



**MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA**

**RESOLUCIÓN NÚMERO 18 0256 DE**

**( 3 MARZO 2006 )**

**Por la cual se modifica parcialmente la Resolución 18 1782 del 29 de diciembre de 2005, mediante la cual se adoptó el plan de Expansión de Referencia de Generación - Transmisión 2005 - 2019.**

**EL MINISTRO DE MINAS Y ENERGÍA**

en ejercicio de las facultades que le confiere numeral 7° del artículo 5° del Decreto 070 de 2001, y

**CONSIDERANDO:**

Que este Ministerio mediante la Resolución 18 1782 del 29 de diciembre de 2005 adoptó el Plan de Expansión de Referencia de Generación - Transmisión 2005 – 2019.

Que en el contenido del considerando 12 de la Resolución 18 1782 de diciembre 29 de 2005, así como en el numeral 6.7 Resultados del Plan y en varios apartes del anexo de dicha resolución se cita “Que del documento antes mencionado y del Plan de Expansión de Referencia se ratifica que las siguientes obras en ejecución o a ejecutar mediante Convocatorias Públicas, son las siguientes:

- Adelanto de la entrada en operación del proyecto Primavera – Bacatá 500 kV y obras asociadas, para el 1 de enero de 2007.
- Adelanto de la entrada en operación del proyecto Bolivar – Copey – Ocaña – Primavera 500 kV y obras asociadas, para el 1 de marzo de 2007.
- Construcción de la subestación Sub220 220/115 kV y módulos de línea para la reconfiguración de la línea Pance – Yumbo 220 kV, para el 1 de diciembre de 2008.”

Que mediante comunicación No. 001220-1 radicada en la UPME bajo No.15829 del 06 de febrero de 2006, ISA ratifica que las fechas previstas para el adelanto de los proyectos UPME-01-2003 correspondiente al proyecto Primavera – Bacatá 500kV y obras asociadas y UPME-02-2003 correspondiente al proyecto

Continuación de la Resolución "Por la cual se la cual se modifica parcialmente la Resolución 18 1782 del 29 de diciembre de 2005, mediante la cual se adoptó el Plan de Expansión de Referencia de Generación - Transmisión 2005 - 2019."

Bolivar- Copey- Ocaña- Primavera y obras asociadas, son respectivamente diciembre 31 de 2006 y marzo 31 de 2007, y solicita realizar las gestiones con el Ministerio de Minas y Energía para que en forma consecuente, se modifique la Resolución MME 18 1782 de 2005 que adoptó el Plan de Expansión de Referencia Generación- Transmisión 2005-2019.

Que mediante comunicación No. 4993 del 13 de febrero de 2006, radicado en el Ministerio de Minas y Energía bajo el No. 603512 del 14 del mismo mes y año, la UPME, atendiendo la solicitud formulada por ISA, concluyó que las nuevas fechas son alcanzables y más tempranas que la del 1 de octubre de 2007, propuesta en las convocatorias, en consecuencia solicita al Ministerio la modificación de las fechas citadas.

Que igualmente la UPME, mediante oficio No. 5114 del 21 de febrero de 2006, radicado en este Ministerio bajo el No. 604247 del mismo día, solicitó la modificación del capítulo ambiental del Plan de Expansión, con el fin de actualizar la sección correspondiente a las emisiones de CO<sub>2</sub>, introduciendo los cálculos de la línea base tanto para proyectos de pequeña escala (menores a 15MW) como de escala compleja, de conformidad con los documentos aprobados por la Junta Ejecutiva del Mecanismo de Desarrollo Limpio, del Protocolo de Kyoto.

Por lo anterior,

#### **RESUELVE:**

**ARTÍCULO PRIMERO:-** Modificar el numeral 6.7 Resultados del Plan, del documento anexo de la Resolución 18 1782 del 29 de diciembre de 2005, denominado "Plan de Expansión de Referencia Generación-Transmisión 2005-2019" con el adelanto de las fechas de entrada en operación de los proyectos Primavera – Bacatá 500 kV y obras asociadas y Bolivar – Copey – Ocaña – Primavera 500 kV y obras asociadas, cuyo texto quedará así:

"Con base en los análisis realizados, en esta revisión del Plan se recomienda llevar a cabo las siguientes obras:

- Adelanto de la entrada en operación del proyecto Primavera – Bacatá 500 kV y obras asociadas, para el 31 de diciembre de 2006.
- Adelanto de la entrada en operación del proyecto Bolivar – Copey – Ocaña – Primavera 500 kV y obras asociadas, para el 31 de marzo de 2007.

Continuación de la Resolución "Por la cual se la cual se modifica parcialmente la Resolución 18 1782 del 29 de diciembre de 2005, mediante la cual se adoptó el Plan de Expansión de Referencia de Generación - Transmisión 2005 - 2019."

- Construcción de la subestación Sub220 220/115 kV y módulos de línea para la reconfiguración de la línea Pance – Yumbo 220 kV, para el 1 de diciembre de 2008.

Adicionalmente, la UPME reitera la invitación a los OR a realizar análisis conjuntos para establecer mejores soluciones a los problemas encontrados por la UPME."

**PARÁGRAFO:-** En consecuencia, en todos los apartes del documento anexo de la Resolución 18 1782 del 29 de diciembre de 2005, denominado "Plan de Expansión de Referencia Generación-Transmisión 2005-2019", donde aparezcan las fechas de entrada en operación de los proyectos mencionados se entenderán incorporadas las modificaciones efectuadas en el presente artículo.

**ARTÍCULO SEGUNDO:-** Modificar el Capítulo 7º Costo de Gestión Ambiental en la Expansión Eléctrica del documento anexo de la Resolución 18 1782 del 29 de diciembre de 2005, denominado "Plan de Expansión de Referencia Generación-Transmisión 2005-2019", el cual quedará como aparece en el documento anexo.

**ARTÍCULO TERCERO:-** La presente Resolución rige a partir de la fecha de publicación y modifica en lo pertinente, la Resolución 18 1782 del 29 de diciembre de 2005.

**PUBLÍQUESE, COMUNÍQUESE Y CÚMPLASE.**

Dada en Bogotá, D. C.

**LUIS ERNESTO MEJÍA CASTRO**

Ministro de Minas y Energía,

LEVC/CSRS

## 7 GESTIÓN AMBIENTAL EN LA EXPANSIÓN ELÉCTRICA

En este capítulo se presenta una evaluación ambiental de los proyectos considerados en la expansión de la transmisión y la generación, con el fin de establecer los impactos ambientales de referencia que sirvan para dar señales a los diferentes agentes: inversionistas, autoridades ambientales, autoridades locales, etc.

Es importante aclarar que estos valores han sido calculados con base en estimaciones y aproximaciones, por tanto deberá mediar el criterio de quien les de una aplicación. La proyección de emisiones de CO<sub>2</sub> se calculó utilizando las generaciones por planta entregadas por el MPODE para cada una e las estrategias de generación.

La presente versión del Plan no presenta ningún proyecto de expansión de la transmisión que implique costo de gestión ambiental. En caso de requerirse información sobre costos de la gestión ambiental en la transmisión, sugerimos consultar versiones anteriores del plan de expansión.

### 7.1 PAGO DE TRANSFERENCIAS POR VENTA DE ENERGÍA

El pago de transferencias en los proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos constituye una guía para el inversionista al tener la estructura total de los costos de gestión ambiental de los proyectos.

Para el cálculo de estas transferencias se utilizan los siguientes datos:

- La potencia nominal instalada en MW.
- El factor de utilización de la hidroeléctrica que expresa la relación entre el promedio de la energía que se espera generar según las condiciones del mercado y la capacidad de generación instalada para la central en estudio, expresada en porcentaje.
- La tarifa de regulación energética según Resolución CREG 135 de 1997 que se debe actualizar de acuerdo con el IPC.
- Tasa representativa del dólar en el mercado.
- Ventas brutas de energía

La Tablas 7-1 y la Tabla 7-2 presentan el valor de las transferencias teniendo en cuenta el factor de utilización de cada planta, tanto para la expansión en el corto plazo como para la expansión en el largo plazo

<b>Proyecto</b>	<b>Potencia MW</b>	<b>Factor de utilización</b>	<b>Transferencias Miles US\$</b>
Hidro	26	75%	227.5
Hidro	107	0.75	936.2
Gas	54	0.5	209.9
Gas	82	0.5	318.8

**Tabla 7-1. Pago Anual de Transferencias CP**

<b>Proyecto</b>	<b>Potencia MW</b>	<b>Factor de utilización</b>	<b>Transferencias Miles US\$</b>
Hidro	660	75%	5774.5
Carbón	150	75%	283.3
Gas	170	50%	661.1
Gas	320	50%	1244.3
Gas	180	50%	699.9

**Tabla 7-2. Pago Anual de Transferencias LP**

## 7.2 EMISIONES DE CO<sub>2</sub>

En la Tabla 7-3 se muestran las emisiones de CO<sub>2</sub> en Millones de Toneladas, para cada una de las estrategias de generación; para su cálculo se utiliza la generación y los consumos de combustibles con sus factores de emisión propios, obtenidos mediante el programa FECOC<sup>1</sup> (Factores de Emisión para Combustibles Colombianos), desarrollado por la Academia de Ciencias para la UPME. El cálculo se realiza sobre la base de la composición química de los combustibles, gas y carbón, en especial los contenidos de carbono, hidrógeno y oxígeno.

Junto con los combustibles, los factores de emisión para cada una de las plantas se calculan involucrando las eficiencias de las plantas térmicas y el tipo de tecnología

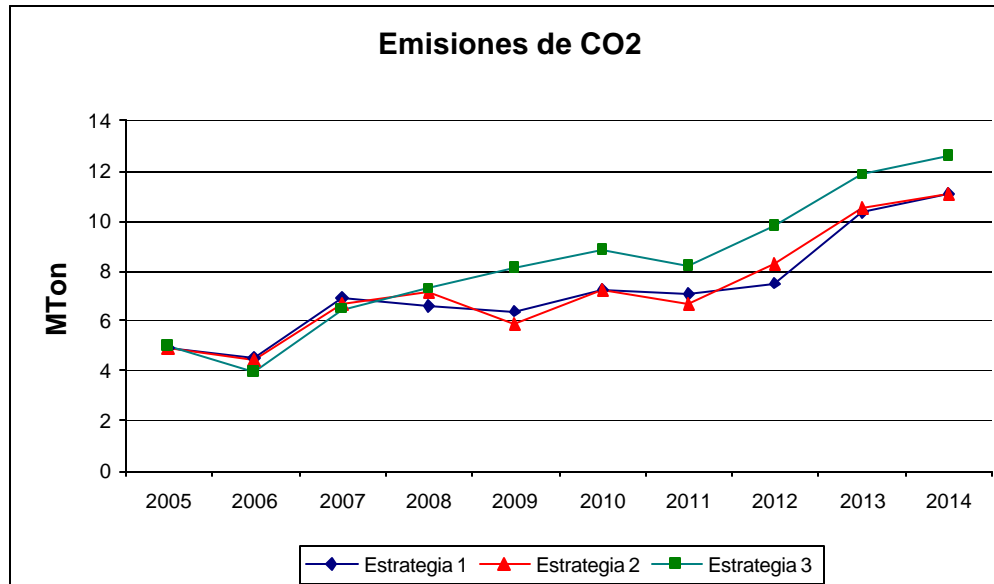
	<b>Emisiones de CO<sub>2</sub> (Millones de Toneladas)</b>		
	<b>Estrategia 1</b>	<b>Estrategia 2</b>	<b>Estrategia 3</b>
2005	4.95	4.95	4.97
2006	4.58	4.49	3.96
2007	6.94	6.68	6.46
2008	6.66	7.12	7.30
2009	6.40	5.89	8.08
2010	7.20	7.26	8.88
2011	7.07	6.74	8.23
2012	7.51	8.27	9.79
2013	10.33	10.52	11.84
2014	11.07	11.10	12.59

**Tabla 7-3. Emisiones de CO<sub>2</sub>**

Las estrategias se construyeron con las generaciones del corto plazo y largo plazo (por ejemplo, CP1-LP1). En el año 2009, las emisiones de la estrategia 3, reflejan la interconexión con Panamá, mediante un importante aumento de las emisiones de CO<sub>2</sub>, produciendo un incremento de las emisiones en el largo

<sup>1</sup> El documento puede encontrarse en el módulo ambiental del SIMEC  
<http://www.upme.gov.co/sima/>

plazo debido a la mayor generación térmica exigida en dicha estrategia, sobre todo hacia el final del período.



En general el sistema colombiano presenta emisiones muy inferiores respecto de años anteriores. Las bajas emisiones presentadas en el Plan, demuestran la eficiencia energética de las plantas de generación térmicas en Colombia, así como la alta componente hidráulica de nuestro sistema, llevando a factores de emisión del sistema general inferiores a 200 kg CO<sub>2</sub> por MWh. En países con altas componentes de generación a carbón, este factor se aproxima a una tonelada por MWh.

### 7.3 LÍNEA BASE PARA PROYECTOS DE GENERACIÓN INTERCONECTADOS A LA RED QUE APLIQUEN AL MDL.

Los proyectos de generación de energía renovable constituyen el 48% de las reducciones de gases de efecto invernadero del portafolio colombiano del Mecanismo de Desarrollo Limpio. Se trata de 14 proyectos, todos ellos hidroeléctricas con excepción del parque eólico Jepirachi. De acuerdo con los procedimientos y modalidades del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) adoptados mediante la Decisión 17 de la séptima Conferencia de las Partes de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático, los proyectos del MDL deben hacer uso de metodologías de línea base y monitoreo previamente aprobadas por la Junta Ejecutiva del mecanismo<sup>2</sup>.

En la actualidad hay un conjunto de metodologías aprobadas para proyectos de generación con energía renovable. Los dos casos más significativos son la metodología consolidada ACM0002 y la metodología simplificada para

<sup>2</sup> Sección G, párrafo 37 e) de la Decisión 17/CP7

proyectos de pequeña escala<sup>3</sup>. Estas metodologías fueron desarrolladas por paneles creados por la Junta Ejecutiva con el propósito de ser suficientemente generales para ser aplicadas por proyectos en las más diversas circunstancias.

Las dos metodologías coinciden en buscar el factor de emisión combinando factores de emisión (i) sobre la evolución cercana del sistema de generación – Factor marginal de Construcción- y (ii) sobre la operación del sistema – Factor marginal de Operación.

Después de varios talleres de trabajo con diferentes agentes del sector eléctrico, entre ellos el Centro Nacional de Despacho, la UPME, EEPPM, Isagen, Codensa y Emgesa, bajo la coordinación del Ministerio de Ambiente Vivienda y Desarrollo Territorial y con el apoyo técnico del Banco Mundial, en las actuales circunstancias de operación y expansión del sector eléctrico, se vio la conveniencia de emplear la metodología ACM0002, opción c), para el cálculo de línea base de proyectos del portafolio colombiano del sector eléctrico conectados a la red de escala completa (> 15MW); por ser la metodología que mejor refleja el comportamiento del sector eléctrico.

Tanto en la metodología aprobada para proyectos de pequeña escala, como en la metodología ACM0002 para proyectos de escala completa (> 15 MW) el factor marginal de construcción coincide. La diferencia radica en la forma de calcular el factor marginal de operación.

### **7.3.1 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 durante el año en cuestión.

La energía generada en el 2004 fue 48572 GWh y el 20% son 9714 GWh. Las últimas cinco plantas construidas generaron apenas 154 GWh, de manera que el factor de emisión se calculó teniendo en cuenta la generación de las últimas plantas que generaron 20%.

El valor resultante para este factor de emisión es de 0.3056 kg CO<sub>2</sub>e/ kWh.

### **7.3.2 Operación marginal para proyectos de pequeña escala**

El factor de emisión sobre la operación para proyectos de pequeña escala se calcula considerando las plantas térmicas que emplean combustibles fósiles del sistema interconectado que operaron durante los años 2001 a 2004 ponderado mediante la generación de cada una de las plantas. El factor de emisión para cada planta en el año respectivo se encuentra mediante el Heat Rate de la planta y el factor de emisión propio de cada uno de los combustibles empleados.

---

<sup>3</sup> De acuerdo con los procedimientos y modalidades del MDL (Decisión 17/CP7) son proyectos de generación de pequeña escala aquellos con una capacidad instalada inferior a 15 MW.

El factor de emisión ponderado para la operación marginal para el periodo 2001-2004, fue 0.5728 kg CO<sub>2e</sub>/ kWh.

### 7.3.3 Línea base para proyectos de pequeña escala

Finalmente el factor de emisión para proyectos de pequeña escala conectados a la red se encuentra mediante el promedio entre los factores de Operación Marginal y de Construcción Marginal, 0.5728 y 0.3056 kg CO<sub>2e</sub>/ kWh, encontrándose el promedio aritmético de **0.4392** kg CO<sub>2e</sub>/ kWh que es el factor de emisión para la estimación de la línea base.

### 7.3.4 Margen de Operación para proyectos de escala completa

La opción C de la metodología consolidada ACM0002 es aplicable a sistemas eléctricos en donde las plantas son despachadas por mérito, es decir, teniendo en cuenta los precios relativos de oferta de energía. La metodología asume que una actividad del MDL desplaza la energía eléctrica generada por una combinación de plantas que son despachadas a los niveles de precio de oferta más altos. Concretamente, se tiene en cuenta las plantas que aportan el diez por ciento de la energía ubicada al final del orden del despacho.

Dado que se dispone de la información horaria sobre ofertas y generación mediante la consulta al sistema de información NEON del Centro Nacional de Despacho, en Colombia es obligatorio emplear la opción C: "Dispatch Data Analysis OM"

El factor de emisión se encuentra buscando primero el diez por ciento final del despacho es caracterizado por su factor de emisión, es decir por la cantidad de emisiones de dióxido de carbono emitidas por unidad de energía generada. Este factor de emisión se obtiene para cada una de las horas durante las cuales opera el proyecto.

Cada uno de los factores de emisión horarios es multiplicado por la energía generada por el proyecto durante la correspondiente hora. Esta operación produce un valor para las emisiones de dióxido de carbono supuestamente evitadas por el proyecto durante cada hora de operación. Todos los valores de un año son sumados para obtener las emisiones anuales asociadas al margen de operación (EOM,y) para cada proyecto en cuestión.

El valor anual de emisiones es dividido por la generación anual del proyecto para obtener un factor de emisión promedio, que es precisamente el factor de emisión del margen de operación.

La UPME, mediante el Sistema de Información Ambiental Minero-Energético SIAME, puso a disposición de los agentes los factores de emisión horario con los cuales cada interesado pudo encontrar el valor de la línea base de su proyecto.