Regional power pool	High	High	High
	Nation	Low	High	High
Temporal scale	Annual	Low	High	High
	Seasonal	Medium	Low	Low/Medium
	On/off peak	Medium	Low	Low/Medium
	Hourly	High	Low	Low/Medium
Type of emissions rate	System average	Low	High	High
	Operating margin	High**	Low	Low/Medium
	Build margin	High***	Medium	Low/Medium
	Combined margin	High	Low/Medium	Low/Medium

* Assessment may differ by country. Dependent upon availability of data
 ** For avoided emissions in the short-term, but less precise for long-term impacts
 *** For avoided emissions in the long-term, but less precise for short-term impacts

Tableau 1. Évaluation des options en matière de méthodologies

	Option	Exactitude	Caractère pratique*	Transparence*
Échelon géographique	État/province	Faible	Élevé	Élevée
	Regroupement régional de producteurs d'énergie	Élevée	Élevé	Élevée
	Pays	Faible	Élevé	Élevée
Variable temporelle	Annuelle	Faible	Élevé	Élevée
	Saisonnnière	Moyenne	Faible	Faible/moyenne
	Pointe/hors pointe	Moyenne	Faible	Faible/moyenne
	Horaire	Élevée	Faible	Faible/moyenne

Type de taux d'émission	Moyenne du réseau	Faible	Élevé	Élevée
	Marge opérationnelle	Élevée**	Faible	Faible/moyenne
	Marge récemment construite	Élevée***	Moyen	Faible/moyenne
	Marge combinée	Élevée	Faible/moyen	Faible/moyenne

*L'évaluation peut varier par pays. Selon la disponibilité des données.

**Pour les émissions évitées à court terme, mais moins précise pour les impacts à long terme.

***Pour les émissions évitées à long terme, mais moins précise pour les impacts à court terme.

Comme le souligne le tableau 1, la plupart des méthodologies proposées obtiennent de bons résultats à l'égard de certains, mais non de l'ensemble, des paramètres d'évaluation. Le compromis se fait habituellement entre l'exactitude et le caractère pratique. Pour obtenir des estimations plus précises des émissions évitées, on a souvent besoin d'importants volumes de données et d'une modélisation complexe des réseaux régionaux, ce qui entraîne une hausse des coûts. À titre d'illustration, l'encadré 1 aborde cette dynamique entre les deux paramètres pour les taux d'émission moyens des réseaux.

Encadré 1. Facteurs d'émission moyens du réseau : exactitude et caractère pratique

Les facteurs d'émission moyens du réseau sont souvent utilisés pour estimer les émissions évitées par les centrales utilisant des énergies renouvelables essentiellement parce qu'il est relativement facile, rapide et peu coûteux de les calculer. Cependant, les moyennes de réseau peuvent fournir des estimations inexactes des émissions évitées.

Une centrale utilisant des énergies renouvelables toucherait plus les centrales marginales que d'autres dans un réseau de distribution d'électricité. Les centrales marginales sont différentes des centrales de base, qui fournissent un volume constant d'électricité. Par exemple, aux États-Unis, les centrales hydroélectriques et nucléaires fournissent une bonne partie de la charge de base dans plusieurs régions. Un facteur d'émission moyen du réseau incorporerait les taux d'émission très faibles des centrales hydroélectriques et nucléaires. Cependant, il est fort peu probable qu'une centrale utilisant des énergies renouvelables remplace la production de ces types de centrales.

Malgré son imprécision potentielle, le facteur d'émission moyen du réseau est populaire, en partie parce que son calcul est plus facile et exige moins de ressources que la prévision des mises en service (et des mises hors service) ou l'élaboration d'un modèle de répartition. Il est souvent possible de calculer un taux d'émission moyen du réseau en quelques heures si on dispose facilement des données sur les centrales d'énergie d'une région. Par ailleurs, le calcul d'un facteur d'émission lié à la marge opérationnelle ou à la marge récemment construite peut coûter au moins 10 000 \$ US étant donné les dépenses liées aux frais de licence et à la modélisation ainsi qu'au grand nombre d'heures de travail requises.

Source : Biewald, B., G. Keith, A. Sommer, P. Henn et M. Breceda, 2003, *Estimating the Environmental Benefits of Renewable Energy and Energy Efficiency in North America: Experience and Methods*.

QUELLES SONT LES MÉTHODOLOGIES EXAMINÉES PAR LES PAYS DE L'ALÉNA?

Puisque chaque méthodologie possède ses avantages et ses inconvénients, quelles méthodologies de calcul des émissions évitées sont examinées par les décideurs et les intervenants au Canada, au Mexique et aux États-Unis? Selon des développements récents, certaines méthodologies sont peu à peu adoptées dans ces marchés de l'ALÉNA, principalement à l'égard de l'impact des centrales utilisant des énergies renouvelables sur les émissions de dioxyde de carbone. Cependant, chaque pays n'accorde pas sa faveur aux mêmes méthodologies.

Canada

En élaborant le Plan du Canada sur les changements climatiques, le gouvernement du Canada a proposé un système de crédits pour compenser les gaz à effet de serre. Les crédits compensatoires pouvaient être joints à de l'électricité verte et (ou) à des CER afin de créer des

produits d'énergie renouvelable certifiés. Afin de déterminer la quantité en équivalent de dioxyde de carbone évité (CO₂) associée à chaque MWh d'énergie renouvelable certifiée, le gouvernement a décidé d'adopter le Facteur d'intensité national. Même si sa valeur reste à déterminer, elle se situera probablement entre 200 kg d'équivalent CO₂ par MWh (à peu près le facteur d'émission moyen du réseau national canadien) et 400 kg d'équivalent CO₂ par MWh (le facteur d'émission d'une nouvelle centrale au gaz naturel à cycle combiné). Donc, la méthodologie du gouvernement s'appuie sur un échelon géographique national, une variable temporelle annuelle (le Facteur d'intensité national s'applique peu importe l'heure ou la saison pendant laquelle la centrale utilisant des énergies renouvelables fonctionne) et soit sur un facteur moyen du réseau, soit sur un facteur lié à la marge nouvellement construite.

Mexique

La méthodologie de calcul des émissions évitées qui gagne du terrain au Mexique est un facteur d'émission lié à la marge combinée pour chacun des regroupements régionaux de producteurs d'électricité du pays (Baja California, Baja California Sur, Noroeste et Interconectado). Cinquante pour cent de la marge combinée est composée des taux d'émission de tous les producteurs d'électricité utilisant des combustibles fossiles dans la région et l'autre tranche de cinquante pour cent comprend les taux d'émission des cinq centrales les plus récentes. Il est possible de recalculer la marge combinée chaque année. Le tableau 2 résume les émissions évitées estimées à ce jour par regroupement de producteurs d'énergie selon les calculs de l'*Asociación de Técnicos y Profesionistas en Aplicación Energética* (ATPAE, Association des techniciens et professionnels en applications énergétiques).

Table 2. Emissions factors recommended by ATPAE (historical 1995-2001)

Combined margin: 50% emissions factor of all existing fossil fired-generators + 50% emissions factor of five most recently built plants

Año	CEE-Híbrido* (tCO ₂ eq. / MWh), Histórico 1995-2001				
	Sistema Interconectado	Sistema Noroeste	Sistema Baja California	Sistema Baja California Sur	Todo el Sistema Eléctrico Nacional
1995	0.6341	0.6911	0.6673	0.781	0.6273
1997	0.6317	0.6171	0.681	0.7877	0.6263
1998	0.6401	0.6029	0.6913	0.8228	0.6332
1999	0.6378	0.6247	0.7029	0.8172	0.6301
2000	0.638	0.6244	0.6627	0.8232	0.6612
2001	0.6521	0.6157	0.6029	0.8085	0.6539

Source: ATPAE, 2004

**Tableau 2. Facteurs d'émission recommandés par l'ATPAE
(données historiques 1995-2001)**

Marge combinée : 50 % facteur d'émission de toutes les centrales existantes utilisant des combustibles fossiles + 50 % facteur d'émission des cinq centrales les plus récentes

Coefficients d'émission de GES – centrales biénergie* (t éq. CO ₂ / MWh, données historiques 1995-2001)					
Année	Sistema Interconectado	Sistema Noroeste	Sistema Baja California	Sistema Baja California Sur	Ensemble du réseau national
1995	0,6341	0,6911	0,6673	0,781	0,6273
1997	0,6317	0,6171	0,681	0,7877	0,6263
1998	0,6401	0,6029	0,6913	0,8228	0,6332
1999	0,6378	0,6247	0,7029	0,8172	0,6301
2000	0,638	0,6244	0,6627	0,8232	0,6612
2001	0,6521	0,6157	0,6029	0,8085	0,6539

Source : ATPAE, 2004.

L'utilisation de cette méthodologie se justifie notamment par le fait qu'elle est reconnue par le Mécanisme de développement propre (MDP) du Protocole de Kyoto comme un moyen d'estimer l'impact des émissions des projets admissibles en vertu de ce mécanisme en provenance du secteur de la production d'électricité. C'est un facteur important, compte tenu du fait que le Mexique est l'un des pays visés par les projets du MDP.

États-Unis

Plusieurs méthodologies de calcul des émissions évitées obtiennent une reconnaissance aux États-Unis. Même si la plupart d'entre elles ont recours à l'échelon géographique des regroupements de producteurs d'énergie, les programmes varient en ce qui concerne les variables temporelles et les taux des types d'émission. Par exemple, un taux des émissions annuelles moyennes du réseau par regroupement de producteurs d'énergie est reconnu comme méthodologie appliquée aux CER vendus sur le marché volontaire des énergies renouvelables aux États-Unis. De la même façon, la *Greenhouse Gas Protocol Initiative* (Initiative sur un protocole relatif aux gaz à effet de serre) <<http://www.ghgprotocol.org>> et le programme *Climate Leaders* de l'US EPA <<http://www.epa.gov/climateleaders>> recommandent ce moyen de calcul des émissions évitées lorsque les entreprises et les institutions enregistrent leurs achats de CER dans leurs inventaires d'émissions de gaz à effet de serre.

Cependant, plusieurs États choisissent d'utiliser un facteur d'émission lié à la marge opérationnelle. Au Maryland, par exemple, les centrales utilisant des énergies renouvelables admissibles peuvent demander des droits d'émission de NO_x du réservoir de permis « mis de côté » par l'État. La quantité de droits d'émission obtenus par MWh est déterminée en modélisant les répercussions de la centrale utilisant des énergies renouvelables sur la marge opérationnelle des centrales de sa région, une façon de faire approuvée par les organismes

réglementaires des États et du gouvernement fédéral aux États-Unis (voir http://www.ert.net/release_5_13_2004.html) et <http://www.nrel.gov/docs/fy05osti/38071.pdf#search='Maryland%20Montgomery%20county%20wind%20emissions%20ERT'>) pour plus de renseignements sur cette façon de procéder). L'exploitant du réseau de distribution d'électricité en Nouvelle-Angleterre utilise un modèle et des données historiques pour calculer un facteur d'émission lié à la marge opérationnelle pour le SO₂, les NO_x et le CO₂ pour l'ensemble des six États de la région. Ces modèles donnent les taux annuels d'émission de même que les taux pointe et hors pointe, pour les saisons propices et non propices à la formation d'ozone (voir http://www.iso-ne.com/genrtion_resrcs/reports/emission) pour plus de renseignements).

Les différences entre les pays important-elles?

Le Canada, le Mexique et les États-Unis se dirigent tous les trois vers l'adoption de méthodologies différentes de calcul des émissions évitées. Cependant, cette évolution ne devrait pas entraver la création de marchés dynamiques pour les énergies renouvelables. Puisque la plupart des opérations touchant l'électricité verte et les CER se déroulent actuellement à l'intérieur des frontières nationales, les différences de méthodologie entre les pays n'ont pas d'importance.

Les façons de faire différentes sont aussi sans conséquence pour les opérations transfrontalières dans la mesure où à la fois l'acheteur et le vendeur comprennent clairement que la méthodologie de calcul des émissions évitées pertinente est celle qui est utilisée par le pays où est située la centrale utilisant des énergies renouvelables. Par exemple, supposons qu'un parc d'éoliennes aux États-Unis vend des CER à une entreprise du Canada. La méthodologie pertinente de calcul des émissions de CO₂ évitées est celle qu'utilisent les États-Unis pour les achats volontaires de CER (moyenne annuelle du réseau du regroupement de producteurs d'énergie auquel le parc d'éoliennes appartient). En d'autres termes, toute déclaration concernant les émissions évitées doit s'appuyer sur la méthodologie du pays où est situé le producteur de l'énergie. Donc, en ce qui concerne l'impact des émissions, c'est le pays où est situé le producteur de l'énergie qui compte, et non le pays de l'acheteur.

TYPES D'AVANTAGES ENVIRONNEMENTAUX VISÉS

À ce jour, les types d'émissions évitées auxquels les décideurs, les fournisseurs d'énergies renouvelables et les acheteurs d'énergies renouvelables se sont le plus intéressés sont le dioxyde de carbone (CO₂). Pour les intervenants du Canada, le CO₂ revêt un intérêt tout particulier parce que le Canada est tenu de réduire ses émissions nationales de gaz à effet de serre car il a ratifié le Protocole de Kyoto. Le CO₂ présente aussi un intérêt pour les intervenants du Mexique car les projets liés aux énergies renouvelables au Mexique peuvent faire l'objet d'un appui dans le cadre du Mécanisme de développement propre du Protocole de Kyoto. Enfin, les intervenants des États-Unis sont aussi intéressés au CO₂ compte tenu de la création de nouveaux marchés sur les gaz à effet de serre, comme l'Initiative régionale de lutte contre les gaz à effet de serre et la Bourse climatique de Chicago de même que les initiatives volontaires de réduction des émissions de gaz à effet de serre mises en œuvre par les grandes entreprises et d'autres institutions.

Les méthodologies qui s'appliquent à l'estimation des émissions de CO₂ évitées à cause des projets de centrales utilisant des énergies renouvelables s'appliquent aussi à l'estimation d'autres émissions évitées comme les oxydes d'azote, le dioxyde de soufre et les particules. Lorsqu'un MWh d'énergies renouvelables remplace un MWh d'énergie classique, ces autres émissions sont évitées au moment où le sont les émissions de CO₂. Donc, les intervenants intéressés à quantifier les autres émissions évitées peuvent utiliser la même méthodologie de calcul.

Cependant, les analystes devraient faire preuve de prudence lorsqu'ils essaient de calculer les émissions évitées d'un polluant incorporé à un programme de plafonnement et d'échanges de droits d'émission (p. ex., le SO₂ dans le Acid Rain Program (programme des pluies acides) des États-Unis). À l'intérieur de ce type de programme, les gouvernements déterminent le montant total d'émissions qui peuvent être légalement produites en définissant le plafond. Les réductions d'émissions à court terme attribuables aux centrales utilisant des énergies renouvelables seront donc probablement négociées « sur le marché » jusqu'à ce que le plafond soit atteint; donc, les réductions ne sont que temporaires. Dans ce genre de situation, on ne peut dire qu'une centrale utilisant des énergies renouvelables a permis d'« éviter des émissions » à long terme, sauf si les droits d'émission sont retirés lorsque les producteurs d'énergies renouvelables produisent de l'électricité.

Les centrales utilisant des énergies renouvelables peuvent produire des avantages environnementaux autres que les émissions évitées. Par exemple, la plupart des ressources renouvelables consomment moins d'eau que les producteurs classiques d'électricité et ne détériorent pas de façon permanente le paysage comme le fait l'exploitation de mines à ciel ouvert pour le charbon. Cependant, la gamme complète des avantages environnementaux des énergies renouvelables devra faire l'objet de recherches et d'analyses à l'avenir.

AUTRES LECTURES

Pour consulter des exposés et des documents de discussion sur les ateliers du dialogue multilatéral CCE/USEPA/WRI sur l'estimation des émissions évitées par les centrales utilisant des énergies renouvelables, voir

<http://www.cec.org/pubs_docs/scope/index.cfm?varlan=english&ID=14>.

Pour consulter le contenu d'autres discussions sur les types de méthodologies, voir Synapse Energy Economics à <<http://www.synapse-energy.com>> et Environmental Resources Trust à <<http://www.ert.net>>.

Pour une discussion sur le calcul des émissions évitées par les centrales utilisant des énergies renouvelables, voir *Corporate Greenhouse Gas Emissions Inventories: Accounting for the Climate Benefits of Green Power*, par Craig Hanson et Janet Ranganathan, World Resources Institute, que l'on peut consulter à l'adresse suivante : <<http://pubs.wri.org/corporateguide03-pub-3817.html>>.

Pour en savoir plus au sujet des règles concernant le *Greenhouse Gas Protocol* (Protocole sur les gaz à effet de serre) visant la prise en compte des émissions de gaz à effet de serre et les réductions d'émissions, voir <<http://www.ghgprotocol.org>>.