

Documento interno de trabajo – Última versión

Iniciativas de América del Norte e internacionales para cuantificar la reducción de emisiones en plantas de energía renovable de la red de suministro eléctrico

Panorama de acontecimientos de interés para el Grupo de Trabajo de la CCA

Preparado por



310 East Esplanade
North Vancouver, BC
V7L 1A4
Tel: (604) 986-0233

Elaborado para la

Comisión para la Cooperación Ambiental

Autor: Martin Tampier
<martin.tampier@telus.net>

29 de noviembre de 2004

Índice

Siglas y abreviaturas	3
Antecedentes	4
Hallazgos	6
Análisis y recomendaciones	11
Referencias	20
Apéndice 1: Breve descripción de iniciativas pertinentes.....	21
Iniciativas internacionales	21
<i>Organización de Naciones Unidas.....</i>	<i>21</i>
Mecanismo de Desarrollo Limpio del Protocolo de Kioto	21
ONUDI	23
UNCTAD	24
<i>Otras iniciativas internacionales</i>	<i>26</i>
PROBASE	26
Global Reporting Initiative.....	28
Norma de informes sobre GEI del WRI.....	29
Norma ISO	33
Norma IEEE GHG P1595	34
OCDE/AIE	35
Iniciativas nacionales	37
<i>Estados Unidos.....</i>	<i>37</i>
SO ₂ , NO _x	37
Metodología NREL para la Convocatoria sobre Instrumentación Estatal de NO _x	38
RGGI	39
Chicago Climate Exchange	40
Lawrence Berkeley National Laboratory (Magpwr).....	40
Lawrence Berkeley National Laboratory (Mbase).....	42
Oregon Climate Trust/EPA	44
Áreas comunes de distribución de electricidad	45
Energy 2020	46
<i>Canadá</i>	<i>47</i>
Sistema de compensación de Canadá.....	47
SMART – TEAM protocolo para el informe de GEI.....	48
PERRL	49
Canje de emisiones de NO _x y SO ₂ de Ontario	51
Programa federal de adquisición de energía verde.....	52
Otras iniciativas canadienses.....	54
Apéndice 2: comparación de metodologías de cálculo.....	55

Apéndice 3: Algunas ideas y sugerencias de plan de trabajo.....57

Apéndice 4: una aproximación al margen instalado.....62

Siglas y abreviaturas

CCGT	Combined Cycle Natural Gas (gas natural de ciclo combinado)
CER	Certificados de energía renovable
MDL	Mecanismo de Desarrollo Limpio (Protocolo de Kioto)
CCA	Comisión para la Cooperación Ambiental
EPA	Agencia de Protección Ambiental de EU (<i>Environmental Protection Agency</i>)
GEI	Gases con efecto de invernadero
IEEE	Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>)
ISO	Organización Internacional de Normalización (<i>International Standards Organization</i>)
IC	Instrumentación conjunta (mecanismo del Protocolo de Kioto)
MWh	Megawatt-hora
NCR	Norma sobre Cartera de Renovables
OCDE	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos
RFP	Convocatoria a la presentación de propuestas (<i>Request for Proposals</i>)
WRI	Instituto de los Recursos Mundiales (<i>World Resources Institute</i>)

Antecedentes

El Grupo de Trabajo sobre la Cuantificación de los Beneficios Ambientales de la Producción de Energía Renovable de la CCA se reunió en Washington, DC, a finales de septiembre de 2004. Desde su reunión previa en julio de 2003 han surgido varias iniciativas o han ganado relevancia en las labores del Grupo de Trabajo. El presente documento presenta un panorama general de estas iniciativas y describe las posibles implicaciones para el Grupo de Trabajo en la preparación del taller de noviembre de 2004.

Antes del taller de 2003, Synapse Energy Economics, el Centro Hélios y Energy Matters concluyeron un informe de antecedentes en el que se identifican las siguientes tres principales metodologías para cuantificar las reducciones de las emisiones de la generación de electricidad renovable.

1. **Promedio del sistema.** Las emisiones promedio por MWh del sistema nacional o regional se emplean como línea de base para medir las reducciones de las emisiones provenientes de fuentes renovables de energía.
2. **Margen operativo.** La unidad de generación marginal se usa para cuantificar las reducciones de las emisiones de los renovables. Esta unidad es la planta que llega al sistema al final de todas las demás. Diversas plantas pueden estar en el margen, según la hora del día y la temporada. Este método exige una modelación algo más compleja para anticipar qué planta será la unidad marginal y en qué momento (por lo general la unidad marginal es la planta más cara que se requiere para satisfacer la demanda presente). Se observó durante el taller de 2003 que esta información no siempre está disponible, como por ejemplo en Alberta, Canadá, donde no es del conocimiento público qué unidad está produciendo ni cuándo lo hace.
3. **Margen instalado.** Con este método, también denominado *prospectiva de plantas*, se determinan las reducciones de las emisiones propiciadas por la entrada en operación de plantas de renovables. Éstas suelen funcionar con gas natural, aunque también pueden ser una combinación de diversas instalaciones, incluidas las de carbón, nucleares o grandes hidroeléctricas.

Ese informe de antecedentes analiza también diversas iniciativas y programas nacionales y describe las metodologías para cuantificar las reducciones de emisiones atribuibles a la generación de energía renovables. Se descubrió que hay varias aproximaciones. En Canadá se suele usar el promedio del sistema; en México se prefiere el promedio térmico, es decir, sólo el correspondiente a las plantas que usan combustible fósil, mientras que en EU se considera que la metodología más adecuada para cuantificar las reducciones de las emisiones atribuibles a la generación de energía con recursos renovables es el enfoque de distribución marginal, basado en modelos de

repartición de la carga. El informe recomienda aplicar ese enfoque por ser el más adecuado para cuantificar las reducciones.

El presente documento profundiza sobre estos hallazgos previos y los coloca en el contexto internacional al tiempo que actualiza los avances nacionales. Analiza las iniciativas vigentes que coinciden con las labores del Grupo de Trabajo de la CCA y recomienda la senda hacia una metodología de cuantificación común para América del Norte. Las recomendaciones se desprenden tanto de comparaciones y de la evaluación de las tendencias recientes, como de entrevistas telefónicas con una docena de expertos de renombre internacional en materia de metodología.

Hallazgos

En la actualidad se realizan múltiples esfuerzos para medir los beneficios de las operaciones de energía renovable en los sistemas eléctricos. Prácticamente todos ellos aplican enfoques ligeramente distintos y en este momento no se observa algún punto de convergencia. Los programas más relevantes del Grupo de Trabajo de la CCA se enumeran a continuación.

1. Las metodologías consolidadas del Grupo de Metodología del Mecanismo de Desarrollo Limpio (Metpanel MDL): México es un país anfitrión y Canadá un comprador de proyectos del MDL. Por ende, es deseable que ambos países adopten metodologías compatibles con dicho mecanismo.
2. En agosto de 2004 México adoptó de manera formal las normas de registro de los gases de invernadero: las normas de registro corporativas elaboradas por el World Resources Institute (WRI, Instituto de Recursos Mundiales) y el World Business Council on Sustainable Development (WBCSD, Consejo Mundial Empresarial por un Desarrollo Sustentable) y está previsto convertirla en una norma ISO. La norma de cuantificación por proyecto, más relevante para las actividades de la CCA, sigue en proceso de desarrollo y puede también convertirse en una norma del Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*).
3. El Sistema de Compensación Canadiense: hay indicios de que la energía renovable podría incluirse en el Sistema de Compensación de Canadá conforme al Protocolo de Kyoto. Ello significaría que la metodología de cuantificación adoptada tendría fuertes repercusiones en los proyectos canadienses.
4. Las actividades del Laboratorio Nacional de Energía Renovable para la Agencia de Protección Ambiental de EU (EPA) destinadas al desarrollo de una metodología de cuantificación de las emisiones de NO_x en el marco de la Convocatoria Estatal de Instrumentación. Esta metodología se podría extender más adelante a otras emisiones.

Un borrador de norma ISO sobre compensaciones de gases con efecto de invernadero (GEI) es de mero procedimiento y no incumbe a las labores de la CCA. En Canadá, EU y México hay muchos otros enfoques y modelos que también se deben considerar. Los formulados por el Tellus Institute y el Lawrence Berkeley National Laboratory han nutrido los procesos del MDL y del WRI. Las iniciativas relevantes identificadas en el informe previo del Grupo de Trabajo de la CCA, concluido en 2003, se describen en el apéndice 1.

Hay un fuerte impulso por normalizar lo más posible las líneas de base, en oposición a las evaluaciones de reducción de emisiones individuales por proyecto. Algunas iniciativas distinguen entre contabilidad de emisiones corporativas y por proyecto. La empresarial suele recomendar metodologías menos complicadas, por ejemplo considerar el factor de emisiones promedio del sistema eléctrico de un país usando las cifras oficiales emitidas por la Agencia Internacional de Energía. Esto se aplicaría tanto

a proyectos de eficiencia energética cuanto a generación en sitio de energía renovable. También está la tendencia de permitir que los proyectos de pequeña escala (15MW o menos) usen metodologías menos complicadas que los proyectos de mayor envergadura. Por lo general las emisiones no se cuantifican usando un enfoque del ciclo de vida de los combustibles fósiles, sino líneas de base que sólo reflejan las emisiones en sitio debidas a la combustión de combustible fósil, es decir, de la producción de electricidad. Ello significaría que las emisiones ocurridas fuera del periodo durante el que las plantas están funcionando, como para la manufactura de turbinas de viento o el transporte de biomasa, no se considerasen en el cálculo de las reducciones de emisiones.

Hay una clara tendencia a alejarse de las metodologías simplistas, como el uso del promedio del sistema, a cambio de la operación marginal, la prospectiva de plantas o una combinación de ambas (margen combinado). Sin embargo, las metodologías para calcular estos márgenes varían de manera considerable. Se propone un abanico de opciones: desde los promedios marginales o factores representativos hasta modelos complicados que consideran la planeación regional energética y el precio previsto de los recursos fósiles. Los modelos muy complejos se objetan por ser demasiado caros, requerir grandes cantidades de datos y resultar menos transparentes. Los modelos más simples se califican de poco realistas en ciertas situaciones. Así pues, algunas metodologías son un equilibrio entre un enfoque muy simple y una modelación más compleja. Las principales clases de metodologías se describen en seguida.

1. La tecnología sustitutiva (*proxy*), como la del ciclo combinado a gas natural, u otro conjunto; el factor de emisiones que se aplica a todos los proyectos.
2. El promedio del sistema (nacional, regional o local).
3. El promedio fósil (sólo combustibles fósiles).
4. El promedio marginal ponderado (sólo unidades marginales).
5. La operación marginal (con base en la curva de carga anual, mensual, diaria o por hora).
6. Los modelos de distribución (basados en el precio de la generación).
7. Los modelos complejos (basados en la fijación de precios y la planeación energética y de transmisión).
8. La prospectiva de plantas (últimos cinco años o el último 20 por ciento añadido).
9. La prospectiva de plantas (adiciones proyectadas).
10. El margen combinado (combinación de la operación marginal y la prospectiva de plantas).

Cualquier metodología es una mera aproximación de la cantidad de emisiones realmente desplazadas del sistema por la generación de energía renovable. Es imposible atribuir a determinada planta de energía renovable la totalidad de una reducción de emisiones derivada de la menor generación de los establecimientos que usan combustible fósil. Los cambios de clima y los patrones de consumo, la importación y exportación de electricidad y la disponibilidad de datos no permiten precisar las reducciones debidas a la adición de energía renovable. Por ende, toda metodología es un compromiso y los factores de emisión derivados dependen simplemente del apoyo y

la aprobación del administrador del programa, las dependencias y quienes usan la metodología que se ha de considerar válida. Con todo, se piensa que ciertas metodologías dan una idea más realista del desplazamiento en el sistema atribuible a los renovables que otras. Así, la cuestión de elegir una metodología se convierte más en lograr un equilibrio de transparencia del modelo, costos e intereses externos que en conseguir la mayor precisión científica posible.

Idealmente todos los campos de contabilidad de emisiones, incluidos los registros corporativos, los inventarios nacionales de emisión y los programas de canje de emisiones, deberían usar la misma metodología para cuantificar las reducciones de emisiones derivadas de las operaciones con energía renovable. Mientras los expertos consideran que a fin de cuentas las metodologías llegarán a la convergencia, a muchos de ellos no les preocupa demasiado en este momento que se apliquen tecnologías diferentes según los campos.

El cuadro 1 presenta un panorama de las iniciativas identificadas en el informe de antecedentes de 2003 y en el presente documento.

Cuadro 1 Iniciativas de América del Norte e internacionales y metodologías de cuantificación (incluidos ejemplos del informe de 2003)

Iniciativa	Metodología	Relevancia para el trabajo de la CCA	Comentarios
Canadá			
Proyecto Piloto de Canje de Reducciones de Emisiones de Gas con Efecto de Invernadero (GERT)	No especificada	o	Acepta diversas metodologías
Iniciativa Piloto de Eliminación, Reducción y Aprendizaje (PERRL)	Distribución marginal	o	Usan el modelo IPM de ICF
Incentivo a la producción de energía eólica	1.15 t de CO ₂ /MWh	-	Se desconoce la metodología precisa
Instituto Pembina	Promedio del sistema	-	También se usa la prospectiva de plantas en Columbia Británica
Certificados verdes de BC Hydro	Planta representativa	-	360 kg de CO ₂ /MWh
Sistema de compensación	Planta representativa (sugerida)	++	Ciclo combinado de gas natural
Reserva para el sistema de canje de emisiones de Ontario	Factores de emisión de NO _x y SO ₂	+	Determinación estacional o semi diario de carbón en el margen
Programa Federal de Adquisición de Energía Verde	Semi diario o promedio anual	+	También se usa el promedio del sistema, pues Alberta carece de datos por hora
México			
Conae	Promedio del sistema	-	Empleado para evaluar eficiencia energética
Cálculos del Fide	Promedio del sistema	-	
ATPAE	Promedio térmico / prospectiva de planta	O	Similar a la actual metodología del MDL
Comisión Federal de Electricidad	Índice marginal	-	Los factores precisos no son del dominio público
Estados Unidos			
Comisión de Transporte del Ozono	Modelación de despacho	o	
ISO Nueva Inglaterra	Modelación de despacho	o	Modelos similares empleados en otros grupos
Modelo IPM de la EPA e ICF	Modelación de despacho	+	También usado en Canadá y México
Canje de SO ₂ y NO _x	Factor de emisión fijo	-	Sin actualización
Trabajo del NREL	Promedio del sistema	+	Se puede extender al CO ₂

sobre los NO _x	o modelación de despacho		
RGGI	En construcción	++	Puede adoptar el modelo de ICF
Modelo Magpwr (LBNL, Lawrence Berkeley National Laboratory)	Modelación de despacho	+	
Modelo Mbase (LBNL)	Operación marginal o prospectiva de plantas	+	Ha influido en las actividades del WRI
Oregon Climate Trust Fondo de Protección del Clima de Oregon)	Operación marginal (factores fijos)	+	Los factores de emisión regional son un modelo a seguir por la CCA
Modelo Energy 2020	Modelación de despacho	++	Empleado también en Canadá
Internacional			
Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL)	Margen combinado	++	Combina las operaciones marginales y la prospectiva de plantas
OCDE/AIE (Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos / Agencia Internacional de Energía)	Margen combinado	++	Adoptado por el Grupo de Metodología del MDL
ONUDI (Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial)	Promedio del sistema	-	Para proyectos del MDL y la Aplicación Conjunta (CDM/JI)
UNCTAD (Conferencia de las Naciones Unidas sobre Comercio y Desarrollo)	Promedio del sistema	-	Usa los factores de los países de la AIE en materia de eficiencia ecológica; avanza hacia una metodología más compleja
Modelo PROBASE	Modelación de despacho	+	Modelación de todo el sistema energético
Norma de los proyectos del WRI (solo en borrador)	Operación marginal, prospectiva de plantas o margen combinado	++	Proporciona tres opciones, una de las cuales es similar a la del MDL
Norma ISO	n/a	-	Metodología no definida
Norma sobre gases de invernadero del Instituto de Estudios Eléctricos y Electrónicos (IEEE)	En proceso de elaboración	++	Vinculada con las actividades del WRI

- Irrelevante; o de poca relevancia; + algo relevante; ++ muy relevante

Análisis y recomendaciones

El volumen de trabajo acumulado en los ámbitos nacionales e internacional sugiere que la CCA no debe duplicar estas labores, sino más bien aprovecharlas y simplemente adoptar una de las metodologías quizá con ligeros ajustes para las condiciones de América del Norte. La metodología elegida habrá de cumplir los siguientes requisitos.

1. Debe permitir el cálculo de los factores de emisión regional que la CCA podría subir a su página en Internet, con lo que se reducirían los costos de transacción, o bien que la Comisión proporcione, sin costo, una herramienta de modelación por Internet.
2. Habrá de ser compatible con las iniciativas consideradas más relevantes para América del Norte (véase arriba).
3. Deberá servir para los canjes de compensación, cuantificar las reducciones de emisiones logradas mediante programas ambientales y reivindicaciones ambientales relacionadas con productos hechos con energía renovable o con certificados de esto último. *También debe poder combinarse con la contabilidad nacional de los gases de invernadero.*
4. Habrá de ser capaz de considerar los efectos financieros del canje de emisiones, por ejemplo el de cuatro contaminantes comunes, ya que dicho costo podría influir en el despacho o distribución del futuro. El precio combinado de las autorizaciones de emisión puede llegar a \$EU45 MWh.

Conclusión. El Grupo de Trabajo debe considerar la posibilidad de adoptar o adaptar alguna tecnología ya desarrollada, más que desarrollar una propia.

El Grupo de Trabajo de la CCA debe atender algunas opciones de diseño para elegir la metodología más adecuada.

Elección de la metodología básica. La CCA puede optar por un solo factor de emisión que se aplique a todos los proyectos, como las emisiones de las plantas más modernas de ciclo combinado de gas natural. Ello sería la aproximación más simple y de menor costo de aplicación. Dicho factor lo sugiere el Sistema de Compensación Canadiense, aunque se sigue debatiendo estos asuntos (otoño de 2004). Usar el promedio del sistema o de toda la generación térmica, como lo ha sugerido México, es otra opción sencilla, aunque estos enfoques no parecen muy adecuados por las razones que se enumeran en seguida.

1. No hay respaldo en EU para los enfoques simples.
2. Las respectivas iniciativas internacionales, como el MDL o el proceso del WRI, no cuentan con apoyo para estos enfoques, aparte de los proyectos de pequeña escala.
3. El uso de métodos de cuantificación muy simples plantea problemas de compatibilidad con los inventarios y proyecciones de emisiones nacionales. A medida que la energía renovable gana terreno en el mercado, las reducciones de emisiones calculadas con metodologías simples pueden no coincidir lo suficiente

con lo que en realidad ocurre en la red, lo que lleva a discrepancias entre las compensaciones otorgadas y las emisiones reales desplazadas.

El Instituto Tellus ha hecho comparaciones de regiones seleccionadas de América del Norte para evaluar las diferencias en las reducciones de emisiones calculadas usando diversas metodologías. El resultado del promedio del sistema, con exclusión de los recursos baratos y los prioritarios (0.80 g CO₂/kWh) arrojó resultados casi iguales en cuanto al análisis de despacho del principal sistema nacional (0.81 g CO₂/kWh). Por otro lado en uno de los subsistemas nacionales (Baja California) el método de distribución resultó 70 por ciento más elevado (1.7 frente a 1.0 g CO₂/kWh) [Tellus 2004]. El Laboratorio Nacional Lawrence Berkeley (LBLN, Lawrence Berkeley National Laboratory) comparó los resultados de varios modelos de California [LBLN 2002] y también confirmó que los factores promedio de emisiones no reflejan de manera adecuada las reducciones de las emisiones. Asimismo, los cambios estacionales en la composición de la energía fueron significativos, al grado que el informe recomienda la contabilidad de las variaciones en las intensidades de las emisiones durante el año. Los laboratorios Berkeley aplican el modelo Elfin, desarrollado en California en los ochenta, y una hoja de cálculo de la curva de carga con algoritmos de cálculos un poco más simples que los de Elfin. Ambos modelos arrojaron factores de emisión marginales muy similares. Así pues, el laboratorio Berkeley usó tres metodologías para calcular las reducciones de emisión de los proyectos de eficiencia energética. Su recomendación es usar los modelos de despacho para proyectos de mayor escala y dejar para los menores el promedio de subregiones del Consejo de Confiabilidad de América del Norte (NERC, *North America Electric Reliability Council*). (Véase el apéndice 1, sección 2.1.2.).

Conclusión. Se necesita una metodología más compleja que el promedio del sistema, sea con base en los modelos MDL/WRI o en la modelación de despacho o distribución.

Agregación geográfica. Por lo general el alcance regional del conjunto de datos que se usa para calcular la reducción de emisiones no está predeterminado en las actuales metodologías. Por lo tanto, la CCA necesita determinar en qué nivel fijar esta delimitación. El cuadro 2 muestra algunas opciones disponibles de alcance regional.

Cuadro 2. Opciones para fijar fronteras regionales de electricidad [Tellus 2001, p, 44]

Frontera regional	Ventajas
Área común de energía (<i>power pool</i>)	Los métodos pueden reflejar cómo funcionan en realidad el sistema y el mercado
Región del NERC	Puede ser más preciso, sobre todo cuando son limitadas las restricciones de transmisión
Ámbitos provincial y estatal	Es más fácil identificar la región a que pertenecen
Nacional	Muy importante para los países plenamente interconectados y las

	naciones más pequeñas
Multinacional	Regiones muy interconectadas (como el fondo común de energía de Sudáfrica)

En toda América del Norte las pronunciadas diferencias regionales implican que el sistema nacional no se pueda usar como el nivel de agregación. Mientras las regionales están todas interconectadas, las respectivas exportaciones e importaciones se podrían contar al calcular las reducciones de emisiones, por lo que se recomiendan los siguientes niveles de integración para encontrar el justo equilibrio entre la minimización de la “interconectividad” con los sistemas vecinos y encontrar la mezcla específica de generación de cada subsistema:

- El ámbito provincial parece el más apropiado para la situación canadiense, con la excepción de redes aisladas, pues las provincias mantienen sus propios sistemas de energía y guardan diferencias considerables entre ellas. Sería recomendable examinar los beneficios de combinar pequeñas provincias marítimas en una región
- En la actualidad México cuenta con cuatro regiones relativamente autónomas para la operación de la red y el funcionamiento de las centrales eléctricas. En buena medida debido a las limitadas conexiones de transmisión entre ellas (Baja California, Baja California Sur, el Noroeste y el resto del país), estas regiones parecen el nivel más adecuado de integración regional.
- La red de energía de Estados Unidos tiene diversos niveles de integración: las regiones del NERC (administrativas), los fondos comunes de energía y las subregiones de la *Emission & Generation Resources Integrated Database* (Egrid). Las 27 subregiones de la Egrid parecen las más adecuadas para la integración regional del trabajo de la CCA encaminado a encontrar el justo equilibrio entre las diferencias locales y la independencia relativa de la red regional.

Si hay un comercio significativo entre las regiones de la red, por ejemplo, una línea de transmisión dedicada de Manitoba a Ontario, como actualmente se sugiere, entonces esta generación debería excluirse de la correspondiente a una provincia e incluirse en la mezcla de generación de la provincia compradora. En el caso de Alberta y Columbia Británica esto significaría que la última tendría que ser penalizada por las emisiones al importar la electricidad barata generada con carbón de Alberta durante las horas pico. Las grandes exportaciones hidroeléctricas de Québec a Nueva York se tratarían como electricidad generada dentro de EU. De igual manera, las importaciones y exportaciones entre México y EU tendrían que tratarse como originadas en el país importador. Esta asignación de las importaciones a la región compradora se apega a la propuesta de metodología consolidada para proyectos de energía renovable con cero emisiones en el ámbito del MDL.

Conclusión. Los sistemas regionales deberían usarse para calcular las reducciones de emisiones. Las emisiones relativas a las importaciones de energía han de atribuirse a la región importadora.

Margen instalado o margen operativo. Una planta nueva de energía renovable tendrá un efecto inmediato en la generación eléctrica al desplazar otras fuentes marginales. También afectará los planes de construir o reemplazar plantas de energía en el futuro. Algunos enfoques, como las metodologías consolidadas del MDL, tratan de combinar estos efectos en un enfoque combinado marginal usando por omisión una proporción 50/50 para los desplazamientos de construcción u operación marginales. En el enfoque WRI/LBNL (ahora borrador obsoleto de una prueba práctica), plantas intermitentes sólo desplazan energía en la operación marginal, mientras que las de empresas generadoras de energía firme, como biomasa y geotermia, desplazan sólo en el margen instalado. Con todo, el supuesto de que las plantas intermitentes no afectan la construcción marginal es erróneo. Por ejemplo, las plantas eólicas suelen requerir que cerca de 30 por ciento de su generación anual esté respaldada por otras plantas, así como la combinación de muchas granjas eólicas en amplias superficies aumentan la confiabilidad de las fuentes intermitentes. Esto se podría integrar en la metodología del MDL modificando la ponderación entre la construcción y la operación marginales, por ejemplo, en una relación 35/65. Por otro lado la prospectiva de plantas podría también integrarse en la operación marginal si la última se extrapola varios años (en el apéndice 4 se pueden consultar algunos aspectos sobre la prospectiva). El cálculo de la operación marginal de al menos diez años incluiría efectos en la prospectiva si se toma en cuenta la futura evolución de la mezcla de la generación. Tal extrapolación de la operación marginal tendría que basarse en un escenario de “todo como siempre” que sólo incluya adiciones programadas de proyectos de energía renovable, como los mandados por una norma de cartera de renovables (NCR). Si las reducciones de emisión de los proyectos exigidos por una NCR se han de examinar, se podría usar la misma operación marginal, pero no se deben considerar adicionales en términos del protocolo de Kyoto.

Cambios incrementales en los efectos de la “planta siguiente”. Una pequeña planta de energía renovable podría no tener mayores efectos en la operación y construcción marginales. Sin embargo, gran número de estas plantas construidas a lo largo de varios años influirán en cómo se alimenta el sistema, qué nuevas plantas se podrían construir y qué acuerdos de compra de energía se podrían establecer. Esto significa que una planta que entra en funciones hoy podrá tener efectos diferentes a los de una planta que entre en operación en dos años, luego de que se hayan construido y entrado en operación otras plantas de energía renovable en ese periodo. Por ejemplo, un monto crítico de la capacidad de una planta de energía renovable podría exigir que se evite la construcción de una nueva planta que funcione con gas natural. La única manera de representar esos cambios en el tiempo sería mediante la integración de una base de datos proyectados en el modelo, o bien actualizando el modelo sistemática y regularmente (por ejemplo cada año) para incorporar los cambios en la composición de los recursos.

Conclusión. No todas las plantas de energía renovable tendrán el mismo efecto de desplazamiento. Éste cambiará con el número de plantas que se incorporen al sistema. El modelo elegido por el grupo de trabajo debe, por ende, incorporar tales cambios, tal vez mediante una actualización anual.

Tecnologías diferentes. Las tecnologías de energía renovable intermitentes tienen perfiles de generación distintos. Por ejemplo, una planta de energía solar fotovoltaica producirá sólo durante el día, mientras que una que aprovecha las mareas generará energía según las fases lunares. Las de viento y olas generarán energía sólo cuando sopla el viento. Estos diversos perfiles en muchos casos conducirán a diversos montos de energía desplazada de las fuentes marginales. California, por ejemplo, tiene el consumo de energía pico en el verano, durante las tardes calurosas. Es entonces cuando la energía eólica produce menos, pues hay poco viento, mientras que la solar fotovoltaica produce más y desplaza su máximo de operación marginal. Estas mayores reducciones de emisiones de la energía solar fotovoltaica se deben reflejar en las metodologías de cálculo. Por otro lado, si el carbón estuviese en el margen durante la noche, usar un perfil común para todas las fuentes de energía renovable subestimaría las reducciones de emisiones de las plantas de energía eólica. Esos asuntos ganarán relevancia cuando la misma metodología se aplique, por ejemplo, al canje estacional de NO_x. En el sistema de canje de NO_x y SO₂ de Ontario, se usan factores de emisión estacionales y de media jornada (día/noche) para estimar cuándo la generación de las plantas que usan carbón son marginales. Para calcular los factores de emisión para cada tecnología se debe aplicar, mínimo, un perfil de carga estacional.

Conclusión, Se recomienda el uso de perfiles estacionales, de media jornada o por hora, así como el cálculo por separado de los factores de reducción de emisión para cada tecnología.

Grandes y pequeñas. Algunas metodologías recomiendan el uso de variantes simplificadas en los proyectos pequeños para reducir los costos de transacción. Sin embargo, si la CCA publica los factores de emisión regional este argumento pierde validez porque los costos de transacción serán bajos para todos los proyectos. Si se usara un modelo basado en Internet para calcular las reducciones de emisiones, las tarifas de los usuarios se podrían basar en la generación anual y por tanto reducir también los costos de los proyectos más pequeños. Otro argumento es que las plantas pequeñas tienen poco efecto en el margen instalado. Sin embargo, se puede esperar que tengan un efecto incremental y muchos proyectos pequeños han de tener el mismo efecto que un proyecto grande que resulte en la misma cantidad de generación. Por lo tanto no es necesario aplicar factores diferentes a los proyectos de diversos tamaños.

Conclusión. Los mismos factores de emisión se deben usar para proyectos de energía renovable pequeños y grandes.

Revisión de la línea de base y las previsiones. Un aspecto relevante es qué tan seguido se deben revisar los factores de emisión o las líneas de base. El cambio de estos factores genera cierta inseguridad en cuanto a la cantidad de las compensaciones de emisiones de gases de invernadero que puede lograr un proyecto. A menudo los

datos estadísticos sobre la composición de la generación y asuntos relacionados sólo se pueden lograr para periodos de uno o dos años o lapsos previos, lo que hace menos precisos los cálculos de la operación marginal del año en curso. La modelación de las futuras carteras de generación de energía requeriría la incorporación de cierto conocimiento sobre las adiciones previstas de plantas y las políticas de apoyo al desarrollo de la energía renovable. Estos parámetros por lo general no cambian con rapidez, pero se pueden esperar modificaciones mayores en un horizonte de cinco años. Idealmente el modelo se debe actualizar anualmente y por lo menos cada cinco.

Este asunto se relaciona estrechamente con la cuestión de usar cálculos ex post y ex ante de reducciones de emisión para crear créditos de emisión. Conforme al protocolo de Kioto, se usan periodos de siete o diez años para conceder compensaciones para proyectos de energía renovable. La reducción de emisiones prevista basada en los factores de emisión de la CCA debe, por tanto, conservar su validez para cualquiera de estos periodos. Si se actualizan cada año, los proyectos deberían usar los factores más recientes, pero si los factores se ajustan en el futuro no deben éstos de aumentar o reducir el monto de compensaciones generadas por el proyecto. En cuanto a las reivindicaciones ambientales, como las relacionadas con los certificados de energía renovable, las cifras preliminares previstas podrían declararse válidas por al menos cinco años, y se tendrían que revisar cada quinquenio.

Como es previsible que las emisiones globales del sistema eléctrico disminuyan con el tiempo en la mayoría de las regiones, una actualización frecuente puede significar factores de emisión más bajos en el tiempo, por lo que las primeras plantas de energía renovable obtendrían mayores beneficios que las construidas posteriormente.

Conclusión. La línea de base se debería revisar anualmente, o al menos cada cinco años.

Opciones posibles. A partir de este punto son diversas las posibilidades de proceder del Grupo de Trabajo de la CCA. En seguida se examinan algunas opciones (analizadas en detalle en el apéndice 1) con sus respectivas recomendaciones.

- La metodología del MDL usa un enfoque de margen combinado que incluye los efectos tanto de operación como de instalación marginales. Tiene la flexibilidad suficiente para incorporar los diversos efectos de tecnologías específicas, como viento intermitente, por medio de la variación de estos factores. Con todo, no diferencia tecnologías según su perfil de generación estacional o por hora. Un sistema de modelación del despacho basado en perfiles de carga daría cuenta de tales diferencias. Como un modelo de esta naturaleza excede los requisitos del MDL se puede anticipar que es elegible para calcular las reducciones de emisión para proyectos del MDL.

- El Grupo de Trabajo de la CCA debe seguir de cerca el proceso del WRI. El actual (aunque obsoleto) anteproyecto de prueba práctica de tres opciones para calcular las reducciones de emisión de los proyectos. Mientras que la opción de “proyecto específico” es una metodología de prospectiva de plantas y no se

considera suficiente para América del Norte, la línea de base de proyectos múltiples no reconoce los efectos de la prospectiva de plantas de los recursos intermitentes. Distingue los recursos firmes de los no firmes de manera complicada, aunque se puede esperar que ambos tengan efectos en la operación y la construcción marginales. Recomienda la aplicación de promedios, más que de perfiles de carga y generación y por ello no resulta en una asignación justa de las reducciones de emisiones que produce la mayor parte de su energía durante las horas pico. La tercera opción es en esencia la misma que la metodología del MDL. Una modelación de despacho también sería, por ende, compatible con el actual anteproyecto de la metodología del WRI. Se espera que para mediados de 2005 se tenga la versión definitiva de la metodología del WRI.

- La instrumentación del modelo europeo Probase es muy cara (al menos tres meses trabajo por país y tal vez mucho más en Estados Unidos). Sin embargo, también es muy preciso e incluso toma en cuenta las restricciones de transmisión y los cambios futuros del precio de los combustibles fósiles. Se trata de una herramienta basada en Internet que permitiría que cada responsable de proyecto incorpore los datos del proyecto para obtener las cifras de la reducción de emisiones del modelo. Una cuota de recuperación para el uso de esta herramienta ayudará a recuperar algunos de los costos del establecimiento y mantenimiento del modelo. Éste también debería servir para derivar factores de emisión estacionales de diversas tecnologías. Hay modelos similares en América del Norte, como el Energy 2020.
- El ICF es un modelo que emplea perfiles de despacho de carga mensuales e incorpora plantas en lo individual con base en los supuestos de precios y restricciones de transmisión. Al igual que Probase, se considera bastante preciso y puede también modelar las futuras composiciones de generación. Este modelo existe en los tres países de América del Norte, pero en México se tendrían que perfeccionar si el Grupo de Trabajo de la CCA lo elige. Puede modelar diferencias estacionales entre la energía solar fotovoltaica y la eólica, por ejemplo, ya que puede utilizar datos de despacho mensuales, o incluso por hora. El modelo canadiense está en proceso de actualización para llegar al mismo nivel de integración que el de Estados Unidos, ya que Environment Canada busca modelar los efectos de la política del canje transfronterizo de cuotas de SO₂ y NO_x.
- El modelo Magpwr (Marginal Avoided GHG, Power, emisiones marginales de gases de invernadero evitados, producción de electricidad) del LBNL parece adecuado para el trabajo de la CCA. Al igual que los dos modelos previos, puede modelar cambios futuros en la mezcla de la generación, y por tanto evita la necesidad de calcular una construcción marginal separada. Puede también modelar los despachos por hora y así diferenciar entre diversas tecnologías. No modela por planta, pero combina las de una tecnología específica, lo cual reduce la complejidad. Se puede usar para diversos ámbitos regionales de integración y

permite programar las importaciones y las exportaciones de electricidad. A la fecha sólo se ha aplicado en California.

- El enfoque de modelación del Centro de Estudios de Energía de la Universidad Estatal de Luisiana planteado por el Laboratorio Nacional de Energía Renovable de EU para calcular las emisiones de NO_x parece una opción para el Grupo de Trabajo de la CCA. El modelo emplea los despachos por hora y modela el sistema por plantas. La producción de éstas se distribuye según parámetros económicos y los datos por hora permiten dar un tratamiento distinto a cada tecnología de energía renovable.
- La metodología de Canadá para el canje de NO_x y SO₂ en Ontario y para la compra de energía verde en Ontario es un enfoque un tanto simplificado que emula la modelación del despacho mediante la derivación de los factores de emisiones estacionales que luego se refinan por horas diurnas y nocturnas. El Grupo de Trabajo de la CCSA tendría que determinar si la precisión de este método es suficiente para lo que necesita.
- El Grupo de Trabajo tiene otros modelos de donde elegir. Por ejemplo, el canadiense Canplan se usa hoy en día para determinar las necesidades de las generaciones futuras. El *Northwest Power and Conservation Council* (Consejo del Noroeste para la Energía y la Conservación) aplica el modelo Aurora, que también anticipa los efectos de las plantas de energía renovable en la operación marginal y la prospectiva de plantas futuras. Hay muchos otros modelos patentados.

Conclusión. Uno de los modelos o las metodologías existentes se deben seleccionar o adaptar.

Selección del modelo adecuado. La CCA habrá de elegir ahora algunas (cuando menos cuatro) regiones de América del Norte para probar y comparar los modelos. Como Probase no contiene datos para América del Norte, se podría usar sólo en un ámbito regional. Hay otros modelos exclusivos de Estados Unidos, mientras que el ICF está disponible en los tres países. El Grupo de Trabajo habrá de examinar y comparar los resultados obtenidos de los modelos considerados factibles para modelar las reducciones de emisiones provenientes de las plantas de energía renovables en América del Norte y examinar cuán adecuados son los resultados. Las regiones cuyo cálculo de los beneficios de la reducción de emisiones representa problemas y en donde se podrían incluir pruebas prácticas incluyen las que se enumeran en seguida.

- Estados Unidos: California, Nueva Inglaterra (importaciones considerables y cambios estacionales)
- Canadá: Columbia Británica o Quebec (alta participación de grandes hidroeléctricas)

- México: Baja California (las corridas de pruebas de Tellus han arrojado resultados diferentes según los modelos de que se trate).

Conclusión. Un subgrupo de trabajo o un consultor técnico habrá de realizar una preselección de varios modelos o metodologías. Luego, antes de seleccionar el que se ha de aplicar, se deben probar en la práctica en diversas regiones de América del Norte.

* * *

Referencias

- Tellus 2001 Lazarus, Michael *et al.* 2001. *Project Baselines and Boundaries for Project-Based GHG Emission Reduction Trading—A Report to the Greenhouse Gas Emission Reduction Trading Pilot Program*. The Tellus Institute, abril.
- Tellus 2004 Kartha, Sivan *et al.* 2004. Baseline recommendations for greenhouse gas mitigation projects in the electric power sector. *Energy Policy* 32, 545–566.
- LBNL 2002 Marnay, Chris *et al.* 2002. *Estimating Carbon Dioxide Emissions Factors for the California Electric Power Sector*. LBNL-49945, Ernest Orlando Lawrence Berkeley Laboratory, Environmental Energy Technologies Division, agosto.

Apéndice 1: Breve descripción de iniciativas pertinentes

Iniciativas internacionales

Organización de Naciones Unidas

Mecanismo de Desarrollo Limpio del Protocolo de Kioto

Descripción: el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) permite a los países desarrollados que se comprometieron en el Protocolo de Kioto a lograr reducciones en las emisiones de gases con efecto invernadero (GEI) y límites a los mismos a lograr parte de esos compromisos mediante la adquisición de créditos compensatorios derivados de proyectos desarrollados en países en desarrollo signatarios de Kioto pero que no tienen metas obligatorias. El Comité Ejecutivo del MDL, apoyado por su grupo de metodología (Metpanel) ha dado a conocer metodologías consolidadas que pueden utilizarse como método de cálculo de líneas de base.

Metodología: se ha utilizado en el pasado una mezcla de metodologías para los proyectos del MDL: margen instalado y margen operativo (término usado para incluir tanto el promedio de la red como el despacho marginal), además del margen combinado, integrado por ambos. A fin de iniciar un proceso de armonización de las metodologías por categoría de proyecto (primer paso hacia la normalización de las líneas de base), el Comité Ejecutivo del MDL pidió al Metpanel que preparara metodologías consolidadas. El 16 de junio de 2004 el grupo presentó las primeras dos propuestas de metodología: para actividades de proyectos de gases de rellenos sanitarios y para proyectos de electricidad renovable conectada a la red y cero emisiones. Los borradores de las metodologías consolidadas se dieron a conocer en el sitio en Internet <unfccc.int> para comentarios públicos. El metpanel recomendó que las metodologías consolidadas, una vez aprobadas por el Comité Ejecutivo sustituyeran a las metodologías previas aprobadas para las categorías de proyectos respectivas.

De acuerdo con la metodología consolidada respectiva, las emisiones desplazadas por los proyectos de renovables deben calcularse mediante un **enfoque de margen combinado**:

- En primer término, los promotores de los proyectos deben determinar el margen operativo. Para ello podrán utilizar una de las siguientes opciones: a) Simple (promedio de la red incluida la importación de electricidad, pero sin tomar en cuenta la generación de bajo costo o de operación obligatoria), b) Simple ajustada (incluida la generación de bajo costo y la de operación obligatoria para reflejar el número de horas anuales que estos recursos operan en el margen), o c) Análisis de los datos de despacho. El método simple puede utilizarse únicamente si la generación de bajo costo u obligatoria constituye menos de 50

por ciento de la generación total en la red en: 1) cada uno de los cinco años más recientes y 2) con base en normales de largo plazo (por ejemplo promedios de 30 o 50 años) para la producción hidroeléctrica.

- Como segundo paso, debe establecerse el margen instalado. Éste se calcula como el factor de emisión promedio ponderado de la generación, sea de las cinco plantas de más reciente construcción o del 20 por ciento de las centrales construidas o en construcción en la red (la cifra que resulte mayor en MWh de generación). El margen instalado se calcula ex ante; sólo los proyectos con capacidad de más de 60 MW deben realizar una actualización ex post anual durante la duración de los créditos.
- En el tercer y último paso de esta metodología consolidada se combinan el margen operativo y el margen instalado en un promedio ponderado de ambos. La ponderación por omisión es de 50 por ciento a cada uno, pero el porcentaje puede cambiar según el proyecto. En la metodología propuesta se establece que ponderaciones distintas son posibles según las circunstancias del proyecto, pero se indica que es necesario un análisis ulterior del asunto.

Puede suponerse, por ejemplo, que el margen instalado corresponde a centrales de gas natural, pero que el cálculo debe hacerse únicamente a partir de las plantas construidas o ya en construcción. La metodología define otros requisitos respecto de la adicionalidad de proyectos y podría no ser aplicable a los grandes proyectos hidroeléctricos, ya que está pendiente una decisión respecto de la relevancia de las emisiones de metano y CO₂ causadas por ellos. Si se considera que estas emisiones son relevantes quizá sea necesario desarrollar una metodología por separado.

La **metodología para gases de relleno sanitario** permite la utilización de los cálculos aplicables a los proyectos de pequeña escala, para capacidades de generación iguales o inferiores a 15 MW. No se especifica la línea de base para el cálculo del desplazamiento de emisiones por electricidad derivada de gas de rellenos.

La conferencia de las partes COP-7 en Marrakesh decidió que era factible utilizar metodologías simplificadas para los proyectos de escala menor, mismas que fueron adoptadas en la COP-8. La metodología para proyectos de pequeña escala de generación de energía renovable en línea puede aplicarse a una generación máxima de 15 MW (en el caso de generación mixta la unidad completa no debe exceder 15 MW; en la cogeneración por biomasa la capacidad máxima combinada no debe exceder 45 MW_{term}). Para el cálculo de las emisiones desplazadas por la unidad de energía renovable se ofrecen dos opciones:

- (a) El promedio del “margen operativo aproximado” y el “margen instalado,” en que:
 - (i) El “margen operativo aproximado” corresponde al promedio ponderado de las emisiones (en kg equivalentes de CO₂/kWh) de las fuentes de generación en el sistema, excepto hidroelectricidad, geotérmica, eólica, biomasa de bajo costo, nuclear y solar;
 - (ii) El “margen instalado” es el promedio ponderado de las emisiones (en kg equiv. de CO₂/kWh) de la capacidad de reciente incorporación al sistema, definida ésta como el 20 por ciento de las plantas existentes o las cinco

plantas más recientes, según la cifra que resulte mayor en MWh en los datos de generación del año más reciente disponible;

O,

(b) El promedio ponderado de las emisiones (en kg equiv. de CO₂/kWh) de la mezcla corriente de generación.

Relevancia: El MDL es de gran importancia para México, en su calidad de país sede, al igual que para Canadá, que tiene la intención de adquirir alrededor de 50 millones de toneladas de créditos de compensación en el mercado internacional durante el primer periodo de Kioto (2008 a 2012). Su campo de aplicación son los inventarios nacionales, pero también los informes empresariales y el cumplimiento de la legislación en los casos en que las compañías adquieren directamente créditos del MDL para mantenerse dentro de los límites de sus cuotas de emisiones. El MDL tiene gran peso en las discusiones relacionadas con la cuantificación de las reducciones de emisiones en la medida en que es el principal programa internacional de canje de emisiones, junto con el mecanismo de Instrumentación Conjunta (IC), y se basa en el consenso internacional de gran número de países.

Discusión: la metodología se basa principalmente en las aportaciones del Tellus Institute (véase más adelante). Es flexible respecto de permitir una asignación diferente entre el margen operativo y el instalado para fuentes intermitentes de generación, en la medida en que éstas tienen menor efecto en el margen instalado por su necesidad de fuentes de respaldo. Permite también recurrir a la modelación del despacho para determinar el margen operativo. Está en duda aún si se permitirá el uso de un pronóstico de diez años del margen operativo en lugar del margen instalado, pero se prevé que el Metpanel del MDL acepte el uso de modelación detallada.

Documentación: Borrador aprobado de metodología de base: *Consolidated baseline methodology for zero-emissions grid-connected electricity generation from renewable sources*, UNFCCC/ CCNUCC, CDM—MethPanel, 28 de mayo de 2004.

Borrador aprobado de metodología de base: *Consolidated baseline methodology for landfill gas project activities*, UNFCCC/CCNUCC, CDM MethPanel, 28 de mayo de 2004.

Apéndice B: “Simplified modalities and procedures for small-scale CDM project activities: Indicative simplified baseline and monitoring methodologies for selected small-scale CDM project activity categories”, capítulo: “Renewable electricity generation for a grid”.

Sitio en Internet: <http://cdm.unfccc.int/methodologies/inputsconsmeth>

Contacto: Jane Ellis (integrante del Metpanel UNFCCC), OECD Environment Directorate, Global and Structural Policies Division, Paris;
e-mail: <jane.ellis@oecd.org>; tel. (+33 1) 45 24 15 98

ONU DI

Descripción: La Organización de Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial preparó directrices para los proponentes de proyectos de MDL o IC en la industria, el sector energético y posiblemente otros sectores que incluyan la reducción de GEI. El objetivo es que las directrices se apliquen en las etapas de planeación de un proyecto de reducción de emisiones para apoyar el trabajo de preparación del diseño del proyecto y la documentación para su registro.

Metodología: como metodología se utiliza el factor de emisiones promedio de la red, mismo que es necesario recalcular cada año en el que se generen créditos de carbono, es decir deben tomarse en cuenta los cambios en la mezcla de la generación de electricidad, no únicamente la mezcla vigente.

Documentación: Documento guía: *Methodology for Baseline and Additionality Analysis for Multiple Project Categories*. United Nations Industrial Development Organization, Viena, julio de 2004

Relevancia: el documento fue elaborado para proyectos del MDL y la IC, pero dado que el Metpanel elaboró sus propias normas metodológicas, su influencia puede resultar limitada. Es, en su mayor parte, compatible con la norma WRI.

Discusión: se trata de una metodología muy simple y es poco probable que sus resultados sean compatibles con los inventarios nacionales, ni reflejen las diferencias regionales en América del Norte. No es vista como una metodología aceptable dada la firme preferencia por métodos de cálculo más complejos.

Sitio en Internet: <http://www.unido.org/en/doc/4224>

Contacto: Marina Ploutakhina; Industrial Development Officer, Energy Efficiency and Climate Change, UNIDO (+43-1)-260-26-5051; <mploutakhina@unido.org>
Ingo Puhl; Michael Klein 500 ppm, <mklein@500ppm.com>
(+49 721) 6105 530 Karlsruhe; (1 240) 441-7963 Ingo Puhl (Washington)
<ipuhl@500ppm.com>

UNCTAD

Descripción: En 1998 el Grupo de Trabajo Intergubernamental de Expertos en Normas Internacionales pidió a la Conferencia de las Naciones Unidas sobre Comercio y Desarrollo (UNCTAD por sus siglas en inglés) que desarrollara una metodología para la contabilidad e informes ambientales de las empresas. Este trabajo generó diversos indicadores de ecoeficiencia, entre ellos el de “emisiones de calentamiento global por valor agregado neto.”

Metodología: el manual de la UNCTAD sobre indicadores de ecoeficiencia utiliza factores regionales de emisión para la generación de electricidad y estipula que la

energía renovable es considerada como de cero emisiones de GEI. Las emisiones de CO₂ derivadas de la electricidad dependen de la tecnología y los combustibles empleados en cada país específico (la combinación de fuentes). Los valores se derivan de los datos de la Agencia Internacional de Energía¹ (véase el Cuadro A1), que representan factores promedio basados en las emisiones del sector en relación con la generación anual total. El manual requiere que se utilicen los factores de emisión específicos por país, cuando están disponibles.

Cuadro A1 Factores de emisión de CO₂-del sector eléctrico de América del Norte usados para determinar los indicadores de ecoeficiencia de la UNCTAD

País	Gramos de CO ₂ /kWh
México	527
Canadá	196
Estados Unidos	514
OCDE América del Norte	476

El manual autoriza el uso de créditos de compensación pero requiere que sean certificados por un organismo al respecto. El manual implica que la misma metodología se utiliza para el cálculo de reducción de emisiones de los cambios en el uso de electricidad y la generación alternativa con fuentes renovables.

Relevancia: El trabajo de la UNCTAD está orientado a su uso por parte de las corporaciones en contabilidad ambiental y divulgación del desempeño ambiental. Es, por tanto, relevante en cuanto a eficiencia energética empresarial y proyectos de energía renovable al igual que para la adquisición de certificados de energía renovable y las afirmaciones al respecto. Es posible que las empresas presten atención especial a este manual si los inversionistas recurren a él para supervisar el desempeño ambiental y el logro de los objetivos de reducción de emisiones.

Discusión: La metodología es muy simple y es poco probable que los resultados se ajusten a los de los inventarios nacionales y reflejen las diferencias regionales en América del Norte. No fue pensada ni es vista como una metodología aceptable para el cálculo de reducciones derivadas de proyectos dada la firme preferencia por métodos de cálculo más complejos.

Documentación: *A Manual for the Preparers and Users of Eco-efficiency Indicators*, Versión 1.1. UNCTAD/ITE/IPC/2003/7, United Nations Conference on Trade and Development, Nueva York y Ginebra, 2004

Sitio en Internet: www.unctad.org

¹ Los datos de la AIE se calculan utilizando las bases de datos respectivas de la organización y los métodos y factores de emisión por omisión del *Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*. Estos datos se actualizan anualmente en septiembre.

Contacto: Constantijn Bartel (UNCTAD, Geneva), (+41 22) 917 5875;
<Constantine.bartel@unctad.org>

Otras iniciativas internacionales

PROBASE

Descripción: El proyecto “Procedimientos para contabilidad y líneas de base para proyectos de la Instrumentación Conjunta y el Mecanismo de Desarrollo Limpio” (denominado Probase) fue aceptado en mayo de 2000 como parte del Quinto Programa Marco "Energía, Medio Ambiente y Desarrollo Sustentable" de la Comisión Europea. Aunque la Conferencia de las Partes había establecido un marco sobre definición de líneas de base, diversos detalles técnicos quedaron poco claros. Los objetivos del proyecto fueron, por tanto, desarrollar recomendaciones para los responsables de la toma de decisiones respecto de los procedimientos operativos para la IC y el MDL, incluida la determinación de la línea de base y la contabilidad de la reducción de emisiones; explorar medios de estandarizar líneas de base (de manera voluntaria) mediante la generación de una matriz de puntos de referencia en contextos específicos, y diseñar un manual electrónico de líneas de base para proponentes y responsables de la validación de los proyectos. Probase llegó a su fin en diciembre de 2002.

Metodología: Entre otros resultados, Probase desarrolló la estructura para un manual en Internet para el cálculo de la reducción de emisiones de proyectos del MDL y la IC que desplacen calor o electricidad. Denominado Manual Electrónico para el Cálculo Inteligente de la Reducción de Emisiones (*Smart Emission Reduction Estimation Manual*, e-SEREM), el manual toma en cuenta diversos parámetros, entre ellos el país y la región del proyecto, si se trata de un proyecto pequeño o de gran escala, si la electricidad que desplaza es de base, promedio o de carga pico, de qué sector forma parte (electricidad o calor), y si se trata de un proyecto en la red o fuera de la misma. El manual puede emplearse para calcular reducciones en Rusia, Sudáfrica e Indonesia, países que se utilizaron como estudios de caso para el estudio de Probase. Los factores de emisión de la línea de base se derivaron de dos modelos: el modelo Perseus, de carácter amplio y arriba-abajo, y una versión simplificada del modelo Reflex, ambos desarrollados por la Universidad de Karlsruhe (Alemania). Perseus hace una modelación integral del sector eléctrico de un país, con sus recursos y tecnologías de generación, a partir del cual extrapola las opciones tecnológicas corrientes y futuras y crea una línea de base dinámica sobre la aplicación de costo óptimo de estas tecnologías desde el inicio de un proyecto hasta el final del periodo en que se generan reducciones de emisiones. El modelo incluye también perfiles de carga estacionales y diarios. Puede, por último, tomar en cuenta las decisiones respecto de escenarios futuros definidas en los planes nacionales de energía. El modelo emplea un conjunto de supuestos sobre demanda de energía a lo largo de 20 años. Para actualizar estos datos es necesario acudir a la Universidad Karlsruhe (Alemania), y todo trabajo al respecto depende del financiamiento disponible. *Reflex* es otro modelo incorporado a e-SEREM,

como alternativa más simple a Perseus. Reflex puede modelar el sistema eléctrico de un país, o una región o sector económico nacional. Pueden también obtenerse cifras de desplazamiento de emisiones, según si la electricidad que se sustituye es de base, promedio o de carga pico (el usuario debe optar). Reflex considera las proyecciones sobre demanda de electricidad, al igual que las pérdidas en transformación y distribución.

Las reducciones de emisiones de proyectos de escala menor pueden determinarse utilizando un factor de emisiones promedio nacional, pero el informe de Probase no alienta el uso general de dichos factores para evitar el otorgamiento de demasiados créditos de emisión a proyectos con reducciones reales menores.

Relevancia: Existe una tendencia general hacia una mayor estandarización de las líneas de base. En Probase se analizan opciones de uniformidad que ofrecen beneficios tanto de eficiencia en los procedimientos como de puntos de referencia suficientemente representativos para el escenario sin cambios del proyecto MDL. Este análisis se llevó a cabo en parte por medio de la modelación de una red nacional o regional para deducir factores de reducción de emisiones a partir del contexto político y macro o meso económico. La mayor parte de las metodologías del MDL son enfoques abajo arriba que tratan de cuantificar las reducciones de emisiones desde la perspectiva de un proyecto, pero algunas buscan obtener líneas de base a escalas macro o meso para un país en particular sede del MDL (por ejemplo el proyecto de instalación eólica Wigton o el proyecto de energía hidroeléctrica de El Gallon), lo que se asemeja a los valores multiproyectos de coeficientes de emisión derivados de Probase.

Por el momento, el método y el programa de computadora de Probase pueden solamente calcular reducciones de emisiones en Rusia, Indonesia y Sudáfrica, países seleccionados como estudios de caso, pero la estructura del modelo Perseus y la disponibilidad amplia de datos nacionales permite ampliar la aplicación del modelo a otros países, aunque ello puede implicar costos iniciales relativamente altos (agregar un país por lo general implica tres meses de trabajo), lo que podría sustituir costos específicos de proyectos, en la medida en que los factores de emisión múltiples así obtenidos podrían utilizarse en diversos proyectos.

El equipo de Probase buscará obtener financiamiento para ampliar el modelo a otros países. Dada la actual tendencia a la estandarización de las metodologías del MDL, parece factible que en el futuro se disponga de líneas de base de factores de emisión multiproyectos según el tipo de proyecto en países sede particulares. El método y programa de cómputo de Probase son parte de esta tendencia. En este contexto, la utilización del modelo Probase mediante el pago de tarifas permitiría la preparación de dichos puntos de referencia multiproyectos para el MDL, que dichas tarifas cubrirían el costo inicial de desarrollo.

Por otra parte, el uso con pago de derechos de métodos del tipo Probase tendría dos ventajas: primera, que los costos de la línea de base se distribuirían entre todos los proyectos que utilizaran los factores derivados y, segunda, se resolvería el asunto de los que viajan de polizón, problema que ha surgido cuando algunos promotores de proyectos utilizan metodologías ya aprobadas y que fueron desarrolladas y pagadas por sus pioneros.

Discusión: El modelo Probase es el más exacto de entre los aquí analizados. Requiere una inversión inicial relativamente alta de desarrollo y mantenimiento, pero los costos podrían recuperarse mediante el cobro de derechos. Permite el uso de diferentes perfiles de generación, es decir la asignación de diferentes reducciones de emisión para tecnologías que principalmente funcionan durante el consumo pico, como la fotovoltaica de California. Utiliza únicamente el margen operativo, con base en el modelo de despacho por precio, pero extrapola para años futuros, con lo que incorpora el margen instalado en los supuestos sobre plantas por construir.

Documentación: *Procedures for Accounting and Baselines for JI and CDM Projects. EU Fifth Framework Programme Sub-programme: Energy, Environment and Sustainable Development - Final Report.* Probase, 28 de febrero de 2003

Sitio en Internet: <http://jiq.wiwo.nl/probase/index.htm>
e-SEREM: <http://e-serem.epu.ntua.gr/>

Contacto: Wytze van der Gaast; Foundation Joint Implementation Network (JIN); tel. (+31 50) 309 68 15; e-mail: <jin@jiqweb.org>
Catrinus J. Jepma (Probase Project Manager); e-mail: <jiq@northsea.nl>
Mr Johannes Rosen, IIP at the University of Karlsruhe, Germany, tel (+49 (0)721) / 608-4690; e-mail: <johannes.rosen@wiwi.uni-karlsruhe.de>

Global Reporting Initiative

Descripción: la Iniciativa Mundial de Reporte (*Global Reporting Initiative*, GRI) es un proceso multisectorial y una institución independiente cuyo objetivo es desarrollar y difundir normas mundialmente aplicables de informes sobre sustentabilidad.

Metodología: para el reporte de emisiones indirectas del uso de calefacción y electricidad la iniciativa GRI se remite al Protocolo del WRI sobre gases de invernadero (véase 1.1.6).

Relevancia: al igual que el manual de la UNCTAD, la GRI es de gran importancia para los informes ambientales corporativos.

Discusión: El protocolo del WRI sobre informes corporativos no es relevante para el trabajo de la CCA.

Documentation: *Sustainable Reporting Guidelines.* Global Reporting Initiative, Boston, MA, 2002

Contacto: GRI, Amsterdam, Netherlands, Tel: (+31 (0)20) 531 00 00;
<guidelines@globalreporting.org>

Norma de informes sobre GEI del WRI

Descripción: El Consejo Mundial Empresarial por el Desarrollo Sustentable (*World Business Council for Sustainable Development, WBCSD*) y el Instituto por los Recursos Mundiales (*World Resources Institute, WRI*) crearon dos normas para cuantificación y reporte de las emisiones de GEI, una es utilizada mundialmente por las empresas para informar y fijar objetivos de emisiones de GEI y la otra (actualmente disponible sólo como documento conceptual) orientada a los proyectos sobre emisiones de GEI, misma que incluye instalaciones nuevas de energía renovable. Las normas buscan aumentar la estandarización y armonización de los marcos de contabilidad y reporte de GEI en el mundo, en especial para permitir a las multinacionales informar sobre sus emisiones por medio de un formato común.

Metodología: El Protocolo de normas corporativas ofrece metodologías para el sector empresarial y está diseñado para los consumidores de electricidad, incluidas las mejorías internas en eficiencia energética. Se recomienda el uso de factores promedio de emisión, sea con base en emisiones promedio de operaciones del proveedor de electricidad o con base en factores de emisión regionales (por ejemplo las áreas de distribución común en EU). En la medida en que no se cuenta con una metodología estandarizada para la cuantificación de los créditos de compensación, las emisiones corporativas y los créditos adquiridos deben reportarse por separado, en lugar de en una cifra unificada. La norma de reporte, sin embargo, alienta el uso de certificados de energía renovable para compensar las emisiones indirectas del uso de electricidad. En cuanto al cálculo de desplazamiento de emisiones por proyecto, remite al Protocolo sobre GEI de próxima aparición, en el que se detallan las metodologías de cuantificación y las líneas de base para proyectos de compensación.

El borrador de prueba disponible no toma en cuenta acontecimientos recientes que, de acuerdo con el WRI conducirían a una metodología dual, que permitiría el uso de una opción por proyecto específico y otra según norma de desempeño. Para el grupo de trabajo de la CCA, aquí se considera el proyecto inicial (ya obsoleto) que permite tres diferentes metodologías para cuantificar la reducción de emisiones por proyecto: una metodología por proyecto específico, una línea de base multiproyectos y un procedimiento de reacondicionamiento. La línea de base multiproyectos está principalmente basada en la metodología desarrollada por el Lawrence Berkeley National Laboratory (véase más adelante). El procedimiento de línea de base de reacondicionamiento se aplica a proyectos de reacondicionamiento, por ejemplo la actualización de las plantas a equipo más eficiente o a plantas de ciclo combinado. Se usan los datos de emisiones de la planta antes del reacondicionamiento como escenario de base para el resto de la vida útil del equipo por reemplazar o por la duración del periodo de créditos, lo que resulte más corto. Luego del periodo de créditos, deberá aplicarse una línea de base por proyecto específico o una multiproyectos. En muy rara ocasión se aplicará a proyectos de energía renovable (por ejemplo modernización del uso de calor a la utilización de cogeneración en el sector de pulpa y papel).

En general, la norma recomienda el uso de la metodología requerida por el programa del que el proyecto forme parte. Si no se dispone de dicha metodología, el proponente del proyecto podrá optar por una de las tres metodologías mencionadas.

a) Línea de base específica (por proyecto)

La línea de base específica permite el uso como línea de base de las plantas recientes (5-7 años) o de las centrales en construcción, es decir el margen instalado. La tecnología (y por tanto las emisiones) representativas del margen instalado se determina con base en una selección de las alternativas posibles, optando por la más conservadora (es decir aquella con las menores emisiones, por ejemplo las plantas de gas de ciclo combinado) o con base en una prueba de clasificación de inversiones, que permite determinar qué tecnología tiene el mayor rendimiento sobre inversión. Es también posible el uso del promedio del sistema para las plantas de carga de base y de punta, en caso de que se cuente con la información sobre qué tanta electricidad de base y que tanta de punta desplazará la planta de energía renovable (ello se puede especificar, por ejemplo, en el contrato de compra de electricidad).

b) Línea de base multiproyectos

La línea de base para múltiples proyectos ofrece la opción entre energía no firme y firme, por un lado y el enfoque de margen combinado, por otro. No se expresa preferencia entre ambas metodologías.

Cuadro A2 Tipos de proyectos y metodologías de línea de base correspondientes en el enfoque de multiproyectos

Clasificación de los proyectos ^a	Energía no firme (fuentes intermitentes)	Energía firme: carga de base	Energía firme: producción en función de la carga
Tipos de proyectos incluidos	Solares, ^b , eolianos, pequeños proyectos de eficacia energética	Grandes centrales de carbón, hidroeléctricas o gas natural de ciclo combinado	Turbinas de gas, pequeñas centrales hidroeléctricas
Vía de emisiones afectada	Margen operativo	Margen instalado, carga de base	Margen instalado, producción en función de la carga
Normas de desempeño	Promedio ponderado de todas las centrales que funcionan siguiendo la carga	Porcentaje de centrales de carga de base de construcción reciente	Porcentaje de centrales de generación en función de la carga de construcción reciente
Centrales utilizadas para establecer la norma de desempeño	Todas las centrales que generan en función de la carga	Centrales de carga de base de construcción reciente	Centrales de construcción reciente que generan en función de la carga

a: Clasificación indicativa; los promotores deberán evaluar las características de la red, del proyecto y de los candidatos al hacer la clasificación final de los proyectos y las líneas de base propuestas.

b: La energía solar puede generar electricidad durante cierto número de horas al día y ser generación confiable en ciertas regiones. De ser el caso, se deberá clasificar como energía firme en función de la carga.

Clasificación de la energía en firme y no firme

Esta metodología utiliza las emisiones promedio de las centrales que generan según la carga, el margen instalado de carga de base o el margen instalado de carga pico. El proyecto se clasifica de inicio como de carga de base o carga pico (o una planta combinada), lo que influye en la elección de la línea de base, misma que se expresa como promedio ponderado de las plantas de carga de base o carga pico. Se recomienda adoptar un nivel más riguroso que este promedio, un 25 por ciento como nivel estándar.

No firme (por ejemplo eólica, solar o quizá hidroeléctrica de agua corriente): promedio del sistema modificado = promedio de todas las plantas que dependen de la carga, sin los datos de las centrales de base

Firme de carga de base (que quizá incluya biomasa y geotérmica): margen instalado = agregados a la capacidad de plantas de energía firme (carbón, grandes hidroeléctricas, centrales de ciclo combinado) en 5-7 años previos

Firme según la carga (hidroeléctricas pequeñas con almacenamiento): margen instalado = agregados a la capacidad de centrales de energía firme dependientes de la carga (turbinas de gas, hidroeléctricas pequeñas) en 5-7 años previos

Nota: el borrador de Protocolo no especifica con claridad la clasificación de fuentes de energía renovable firme, como la geotérmica o la biomasa.

Margen combinado

El promedio de los márgenes instalado y operativo se utiliza para evaluar las emisiones desplazadas por el proyecto durante sus primeros cinco años, luego de lo cual se emplea únicamente el margen instalado. Esta metodología clasifica a las plantas como de carga de base o carga de punta según su factor de capacidad. Por omisión, las plantas con un factor de capacidad mayor de 70 por ciento son carga de base. Para el cálculo del margen operativo se supone que una planta nueva desplaza electricidad de plantas de carbón, petróleo, gas natural y biomasa de alto costo. En las redes eléctricas integradas principalmente por grandes plantas hidroeléctricas se desplaza también 50 por ciento de este recurso. Los proyectos existentes de energía renovable, incluida biomasa de bajo costo y nuclear, no son objeto de desplazamiento.

Margen operativo: promedio de todas las plantas, sin las plantas identificadas como de carga de base

Margen instalado: agregados recientes a la capacidad de todas las plantas (tanto carga de base como carga de punta)

Margen combinado: Primeros cinco años = (margen operativo + margen instalado)/2; luego de lo cual: sólo margen instalado

Esta metodología distingue entre biomasa de alto y bajo costo. Esta última se define como las plantas que utilizan residuos de biomasa, como el bagazo de caña o residuos de las fábricas de pulpa y papel. La biomasa de alto costo se define como las plantas que usan cultivos específicos para energía o que tienen altos costos de transporte de materia prima.

Relevancia: la norma corporativa, dada a conocer inicialmente en 2001, se ha convertido en la de uso global más difundido para la contabilidad corporativa de emisiones de GEI. Esta norma fue elaborada por más de 500 expertos representantes de empresas, ONG y gobiernos; ha sido adoptada por más de 150 empresas, entre ellas asociaciones industriales de los sectores de pulpa y papel, aluminio y cemento. La norma cuenta también con apoyo de las ONG y los gobiernos. Numerosas iniciativas relacionadas con el clima, incluidos programas de reducción de emisiones, esquemas de canje, normas ambientales y registros han sustentado sus cuantificaciones y normas de reporte en el Protocolo sobre GEI. Ello incluye la Iniciativa sobre Líderes en Clima de la EPA (*Climate Leaders Initiative*), la iniciativa GRI, el programa climático del WWF, el Registro de Acción Climática de California (*Climate Action Registry*), el Registro Global de GEI del Foro Económico Mundial, el Esquema de Canje del Reino Unido, la Bolsa Climática de Chicago y los protocolos de monitoreo del Esquema de Canje de la UE. Contribuye también a otros trabajos de contabilidad, como la norma ISO sobre contabilidad de GEI, de próxima presentación (véase punto 1.2.4), que ha indicado su intención de ser compatible con el Protocolo. El protocolo fue también recientemente adoptado por México.

Están aún en curso los trabajos para la norma por proyecto. El WRI formó un subgrupo para el proyecto de contabilidad del sector eléctrico, cuya integración estaba prevista para el otoño de 2004 para continuar el trabajo respecto de las metodologías para los proyectos de energía renovable y eficiencia energética. El WRI amplió el grupo para incluir más expertos y es posible que se realicen cambios sustanciales en la metodología propuesta. El grupo de trabajo espera contar con un borrador final de la norma para mediados de 2005. El protocolo se diseñó con neutralidad respecto de los programas, es decir permite que se utilicen los métodos de los programas específicos. Se hace referencia al proceso del MDL y el enfoque de margen combinado del borrador de prueba es en su mayor parte el mismo que el de la metodología consolidada del MDL. Resulta imposible evaluar la conveniencia del trabajo del WRI para las tareas del grupo de trabajo de la CCA hasta en tanto se disponga de mayor información respecto de la metodología en ciernes.

Discusión: La “línea de base específica” es un método simple de cálculo de las reducciones de emisiones, según el promedio de todas las plantas de construcción reciente. No considera los efectos en el margen operativo y es muy posiblemente demasiado simple como para que se le acepte en América del Norte. De igual forma, la línea de base de proyectos múltiples solamente toma en cuenta el margen de operación o el instalado. Ello conduce a imprecisiones, en la medida en que todos los proyectos de energía renovable, incluso las tecnologías intermitentes, tienen impacto en ambos márgenes. De igual modo, la división de las plantas entre carga de base y carga de punta no es siempre directa, ya que algunas plantas cumplen ambas funciones. El tratamiento diferenciado entre biomasa de alto y bajo costo tendría que discutirse al interior del grupo de trabajo de la CCA.

Documentación: *The Greenhouse Gas Protocol: A Corporate Accounting and Reporting Standard, Revised Edition.*

The Greenhouse Gas Protocol: Project Quantification Standard—Road Test Draft. WRI and WBCSD, septiembre de 2003

Sitio en Internet: <http://www.ghgprotocol.org>

Contactos: Derik Broekhoff, Senior Associate, World Resources Institute, Climate Energy & Pollution Program, Tel: (202) 729-7628, e-mail: <dbroekhoff@wri.org>
Florence Daviet, Research Analyst, Climate Energy & Pollution Program, World Resources Institute, (202) 729-7822, <fdaviet@wri.org>

Norma ISO

Descripción: La Organización Internacional de Normalización está elaborando, como parte de la serie ISO14000, la norma ISO14064 sobre contabilidad de gases con efecto invernadero (GEI). Su presentación está prevista para finales de 2005. La norma contará con tres partes: I: cuantificación, monitoreo para organizaciones; II: proyectos sobre GEI; III: Verificación.

Metodología: la norma se divide en una parte de interés para la contabilidad corporativa de GEI y otra sobre proyectos de compensación. La norma no especifica una metodología que las corporaciones deban usar para cuantificar la reducción de emisiones. Requiere que “la organización seleccione una metodología o metodologías de cuantificación que minimicen la incertidumbre y generen resultados exactos y reproducibles respecto de sus fuentes, sumideros y tipos de GEI.” La **Parte 1** establece distinciones entre proyectos de GEI y actividades orientadas. Los proyectos de reducción de emisiones deberán evaluarse respecto de una línea basal de hechos verificados, mientras que las acciones orientadas se cuantifican mediante comparación de las emisiones reales antes y después de aplicada la medida, por ejemplo. Para las reducciones de emisiones relacionadas con proyectos (tanto internos como externos a la organización), la Parte 1 remite a las orientaciones proporcionadas en la Parte 2.

La **Parte 2** tampoco especifica una metodología, pero establece que “el proponente del proyecto deberá seleccionar y justificar el escenario basal que representa el cálculo mejor y más adecuado de las emisiones y retiros de GEI que han ocurrido sin el proyecto.” El Apéndice de la Norma se refiere a las especificaciones de base de Kioto y deja abierta la inclusión posterior de bases de “otras prácticas idóneas” en un recuadro informativo, mismo que no forma parte de los requisitos obligatorios de la Norma. La norma requiere un nuevo cálculo de las reducciones de emisiones proyectadas al final del periodo del proyecto.

Relevancia: la Parte 1 de la norma ISO trata de establecer un formato y metodología para la contabilidad corporativa de GEI, con el fin de hacer los informes más comparables. La Parte 2 ofrece también un formato (pero no una metodología) para el cálculo de reducción de emisiones, aunque está previsto que la Norma se utilice en

combinación con programas y sistemas de GEI, mismos que pueden incluir instrucciones detalladas sobre las metodologías de cálculo.

La norma está elaborada para permitir su integración con iniciativas relacionadas, por ejemplo el Protocolo sobre GEI del WRI. Se otorgó gran prioridad respecto de la compatibilidad con los mecanismos flexibles de Kioto, en particular el MDL.

La Norma requiere documentación detallada respecto de la cuantificación de la reducción de emisiones, lo que puede hacerla poco atractiva para la cuantificación de compensación de GEI para los certificados de energía renovable de América del Norte.

Documentación: *Greenhouse gases—Part 1: Specification for the Quantification, Monitoring and Reporting of Organization Emissions and Removals*. International Standards Organisation, TC207, 10 de noviembre de 2003.

Greenhouse gases—Part 2: Specification for the Quantification, Monitoring and Reporting of Project Emissions and Removals. International Standards Organisation, TC207, 10 de noviembre de 2003.

Sitio en Internet: <http://www.pacinst.org/inni/Climate.htm>

Contacto: Kevin Boehmer, Canadian Standards Association, Tel: (416) 747-2231; correo-e: <kevin.boehmer@csa.ca>
Derryl Neat, CSA Business Management and Sustainability, Secretary of ISO Climate Change Mirror Committee, Tel: (416) 747-2539; correo-e: <derryl.neat@csa.ca>.

Norma IEEE GHG P1595

Descripción: El Instituto de Ingenieros en Electricidad y Electrónica (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*, IEEE), la Sociedad de Ingenieros en Electricidad (*Power Engineering Society*, IEEE-PES) y la Asociación de Normas IEEE (*IEEE-Standards Association*, IEEE-SA) dieron inicio al proyecto de Norma P1595 en agosto de 2001, cuya meta es el establecimiento de normas internacionales para la cuantificación de créditos sobre emisiones de GEI de proyectos certificables en el sector eléctrico. Se trata de un proyecto de varios años y en varias partes. La primera parte otorgará prioridad a los proyectos de fuentes renovables y eficiencia energética.

El concepto propuesto es un conjunto de normas de desempeño que establecerán criterios mínimos sobre propiedad, calidad, certitud y exactitud de los créditos de emisión de GEI, independientemente de la fuente o la tecnología de la reducción o captura de dichos gases. Dichas normas serán de aplicación global y simplificarán el costo de la evaluación de la efectividad de los créditos de proyectos de GEI, con lo que facilitarán el canje y retiro de los mismos en los mercados nacionales e internacionales. Está disponible un borrador para los miembros del grupo de trabajo, pero el trabajo ulterior dependerá del financiamiento.

Metodología: el borrador de la norma no ofrece detalles respecto de la metodología, salvo los principios en los que se basará al elaborar la versión final. La norma IEEE podría usar el trabajo en curso en la iniciativa WRI/WBCSD para un Proyecto de Protocolo de GEI y convertirlo en una norma formal. El IEEE no sólo convertiría el trabajo del WRI en una norma internacional, sino que además le daría mantenimiento mediante revisiones técnicas programadas en intervalos quinquenales.

Relevancia: el surgimiento de una norma IEEE sobre métodos de cálculo puede considerarse de gran importancia para la meta del grupo de trabajo de la CCA, en la medida en que es factible su adopción por muchos participantes en el mercado, en particular si se basa en el protocolo del WRI, que cuenta con el respaldo de un grupo de expertos internacionales. El IEEE colabora con representantes europeos y de América del Norte, en un proceso abierto a participantes de otros países. El IEEE colabora con la Comisión Internacional de Electricidad (CIE), equivalente a la ISO para el sector eléctrico (la ISO desarrolla normas de procesos, mientras que la CIE se ocupa de normas de desempeño).

Discusión: la CCA podría sumarse a este trabajo de normas internacionales e influir en él. Una vez que el grupo de trabajo haya decidido el rumbo a seguir respecto de la metodología para América del Norte, influir en el trabajo de WRI/IEEE sería el paso lógico siguiente.

Documentación: texto preliminar de la norma IEEE-P1595-D0.1 (disponible sólo para miembros del IEEE)

Sitio en Internet: <http://grouper.ieee.org/groups/1595/>

Contacto: Jim McConnach, chair of IEEE Climate Change Working Group;
<jsmconnach@ieee.org>, Tel: (705) 645-5524

OCDE/AIE

Descripción: La Agencia Internacional de Energía (AIE) y la Organización de Cooperación y Desarrollo Económicos (OCDE) pidieron al instituto Tellus que desarrollara una metodología para su presentación al Comité Ejecutivo del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) con el fin de definir normas metodológicas para los proyectos del sector eléctrico.

Metodología: el instituto Tellus concluyó que no hay una tecnología única que se ajuste a toda la posible diversidad de proyectos del MDL en el sector eléctrico, que abarca gran variedad de escalas, combustibles y tecnologías, en una gran variedad de contextos, tanto en la red como fuera de ella. Esta diversidad requiere de diversos enfoques de base. Tellus propone un marco de tres categorías para los diferentes proyectos, con líneas basales y métodos adicionales para cada una, con el fin de equilibrar los objetivos de bajos costos de transacción y exactitud ambiental. Se permite a los proyectos de menor escala el uso de una metodología menos complicada que la

de los proyectos de escala mayor. Por otra parte, Tellus recomienda el uso del enfoque de margen combinado, con uso tanto de la operación marginal como del margen instalado :

$$\text{Emisiones desplazadas (1}^{\text{er}} \text{ periodo de crédito)} = \frac{[\text{operación marginal (año 1)} + \text{margen instalado (20\% más reciente)}]}{2}$$

Para los siguientes periodos de crédito se usará únicamente la línea de base del margen instalado para calcular la reducción de emisiones con base en las nuevas construcciones durante los años 1-7:

$$\text{Emisiones desplazadas (2}^{\text{o}} \text{ periodo de crédito)} = \text{Margen instalado (primeros 7 años)}$$

$$\text{Emisiones desplazadas (3}^{\text{er}} \text{ periodo de crédito)} = \text{Margen instalado (años 8 a 15)}$$

La línea de base del margen instalado debe por lo general reflejar todos los tipos de plantas de electricidad que se agregan al sistema. Se recomienda que ello se calcule empleando la tasa promedio de electricidad por generación relativa del 20 por ciento más reciente de plantas construidas (con base en generación) o las cinco plantas de más reciente construcción, la cifra que resulte mayor.

Los efectos de operación en el margen pueden predominar en los primeros años posteriores a la instrumentación de un proyecto de MDL, antes de que se establezcan los efectos del margen instalado. La operación en el margen no se calcula utilizando el modelo de despacho, sino el promedio relativo de todos los recursos *excepto* las instalaciones de costo nulo en combustible y operación obligatoria.

Respecto de los proyectos de reacondicionamiento o cambio de combustible, la recomendación es que la tasa de emisión de la instalación existente puede resultar una línea de base válida hasta la cantidad de generación que dicha instalación genera. Respecto de la generación adicional, puede aplicarse la metodología de base de margen combinado.

El enfoque de margen combinado puede no resultar suficiente para el cálculo de líneas basales de emisiones en casos en que los proponentes de proyectos puedan demostrar con claridad que sólo una planta o tipo de planta está siendo desplazada por un proyecto de "Categoría III," por ejemplo centrales de combustible fósil de alta eficiencia propuestas para sustituir una de eficiencia baja en el mismo sitio o una de biomasa combinada en sustitución de carbón. En dichas situaciones deberán establecerse *parámetros mínimos de desempeño* (por ejemplo factores de eficiencia y carga) para asegurar que la línea de base no está sustentada en supuestos obsoletos o tecnologías ineficientes. Los proyectos de energía renovable de grandes dimensiones podrán también utilizar un escenario de base (con clara definición de la tecnología que se supone desplazarán) en lugar de un enfoque de margen combinado.

El nivel de integración regional por omisión para líneas de base de estandarización en electricidad deberá ser el ámbito nacional. No obstante, los países podrán definir redes separadas o subnacionales o combinar redes con otros países, según las prácticas vigentes de gestión del sistema eléctrico y la disponibilidad de transmisión. Se recomienda que los límites por proyecto (es decir las emisiones de GEI y las fuentes asociadas con un proyecto que se deberán incluir en las líneas de base de emisiones) para proyectos de generación de electricidad se basen en emisiones directas en sitio. La eficiencia en el renglón de la demanda y los proyectos de

generación distribuida deberán acreditarse por pérdidas en transmisión y distribución evitadas, utilizando las pérdidas promedio en el área de distribución (sin tomar en cuenta las pérdidas “no técnicas”) o pérdidas nacionales promedio cuando no se disponga de los datos específicos de la red. La transmisión y distribución no deberá tomarse en cuenta en otros tipos de proyectos de electricidad, en la medida en que no es factible que tengan un efecto respecto de las pérdidas en esos renglones.

Relevancia: La metodología fue preparada por el Secretariado de la AIE, a petición del Grupo de Expertos del Anexo I del Convenio Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático. Dicho grupo supervisa la elaboración de documentos analíticos orientados a dotar de análisis útil y oportuno para las negociaciones relacionadas con el cambio climático. Su trabajo está orientado al MDL, pero también a cualquier otro programa de canje de emisiones. El Comité Ejecutivo del MDL ha adoptado en su mayor parte esta metodología para sus procedimientos de línea de base estandarizada (véase más arriba).

Discusión: Véase la sección previa respecto del Mecanismo de Desarrollo Limpio del Protocolo de Kioto.

Documentación: *Road-Testing Baselines for Greenhouse Gas Mitigation Projects in the Electric Power Sector—Information Paper*. COM/ENV/EPOC/IEA/SLT(2002)6, Organisation for Economic Co-operation and Development, International Energy Agency, París, 2002

Sitio en Internet: <<http://www.tellus.org>>

Contacto: Michael Lazarus, Tellus Institute, Tel: (206) 985-8124;
e-mail: <mlaz@tellus.org>

Iniciativas nacionales

Estados Unidos

SO₂, NO_x

En términos del programa estadounidense sobre lluvia ácida, se estableció un sistema de tope y canje que permite el uso de energía renovable como medio de creación de cuotas asignadas. Entre 1992 y 1999, la EPA estableció una Reserva de Conservación y Energía Renovable (*Conservation and Renewable Energy Reserve*, CRER) de 300,000 créditos de SO₂, tomados del tope de emisiones impuesto a las centrales eléctricas. De esta cantidad, 60,000 créditos se dejaron en reserva como mínimo para renovables. Un crédito, equivalente a una tonelada de SO₂, se generaría con la

generación de 500 MWh de electricidad renovable. Con una tasa base de emisiones de alrededor de 11 libras de SO_2 /MWh, una planta convencional de carbón puede emitir 2.75 toneladas por 500 MWh. La baja tasa de créditos asignada a cada MWh de generación renovable resultó en que únicamente se asignaran 6,700 créditos a renovables. Otros medios de reducción de las emisiones sulfurosas del carbón resultaron más eficientes en términos de costos.

El programa sobre lluvia ácida de la EPA incluyó también canje de permisos de NO_x . La convocatoria de instrumentación estatal (*State Implementation Call*, SIC) transfiere a los estados algunos de los detalles de la asignación de los créditos por proyectos de energía renovable. Se establece, no obstante, la metodología de cuantificación, con base en un factor de emisiones de 1.5 libras de NO_x por MWh. Las entidades federativas han establecido reservas de créditos para renovables, por lo general entre 3 o 6 por ciento del total para cada periodo de canje (mayo a septiembre). Son pocos los generadores de energía renovable que hay aprovechado estas disposiciones. La solicitud de los créditos es muchas veces una carga y los beneficios económicos no son muchos (menos de medio centavo por kWh).

Metodología NREL para la Convocatoria sobre Instrumentación Estatal de NO_x

Descripción: El Laboratorio Nacional de Energía Renovable de EU (*National Renewable Energy Laboratory*, NREL) utilizó diversos enfoques para la cuantificación de la reducción de emisiones de un proyecto de 9 GWh de eficiencia energética (reacondicionamiento de edificios municipales), con financiamiento de la EPA y el Departamento de Energía de EU; el proyecto busca comparar los resultados de tres diferentes metodologías de cálculo. Aunque se realizó únicamente para óxidos de nitrógeno, el proyecto puede ampliarse con facilidad a otras emisiones.

Metodología: se aplicaron tres enfoques al proyecto de eficiencia energética equivalente al ahorro de 9 GWh en un año.

- a) Modelo de despacho marginal, elaborado por Art Diem, de la EPA. Este método calcula el porcentaje de contribución de cada Área de Control Eléctrico (ACE) al consumo de la región en que se darán las reducciones. Estos cálculos se elaboran utilizando datos respecto de los flujos entre todas las ACE en ambos sentidos. El método elabora, a continuación cálculos respecto de la participación en la generación de cada central, con base en el total de fluido generado en cada Área. La combinación de ambas etapas deriva en porcentajes relativos de las centrales de generación en cada una de las ACE de contribución. Este enfoque de modelación considera de modo específico las plantas que se usan para el cálculo de la fracción de reducciones de generación en cada central eléctrica.
- b) Modelo del Centro de Estudios sobre Energía de la Universidad de Louisiana. El modelo clasifica las instalaciones de generación según su economía de despacho por hora. En un despacho de economía óptima las plantas de generación se clasifican o “apilan” según su costo, de modo que las unidades más económicas se usan en primera instancia y las de costo más alto sólo entran en operación al final.

Con un caso base y uno proyectado, la modelación de la diferencia entre ambos representa las emisiones desplazadas.

- c) Subconjunto Egrid: Esta base de datos proporciona factores de emisión basados en unidades de generación eléctrica para constituir un factor de emisiones nacional. La precisión de los datos puede aumentarse para que sólo se consideren las plantas específicas relevantes para el área del proyecto, ello en el ámbito de subconjuntos de las ACE, es decir únicamente las plantas locales.

Los resultados de la comparación fueron: 3.37 lbs/MWh para a), 2.85 lbs/MWh para b) y 1.95 lbs/MWh para c) cuando se considera las plantas locales (3.38 de emplearse la subregión NERC). El grupo recomendó la utilización de la subregión NERC (promedio de la red) como metodología de cálculo de reducción de emisiones para proyectos pequeños de eficiencia energética de hasta 500 MWh/día. Ello correspondería con una planta eólica de 70 MW de capacidad (30 por ciento de factor capacidad). Por encima de este nivel el equipo recomienda el uso de metodologías de despacho a) o b).

Relevancia: la metodología se presentó a la EPA para su uso en la cuantificación de créditos de emisión de NO_x como parte del marco de la Convocatoria de Instrumentación Estatal. Se recomienda la metodología simple debido a las implicaciones de costo para los proyectos pequeños. El mismo modelo podría emplearse para otras emisiones, entre ellas SO₂ o CO₂, si la EPA decide en el futuro participar en el campo de los GEI.

Discusión: El enfoque confirma las conclusiones de este informe, es decir que debe emplearse el modelo de despacho, en lugar de una metodología simplificada, misma que debe dejarse para los proyectos de menor tamaño. Sería de utilidad una comparación de los modelos sugeridos con otros modelos, para ayudar a decidir el que el grupo de trabajo de la CCA deberá recomendar.

Documentación: Chambers, Adam: *Comparison of Different Methods for Developing NO_x Emission Factors for Assessing EE Projects in Shreveport, Louisiana*. National Renewable Energy Laboratory, Washington, DC, septiembre de 2004.

Sitio en Internet: no disponible

Contacto: Adam S. Chambers, Project Leader, National Renewable Energy Laboratory, Washington, DC, Tel: (202) 646-5051, e-mail: <Adam_chambers@nrel.gov>

RGGI

Descripción: la Iniciativa Regional sobre Gases de Invernadero (*Regional Greenhouse Gas Initiative* RGGI) es un proceso en el que participan varios estados de la región de Nueva Inglaterra y algunas provincias orientales canadienses (como observadoras) con objeto de crear una política común regional de emisiones de GEI. Es muy posible que el

enfoque incluya un programa de tope y canje, que puede incluir el uso de mecanismos de compensación de carbono, por ejemplo plantas de energía renovable.

Metodología: no se cuenta aún con una metodología común, pero el WRI recomendó al RGGI el uso de la norma emergente del Proyecto WRI. El RGGI está usando también el modelo IPM del ICF para evaluar los efectos del tope en las emisiones de CO₂.

Relevancia: En la medida en que la iniciativa RGGI puede consolidarse como el régimen más importante de canje de GEI, en seguida del sistema canadiense y enfoques voluntarios como el del Chicago Climate Exchange, esta iniciativa tendrá efectos importantes en el canje de carbono en América del Norte. Dado que RGGI emplea el modelo ICF para la determinación del tope, es posible que el mismo sea elegido para calcular las emisiones de GEI de las operaciones de energía renovable.

Discusión: véase la sección 1.2.3.

Documentación: no disponible.

Sitio en Internet: <<http://www.rggi.org/>>

Contacto: James Brooks, State of Maine, Tel: (207) 287-7044;
e-mail: <James.p.brooks@maine.gov>

Chicago Climate Exchange

En este sistema no es posible obtener compensaciones o créditos por medio de proyectos de energía renovable externos. No obstante, la generación en sitio puede ser utilizada para disminuir la compra de electricidad de la red de distribución y, si las metas de una compañía se superan, pueden emitirse créditos por la porción de la demanda de electricidad reducida más allá de la meta establecida. Estos créditos se calculan con base en el factor de emisión promedio de la red de distribución nacional.

Lawrence Berkeley National Laboratory (Magpwr)

Descripción: el Laboratorio Nacional Lawrence Berkeley (LBNL) elaboró el modelo Magpwr (Marginal Avoided GHG – Power), método estándar para el establecimiento de una línea de base de proyectos múltiples para el sistema eléctrico. El método permite vislumbrar una aproximación de las fuentes de generación que se espera operen en el margen en el futuro de un sistema eléctrico dado. Es más adecuado para generación de electricidad en pequeña escala o para proyectos de mejoría en eficiencia. Permite el cálculo de uno o más factores de emisión de carbono que represente las emisiones desplazadas por proyectos, con lo que logra equilibrio entre facilidad de uso y deseo de exactitud en el otorgamiento de los créditos de carbono. Requiere una cantidad

relativamente menor de datos y es de fácil comprensión para las partes interesadas. Puede ser usado por una dependencia nacional de energía o por una entidad con responsabilidad específica de proyectos de MDL o IC.

Metodología: el método está orientado principalmente a proyectos de pequeñas y medianas empresas que afectan la operación marginal. No obstante, el enfoque básico puede usarse también para modelar la sustitución de una central eléctrica de gran dimensión por otra en planeación que, de otra manera, sería parte del sistema.

Cada una de las fuentes de energía (carbón, gas natural, por ejemplo) es considerada como unidad homogénea. No hay intención de describir el sistema de operación respecto del despacho o las unidades en lo individual. El factor de emisión utilizado para cada tipo de generación por lo general es el valor promedio, a menos que se disponga de razones para emplear otro. Una vez que se dispone de una curva de demanda de carga para un periodo definido la definición de un factor de emisiones de carbono desplazadas es directa. Si una sola fuente es la marginal para el periodo completo, el factor adecuado es simplemente el factor de emisiones de dicha fuente. Si las fuentes marginales son dos o más el factor a emplear es el promedio de los factores de emisión de cada una de las fuentes, según su peso relativo por horas en el periodo en que dicha fuente fue marginal. Mientras más se avanza en el futuro proyectado, sin embargo, es más difícil estimar la operación del sistema. Lo mejor es utilizar este método para derivar factores de emisión con base anual.

Los factores de emisión de un sistema eléctrico pueden ser de dos tipos. Una estimación a corto plazo (un año) puede utilizarse para cálculos de la cantidad de créditos de carbono que los proyectos pueden hacer efectivos en un año dado. Por ejemplo, el gobierno del país sede puede anunciar factores de emisión al inicio de cada año con base en las proyecciones de la operación del sistema para dicho periodo. El factor de emisión se aplica posteriormente para la verificación de la demanda de electricidad o la reducción de la demanda lograda por los proyectos en el año de referencia. Una estimación de largo plazo (10 a 15 años) puede ser usada para el cálculo de las emisiones de carbono que pueden evitarse mediante proyectos en dicho lapso. Ello puede representar el “mejor pronóstico”, con base en planes oficiales, de ser posible, que puede usarse para proyectar el posible ingreso por los créditos de carbono.

Relevancia: el modelo es de menor costo y mayor transparencia que otros, por ejemplo el ICF, además de emplear perfiles de carga para cada tecnología. Ello permite distinguir entre los impactos reales de las varias tecnologías de energía renovable, por ejemplo eólica y solar, con perfiles diferentes.

Discusión: este modelo puede resultar una herramienta adecuada para el cálculo de la operación en el margen. Otorga trato diferente a tecnologías diversas, según sus perfiles de carga y permite la modelación de la operación marginal futura. No está diseñado, sin embargo, para calcular el margen instalado. A la fecha, este modelo se ha desarrollado para California, Wisconsin y Brasil.

Documentación: Meyers, S. et al.: *Estimating Carbon Emissions Avoided by Electricity Generation and Efficiency Projects: A Standardized Method (Mapwr)*. Energy Analysis

Department, Environmental Energy Technologies Division, Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley, CA 94720 USA, julio de 2000

Sitio en Internet: eetd.lbl.gov/EA/EMS/reports/46063.pdf

Contacto: Scott Murtishaw, Lawrence Berkeley Labs, Tel: (510) 486-7553,
e-mail: <SGMurtishaw@lbl.gov>

Lawrence Berkeley National Laboratory (Mbase)

Descripción: un enfoque para el cálculo de las tasas de emisiones promedio y marginales de una red es el uso de modelos de planeación relativamente complejos, por ejemplo Elfin o WASP, que simulan la operación futura de la red para satisfacer la carga horaria prevista. Una alternativa a estos modelos, casi siempre de altos costos y poca claridad, es la hoja de datos de relativa simpleza denominada Mbase, desarrollada por LBNL, que emplea promedios relativos para calcular los márgenes instalado y operativo, además de la hoja de datos de la curva de duración de la carga Magpwr, empleada para el cálculo de las tasas de emisión de operación y marginal. El modelo MBase se evaluó mediante estudios de caso en redes de India, Sudáfrica y Guatemala. Su uso se recomienda como línea de base en proyectos múltiples del MDL, en programas gubernamentales o para aplicación en diversos proyectos.

Metodología: en MBase se utiliza un método simple y transparente para calcular las tasas de emisión en margen instalado y de operación como porcentajes relativos de las varias categorías de centrales. El uso de la información operativa sobre unidades en servicio o en planeación en la red permite a MBase la elaboración de varios tipos de tablas de comparación. Los márgenes instalados se calculan como promedio de las tasas de emisión de las centrales de reciente construcción o en proceso de construcción y el margen en operación se calcula como promedio relativo de la carga existente según las centrales en servicio en la red.

Datos esenciales para el cálculo de tasas de emisión de proyectos múltiples son el combustible insumo (en GJ anuales) y el fluido eléctrico resultante (en TWh/año) de todas las centrales en la carga y todas las de carga de base de reciente construcción o en planeación. Al combinar dicha información con el contenido de carbono (kg C/GJ) del combustible, se calculan las tasas de emisión de cada planta en C/kWh.

Los proyectos de energía no firme, como la solar, la eólica, los hidroeléctricos de flujo corriente o los proyectos de eficiencia energética, se les supone como que desplazan principalmente electricidad de las plantas vigentes en carga, por lo que los responsables de la planeación eléctrica deben seguir considerando nueva capacidad aún con la adición de recursos de generación no firmes, con lo que el margen instalado no se afecta. Se considera que los proyectos de energía firme, como la biomasa o la geotérmica, tienen efectos primarios en los márgenes instalados. En los casos en que los proyectos tengan características tanto firmes como no firmes, o que consideren desplazamientos tanto en los márgenes operativos como instalados, quizá resulte

necesario dividir la capacidad según su parte firme y no firme, de modo que se compense la combinación de ambos márgenes. Hasta cierto nivel la generación puede compararse con las líneas basales de capacidad firme, mientras que el resto recibiría créditos con la tasa de desplazamiento de emisiones de energía no firme.

Cuadro A3 Tipos de proyectos y líneas basales recomendadas

Perfil de la producción del proyecto	Energía no firme (fuentes intermitentes o no previsibles)	Energía firme: carga de base	Energía firme: generación en función de la carga
Ejemplos	Solar, eoliana, pequeños proyectos de eficiencia energética	Grandes centrales de carbón, hidroeléctricas o de gas natural de ciclo combinado	Turbinas de gas, pequeños proyectos hidroeléctricos
Tipos de tasas de emisión multiproyectos	Margen operativo	Margen instalado, carga de base	Margen instalado, carga de punta
Instalaciones utilizadas para el cálculo de las tasas de emisión multiproyectos	Todas las centrales que generan en función de la carga	Centrales de carga de base de construcción reciente	Centrales de generación en función de la carga de reciente construcción

MPER: tasa de emisiones de proyectos múltiples

Se recomienda que el margen instalado se calcule promediando los factores de emisión de las plantas construidas en el lustro precedente y no con base en las adiciones proyectadas, en la medida en que las proyecciones de capacidad adicional pueden no ser confiables. Puede usarse un margen instalado a corto plazo, determinado con base en las adiciones planeadas, si la otra opción no es factible o no refleja los cambios previstos.

Los márgenes instalados pueden perfeccionarse más utilizando criterios más estrictos basados sea en los porcentajes relativos, 25 o 10 por ciento (promedio de las plantas con menores emisiones que representen 25 o 10 por ciento de la generación anual) o empleando la “mejor central” como línea de base. Ello se hace para cada tipo de combustible por separado y los resultados se relacionan con el total y se suman (suponiendo una tasa constante de generación de electricidad entre los diferentes tipos de combustible) de modo que los resultados no estén determinados por el tipo de combustible. La aplicación de estos criterios no es relevante para el cálculo de los márgenes de operación.

Relevancia: El LBNL ha realizado antes trabajo similar para la EPA. Su trabajo contribuyó también en el proceso que llevó al protocolo del WRI (véase referencia previa).

Discusión: la metodología presenta diversas opciones y cálculos detallados, lo que aumenta su complejidad y hace que la comparación y la coherencia de los resultados resulte difícil. Una ventaja del modelo es su facilidad de uso y que no requiere de datos muy detallados. Para obtener resultados de mayor exactitud haría falta que los usuarios contaran con información aun parcial de los perfiles de carga tanto de los proyectos

propuestos como de las plantas en servicio en la red. El modelo permite un enfoque de margen combinado, similar a la metodología consolidada del MDL, al calcular la capacidad relativa entre el margen instalado y el de operación. Aun cuando no sea posible el tratamiento diferenciado entre tecnologías, con base en curvas de carga, puede efectuarse una aproximación al desarrollar diferentes conjuntos de datos a utilizar en diferentes estaciones según las variaciones a lo largo del año.

Documentación: Sathaye, Jayant et al.: *Multi-project Baselines for Evaluation of Electric Power Projects*. LBNL-51917, Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley, CA

Sitio en Internet: <http://eetd.lbl.gov/ea/ies/MBase/index.html>

Contacto: Scott Murtishaw, Lawrence Berkeley Labs, Tel: (510) 486-7553, e-mail: <SGMurtishaw@lbl.gov>

Oregon Climate Trust/EPA

Descripción: la Agencia de Protección Ambiental encargó a un consultor que determinara los factores de emisión promedio marginales en todos los estados de EU, agrupados en diez regiones.

Metodología: la empresa Cadmus Group, Inc. utilizó el promedio de todas las unidades marginales para calcular los factores de emisión en EU.

Cuadro A4 Factores marginales promedio de emisión

Región de la EPA	Estados	lb CO ₂ /kWh
------------------	---------	-------------------------

1	MA, CT, ME, NH, RI, VT	1,726
2	NY, NJ	1,679
3	PA, VA, MD, WV, DC, DE	2,096
4	FL, NC, GA, TN, AL, SC, KY, MS	2,215
5	OH, IL, MI, IN, WI, MN	1,988
6	TX, LA, OK, AR, NM	1,186
7	MO, IA, KS, NE	1,404
8	CO, UT, MT, WY, ND, SD	1,244
9	CA, AZ, NV	1,240
10	WA, OR, ID	1,202
Nacional		1,640

Fuente: The Cadmus Group Inc., *Regional Electricity Emissions Factors Final Report*, The Cadmus Group Inc., 1988, cuadro 6.

Relevancia: Aun cuando Climate Trust usa todavía estos datos de 1998, la tendencia actual en EU es hacia métodos más complejos de cálculo.

Discusión: el objetivo de la CCA debe ser proporcionar factores similares para América del Norte, aunque los mismos deberán calcularse para cada tecnología y estar sustentados en metodologías más complejas.

Documentación: *Regional Electricity Factors Final Report*, US Environmental Protection Agency, Atmospheric Pollution Prevention Division (APPD), 16 de noviembre de 1998, contrato no. 68-W6-0050.

Sitio en Internet: <<http://www.climatetrust.org/2001.html>>

Contacto: Mike Burnett, Tel: (503) 238-1915; e-mail: <mburnett@climatetrust.org>

Áreas comunes de distribución de electricidad

Descripción: diversas áreas comunes de distribución de electricidad en EU utilizan programas de cómputo privados para modelar las necesidades futuras de generación y las emisiones de las centrales que se construirán para sustituir aquellas que salen de operación y los requisitos adicionales de capacidad. Por ejemplo, ISO Nueva Inglaterra da a conocer un informe anual de emisiones marginales, mismo que elabora para Comité de Planeación Ambiental del conjunto de distribución de electricidad de Nueva Inglaterra. La metodología busca cuantificar las reducciones en las emisiones de los proyectos de eficiencia energética por medio del modelo interregional del mercado de electricidad (*Interregional Electric Market Model*, Irrem) para determinar cuáles plantas habrían incrementado su generación si las medidas de ahorro no se hubieran puesto en práctica o podrían determinar la reducción en emisiones conforme más energía renovable entra en la red. La metodología no permite cambios en las importaciones de electricidad debida a renovables, ya que el dato se deja constante, lo que sugiere que

únicamente las plantas del conjunto resultan afectadas por el añadido de proyectos de energía renovable. La tasa de emisión marginal se determina ex-post, es decir para las operaciones del año previo, y se ajusta respecto de la generación vigente de las plantas dentro del 25 por ciento o menos de la oferta real. El modelo se basa en el costo asumido de generación de cada unidad, no los precios de cotización reales. No se modelan las restricciones en la transmisión, pero se capturan los factores de capacidad anuales de las plantas a partir de datos obtenidos del año previo. Tampoco se capturan los perfiles de carga horarios de los nuevos proyectos, pero se supone una cantidad uniforme de generación a lo largo del día, con base en los perfiles de carga de la mezcla de generación.

El Consejo de Electricidad y Conservación del Noreste (*Northwest Power and Conservation Council*) emplea un modelo de pronóstico de precio de electricidad por despacho horario que puede utilizarse asimismo para calcular tasas de emisión marginal y la influencia de los proyectos de energía renovable. La base de la metodología es el modelo de mercado de electricidad Aurora^{xmp™} de EPIS Inc. <www.epis.com>, que utiliza un enfoque abajo arriba con datos para cada planta e incorpora las restricciones en la transmisión y los precios futuros. Los resultados del modelo son altamente dependientes de insumos en términos de créditos fiscales de producción, precios del gas natural o precios de los créditos por emisiones de CO₂, por ejemplo. Los resultados de las aplicaciones iniciales resultaron en ocasiones contra intuitivos, lo que indica que el modelo requiere algunos ajustes antes de que puedan obtenerse resultados. El modelo Aurora existe tanto en Canadá como EU, por lo que el grupo de trabajo de la CCA puede probarlo con facilidad.

Se dispone de otros modelos diversos cuya conveniencia, exactitud y costo podrían examinarse.

Relevancia: el grupo de trabajo de la CCA podría adoptar las metodologías ya en uso por parte de las áreas comunes de distribución para su uso en los tres países. Las mismas están ya probadas en otros campos, como pronósticos de precios o demanda, y puede probarse también si son adecuadas para el cálculo de tasas de emisión marginales.

Contacto: IRREM - Jim Platts, ISO New England
AURORA - Jeff King, Northwest Power and Conservation Council,
Portland, Oregon

Energy 2020

Descripción: El Energy 2020 es un modelo integrado y multi región de energía que ofrece simulaciones completas y detalladas de oferta y demanda de energía de todos los combustibles. Representa la interacción de la competencia en el mercado de una manera realista, por oposición a una forma idealizada, incluida la dinámica del mercado y el sistema de transmisión. Se centra en las imperfecciones del mercado, incluidos las

apuestas al interior del mismo. Los costos y emisiones contaminantes, incluidos los permisos y el canje, se determinan de manera endógena, lo que permite la evaluación de los riesgos empresariales ambientales.

Metodología: El modelo despacha centrales de acuerdo con reglas específicas, sean éstas óptimas o heurísticas, y reconoce las restricciones en la transmisión y sus costos asociados. La parte de la oferta en el modelo incluye simulación detallada endógena de la oferta de electricidad en ampliación de capacidad, construcción, tarifas y precios, finanzas y contabilidad, variación de la forma de la carga debido al clima y cambios en la regulación. Como nivel de integración pueden establecerse diversas regiones, por ejemplo las de distribución común. El modelo Energy 2020 incluye contabilidad de la contaminación tanto energética (por combustible, uso final y sector) como no energética (por actividad económica) para SO₂, NO₂, N₂O, CO, CO₂, CH₄, partículas suspendidas totales, COV, CF₄, C₂F₆, SF₆, y HFC. La contaminación no se determina directamente por coeficientes sino por la acumulación de inversiones de capital que resultan en emisión de contaminantes con el uso. Se incluyen también sistemas de canje, nacionales e internacionales. El despacho por planta puede considerar las restricciones de emisiones.

Relevancia: El sistema Energy 2020 está disponible en EU y Canadá. El modelo es utilizado por la EPA y el gobierno de Canadá para modelar los efectos políticos de su Plan sobre Cambio Climático.

Discusión: el modelo es muy complejo y puede emplearse para pronosticar reducciones futuras de emisiones de la energía renovable. Se debe considerar junto con otros modelos como una opción a utilizar por parte de Canadá, Estados Unidos y México para el cálculo de reducción de emisiones por fuentes renovables en la red.

Documentación: véase el sitio en Internet.

Sitio en Internet: www.energy2020.com

Contacto: Jeff Amlin, President, Systematic Solutions, Inc., Fairborn, Ohio, Tel: (937) 878-8603, e-mail: <Jeff_Amlin@ENERGY2020.com>.

Canadá

Sistema de compensación de Canadá

Descripción: Canadá decidió otorgar créditos por compensación de GEI a proyectos de energía renovable en la red en el contexto de su sistema de canje nacional de permisos y compensación de emisiones. Se permite que la compensación sea utilizada por las “grandes fuentes finales de emisión” en Canadá para alcanzar sus metas de desempeño relacionadas con las emisiones de GEI.

Metodología: Aún están en curso los trabajos respecto de los detalles del sistema de canje de emisiones de Canadá en términos del Protocolo de Kioto. Está pendiente aún la decisión respecto de la inclusión de cierto tipo de compensaciones, entre ellas las de energía renovable. Hasta en tanto dichas definiciones se tomen y se elija la metodología de asignación, hay varias opciones que pueden instrumentarse:

a) Igual asignación: los proyectos de energía renovable tendrían asignados 20 Mt de permisos clasificados a 0.454 t/MWh. Esta cifra se deriva de una asignación total de 110 Mt, que corresponde al escenario sin cambio (BAU) para 2010 para todas las fuentes térmicas, menos 15 por ciento.

b) En reserva: 10 Mt de emisiones de CO₂ fueron asignadas para los 45 TWh de nueva energía limpia en el pronóstico federal, lo que implica una tasa de asignación de 0.22 t/MWh.

c) Sistema de compensaciones: las recomendaciones incluyen determinar compensaciones para los proyectos de gran escala (por ejemplo grandes plantas hidroeléctricas) con base casuística y estableciendo un factor estándar de emisiones, por ejemplo el equivalente a CCGT para proyectos menores.

Es de destacar que la asignación de permisos a renovables es arbitraria y puede cambiar en el momento de la decisión final.

Relevancia: es factible que la metodología del sistema de compensación canadiense afecte de manera intensa el sector de energía renovable del país.

Discusión: una metodología simplificada, como el uso de emisiones CCGT como parámetro de reducción de emisiones, podría generar una disparidad entre el inventario nacional y las reducciones reales de emisiones. Tampoco refleja las diferencias regionales en los tipos de fuentes de energía desplazadas por los proyectos de energía renovable.

Documentación: *Treatment of Clean Energy Investments under the Large Final Emitters Policy*, 12 de marzo de 2004.

Sitio en Internet: <<http://www.climatechange.gc.ca/english/offsets/>>
<http://www.nrcan-rncan.gc.ca/lfeg-qgef/English/lfeg_en.htm>

Contacto: Judith Hull, Environment Canada, Tel: (819) 994-6128;
<Judith.Hull@ec.gc.ca>

SMART – TEAM protocolo para el informe de GEI

Descripción: El objetivo del grupo TEAM (*Technology Early Action Measures*) es invertir en demostración y etapa final de desarrollo de tecnología en apoyo a la acción temprana para la reducción de emisiones de GEI (o fortalecer su remoción), en los ámbitos nacional e internacional al tiempo que se impulsa el desarrollo económico y social. Como parte de su plan organizativo y su margo gerencial, TEAM tiene el

compromiso de informara sobre el desempeño técnico y el potencial de mitigación de GEI de los proyectos que financia. Para ello, utiliza el protocolo del Sistema de Medición e Informe de Tecnologías (*System of Measurement And Reporting for Technologies*, SMART) para sentar las bases, en términos de proceso, requisitos generales y orientación para el desarrollo y evaluación de los procesos y documentación de los proyectos propuestos y dar sustento y sustancia a las afirmaciones respecto de desempeño tecnológico y poder evaluar el potencial de mitigación de GEI.

Metodología: el programa SMART se remite al esquema de GEI en el que un proyecto se desarrolla para una metodología y orientación específicas de cálculo. A falta de dichas metodologías recomienda el uso de la orientación del protocolo WRI GHG o del Comité ejecutivo del MDL (ambos presentados con anterioridad).

Relevancia: este protocolo se utiliza en el área de cuantificación de los beneficios ambientales de los programas gubernamentales de Canadá.

Documentación: *Requirements and Guidance for the System of Measurement and Reporting for Technologies (SMART)*, enero de 2004 (véase el sitio en Internet)

Sitio en Internet: <http://www.climatechange.gc.ca/english/publications/team_smart/>

Contacto: Thomas Baumann, Natural Resources Canada, Tel: (613) 943-5913
<Thomas.Baumann@nrcan-rncan.gc.ca>

PERRL

Descripción: proyecto PERRL (*Pilot Emission Removals, Reductions and Learnings Initiative*) es una iniciativa federal que forma parte del Plan de Acción sobre Cambio Climático. La iniciativa está diseñada para ofrecer a las empresas, organizaciones y ciudadanos canadienses un incentivo económico para que emprendan acciones inmediatas para reducir las emisiones de gases de invernadero, es decir antes de que se ponga en práctica un programa de canje obligatorio. Como proyecto piloto busca también ayudar a las instancias gubernamentales canadienses y a las organizaciones del sector privado en el proceso de aprendizaje y mejor entendimiento de diversos elementos importantes del canje de emisiones, medida de política esencial que será de gran importancia para ayudar a que Canadá cumpla sus objetivos en materia de cambio climático. La iniciativa PERRL funciona por medio de convocatorias a la presentación de propuestas de ciertas actividades que puedan generar compensaciones. La convocatoria más reciente en 2004 se orientó a proyectos de energía renovable.

Metodología: la metodología PERRL no se incluyó en el documento de antecedentes de la CCA. En el taller de 2003 en Washington se hizo una presentación, pero sin ofrecer detalles sobre los métodos de cálculo. La cuantificación de las compensaciones se basa en un **modelo de despacho** de propiedad privada desarrollado por la empresa de consultoría ICF.

ICF utilizó su modelo de planeación integrada (Planning Model, IPM®) para determinar el nivel de unidad y el tipo de capacidad de orden de despacho que se usa para desarrollar factores de emisión. IPM® es un detallado modelo de ingeniería económica de expansión de capacidad y costos de producción para el sector eléctrico que de modo simultáneo da cuenta de las condiciones de los mercados eléctrico, de combustibles y de medio ambiente. IPM® determina la forma de menores costos para el cumplimiento de la demanda de electricidad del sistema, determinada por el usuario, al tiempo que se cumplen diversas restricciones del periodo en estudio. Se trata de un modelo multirregional que incluye la demanda de electricidad, la generación y la transmisión dentro de cada región, además de la red de transmisión que conecta las regiones adyacentes. En Estados Unidos se refiere a las 26 subregiones NERC (sin contar Hawaii). El modelo simula la generación total mensual en el margen para cada provincia en Canadá para el periodo de 2004 a 2007.

La generación "en el margen" representa la producción eléctrica de la última (de mayor costo) unidad de despacho en diferentes segmentos del día. La curva de duración de la carga puede adaptarse para capturar periodos en incrementos de hasta las 8,760 horas anuales. Si el modelo pronostica, por ejemplo, que 40 por ciento de la generación en el margen es de carbón, 30 por ciento gas y 30 por ciento importaciones, la intensidad marginal de emisiones se calcula como $[\text{ton CO}_2/\text{MWh}] = [0.4 \times \text{ton CO}_2/\text{MWh}_{\text{carbón}}] + [0.3 \times \text{ton CO}_2/\text{MWh}_{\text{gas}}] + [0.3 \times \text{ton CO}_2/\text{MWh}_{\text{imp.}}]$. Los factores de emisión provinciales calculados por el modelo para se presentan en el Cuadro A5.

El modelo considera que la energía generada a partir de gas de rellenos sanitarios, madera y residuos de madera está en el margen durante los meses de verano en diversas provincias. Por tanto, dependiendo de la política de acceso a la red para los renovables, las actuales fuentes renovables podrían resultara desplazadas por las nuevas fuentes renovables que se incorporen a la misma.

Cuadro A5: Intensidades de desplazamiento de emisiones [ton CO₂ / MWh], 2005

Mes	Provincia							
	Columbia Británica	Alberta	SK	MB	Ontario	Quebec	Nueva Escocia	NB/PEI
Ene.	0.41	0.44	1.53	1.02	0.00	0.04	0.51	0.81
Feb.	0.47	0.43	1.54	1.02	0.46	0.04	0.59	0.8
Mar.	0.41	0.47	1.46	1.02	0.98	0.00	0.29	0.75
Abr.	0.04	0.42	0.00	1.02	1.16	0.04	0.42	0.75
May	0.04	0.43	0	1.02	1.11	0.04	0.81	0.75
Jun	0.04	0.47	1.54	1.02	1.14	0.04	0.81	0.77
Jul	0.04	0.58	1.54	1.02	1.08	0.04	0.82	0.77
Ago	0.04	0.62	1.54	1.02	0.97	0.04	0.81	0.79
Sep	0.05	0.48	0.00	1.02	0.03	0.05	0.52	0.81
Oct.	0.05	0.43	1.54	1.02	1.05	0.04	0.51	0.81
Nov.	0.01	0.44	0.41	1.02	0.00	0.04	0.49	0.81
Dic.	0.3	0.45	0.41	0.00	0.00	0.00	0.51	0.81

Relevancia: es difícil decir qué influencia pueda PERRL tener. A la fecha, parece que el sistema canadiense de compensación no empleará la metodología PERRL. El proceso RGGI utiliza el modelo de ICF para determinar el impacto de un tope a las emisiones y podría utilizar el mismo modelo para cuantificar la reducción de emisiones de los renovables.

Discusión: el modelo ICF es uno de los que la CCA debería tomar en consideración para su trabajo. Los datos de despacho mensual se ajustan bien para la metodología de América del Norte.

Documentación: (véase el sitio en Internet)

Sitio en Internet: http://www.ec.gc.ca/PERRL/home_e.html

Contacto: Robin James, PERRL, Environment Canada, Tel: (819) 953-4820; e-mail: <Robin.James@ec.gc.ca>. Skip Willis, Duncan Rotherham, ICF Consulting, Tel: (416) 341-0382

Canje de emisiones de NO_x y SO₂ de Ontario

Descripción: la provincia de Ontario creó una reserva de créditos para canje de emisiones atmosféricas que puede asignarse a ahorros de energía y proyectos de energía renovable.

Metodología: los factores de emisión representantes de las emisiones durante el día y la noche en Ontario fueron predeterminados (véase el Cuadro A6). Los mismos se presentan para el año 2000, y han de calcularse para cada hora del día, como función de la electricidad ahorrada o generada en dicho lapso y durante las diferentes estaciones:

Cuadro A6 – factores de emisión de NO_x y SO₂

Periodo	Diurno	Nocturno
Invierno 1	1,3	1,1
Primavera	1	0,8
Verano	1,1	1
Otoño	1,2	1,1
Invierno 2	1,3	1,1

Intensidad de las emisiones de SO₂ (kg/MWh)

Periodo	Diurno	Nocturno
Invierno 1	5	4
Primavera	3	2
Verano	4	3
Otoño	3,5	2,5
Invierno 2	5	4

Los factores de emisión se ajustan periódicamente para representar los cambios en el sistema eléctrico de Ontario, pero no se han actualizado desde 2000. Los factores se calculan con una metodología simplificada de despacho marginal: únicamente se consideran plantas de carbón y su contribución a la generación de electricidad en el margen se estima con base en los factores de carga estacionales (factores de capacidad de planta). Estos factores se modifican para día y noche, según información sobre qué plantas operan en el margen en esos periodos. Se usan también diferentes factores de emisión para cada planta, según sus emisiones reales.

Relevancia: aun cuando tiene carácter de modelo para el trabajo de la CCA, la metodología no parece tener mucha relación con otras iniciativas canadienses de cuantificar las reducciones de emisiones de GEI a partir de renovables.

Discusión: la forma en que se proporcionan los factores es muy conveniente y debe ser considerada por el grupo de trabajo de la CCA. La metodología toma en cuenta los cambios diarios y estacionales tanto del sistema eléctrico mismo como de la actividad de desplazamiento, lo que permite dar cuenta de las diferencias en la actividad de generación entre las fuentes solares fotovoltaicas y las eólicas, por ejemplo.

Documentación: Ontario Emissions Trading Code, *Air Policy and Climate Change Branch*, Ontario Ministry of the Environment, enero de 2003

Sitio en Internet: <http://www.ene.gov.on.ca/envision/air/etr/>

Contacto: John Hutchison, Senior Policy Advisor, Ministry of the Environment, Air Policy and Climate Change Branch, Toronto, ON, Tel: (416) 314-6789, e-mail: <john.hutchison@ene.gov.on.ca>

Programa federal de adquisición de energía verde

Descripción: el gobierno federal canadiense se fijó la meta de adquirir 20 por ciento de sus necesidades de electricidad de fuentes verdes para el 31 de marzo de 2006. La reducción en las emisiones de CO₂ se transfieren al gobierno en los contratos.

Metodología:

a) Alberta/Enmax

El gobierno utilizó información sobre consumo total de electricidad en Alberta y datos de 1997 de las centrales eléctricas sobre las emisiones de CO₂ de plantas específicas de combustible fósil y producción de electricidad por hora. Se elaboraron factores de emisión para cada una de las plantas de carbón, gas natural y petróleo (diesel) de las centrales. El factor promedio de emisiones de CO₂ en 1997 del Sistema Interconectado de Electricidad de Alberta fue de 0.86 ton/MWh, derivado de los promedios por hora de todas las plantas a lo largo del año, considerando su generación real en cada hora. El

cálculo se reitera cada año con base en los datos de generación del año previo. La metodología no excluye exportaciones de electricidad, pero asume que las emisiones de las mismas se atribuyen a Alberta. De igual manera, a una unidad de combustible fósil de Columbia Británica que entrega electricidad en Alberta se le asignó un factor cero de emisiones. La metodología fue aprobada por el proyecto piloto GERT de canje de emisiones (*Greenhouse Gas Emission Reduction Trading*), mismo que finalizó en 2002.

b) Convocatoria de Ontario

Los factores de emisión de CO₂ se obtuvieron de estaciones diferentes y en horarios diurnos y nocturnos en la provincia (véase el Cuadro A7). El gobierno se reserva el derecho de actualizar anualmente los factores de emisión. La metodología es la misma que la utilizada en Ontario para obtener los factores de emisiones marginales de NO_x y SO₂ desplazadas por la energía renovable (véase la sección previa).

Cuadro A7: factores de emisión para la adquisición federal de energía verde en Ontario

Intensidad de CO ₂ (kg/MWh)				
Periodo	No. de horas diurnas (07:00-18:59)	Coeficiente de desplazamiento diurno (kg/MWh)	No. de horas nocturnas (19:00-06:59)	Coeficiente de desplazamiento nocturno (kg/MWh)
Invierno 1 (1 de enero a 1 de marzo)	720	990	720	838
Primavera (2 de marzo a 31 de mayo)	1092	762	1092	609
Verano (1 de junio a 30 de septiembre)	1464	838	1464	762
Otoño (1 de octubre a 30 de noviembre)	732	914	732	838
Invierno 2 (1 a 31 de diciembre)	372	990	372	838

Relevancia: el enfoque es uno de los diversos utilizados por iniciativas federales. No es posible pronosticar cuál de ellos predominará.

Documentación: Greenhouse Gas Emission Reduction Trading Pilot Project Documentation: Green Power Sale by Enmax, and Purchase by Her Majesty in Right of Canada (as represented by Environment Canada and Natural Resources Canada), with Assignment and Transfer of CO₂ Emission Reductions. 22 de febrero de 2000 (disponible en el sitio de Internet de GERT)

Request For Proposal (to purchase 90 GWh of green power in Ontario). Public Works and Government Services Canada, Appendix A, 1 de octubre de 2003

Discusión: la metodología es más simple que la del modelo actual de la iniciativa PERRL, pero resulta más exacta que el factor indirecto actualmente recomendado en el Sistema de Compensación de Canadá (véase secciones previas). El grupo de trabajo deberá decidir si un enfoque que no utiliza factores de emisión marginal es suficientemente preciso para sus fines.

Sitio en Internet: <http://www2.nrcan.gc.ca/es/erb/erb/english/View.asp?x=464>
www.gert.org

Contacto: Leslie Welsh, Head, Sustainable Energy Section, Environment Canada, Oil, Gas and Energy Branch, Hull, Quebec,
Tel: (819) 953-1127, e-mail: Leslie.Welsh@ec.gc.ca

Otras iniciativas canadienses

Algunas empresas de electricidad cuentan con programas e comercialización de energía verde, mismos que por lo general utilizan un enfoque de promedio del sistema para calcular las reducciones en las emisiones de GEI derivadas de la energía verde. BC Hydro emplea un factor indirecto, de 0.36 ton por MWh.

El gobierno federal paga un incentivo de un centavo por kilovatio-hora para la producción de electricidad eólica. Las reducciones en las emisiones por este programa se calculan empleando un factor de 1.15 ton por MWh.

* * *

Apéndice 2: comparación de metodologías de cálculo

Cuadro A2-1 características principales y atributos que favorecen diferentes enfoques [Tellus 2001]

<i>Método</i>	Ventajas	Desventajas	Contexto favorable a la aplicación
Promedio de la red - Promedio anual - Promedio de tiempo de utilización - Promedio sin incluir las instalaciones de carga de base conocidas	<ul style="list-style-type: none"> Muy simple y de costo relativamente bajo Previsible (poca variación anual), aun en enfoque <i>ex post</i> Sin ambigüedad; innecesario aplicar un juicio 	<ul style="list-style-type: none"> La ponderación favorece las instalaciones de carga de base de bajo costo (hidroelectricidad, nuclear, carbón) que son las menos susceptibles de sustitución por los nuevos proyectos (en las redes tradicionales con despacho central) En dichos sistemas, resulta una medición imprecisa de la generación evitada La exclusión de la carga de base del promedio requiere un juicio respecto de dónde fijar el umbral 	<ul style="list-style-type: none"> Sistemas sin regulación en que la licitación estratégica conduce a un sistema en que no es clara la definición entre centrales de punta y carga de base Situaciones en que otros métodos son considerados muy costosos o difíciles de aplicar (disponibilidad de datos) Proyectos pequeños en que los costos de producción deben mantenerse bajos
Margen operativo - PPTM - PPTM, TU - Modelación del despacho	<ul style="list-style-type: none"> Más preciso, en principio, que el modelo de promedio del sistema El PPTM con tiempo de uso representa con facilidad los efectos de proyectos con curva de carga variable (por ejemplo variaciones de la carga y producción intermitente) 	<ul style="list-style-type: none"> Puede requerir de datos confidenciales sobre licitación o despacho El enfoque PPTM atribuye ciertas emisiones a las centrales de carga de punta e intermedia, incluso para los proyectos de carga de base Es difícil determinar las verdaderas fuentes marginales en sistemas dominados por generación hidroeléctrica Asume que no hay efecto en la expansión del sistema 	<ul style="list-style-type: none"> Sistemas tradicionales de despacho central Proyectos pequeños con menos posibilidad de afectar construcciones nuevas Grandes proyectos en un contexto de capacidad excedente Proyectos con curva de carga variable
Margen instalado y margen combinado - Planta de sustitución (Proxy) - Nivel de referencia para adiciones recientes o previstas - Modelación y optimización del despacho	<ul style="list-style-type: none"> Puede resultar simple, de costo bajo en desarrollo y administración Dependiente de una línea de base fija nivel de referencia fija, previsible y <i>ex ante</i> Los enfoques combinados (por ejemplo modelos) pueden dar cuenta de los efectos de ambos márgenes 	<ul style="list-style-type: none"> Puede resultar difícil evaluar y verificar el margen instalado Supone que la totalidad de los efectos son a la expansión del sistema El margen instalado sujeto a cambios repentinos por variación de precio de combustibles y grandes proyectos individuales 	<ul style="list-style-type: none"> Alto valor de capacidad de los recursos (MW) Proyecto de larga duración Proyectos pequeños en que los costos de operación deben permanecer bajos Sistemas con restricciones en el abasto

PPTM: Promedio ponderado de la tasa de emisión marginal (*weighted average marginal emission rate*, WAMER) con base en el perfil anual de carga.

Tiempo de uso (TU): periodo exacto de funcionamiento de cada instalación.

Cuadro A2-2 elementos a favor y en contra de diferentes metodologías

	Promedio de la red (MO1)	Promedio sin incluir las instalaciones de bajo costo u operación obligatoria (MO2)	Análisis del decremento del despacho (MO3)	Simulación del modelo de despacho (MO4)
Exactitud	Baja	Mejor	Más alta, aunque puede resultar difícil determinar los recurso marginales en sistemas dominados por hidroelectricidad	Depende de los supuestos
Disponibilidad de los datos (uso práctico)	Grande	Grande	Limitada; algunos datos pueden ser considerados confidenciales	Disponibilidad limitada del modelo
Relación costo beneficio	Alta	Alta	Puede ser alta para los grandes proyectos de ahorro de carga de punta, si se usa un enfoque de tiempo de uso	El uso del modelo puede resultar de alto costo; resulta factible sólo si el proyecto y el flujo de créditos son muy grandes
Aplicabilidad general	Alta	Alta	Limitada	Baja
Transparencia	Alta	Alta, aunque la decisión de qué excluir conlleva juicios y posible distorsión	De media a alta si los cálculos se presentan con claridad	Baja, dada su dependencia de parámetros del modelo detallados y muchas veces mal documentados
Reservas (en relación con los métodos MO3 y MO4, de mayor precisión)	No, en particular en sistemas con gran proporción de plantas antiguas de combustible fósil. En sistemas con muy bajo costo puede desalentar la inversión	Se debe determinar caso por caso	N/A	N/A
Uniformidad	Alta	Alta (con definiciones comunes respecto de qué centrales excluir)	Alta, si se cuenta con datos adecuados	Alta, a condición de que el modelo esté bien calibrado para las circunstancias reales
Duplicabilidad	Alta	Alta	Alta si se tiene acceso a los datos necesarios	Mediana (sólo si se cuenta con acceso al modelo)

MO: margen de operación.

Fuente: Kartha, Sivan y Lazarus, Michael: *Practical Baseline Recommendations for Greenhouse Gas Mitigation Projects in the Electric Power Sector* (documento de información de la OCDE y la AIE). SEI-Boston/Tellus Institute, con Martina Bosi, Agencia Internacional de Energía, mayo de 2002

Apéndice 3: Algunas ideas y sugerencias de plan de trabajo

Reflexiones y comentarios sobre la necesidad de reiniciar el grupo de trabajo sobre una metodología común para cuantificar los beneficios ambientales derivados de la generación de energía renovable

TESIS 1: hay una gran necesidad de encontrar un a metodología común.

Mucha gente con la que he conversado confirmó su interés en este trabajo. En este momento diversas organizaciones, gobiernos y grupos trabajan en aspectos relacionados con nuestro trabajo o están tratando de llegara a un acuerdo sobre metodología. Entre los ejemplos figuran los gobiernos nacionales que tratan de establecer y perfeccionar sus inventarios de emisiones de carbono, el Comité del MDL, el gobierno de India, el World Resources Institute, etc.

Comentarios:

Kerri Henry, Environment Canada: “Canadá trabaja también con diversos programas con financiamiento gubernamental para consolidar sus métodos. La prioridad es asegurar que los proponentes o autoridades de los proyectos consideren las opciones y dejen en claro lo que están haciendo. Estamos trabajando en contar con la documentación consistente, pero no esperamos que ello conduzca a una única metodología consistente entre todos los grupos, sin que eso quiera decir que no lo intentemos.”

Jim McConnach, IEEE: “respecto de las tesis 1 y 2, considero que es más importante establecer qué metodologías tienen la capacidad de cumplir normas globalmente aceptadas de desempeño en cuanto a calidad, certeza y exactitud y dejar que los proponentes elijan qué metodología les resulta más eficaz en costos y mejor para la tecnología y circunstancias de su proyecto específico.”

TESIS 2: surgirá eventualmente una metodología común, con o sin nuestra participación.

La cuestión no es si necesitamos una metodología común sino más bien si queremos participar en su definición. La necesidad está clara, por lo que la cuestión no es SI, sino CUANDO se desarrollará y QUIÉN lo hará. Si es de importancia para nosotros, debemos participar AHORA. La CCA está en una posición única para facilitar dicho trabajo en América del Norte y quizá ampliar el alcance del trabajo en curso iniciado por el World Resources Institute. Podría resultar de utilidad una función de centro de intercambio, pero ello no refleja la necesidad de una metodología ni el potencial de la CCA de auspiciar su desarrollo.

TESIS 3: este trabajo abarca más que la energía renovable.

Como lo señaló inicialmente la CCA, este trabajo no se relaciona únicamente con la energía renovable, sino también con la eficiencia energética, la combinación de calor y electricidad, los combustibles de celdas fotoquímicas, los efectos de un sistema de generación distribuida y toda otra actividad que desplace electricidad de la red. Es necesario tener una perspectiva más amplia que la de una sola aplicación y aprender de las iniciativas existentes y las prácticas en otras áreas que puedan resultar de ayuda.

Comentarios:

Kerri Henry, Environment Canada: “De acuerdo. Si vamos más allá de la energía renovable, son también muchos más los programas ya en curso.”

Jim McConnach, IEEE: “De acuerdo.”

TESIS 4: este trabajo abarca más que América del Norte.

Aun cuando deseamos saber respecto de los beneficios ambientales de la energía renovable en la red de electricidad de América del Norte, las interrogantes se tornan mucho más amplias si pensamos en aplicaciones de este trabajo como la compensación de CO₂ en otras reducciones de emisiones que pueden llevar al canje de compensaciones a través de las fronteras y los continentes. Mecanismos como el de Desarrollo Limpio del Protocolo de Kioto deben considerarse en el trabajo futuro y deben establecerse vínculos con los grupos de trabajo involucrados en Kioto y tal vez en otros mecanismos internacionales.

Comentarios:

Kerri Henry, Environment Canada: “Canadá analiza seguir la vanguardia internacional, por ejemplo el uso de normas ISO para la verificación, esquemas de canje de la unión europea etc., puesto que el país necesita poder canjear con los países de Kioto.”

Jim McConnach, IEEE: “De acuerdo.”

TESIS 5: Diferentes metodologías pueden ajustarse a diferentes campos de aplicación.

Son cuatro los campos principales que requieren de cuantificación de los beneficios ambientales:

- **Programas gubernamentales**, como los de adquisiciones de energía verde o los de eficiencia energética
- **Inventarios de carbono** en el ámbito nacional, regional, municipal o corporativo. La contabilidad de carbono se está volviendo cada vez más importante, no únicamente para cumplimiento de Kioto sino respecto de la gestión del riesgo del carbono y el establecimiento de normas de comparación. Es deseable que la contabilidad en todos los niveles sea compatible en lo posible de modo que los números sean concordantes una vez que se sumen para obtener datos de una entidad mayor.
- **Canje de permisos y mecanismos de compensación**, en términos de Kioto o programas similares, como la iniciativa de gases de invernadero de los estados del Noreste.
- **Canje de certificados de energía renovable**. registros regionales transfronterizos están en surgimiento tanto en el oriente como en el occidente (por ejemplo el Sistema de Información de Generación Renovable de Occidente). Se trata de los cimientos para el canje internacional de energía renovable y sus beneficios ambientales relacionados.

Puede ser (o no ser) ventajoso elegir diferentes sistemas de contabilidad para

- a) necesidades de inventarios (programas gubernamentales e inventarios de carbono) y
- b) cuestiones de canje, como compensaciones o certificados

Ello puede sugerir que existen diferentes paradigmas en cada campo: el objetivo esencial del canje es establecer reglas parejas, pero también alentar un

comportamiento e inversiones más favorables para el medio ambiente. El objetivo de los inventarios es simplemente evaluar el “verdadero” valor y efecto de una medida. Hay casos interesantes de los cuales aprender, ya que los mercados de cuotas de emisiones han existido por largo tiempo en América del Norte. Por ejemplo, un sistema de canje de SO₂ no es un buen modelo respecto de los renovables, en la medida en que los beneficios a ellos asignados fueron muy pequeños para alentar su participación en los mercados respectivos. Por otra parte los mercados de NO_x y SO_x en EU incluyen renovables al establecer una cantidad fija de emisiones desplazadas por MWh, lo que las hace fáciles de calcular y aplicables de manera general en la misma cuenca atmosférica. Dichos elementos deben considerarse al buscar un enfoque común respecto de los beneficios ambientales en general y los jefes de programa o los consultores pueden ofrecer información valiosa para nuestra tarea.

Comentarios:

Kerri Henry, Environment Canada: “los programas gubernamentales tienen muy diversas metas. Algunas por supuesto serán apoyar proyectos que reduzcan las emisiones, pero otros pueden tener prioridades diferentes de apoyar tecnologías nuevas de reducción incluso si no hay reducciones (o incluso hay algunos incrementos) durante la duración del proyecto. El programa de Tecnología para el Desarrollo Sustentable de Canadá es una de las mayores fuentes de financiamiento y uno de sus objetivos es ayudar a que ciertas tecnologías novedosas lleguen al mercado. No es deseable que la metodología para el cálculo de beneficios sea tan rigurosa que se convierta en un desincentivo.

La meta de todos los programas y proyectos de compensación gubernamentales es reducir la cantidad de emisiones o incrementar las reducciones. El punto no es hacer que todas las iniciativas o proyectos funcionen dentro de cierto tipo de sistema de canje. Es necesario asegurarse de que la cuantificación no resulta demasiado onerosa. Por ejemplo, diferentes vías dentro de una misma metodología, para proyectos pequeños, proyectos de canje, etc. Los inventarios no deben ocuparse de calcular líneas de base sobre “lo que hubiera podido ocurrir.”

Jim McConnach, IEEE: “Apoyo la tesis 5, respecto de que diferentes tecnologías y programas requerirán diferentes metodologías. No hay “una sola medida para todos” sino, como se recomendó previamente, siempre y cuando los diferentes enfoques logren un desempeño acordado mutuamente en cuanto a calidad, certitud y exactitud de los resultados, existirá libertad de opciones al tiempo que se logra razonable coherencia en cuanto a credibilidad de los resultados. Esto último es una condición indispensable para un mercado viable de GEI.”

Namat Elkouche, Natural Resources Canada: “En TEAM desarrollamos el protocolo SMART (System of measurement and reporting for technologies) y participamos en el grupo de trabajo sobre prácticas aceptadas. Este grupo reúne a personas de diversos programas gubernamentales, como STDC, FCM, GHG Verification Center, Agriculture Canada, y PERRL. Me parece que sería muy útil, pero muy difícil alinear todos los programas y necesidades bajo una única metodología (sea ésta para renovables u otro sector). Ello se debe a que cada programa tiene diferentes necesidades y diversos productos, objetivos, etc... De igual manera, las necesidades de los proyectos son diferentes, es decir algunos están interesados en la aplicación del esquema del MDL, mientras que otros se aplican a esquemas diferentes, como al de compensaciones (en el futuro). Por otra parte, considero que sería útil contar con una metodología que permitiera elegir entre diversos métodos de cálculo de base (es decir para selección de línea de base y factores de emisión) dependiendo del esquema seleccionado y de las condiciones de los proyectos y que pudiera acomodar las variaciones de las necesidades de los proyectos y los programas (cuando fuera aplicable) en ciertas condiciones. Creo también que la elaboración de factores de emisión, con la coordinación de la CCA, sería de mucha utilidad y que el esfuerzo recomendado de integrar dicha herramienta en un programa de acceso por Internet permitiría reducir los costos de los cálculos de reducciones de GEI, en particular en el caso de proyectos de energía renovable.”

Jeff King, Northwest Energy and Conservation Council: respecto de la primera y quinta de las seis tesis, no queda claro que sea necesario establecer metodologías comunes, excepto para aplicaciones específicas. De otra manera, lo mejor en esta etapa podría ser alentar la innovación y no forzar la adopción de una metodología específica, excepto para aplicaciones de rutina que tengan implicaciones legales o económicas. E incluso para estas aplicaciones la innovación no debería desalentarse.

TESIS 6: la definición de una metodología común será política, no científica

Una vez entrados en los detalles es casi imposible determinar los beneficios reales de la generación de energía renovable. Aun cuando la determinación de lo que se desplaza en el margen es quizá la forma más exacta de cuantificar los beneficios inmediatos, ello deja fuera otros aspectos, como el desplazamiento de otra generación a mediano y largo plazos (margen instalado, por ejemplo la construcción de la siguiente central eléctrica de gas). Puede también resultar muy complicado y de alto costo determinar los beneficios ambientales reales con la mayor de las exactitudes, ya que la unidad marginal cambiará con el tiempo y conforme más fuentes renovables entren en la red; el panorama puede cambiar y ello hará necesario revisar las cifras con frecuencia, quizá cada año. Dicha práctica generaría incertidumbre respecto de la cantidad de beneficios derivados de los renovables y, por tanto, incertidumbre entre los inversionistas respecto de qué tantos créditos o asignaciones pueden obtener de su operación o cuál será el valor o los beneficios extra. Es deseable contar con una metodología que resulte en resultados sin cambios en un periodo largo, por lo menos en lo que se refiere a los mercados de créditos o asignaciones.

Comentarios:

Jim McConnach, IEEE: “la tesis 6 podría modificarse para referirse a la definición de las metodologías que cumplan normas globalmente acordadas de desempeño en cuanto a calidad, certitud y exactitud. Ello permitiría un mayor apoyo en la ciencia y lo que resulta práctico en la toma de decisiones, aunque no sea posible excluir la influencia de la política.”

Recomendaciones sobre plan de trabajo para 2004

1. Los miembros del grupo de trabajo deberán reconfirmar su interés en el proceso e invitar a participantes adicionales a que se incorporen al grupo.
2. Establecer prioridades en el trabajo (por ejemplo concentrarse primero en mercados y posteriormente en o inventarios o crear dos grupos que se ocupen de estas categorías para determinar si es necesaria una metodología o dos.
3. Ampliar el trabajo del informe de antecedentes y describir los nuevos desarrollos internacionales, por ejemplo las consideraciones metodológicas que se derivan del trabajo de metodología, los mercados existentes y en surgimiento de canje de cuotas de emisiones, etc. (véase más adelante)
4. Identificar y relacionarse con otros sectores pertinentes e iniciativas existentes
5. Organizar una reunión en transcurso del año para analizar los pasos siguientes
6. Rediseñar el sitio en Internet de la CCA para incorporar el informe de antecedentes existente y vínculos con las principales iniciativas con las que se desea trabajar.

Comentarios:

Kerri Henry, Environment Canada: “asumo que *inventarios* hace referencia a los inventarios nacionales. En la medida en que existen ya reglas internacionales al respecto, el canje parecería ser una prioridad. Si se habla de inventarios de empresas o proyectos, sería útil contar con consistencia, en particular para las multinacionales, pero los requisitos nacionales en términos de Kioto seguirán siendo predominantes. Quizá la prioridad sería determinar las diferencias en los métodos.”

Jim McConnach, IEEE: “respecto de las sugerencias de plan de trabajo, el equipo de tarea IEEE P1595 estaría encantado de participar en llevar este trabajo adelante hasta su conclusión práctica. El IEEE aporta el valor y la credibilidad de una organización internacional de normas con reconocimiento (con

fuertes vínculos con la IEC) con antecedentes probados en el desarrollo de normas de desempeño para el sector eléctrico. El financiamiento es un obstáculo para la participación de la mayoría de los miembros del Equipo de Tarea en reuniones y talleres, incluido el de la letra, en la medida en que todos somos voluntarios independientes. No obstante, es mucho lo que se puede hacer a través de la Internet y espero tener la posibilidad de trabajar con la CCA y WRI/WBCSD en esta empresa meritoria.”

Apéndice 4: una aproximación al margen instalado

El margen instalado por lo general se calcula ya sea mediante el uso de una tecnología como indicador indirecto —gas natural o ciclo combinado, en muchos casos— o tomando las emisiones promedio de las plantas agregadas en el lustro precedente o el 20 por ciento último. Puede también calcularse mediante el uso de las plantas que se proyecta añadir, si dicha información está disponible. Todos estos enfoques tienen limitaciones importantes, como se explica enseguida:

Qué plantas son representativas: En Ontario, la política energética es uno de los principales temas de discusión luego del gran apagón de 2003. Ontario tiene planes para reactivar varias plantas nucleares, construir estaciones eléctricas adicionales y se ha fijado una meta de 2,700 MW de proyectos de energía renovable de bajo impacto y 5 por ciento de mejoría en eficiencia energética. Al mismo tiempo, la provincia prevé la cancelación de varios miles de MW de generación carbonífera, de manera que las medidas de generación consideradas desplazarían esta generación con carbón. Si el margen instalado se calculara con pase en la adición de plantas proyectadas se obtendrían resultados por completo erróneos debido a que la generación nuclear sería parte de estos añadidos, pero no sería desplazada por energía renovable. De igual forma, el uso del “último 20 por ciento” o las últimas cinco centrales construidas en Ontario subestimaría también el desplazamiento de emisiones ya que dicho enfoque incluiría no sólo plantas carboníferas.

Otro ejemplo es el de Alberta, provincia en que podrían construirse hasta 2,000 MW de nueva generación carbonífera para 2020. Muchas de estas nuevas plantas, sin embargo, sustituirán plantas de 890 MW que serían retiradas en el mismo periodo. Es poco factible que estas plantas sean desplazadas por proyectos de energía renovable. Sería necesario saber, por tanto, cuáles nuevas plantas de carbón están sustituyendo generación existente y cuáles son verdaderas adiciones y podrían resultar desplazadas mediante la instalación de plantas de energía renovable. De modo similar, el uso del promedio de previas plantas añadidas para determinar el margen instalado podría incluir algunas plantas que simplemente están sustituyendo a otras. Los enfoques simples recomendados por la metodología consolidada del MDL y el borrador de prueba de campo del WRI parecen inadecuados para el cálculo del margen instalado en América del Norte.

Incremento, estabilidad o disminución de la demanda: la pregunta sobre qué debe ser el margen instalado asume que dicho margen existe. Un verdadero margen instalado, sin embargo, lo es únicamente si el consumo de electricidad aumenta. Si el consumo fuera estable lo que se tendría con el tiempo sería únicamente la sustitución de las plantas. Claro que, de ser el caso, podría asumirse que la energía renovable sustituyera una parte de esas plantas, pero sería más adecuado determinar esa sustitución con base en el retiro de plantas previsto, en lugar de en plantas agregadas previamente. Ello podría también incorporar el desempeño esperado de las plantas futuras, mismo que puede ser mejor que las de previa construcción, como es el caso —

por ejemplo— de las plantas más eficientes de “carbón limpio” que son objeto de fuerte impulso en América del Norte.

En el caso de reducción de la demanda, es de preverse que las nuevas construcciones se reduzcan, lo mismo que los efectos de margen instalado de los proyectos de energía renovable. Estas plantas, por tanto, tendrían mayor efecto en el margen de operación que en el instalado.

Proporción del margen instalado en el margen combinado: el problema previo nos lleva a otra crítica al concepto de margen instalado: la cuestión de determinar la proporción del margen instalado en un enfoque de margen combinado. La metodología del MDL sugiere una división 50/50 entre el margen operativo y el instalado con el fin de determinar el efecto general de la agregación de plantas de energía renovable a la red. Esta proporción, sin embargo, es arbitraria y podría fácilmente argumentarse en favor de otras proporciones. Es cierto que las fuentes intermitentes tendrán menos impacto en la adición de nuevas plantas que las fuentes firmes, pero es imposible decir cuál sería la asignación correcta entre estas dos metodologías en un momento dado.

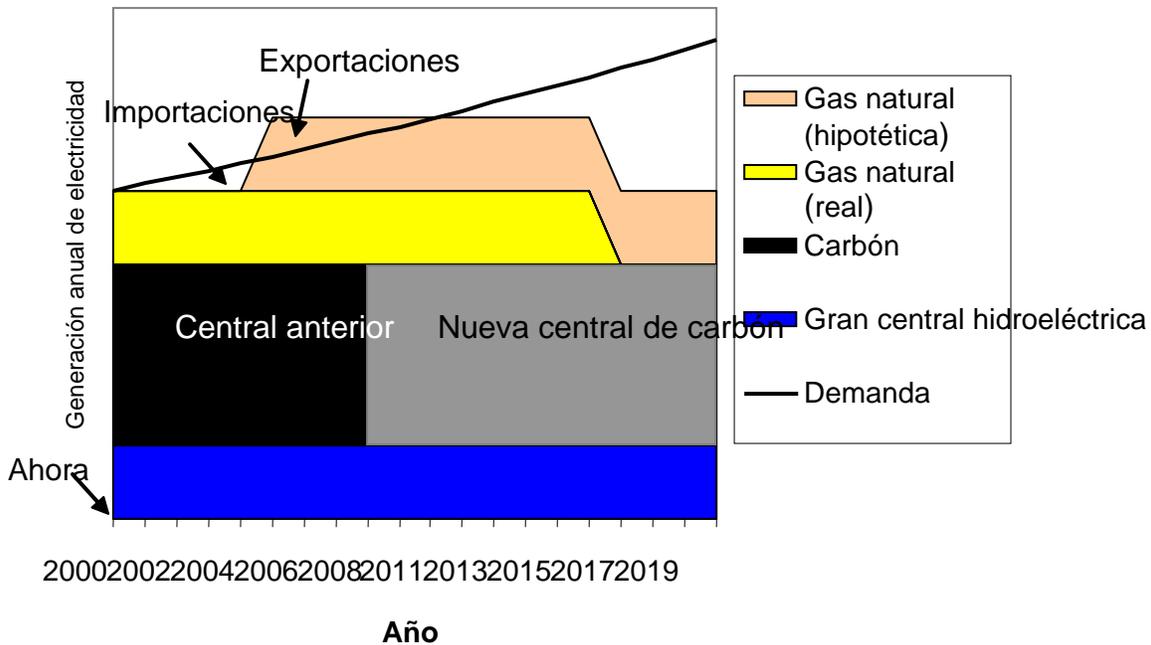
Cantidad de emisiones desplazadas: se asume con frecuencia que el margen instalado representa el factor de emisiones de la tecnología desplazada. Por ejemplo si las plantas de ciclo combinado de gas natural fueran la tecnología estándar en construcción en ausencia de un proyecto de energía renovable, se podría aplicar un factor de 370 kg de CO₂ por MWh. Este supuesto resultaría erróneo, sin embargo, puesto que una planta de gas natural produce principalmente energía de hora pico y no está en funcionamiento el 100 por ciento del tiempo. El factor de 370 kg/MWh se aplicaría únicamente, por tanto, en los momentos en que la planta estándar estuviera en funcionamiento. En la medida en que puede esperarse que las plantas de energía renovable funcionen al máximo todo el tiempo, estarán necesariamente desplazando otras fuentes en otros momentos. Ello haría necesario determinar la forma en que la planta estándar desplazada hubiera operado con otras plantas sin el proyecto, lo que haría que la determinación del verdadero margen de operación fuera igual a la determinación del futuro margen de operación si la tecnología estándar hubiera sido construida.

Cuando aplicar el margen instalado: la metodología del MDL aplica el margen instalado desde el inicio mismo del proyecto. La construcción de plantas convencionales adicionales, sin embargo, puede estar programada para años posteriores. Al mismo tiempo, el proyecto por omisión puede tener una cierta vida útil, por ejemplo de 25 años, luego de la cual se le retirará y ya no habrá emisiones desplazadas. En ese momento tendrá que darse nueva respuesta a la cuestión de cuál es el margen de instalación luego del retiro, a menos que el proyecto de energía renovable sea retirado en el mismo plazo.

Consideración del margen instalado dentro del operativo: la gráfica A4-1 presenta un escenario imaginario que muestra una curva de carga de largo plazo en una situación en que la demanda anual de electricidad aumenta paulatinamente con el tiempo. Suponiendo que una planta de ciclo combinado de gas natural es la tecnología

estándar desplazada, la construcción de dicha planta podría preverse para 2005, si en 2000 se determinó su necesidad para cubrir demanda a partir de 2005. Antes de la construcción deberá importarse electricidad para cubrir la demanda y, luego de la construcción, el exceso de fluido generado podría utilizarse para exportar energía de la red en algunos años, con la transferencia al comprador de las emisiones asociadas.

Con el fin de determinar el margen instalado, el modelo podría incluir el supuesto de que esta planta será efectivamente construida. Dicho supuesto es muy realista, dado que es casi imposible actualmente, luego de la crisis de Enron en EU, construir plantas comerciales sin un acuerdo previo de compra de electricidad. Ello quiere decir que algunas de las plantas en planeación no podrían ser desplazadas por la energía renovable ya que deberían seguir adelante de cualquier forma debido al acuerdo previo de compra de electricidad. No obstante, incluso si la planta no se construye pero se usa únicamente como indicador indirecto para la determinación de emisiones de margen instalado, el modelo podría incorporarla como planta virtual que opera en concierto con las existentes y es desplazada por el agregado de proyectos de energía renovable al operar en el margen. El margen de operación futuro sería calculado, entonces, utilizando tanto las plantas existentes y la tecnología por omisión que hubiera sido construida en ausencia del proyecto, utilizando un modelo de despacho.



Gráfica A4-1 Situación hipotética con gas natural en el margen instalado (Año 2000 = ahora)

En este caso, dependerá de cuáles hubieran sido las importaciones en lugar de la electricidad generada por los renovables el que se tengan ganancias o pérdidas netas en emisiones desplazadas por el proyecto de energía renovable respecto del uso del margen de operación: si se importó macrohidroelectricidad para cubrir el déficit el proyecto desplaza más emisiones de las que se hubieran tenido si no se hubiera

aplicado el margen instalado. Si la importación es de electricidad por carbón, entonces el proyecto en la práctica ganaría menos créditos por reducción de emisiones, ya que se le considera como sustituto de la electricidad de la hipotética planta de gas natural, no como que desplaza electricidad de carbón importada.

Es también obvio que en 2008 se construyó una nueva planta carbonífera, pero dicha planta solamente sustituye una planta existente más antigua, por lo que reducirá en ocasiones, por tanto, las emisiones desplazadas por el proyecto de energía renovable, cuando la planta de carbón opere en el margen, pero sin afectar el margen instalado. La planta existente de gas natural es retirada en 2018, sin que se haya determinado el tipo de sustitución, ya que el horizonte temporal del modelo de pronóstico se supone de diez años.