



Libertad y Orden

REPÚBLICA DE COLOMBIA  
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

**UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA**

**DOCUMENTO UPME**

**METODOLOGÍA SIMPLIFICADA PARA EL CÁLCULO DE LA LÍNEA  
BASE PARA PROYECTOS DE PEQUEÑA ESCALA**

**GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON FUENTES RENOVABLES  
INTERCONECTADA A LA RED CATEGORÍA I.D.  
PARA EL AÑO 2004**

**SUBDIRECCIÓN DE ENERGÍA  
COMITÉ AMBIENTAL  
GRUPO DE GENERACIÓN**

*República de Colombia*

*Ministerio de Minas y Energía*

*Unidad de Planeación Minero Energética, UPME*

*Elaboró: Subdirección de Planeación Energética*

[www.upme.gov.co](http://www.upme.gov.co)

*Av. 40 A #13-09 Ed. UGI Pisos 5*

*Teléfono. (+1) 2875334- Fax (+1) 2887419 / 5733321*

*Nueva sede:*

*Cra. 50 No.26-00*

*Teléfono: 2220601 Fax: 2219537*

*Bogotá.*

*Colombia*

*Octubre de 2005*

## **PREFACIO**

El presente documento es la actualización del publicado con el mismo nombre por la UPME en agosto de 2004, con base en el cual el Ministerio de Minas y Energía, mediante la Resolución 181401 de 29 de octubre de 2004 y posteriormente modificada por la Resolución 181462 de 10 de noviembre de 2004, adoptó el factor de emisión para proyectos de pequeña escala de generación de energía eléctrica con fuentes renovables interconectada a la red. Por lo tanto también actualiza dicho factor.

## UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA

---

### 1 PRESENTACIÓN

Además de ser un mecanismo de facilitación para el cumplimiento de las obligaciones de los países desarrollados (Anexo I) respecto de la reducción de Gases de Efecto Invernadero, uno de los propósitos principales del MDL es lograr un desarrollo sostenible en nuestros países (No Anexo I<sup>1</sup>). En la actualidad en el mercado del carbono, hay fondos que promueven las actividades de proyectos de pequeña escala<sup>2</sup>, porque reconocen allí una oportunidad por excelencia para remover la pobreza y generar condiciones de vida dignas para comunidades rurales en países en vía de desarrollo.

Para la formulación de Proyectos para el MDL (Mecanismo de Desarrollo Limpio), es necesario desarrollar la Líneas Base específicas para cada proyecto, y procedimientos de Monitoreo y Verificación de la Reducción de las Emisiones que genera el Proyecto. Los costos asociados con las anteriores actividades en proyectos de pequeña escala pueden llegar a ser significativos y afectar la viabilidad económica de los mismos, desvirtuando así el propósito del MDL que es el desarrollo de proyectos que aseguren la reducción de emisiones.

La COP8 (Conferencia de las Partes) ha respondido a la preocupación internacional por esta problemática definiendo algunos tipos y categorías de proyectos que se pueden clasificar como Proyectos de Pequeña Escala. Para este tipo de proyectos se han definido Modalidades y Procedimientos Simplificados cuyo objetivo principal es reducir los costos de formulación de los proyectos así como de los de su registro ante la Junta Ejecutiva del MDL, el monitoreo y la verificación-certificación<sup>3</sup>.

La línea base debe ser establecida por los responsables del proyecto de conformidad con la reglamentación del MDL, de manera transparente y conservadora, específica para cada proyecto y teniendo en cuenta las políticas y circunstancias nacionales y/o sectoriales<sup>4</sup>. El cálculo de la reducción de emisiones de cada uno de estos proyectos depende fundamentalmente de la denominada la Línea Base (LB), la cual es el escenario de emisiones que ocurriría en ausencia del proyecto. Para los proyectos de generación de electricidad a pequeña escala con energías renovables en sistemas interconectados a la red nacional, es posible desarrollar una Línea Base Nacional, sobre la cual podrán basarse los promotores de cada proyecto.

---

<sup>1</sup> Artículo 12 del Protocolo de Kyoto de la Convención sobre Cambio Climático. Colombia es país no anexo I del Protocolo de Kyoto, el cual firmó y ratificó mediante la Ley 629 del 2000 y lo aceptó como instrumento de ratificación en Noviembre de 2001. También aprobó la Convención del Cambio Climático por medio de la Ley 164 de 1994 y es Parte desde junio de 1995.

<sup>2</sup> La Decisión 17/CP.7 en el párrafo 6, apartado c, incisos i), ii), y iii) describe tres tipos de actividades de proyectos de pequeña escala: de energía renovable hasta 15 MW, de mejoramiento de eficiencia energética que reduzcan hasta el equivalente a 15 Gwh por año, y otras actividades que reduzcan emisiones de gases efecto invernadero y emitan menos de 15.000 tCO<sub>2</sub>e.

<sup>3</sup> Decisión 21/CP.8

<sup>4</sup> Ver Decisión 17/CP.7 párrafo 45.



Para la realización de este documento se ha tomado como base la metodología aprobada I.D. del Apéndice B, en su versión 06 del 30 de septiembre del 2005<sup>5</sup>.

## **2 ALCANCE DEL DOCUMENTO**

El presente documento y sus resultados deberán ser utilizados en el marco de lo que se describe a continuación y atendiendo la normatividad del MDL que sea pertinente.

**Tipo de proyecto:** La categoría I. D. comprende actividades de proyectos que generen electricidad, con un máximo de capacidad instalada de 15 MW, con energías renovables tales como fotovoltaica, hidroeléctrica, mareomotriz, eólica, geotérmica, y biomasa y que estén interconectados a la red. También se incluyen sistemas híbridos y de cogeneración, con las particularidades que indica el Apéndice B.

**Modalidades y procedimientos:** para que se les pueda aplicar a las actividades de proyecto, estas deben:

1. Cumplir los criterios de admisión, según sea el caso, de los tres tipos de actividades de proyectos descritos en la Decisión 17/CP.7 en el párrafo 6, apartado c, incisos i), ii), y iii), antes mencionados
2. Corresponder a una de las categorías descritas en el Apéndice B.
3. No ser componentes separados de una actividad de proyecto mayor.

**Metodología de línea base:** Podrá usarse siempre y cuando los responsables del proyecto demuestren a la entidad operacional que la actividad de proyecto no hubiera podido realizarse debido a la existencia de por lo menos una de las barreras de inversión, tecnología, prácticas predominantes y otras, descritas en el anexo A del Apéndice B en referencia. También se podrán proponer otras metodologías, las cuales deberán ser sometidas a consideración de la Junta Ejecutiva del MDL.

**Validez del factor de emisión:** el factor de emisión aquí descrito será válido hasta que el Ministerio de Minas y Energía publique el siguiente.

**Fuentes de Información:** La información oficial de los sectores de minas y energía en Colombia es suministrada por la UPME, que está encargada por Ley del mantenimiento y publicación de dicha información a través del Sistema de Información Minero-Energético de Colombia SIMEC. La información primaria proviene de fuentes tales como el Centro Nacional de Despacho (CND), la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y los agentes del mercado energético. La información empleada en la preparación del presente documento reposa en los archivos de la Unidad y sus fuentes primarias son:

- **Parque de generación:**

---

<sup>5</sup> <http://cdm.unfccc.int/Projects/pac/ssclistmeth.pdf>

## UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA

---

- Presente y Futuro: Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2005-2019, UPME<sup>6</sup>.
- Histórico: Bases de Datos SIMEC, UPME.
- **Generación por planta:** Bases de datos UPME, Fuente primaria CND.
- **Heat Rates:** Reportes de los Agentes Generadores a la CREG para el cálculo del cargo por capacidad. Copia oficial en los archivos del SIMEC.
- **Coefficientes de emisión:** UPME con base en el estudio de consultoría: Asesoría para la Utilización del MDL en Proyectos de Reducción de GEI en el Sector Energético Colombiano, Factores de Emisión de los Combustibles Colombianos, FECOC, UPME, julio de 2003.
- **Fecha de entrada en operación comercial:** Fecha reportada por los agentes generadores y el CND a la UPME cuando inician operación normal en el Mercado de Energía Mayorista. Boletín: “Seguimiento al Plan de Expansión”, UPME, publicación mensual.
- **Tamaño mínimo de plantas:** Para todas las plantas de generación se tomó una capacidad mínima de 5 MW, debido a que sólo a partir de esta capacidad la información es oportuna y confiable. Para plantas de menor capacidad, usualmente los agentes agregan la información enviada a la UPME, en un grupo denominado “Menores”. Cuando se trata de plantas de interés para el MDL, la UPME puede desagregar esta información y se utiliza explícitamente en el cálculo.

### 3 LINEA BASE

#### 3.1 METODOLOGIA

**Documentos de referencia:** para elaborar los cálculos descritos a continuación se tuvo como referencia el Apéndice B de la versión arriba mencionada.

**Metodología:** para todas las actividades de proyectos de la categoría I.D. “Generación de electricidad con fuentes renovables para sistemas interconectados” el cálculo de la línea base es la energía generada (kWh) multiplicada por un coeficiente de emisión. Para actividades de proyecto que incluya unidades de generación que empleen fuel oil o diesel la línea base será la energía anual generada (kWh) por el coeficiente de emisión de una unidad de generación diesel moderna, descrito en la tabla I.D.1. del párrafo 28 del Apéndice B.

Para las demás actividades de proyecto el párrafo 29<sup>7</sup> del Apéndice B describe una metodología simplificada para calcular la línea base que son los kWh producidos por la unidad generadora

---

<sup>6</sup> Versión Preliminar, publicada en la página web: [www.upme.gov.co](http://www.upme.gov.co)

<sup>7</sup> “29. For all other systems, the baseline is the kWh produced by the renewable generating unit multiplied by an emission coefficient (measured in kg CO<sub>2</sub>equ/kWh) calculated in a transparent and conservative manner as:  
The average of the “approximate operating margin” and the “build margin”, where:

## UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA

multiplicada por un factor de emisión (medido en kg CO<sub>2</sub> equivalentes/kWh), calculado de manera transparente y conservadora como sigue:

- a) El promedio entre la “operación marginal aproximada” (AOM: Approximate Operating Margin) y la “construcción marginal ” (BM: Build Margin) en donde:
  - (i) La “operación marginal aproximada” es el promedio ponderado de las emisiones ( en kg CO<sub>2</sub> equivalente/kWh) de todas las fuentes de generación que sirven al sistema, excluyendo hidro, geotérmicas, eólica, biomasa de bajo costo, nuclear y generación solar;
  - (ii) La “construcción marginal” es el promedio ponderado de las emisiones (en kg de CO<sub>2</sub> equivalente /kWh) de las adiciones recientes de capacidad al sistema, que son definidas como el valor más grande (en MWh) entre el más reciente (\*) 20%(\*\*) de las plantas existentes y las 5 plantas mas recientes.  
(\* ) Información de generación disponible del año más reciente.  
(\*\* ) Si el 20% cae en parte de la capacidad de una planta, esa planta es incluida en los cálculos.

O

- b) El promedio ponderado de las emisiones (en kg CO<sub>2</sub> equivalente /kWh) del parque de generación actual.

### 3.2 CÁLCULOS

**Operación marginal aproximada:** el factor de emisión ponderado se calcula como se describe mas adelante, en donde el peso de la ponderación esta dado por la energía generada (GWh) durante el periodo considerado, para ello se consideraron solo las plantas térmicas que emplean combustibles fósiles del sistema interconectado que operaron durante los años 2001 a 2004 periodo representativo para el sector y que es considerado en las reglas del MDL como conservador y una buena práctica.

Un período más corto puede comprometer la representatividad del factor de emisión por no incluir estos factores característicos del comportamiento del sistema interconectado nacional. El cálculo se describe a continuación:

$$FEPO = \sum FE_{ij} * GWh_{ij} / \sum GWh_{ij}$$

(i) The “approximate operating margin” is the weighted average emissions (in kg CO<sub>2</sub>equ/kWh) of all generating sources serving the system, excluding hydro, geothermal, wind, low-cost biomass, nuclear and solar generation;

(ii) The “build margin” is the weighted average emissions (in kg CO<sub>2</sub>equ/kWh) of recent capacity additions to the system, which capacity additions are defined as the greater (in MWh) of most recent 20% of existing plants or the 5 most recent plants.”;

\*

OR,

The weighted average emissions (in kg CO<sub>2</sub>equ/kWh) of the current generation mix.

## UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA

Donde:

FEPO = Factor de Emisión Ponderado de Operación Marginal

FE<sub>ij</sub> = Factor de Emisión de la Planta Térmica i en el año j

El factor de emisión de cada planta térmica para cada año, FE<sub>ij</sub>, fue calculado de la siguiente manera:

$$FE_{ij} = HR_{ij} * CE_{ik} * FC$$

Donde

FE<sub>ij</sub>= factor de emisión (en ton CO<sub>2</sub> / MWh) de la planta i en el año j

CE<sub>ik</sub>= Coeficiente de emisiones de CO<sub>2</sub> del combustible k en la planta i, en ton CO<sub>2</sub>/GJ

HR<sub>ij</sub>= Heat rate de la planta i para el año j, en BTU / kWh

FC = Factor de conversión de unidades

Con base en lo anterior, el factor de emisión ponderado para la operación marginal, FEPO para el periodo 2001-2004, fue **0.5728** kg CO<sub>2e</sub>/ kWh.

**Construcción marginal:** El conjunto de plantas utilizado para el cálculo del factor de emisión del margen de construcción se selecciona de la alternativa que represente la mayor cantidad de energía entre las cinco plantas construidas más recientemente, y el conjunto de plantas construidas más recientemente, que conjuntamente generaron el 20% de la energía del sistema.

. La energía generada en el 2004 fue **48572** GWh y el 20% son **9714** GWh.

Plantas Construidas 20% del total GWh 2004					
FECHA INGRESO COMERCIAL	CENTRAL GENERADORA	CAPACIDAD NOMINAL MW	Ton CO2	GWh	Factor de emisión Ton CO2/GWh
18-Dic-2004	La Vuelta	11.8	0	6	0
8-Oct-2004	La Herradura	19.8	0	21	0
4-Ago-2004	Termoyopal 1 (11)	19.0	11.342	15	760
29-Jul-2004	Termoyopal 2 (12)	30.0	44.168	60	742
27-Abr-2004	Jepírachi (3)	19.8	0	52	0
15-Ago-2003	Cogenerador Ingenio Risaralda (1)	5.5	10.479	15	688
1-Dic-2002	Miel I	396	0	1.022	0
29-Jun-2001	Porce ii	405	0	1.662	0
27-Ene-2001	Termosierab	460	162.716	440	370
30-Nov-2000	Termocentro 1 cc	285	82.300	201	410
13-Jul-2000	Termocandelaria 2	150	29.688	53	565
16-Jun-2000	Urrá	331	0	1.045	0
3-Jun-2000	Termocandelaria 1	150	5.719	10	557
13-Mar-2000	Rio Piedras	19.4	0	131	0
1-Ene-2000	Cogenerador Incauca 1 (1)	9	46.796	85	553
16-Jul-1999	Termoemcali 1	231	12.590	32	396

## UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA

7-Ene-1999	Paipa 4	150	652.140	662	985
17-Dic-1998	Termovalle 1	203	1.200	3	395
20-Oct-1998	TebsaB	750	1.517.218	3.542	428
18-Abr-1998	Flores 2	99	151.576	254	598
1-Abr-1998	Flores 3	150	258.000	461	560
	<b>Total</b>		<b>2.985.931</b>	<b>9.771</b>	
				<b>Prom. Ponderado</b>	<b>305.6</b>
				<b>Prom Aritmético</b>	<b>254.6</b>
<b>Generación 2004</b>			<b>100%</b>	<b>48572</b>	<b>GWh</b>
			<b>20%</b>	<b>9714</b>	<b>GWh</b>

Se ordenaron las plantas empezando por las mas recientemente construidas y se sumó la energía generada por cada planta en año 2004, de tal que manera que el total diera un valor igual o apenas superior a 9714 GWh y que incluyera una planta completa para efectos del calculo, tal como lo pide la metodología.

Ahora la energía generada por las últimas 5 plantas instaladas se calculó así:

Se ordenaron las plantas empezando por las más recientemente construidas y entradas en funcionamiento y se sumo la energía generada en el 2004 de las 5 mas recientes.

El resultado fue:

<b>CINCO ULTIMAS PLANTAS</b> Datos 2004					
FECHA INGRESO COMERCIAL	CENTRAL GENERADORA	CAPACIDAD NOMINAL MW	Ton CO <sub>2</sub>	Gwh	Factor de emisión Ton CO <sub>2</sub> /GWh
Dic-04	La Vuelta	11.8	0	5.84	0
Oct-04	La Herradura	19.8	0	21.42	0
Ago-04	Termoyopal 1 (11)	19.0	11.342	14.92	760
Jul-04	Termoyopal 2 (12)	30.0	44.168	59.54	742
Abr-04	Jepirachi (3)	19.8	0	51.99	0
	<b>Total</b>		<b>55.510</b>	<b>154</b>	

Con base en lo anterior y de conformidad con el aparte (a) (ii) del párrafo 29 del Apéndice B, se tomó el grupo de plantas con más energía generada, o sea el 20% de las plantas más recientes y para ese grupo se calculó el factor de emisión ponderado así:

$$FEPC = \frac{\sum FE_{ij} * GWh_{ij}}{\sum GWh_{ij}}$$

Donde:

## UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA

FEPC = Factor de Emisión Ponderado de Construcción Marginal

FE<sub>ij</sub> = Factor de Emisión de la Planta Térmica i en el año 2004

El factor de emisión de cada planta para el año 2004, FE<sub>ij</sub>, fue calculado de la siguiente manera:

$$FE_{ij} = HR_{ij} * CE_{ik} * FC$$

Donde

FE<sub>ij</sub>= factor de emisión (en ton CO<sub>2</sub> / MWh) de la planta i en el año j

CE<sub>ik</sub>= Coeficiente de emisiones de CO<sub>2</sub> del combustible k en la planta i, en ton CO<sub>2</sub>/GJ

HR<sub>ij</sub> = Heat rate de la planta i para el año j, en BTU / kWh

FC = Factor de conversión de unidades

Con base en lo anterior, el factor de emisión ponderado para la construcción marginal, FEPC, fue **0.3056 kg CO<sub>2</sub>e/ kWh**.

**29.a) Promedio entre Operación Marginal y Construcción Marginal:** como resultado del método descrito en el aparte a) del párrafo 29 y con base en los respectivos valores de operación y construcción marginal, **0.5728** y **0.3056 kg CO<sub>2</sub>e/ kWh**, se tomó el promedio aritmético para obtener **0.4392 kg CO<sub>2</sub>e/ kWh** que es el factor de emisión para la estimación de la línea base.

Una de las principales características del sector eléctrico colombiano es la vulnerabilidad desprendida de la variable hidrológica, en especial cuando se presentan graves sequías que acompañan al fenómeno del Niño. Debido a este fenómeno en los años 1992-1993 el país afrontó un racionamiento de electricidad que llegó a ser del 25% de la demanda y que ocasionó incalculables pérdidas económicas y afectó de manera significativa la salud y el bienestar de los colombianos. Este racionamiento, junto con el proceso de apertura económica, impulsaron las reformas en el sector eléctrico colombiano.

Como uno de los resultados de estas reformas, la planeación de la expansión del sector eléctrico introdujo como criterios los de robustez y confiabilidad del sistema, y la normatividad introdujo conceptos como el Cargo por Capacidad, que incentivó a los agentes privados a que optaran por expansión con base en plantas térmicas disminuyendo los peligros ocasionados por los eventos hidrológicos críticos como el del fenómeno del Niño, tal como se demostró durante los veranos 1997-1998 y 2002-2003.

Una de las decisiones de mayor importancia derivadas de la reforma del sector eléctrico, es la de retirar gradualmente al Estado como inversionista del sistema, respetando las decisiones ya tomadas. Es así como la decisión de construir las hidroeléctricas Miel y Urrá fue tomada con anterioridad a las reformas.

En cuanto a la expansión del sistema, antes del 2010 no se prevén la entrada comercial de plantas de generación hidráulicas importantes. Este tipo de plantas requieren mayor inversión, más tiempo de construcción y en general son percibidas por los agentes como de mayor riesgo. Frente a una demanda creciente, la expansión se hará con un

## UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA

---

significativo aporte de nuevas plantas térmicas y/o con aumento en la participación de la energía generada con este tipo de plantas, lo cual podría hacer que el factor de emisión del sistema eléctrico pueda ir en aumento. Esto muestra, que aún siendo el actual parque de generación mayoritariamente hídrico, en el largo plazo esta composición continuará variando hacia una mayor participación de las plantas térmicas, por lo tanto un factor de emisión ex-ante calculado con la metodología 29 b) no captura esta tendencia que viene de años anteriores.

Por estas razones la metodología 29 a) empleada para el cálculo de la línea base, que considera la operación marginal y la construcción marginal durante un periodo histórico, representa de manera mas real la dinámica en el largo plazo del sistema eléctrico colombiano.

### 4 CONCLUSIONES

Con base en lo anterior y teniendo en cuenta que el factor de emisión calculado de conformidad con el aparte a) del párrafo 29 considera un periodo de tiempo mas representativo de manera discrecional se puede usar el factor de emisión de **0.4392** kg CO<sub>2e</sub> / kWh, para el cálculo de la línea base de las actividades de proyectos de pequeña escala que generen electricidad, con un máximo de capacidad instalada de 15 MW, con energías renovables tales como fotovoltaica, hidroeléctrica, mareomotriz, eólica, geotérmica, y biomasa, que estén interconectados a la red, siempre que no incluyan actividades de proyecto que tengan unidades de generación que empleen fuel oil o diesel, en cuyo caso la línea base será la energía anual generada (kWh) por el coeficiente de emisión de una unidad de generación diesel moderna, descrito en la tabla I.D.1.; y de conformidad con los párrafos 23 a 29 inclusive del Apéndice B.

Dado el dinamismo que tienen estas modalidades y procedimientos simplificados y que puede haber nuevas metodologías aprobadas y categorías de proyectos, se recomienda revisar el website oficial de la Convención Marco de Naciones Unidas para el Cambio Climático<sup>8</sup> y dentro de ese website lo correspondiente al Mecanismo de Desarrollo Limpio<sup>9</sup> y el procedimiento general descrito allí<sup>10</sup> para desarrollar actividades de proyecto de pequeña escala.

---

<sup>8</sup> <http://unfccc.int/>

<sup>9</sup> <http://cdm.unfccc.int/>

<sup>10</sup> <http://cdm.unfccc.int/pac/howto/SmallScalePA/index.html>



---

Finalmente, el cálculo el factor de emisión presentado en este documento debe ser entendido como parte de la Planeación Indicativa que realiza la UPME, de manera que los agentes, libremente, pueden hacer uso de este factor de emisión o abstenerse de ello.