



Radicado No.: 20171000035101

Fecha: 10-10-2017

CIRCULAR EXTERNA

PARA: TERCEROS INTERESADOS Y PÚBLICO EN GENERAL.

DE: DIRECCIÓN GENERAL.

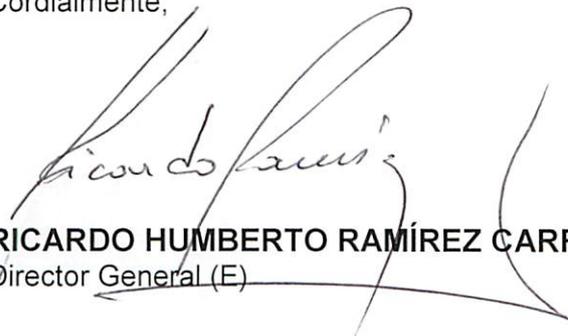
ASUNTO: INVITACIÓN A PRESENTAR COMENTARIOS FRENTE A PROYECTO NORMATIVO.

FECHA: 9 DE OCTUBRE DE 2017.

El Director General de la Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, somete a consideración de los interesados y público en general el proyecto de resolución ***"Por la cual se actualiza el factor marginal de emisión de gases de efecto invernadero del Sistema Interconectado Nacional - 2016, para proyectos aplicables al Mecanismo de Desarrollo Limpio-MDL"***.

Agradecemos el envío de los comentarios al correo hector.herrera@upme.gov.co hasta el día viernes 10 de noviembre de 2017.

Cordialmente,



RICARDO HUMBERTO RAMÍREZ CARRERO
Director General (E)

Proyectó. MMR.



Libertad y Orden

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA - UPME

RESOLUCIÓN NÚMERO DE

()

"Por la cual se actualiza el factor marginal de emisión de gases de efecto invernadero del Sistema Interconectado Nacional - 2016, para proyectos aplicables al Mecanismo de Desarrollo Limpio-MDL"

EL DIRECTOR GENERAL DE LA UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA - UPME

En ejercicio de sus facultades legales, y especialmente las conferidas por el artículo 9 del Decreto 1258 2013, y

CONSIDERANDO:

Que mediante la Ley 164 de 1994 fue aprobada la "Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático", cuyo objetivo es la estabilización de concentraciones de Gases Efecto Invernadero - GEI en la atmósfera, a un nivel que impida interferencias antropógenas peligrosas en el sistema climático.

Que mediante la Ley 629 de 2000 fue aprobado el "Protocolo de Kyoto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático" a través del cual fueron fijadas algunas obligaciones cuantificadas de reducción de emisiones de gases efecto invernadero - GEI a los países desarrollados.

El citado protocolo establece que estas reducciones deberán ser reales y alcanzadas dentro del primer período de compromiso comprendido entre 2008 y 2012, el cual fue ampliado hasta el 2020 mediante acuerdo alcanzado en la reunión de la conferencia de las partes de la convención marco de naciones unidas sobre cambio climático (COP 18) en Doha Qatar en diciembre de 2012.

Que de conformidad con el artículo 2 de la Ley 697 de 2001, le corresponde al Estado establecer las normas necesarias para el cabal cumplimiento del Uso Racional y Eficiente de la Energía- URE, a través de las cuales se establezca el esquema legal, técnico, económico y financiero necesario para el desarrollo de proyectos concretos de corto, mediano y largo plazo, asegurando el desarrollo sostenible que genere conciencia URE y el conocimiento y utilización de formas alternas de energía.

Que mediante el Decreto 3683 de 2003 se reglamentó la Ley 697 de 2001 con el propósito de lograr que el país tenga una mayor eficiencia energética para asegurar el abastecimiento energético pleno y oportuno, la competitividad del mercado energético, la protección al consumidor y la promoción de fuentes no convencionales de energía dentro del marco del desarrollo sostenible, respetando la normatividad vigente sobre medio ambiente y recursos naturales renovables.

URE

Continuación de la Resolución: "Por la cual se actualiza el factor marginal de emisión de gases de efecto invernadero del Sistema Interconectado Nacional - 2016, para proyectos aplicables al Mecanismo de Desarrollo Limpio-MDL"

Que de conformidad con lo dispuesto por el precitado decreto, los proyectos de eficiencia energética desarrollados en el marco de dicha norma pueden ser elegibles para los mercados de reducciones de emisiones de gases de efecto invernadero.

Que de acuerdo con lo establecido en el artículo 2 del Decreto 381 de 2012, le corresponde al Ministerio de Minas y Energía la formulación, adopción, dirección y coordinación de la política en materia de uso racional de energía y el desarrollo de fuentes alternas, así como también la promoción y organización del desarrollo de los programas de uso racional y eficiente de energía.

Que de acuerdo con el literal e) del numeral 1 del artículo 6 de la Ley 1715 de 2014, le corresponde al Ministerio de Minas y Energía propender por un desarrollo bajo en carbono del sector energético a partir de la eficiencia energética.

Que mediante el artículo 1 de la Resolución MME No. 91304 del 25 de noviembre de 2014, el Ministerio de Minas y Energía adoptó el factor marginal de emisión de gases de efecto invernadero del Sistema Interconectado Nacional, requerido para realizar el cálculo de las reducciones de emisiones de gases de efecto invernadero de los proyectos aplicables al Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL).

Que a su vez, el artículo 3 de la citada resolución le asignó a la UPME la función de actualizar anualmente el factor marginal de emisión de gases de efecto invernadero del Sistema Interconectado Nacional -SIN, periodicidad que quedó determinada a partir del día 26 de Noviembre 2014, fecha en la cual se surtió la publicación de la actuación administrativa en el Diario Oficial.

Que conforme a lo anterior, los proyectos interesados en acceder a recursos del MDL requieren disponer anualmente del factor marginal de emisión de gases de efecto invernadero del Sistema Interconectado Nacional -SIN, para lo cual, se hace necesario que la UPME actualice y estime el Factor de Emisión correspondiente al año de generación más reciente a la fecha de la expedición de la presente actuación administrativa, es decir, la generación correspondiente al año 2016.

Que mediante Circular Externa con Radicado No. 20171000035101 de fecha 10-10-2017, la UPME invitó a los interesados y al público en general a remitir sus comentarios hasta el día viernes 10 de noviembre de 2017 frente al proyecto normativo "Por la cual se actualiza el factor marginal de emisión de gases de efecto invernadero del Sistema Interconectado Nacional - 2016, para proyectos aplicables al Mecanismo de Desarrollo Limpio-MDL" y el documento "FACTORES DE EMISIÓN DEL S.I.N SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL COLOMBIA 2016", los cuales fueron elaborados conforme a la herramienta metodológica establecida para calcular el factor de un sistema eléctrico por parte de la Junta Directiva sobre el MDL - UNFCCC/CDM-EB 35, celebrada en Alemania del 15 al 19 de octubre de 2007.

En mérito de lo expuesto,

RESUELVE:

Continuación de la Resolución: *"Por la cual se actualiza el factor marginal de emisión de gases de efecto invernadero del Sistema Interconectado Nacional - 2016, para proyectos aplicables al Mecanismo de Desarrollo Limpio-MDL"*

Artículo 1.- Actualizar el factor marginal de emisión de gases de efecto invernadero del Sistema Interconectado Nacional – SIN, 2016 de **0.367 TonCO₂/MWh**, para realizar el cálculo de las reducciones de emisiones de gases de efecto invernadero de los proyectos aplicables al Mecanismo de Desarrollo Limpio-MDL.

Artículo 2.- Conforme lo establecido en artículo 2 de la Resolución MME No. 91304 del 25 de noviembre de 2014, la Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, atenderá los requerimientos de la Entidad Operacional para sustentar el valor del factor de emisión adoptado mediante la presente resolución, el cual fue establecido según se detalla en el documento *"FACTORES DE EMISIÓN DEL S.I.N SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL COLOMBIA 2016"*, el cual hace parte integral de la presente actuación.

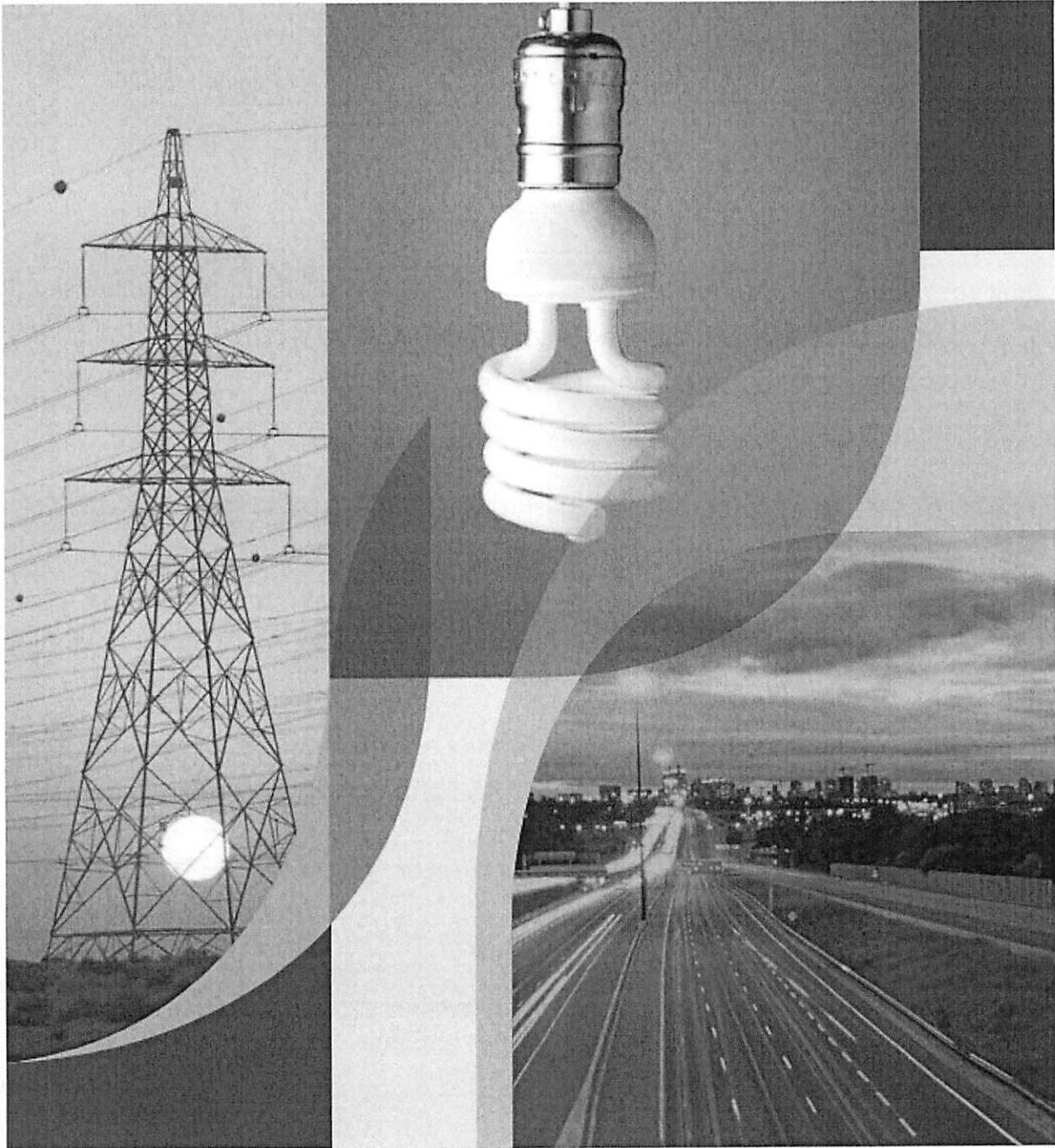
Artículo 3.- La presente resolución rige a partir de su publicación en el Diario Oficial y deroga las disposiciones que le sean contrarias.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE.

Dada en Bogotá, D.C., a los

RICARDO HUMBERTO RAMÍREZ CARRERO
Director General (E)

Elaboró: Ysabel Puertas González / Héctor Herrera Flórez
Revisó: Marcela Bonilla Madriñan / Margareth Muñoz Romero



FACTORES DE EMISION DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL COLOMBIA-SIN

Octubre de 2017



Marcela Bonilla Madriñan
Héctor Hernando Herrera Flórez
Yurani Puertas González

TABLA DE CONTENIDO

TABLA DE CONTENIDO	1
ÍNDICE DE TABLAS.....	2
1. FACTOR DE EMISIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL SIN	3
1.1 PARA PROYECTOS DE MECANISMO DE DESARROLLO LIMPIO (MDL)	3
1.2 PARA INVENTARIOS DE EMISIONES DE GASES EFECTO INVERNADERO (GEI), HUELLA DE CARBONO O FACTOR DE EMISIÓN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA (FEG)	3
1 CALCULO DEL FE PARA PROYECTOS DE MECANISMO DE DESARROLLO LIMPIO (MDL)	5
• INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN DISPONIBLE.....	5
• DEFINICIÓN DEL FACTOR DE EMISIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE PROYECTOS MDL.....	5
• MÉTODOS Y OPCIONES DE CÁLCULO	6
PASO 1. IDENTIFICAR EL SISTEMA ELÉCTRICO RELEVANTE.....	7
PASO 2: SELECCIONAR UN MÉTODO PARA DETERMINAR EL FACTOR DE EMISIÓN DEL MO	9
PASO 3. CÁLCULO DEL FACTOR DE EMISIÓN DEL MARGEN DE OPERACIÓN DE ACUERDO CON EL MÉTODO SELECCIONADO	13
<i>Paso 4: Identifique el grupo de plantas de energía a ser incluido en el margen de construcción (MCo).</i>	<i>16</i>
PASO 5. CALCULAR EL FACTOR DE EMISIÓN DEL MCO	25
PASO 6. CALCULAR EL MARGEN COMBINADO.....	26
3 PARA INVENTARIOS DE EMISIONES DE GASES EFECTO INVERNADERO-GEI HUELLA DE CARBONO O FACTOR DE EMISIÓN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA-FEG	28
4 RESUMEN RESULTADOS	29

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Fuente de datos	5
Tabla 2 participación Plantas low-cost/must-run últimos cinco años	14
Tabla 3 Margen de Operación Simple Ajustado.....	15
Tabla 4 Datos cálculo MCO 2016	16
Tabla 5 Cinco Plantas de generación 2016- Grupo -5-unidades	17
Tabla 6 Conjunto de las adiciones de capacidad en el sistema eléctrico AEGset \geq 20%	18
Tabla 7 Margen de Construcción año 2016	25
Tabla 8 Parámetros para cálculo del margen combinado.....	26
Tabla 9 Cálculo del Margen Combinado FE del SIN 2016 Simple Ajustado.....	26
Tabla 10 Factor de Emisión para Huella de carbono	28

1. FACTOR DE EMISIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL SIN

El cálculo del Factor de Emisión del Sistema Interconectado Nacional (FE del SIN) tiene esencialmente dos aplicaciones el primero es para proyectos de Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) y el segundo para inventarios de emisiones de Gases Efecto Invernadero-GEI, huella de carbono o Factor de Emisión de la Generación Eléctrica (Mix Eléctrico) los cuales describen a continuación:

1.1 PARA PROYECTOS DE MECANISMO DE DESARROLLO LIMPIO (MDL)

Para este tipo de proyectos el cálculo del FE está basado en el "Tool to calculate the emission factor for an electricity system", herramienta establecida por la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático (CMNUCC¹) y cuya finalidad es determinar el factor de emisión de CO₂ a emplear para proyectos que:

- Desplacen energía eléctrica generada con plantas de energía renovable en un sistema eléctrico, es decir cuando una actividad de proyecto con energías renovables suministra electricidad a una red (oferta energética)
- Su actividad de proyecto resulta en ahorros de electricidad y esta electricidad ahorrada habría sido suministrada por la red (por ejemplo, proyectos de eficiencia energética, uso eficiente de energía).

1.2 PARA INVENTARIOS DE EMISIONES DE GASES EFECTO INVERNADERO (GEI), HUELLA DE CARBONO O FACTOR DE EMISIÓN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA (FEG)

Tal como su nombre lo indica el Factor de Emisión del Sistema Interconectado Nacional SIN puede ser empleado para proyectos y mediciones específicas de emisiones de GEI, para estimación de GEI por consumo de energía eléctrica, para calcular inventarios de emisiones de GEI y para calcular la huella de carbono empresarial o corporativa (mediante la cual se cuantifican las emisiones de GEI de una organización y se identifican las acciones específicas con el fin de mejorar la gestión de los GEI). Todo esto en concordancia con lo establecido en la norma ISO 14067, el Protocolo GHG y la cuantificación de emisiones GEI por unidad generada promedio.

¹ Dicha herramienta puede ser consultado en adelante en el siguiente link:
<http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAMethodologies/tools/am-tool-07-v4.0.pdf>

Al profundizar respecto al FEG se puede establecer que, éste presenta ventajas significativas en comparación con otros métodos, dado que, por una parte opera un lenguaje de cálculo sencillo y se emplea usualmente para calcular la intensidad de emisiones y por otra parte está ampliamente disponible en fuentes públicas nacionales e internacionales. En cuanto al cálculo aritmético del FEG se refiere, éste está determinado a partir de la relación de las emisiones de CO₂ provenientes del consumo de combustible y la cantidad de electricidad generada de la siguiente manera:²

$$FEG = \frac{\text{Emisiones Totales de } CO_2 \text{ de la Generación}}{\text{Electricidad Generada}}$$

² http://www.upme.gov.co/Calculadora_Emissiones/aplicacion/calculadora.html

1 CALCULO DEL FE PARA PROYECTOS DE MECANISMO DE DESARROLLO LIMPIO (MDL)

- INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN DISPONIBLE

Para el desarrollo del análisis de los métodos y opciones de cálculo, se consulta la información pública disponible, según se presenta en la siguiente tabla.

Tabla 1 Fuente de datos

TIPO	IDENTIFICACIÓN	ORIGEN
Información	Listado de plantas del SIN 1999–2016 - Factores de emisión de combustibles	Unidad de Planeación Minero Energética-UPME Factores de Emisión de Combustibles Colombiano –FECOC UPME
	- Generación Mensual Plantas Menores 2016	XM S.A E.S.P
	- Generación real horaria, diaria y mensual SIN 2016	
	- Consumo combustibles anual por central y tipo de combustible, 2016.	
	Noticias entrada de plantas	PARATEC
Heat Rate Reportado	http://paratec.xm.com.co/paratec/SitePages/generacion.aspx?q=capacidad	
Documento	- Tool to calculate the emission factor for an electricity system - Version 4	Secretaría de la CMNUCC

- DEFINICIÓN DEL FACTOR DE EMISIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE PROYECTOS MDL

El factor de emisión de la red eléctrica del Sistema Interconectado SIN permite estimar las emisiones de GEI asociadas a la generación o al desplazamiento de energía eléctrica de dicha red. La aplicación de este factor de emisión depende del tipo de actividad de reducción de emisiones y de las características del proyecto que se busque acreditar en el marco del MDL.

La Secretaría de la CMUNCC permite el cálculo por parte de los propietarios, desarrolladores, promotores y gestores de los proyectos MDL. La UPME, como entidad estatal, decide calcular el Factor de Emisión del SIN para proyectos MDL, puesto que la información oficial de los sectores de minas y energía en Colombia es suministrada por la UPME, encargada por Ley del mantenimiento y publicación de dicha información a través del Sistema de Información Minero-Energético de Colombia SIMEC.

Los proyectos interesados en validar la información para sus cálculos del Mecanismo de Desarrollo Limpio, MDL requieren disponer del factor de emisión adoptado por la República de Colombia para continuar con las actividades dentro del ciclo de proyectos del MDL para lo cual se hace necesario que la UPME adopte el Factor de Emisión correspondiente al período de generación considerado.

La consideración de emplear un factor de emisión oficial, calculado por la UPME, presenta ventajas:

- Hace más sencilla, económica y accesible la estimación del Factor de Emisión pues se elimina la necesidad de consultar las fuentes de los datos requeridos para el cálculo.
- Reduce el tiempo y costo de formulación de los proyectos bajo el MDL ya que no se haría necesario el desarrollo de un modelo para el cálculo del factor de emisión específico para cada proyecto.
- Estandariza la información a ser empleada en el cálculo, permitiendo que éste sea más transparente y conservador en datos y supuestos.
- Mitiga el riesgo por el uso inapropiado de la información durante el cálculo del factor de emisión.

El empleo de estos Factores de Emisión es optativo y los formuladores de proyectos podrán utilizar otro factor de emisión diferente al calculado en este documento, para lo cual deberán seguir los procedimientos definidos para tal fin por la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático, la reunión de las partes del Protocolo de Kioto y/o la junta ejecutiva del mecanismo de desarrollo limpio, MDL y las metodologías consideradas para tal fin.

• MÉTODOS Y OPCIONES DE CÁLCULO

El valor calculado determina el factor de emisión de CO_2 para el desplazamiento de la electricidad generada por las plantas de energía en un sistema eléctrico.

El factor de emisión se determina a partir del cálculo del margen combinado (MC), que es el resultado de promediar y ponderar dos factores de emisión de un sistema eléctrico: i) el factor de emisión del margen de operación (MO) y ii) el factor de emisión del margen de construcción (MCo).

El *MO* se refiere al factor de emisión del grupo de plantas de generación de energía existentes, cuya generación de electricidad sería afectada por la actividad de proyecto MDL. Este parámetro representa los cambios sobre la energía generada por el sistema eléctrico por:

- La generación de energía por la actividad de proyecto propuesto
- Por cambios en la demanda de energía eléctrica por actividades de proyecto que disminuyen el consumo de electricidad

El *MCo* se refiere al factor de emisión al grupo de plantas de generación de energía cuya construcción y futura entrada en operación se vería afectada por la actividad del proyecto MDL.

Para el cálculo del factor de emisión del Margen Combinado, en la herramienta se ha establecido la aplicación de seis pasos, los cuales permiten determinar los factores de emisión del *MO* y el *MCo* teniendo en cuenta las características del sistema eléctrico, el tipo de plantas de generación a ser consideradas, la disponibilidad de información y datos relevantes.

Paso 1: Identificar el sistemas eléctrico relevante,

Paso 2: Seleccionar un método para determinar el factor de emisión del *MO*;

Paso 3: Calcular el factor de emisión del margen de operación (*MO*) de acuerdo con la metodología seleccionada

Paso 4: Identificar el grupo de plantas de energía a ser incluido en el margen de construcción (*MCo*).

Paso 5: Calcular el factor de emisión del *MCo*;

Paso 6: Calcular el factor de emisión del margen combinado (*MC*).

Paso 1. Identificar el sistema eléctrico relevante

El sistema eléctrico hace referencia a la extensión física que abarca a las centrales generadoras de electricidad que se encuentran conectadas a través de líneas de transmisión y distribución y por las que se puede despachar energía sin restricciones significativas de transmisión. (Ver Figura 1)

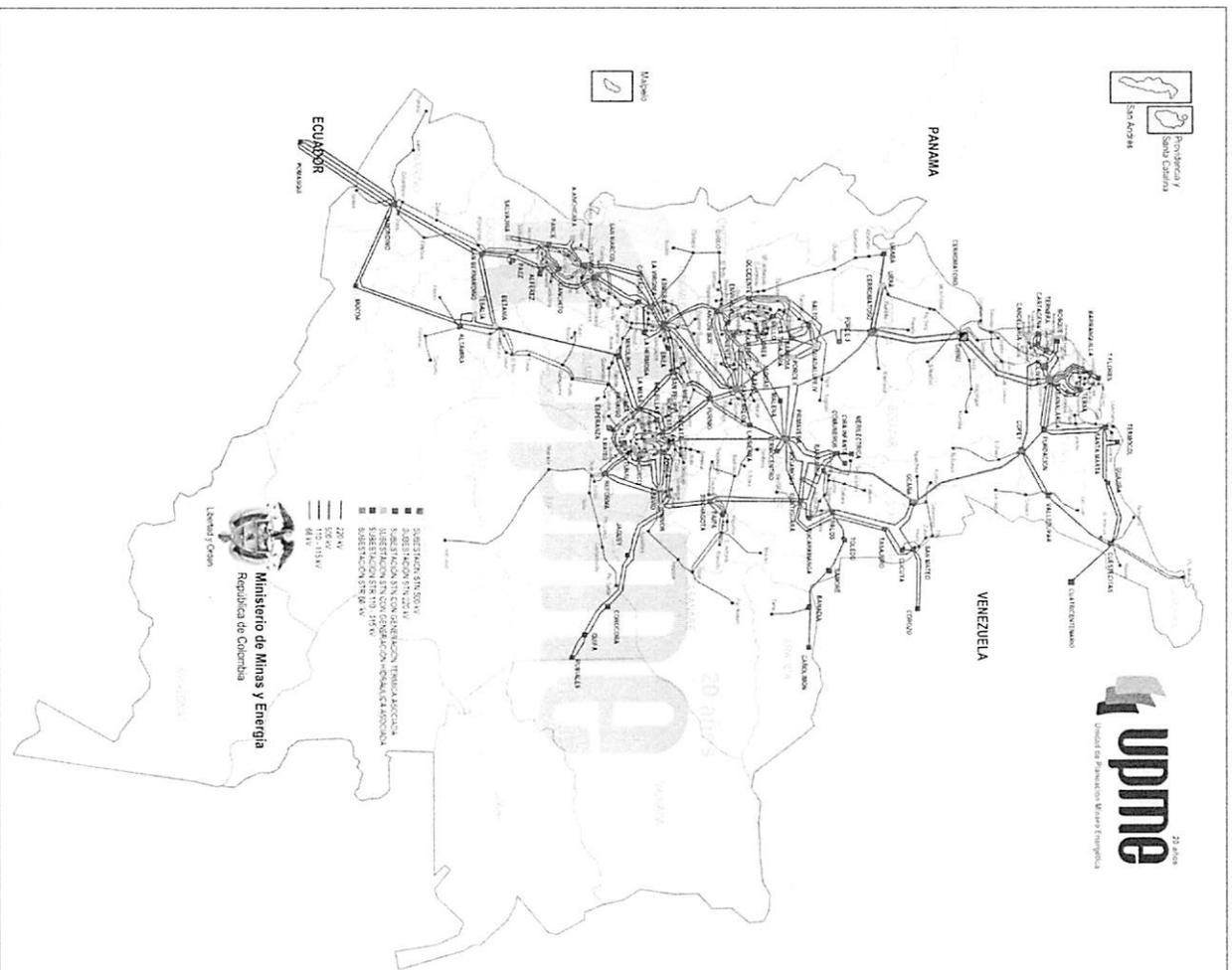


Figura 1 SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL Y SISTEMAS DE TRANSMISIÓN REGIONALES ACTUAL 2016

Fuente: http://www.upme.gov.co/Fotonoticias/Plan_GT_2016-2030_Preliminar_21-11-2016.pdf

Avenida Calle 26 No 69 D - 91 Torre 1, Oficina
 901, PBX (57) 1 222 06 01 FAX: 221 95 37 Línea
 Gratuita Nacional 01800 911 729
www.upme.gov.co



MinMingas
 Foro de Minería y Energía



**TODOS POR UN
 NUEVO PAÍS**
 PAZ EQUIDAD EDUCACIÓN

La descripción del sistema eléctrico colombiano se encuentra disponible al público en el Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2016-2029, en la fuente citada.

Paso 1.1. Seleccionar si desea incluir las plantas que están fuera del sistema eléctrico relevante.

El presente cálculo no incluye las unidades que no se encuentran conectadas al Sistema Interconectado Nacional SIN.

Paso 2: Seleccionar un método para determinar el factor de emisión del MO

Opciones de cálculo del margen de Operación (MO) en adelante, establecidas en la herramienta:

Para el cálculo del factor de emisión MO, la herramienta presenta cuatro (4) métodos, los cuales varían con las condiciones de aplicabilidad, información y datos requeridos. De acuerdo con la herramienta referenciada, si varios de los métodos cumplen las condiciones de aplicabilidad, la elección deberá realizarse considerando los criterios propios de quien vaya a realizar el cálculo del MO en función de los intereses particulares que se tengan.

2.1 MO simple

Bajo este método el factor de emisión del MO es calculado como el promedio (ponderado por generación) de emisiones de CO₂ por unidad de generación de electricidad (tCO₂/MWh) de todas las plantas de generación eléctrica conectadas al SIN, sin incluir las plantas *low-cost/must-run*³. Para el desarrollo del cálculo por el método MO simple, el instrumento presenta dos opciones:

Se calcula mediante:

$$EF_{grid,OMsimple,y} = \frac{\sum_m EG_{m,y} \cdot EF_{EL,m,y}}{\sum_m EG_{m,y}}$$

Ecuación (1).

³ Las plantas *low-cost/must-run* están definidas según la herramienta como plantas de energía con bajos costos marginales de generación o plantas de energía que se distribuyen de forma independiente de la carga diaria o estacional de la red. Por lo general incluyen hidroeléctricas, geotérmicas, eólicas, biomasa de bajo costo, generación nuclear y solar.

Donde:

$EF_{Red_OM_simple,y}$	Factor de emisión margen de operación simple para el año y (t CO ₂ /MWh)
$EG_{m,y}$	Energía neta entregada a la red por cada unidad de generación m en el año y (MWh)
$EF_{EL,m,y}$	Factor de emisión de la unidades de generación m en el año y (t CO ₂ /MWh)
m	Todas la unidades de generación conectadas a la red a excepción de las unidades low-cost/must-run
y	El año correspondiente a los datos utilizados

Nota: de acuerdo con la herramienta, el método MO simple solamente puede ser usado si las plantas low-cost/must-run constituyen menos del 50% de la generación total en: a) el promedio de los últimos 5 años

Para calcular este Factor de Emisión del Margen de Operación de las unidades de generación por este método se tienen dos opciones, dependiendo de la disponibilidad de información:

- *Opción A:* considera la generación neta de electricidad para la red y el factor de emisión de CO₂ de cada una de las plantas/unidades de generación conectadas.

$$EF_{EL,m,y} = \frac{\sum_i FC_{i,m,y} \cdot NCV_{i,y} \cdot EF_{CO_2,i,y}}{EG_{m,y}}$$

Ecuación (2).

Donde:

$EF_{EL,m,y}$ = Factor de Emisión del CO₂ de la unidad de energía m en el año y (t CO₂e/MWh)

$FC_{i,y}$ = Cantidad de combustible fósil tipo i consumido por la unidad de energía m en el año y (Unidad de Masa o volumen).

$NCV_{i,y}$ = Valor calorífico Neto del combustible fósil tipo i en el año y (GJ/unidad de masa o volumen).

- $EF_{CO2,i,y}$ = Factor de emisión del CO₂ del combustible fósil i en el año y (t CO₂/GJ)
- $EG_{m,y}$ = Electricidad Neta Generada y despachada a la red eléctrica por las unidades m en el año y (MWh).
- m = Todas las unidades de generación conectadas a la red eléctrica
- i = Todos los combustibles fósiles i quemados en las unidades de energía el año y .
- y = Año correspondiente al período de análisis.

- *Opción B:* se basa en la generación neta total de electricidad de todas las plantas eléctricas conectadas a la red, considerando los tipos de combustibles y consumos de los mismos por las plantas que las alimentan.

$$EF_{EL,m,y} = \frac{EF_{CO2m,i,y} \cdot 3,6}{\eta_{m,y}}$$

Ecuación (3).

Donde:

$FEL_{m,y}$ = Factor de emisión de CO₂ de la unidad m en el año y (t CO₂/MWh)

$EF_{CO2m,i,y}$ = Factor de emisión de CO₂ promedio del combustible fósil tipo i utilizado en la unidad m en el año y (t CO₂/GJ)

$\eta_{m,y}$ = Eficiencia promedio en la conversión de energía neta de la unidad m en el año y

y = Año correspondiente al período de cálculo

La opción B sólo puede ser usada si: (i) la información necesaria para realizar el cálculo con la opción A no está disponible, (ii) sólo las plantas renovables son consideradas como *low-cost/must-run* y se conoce la cantidad de energía que estas plantas entregan a la red, y (iii) no se incluyen plantas fuera del SIN en la selección de centrales a ser tenidas en cuenta para el cálculo.

2.2. MO simple ajustado

Es una variación del método MO simple, en el cual las plantas generadoras de energía son divididas en dos grupos. Un grupo corresponde a las plantas *low-cost/must-run* y el otro grupo corresponde a las demás plantas generadoras. El cálculo se realiza según la opción A anterior, es decir, basado en la generación eléctrica de cada planta en la red y el factor de emisión de cada una de ellas, y adicionalmente es necesario calcular el factor λ , el cual expresa el porcentaje de tiempo (en un año), en el que las plantas de generación *low-cost/must-run* se encuentran en el margen de generación de energía.

$$EF_{grid,OM-adj,y} = (1 - \lambda_y) \cdot \frac{\sum_m EG_{m,y} \cdot EF_{EL,m,y}}{\sum_m EG_{m,y}} + \lambda_y \cdot \frac{\sum_k EG_{k,y} \cdot EF_{EL,k,y}}{\sum_k EG_{k,y}}$$

Ecuación (4).

Donde:

$EF_{grid,MO-adj,y}$ Factor de emisión margen de operación simple ajustado para el año y (t CO₂/MWh)

λ_y Factor que expresa el porcentaje de tiempo en que las unidades *low-cost/must-run* marginaron en el año y

$EG_{m,y}$ Energía neta entregada a la red por cada unidad de generación m en el año y (MWh)

$EG_{k,y}$ Energía neta entregada a la red por cada unidad de generación k en el año y (MWh)

$EF_{EL,m,y}$ Factor de emisión de la unidades de generación m en el año y (t CO₂/MWh)

$EF_{EL,k,y}$ Factor de emisión de la unidades de generación k en el año y (t CO₂/MWh)

m Todas la unidades de generación conectadas a la red a excepción de las unidades *low-cost/must-run*

k Todas las unidades de generación conectadas a la red consideradas como unidades *low-cost/must-run*

y El año correspondiente a los datos utilizados

- MO con análisis de datos de despacho

Se determina considerando las plantas de generación conectadas a la red que despachan energía en el margen (últimas plantas a ser despachadas) durante cada hora del año en que el proyecto MDL estuvo desplazando energía de la red; es decir, se determina el factor de emisión de la red para cada hora en que el proyecto MDL esté generando energía (desplazando la energía que hubiera sido generada por las plantas que hubiesen despachado en el margen a esa misma hora). Bajo este método no es posible utilizar datos históricos por lo que se requiere de monitoreo anuales de los datos necesarios para hacer el cálculo. Este método implica obtener un factor de emisión de CO₂ para cada hora de despacho aplicable al sistema.

Este método aplica a nivel de proyectos, no es posible obtener un solo valor del Factor de Emisión sino una serie de valores a lo largo del año. Para 2016, sería necesario calcular 7.860 FE horarios.

2.4. MO promedio

Corresponde a las emisiones promedio de todas las plantas de energía de la red, usando la misma aproximación de cálculo establecida en el método MO Simple, pero incluyendo en los cálculos todas las plantas *low-cost/must-run*.

Este método promedio es aplicable cuando se carece de información del sistema pues en él se asumen valores por defecto (Default) de Factores de Emisión de los combustibles de las agencias internacionales y se promedian sus emisiones por la generación total.

En el caso colombiano se cuenta con toda la información proveniente de la fuente de datos referenciada, por lo cual el valor calculado para el mismo es únicamente de referencia.

Paso 3. Cálculo del factor de emisión del margen de operación de acuerdo con el método seleccionado.

Como se ha expuesto en este documento, hay varias formas de realizar el cálculo del MO, las cuales se exponen a continuación.

3.1 MO Método simple:

Como se tiene establecido por la herramienta “*el método MO simple solamente puede ser usado si las plantas low-cost/must-run constituyen menos del 50% de la generación total en: a) el promedio de los últimos 5 años...*”

Existen diversas interpretaciones de lo que son las plantas *low-cost/must-run*. La herramienta las define como “plantas de energía con bajos costos marginales de generación o plantas de energía que se distribuyen de forma independiente de la carga diaria o estacional de la red. Por lo general incluyen hidroeléctrica, geotérmica, eólica, biomasa de bajo costo, generación nuclear y solar.”⁴

Siguiendo la definición de la herramienta y considerando para el caso colombiano las denominadas plantas menores y las hidroeléctricas y biomasa, las clasificadas como: *low-cost/must-run*, en la tabla 2 se muestra la participación de dichas plantas consideradas en la generación total para los últimos cinco años.

Tabla 2 participación Plantas low-cost/must-run últimos cinco años

Año	Generación Total SIN MWh/año	MWh/año low- cost/must-run	Participación low-cost/must- run
2011	58 629 621	48 177 697	82%
2012	59 995 445	45 992 575	77%
2013	62 196 587	45 558 393	73%
2014	64 327 855	45 497 205	71%
2015	66 548 474	45 750 015	69%
2016	65,935,243	48,139,248	73%

Al decidir por esta interpretación de las unidades *low-cost/must-run*, no es factible aplicar el método simple para calcular el MO del SIN en 2016.

⁴ Methodological Tool (Version 04) “Tool to calculate the emission factor for an electricity system disponible en <http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/tools/am-tool-07-v4.0.pdf>

3.2 MO Método simple ajustado:

Bajo la consideración expresada en la herramienta y definida allí, como tradicionalmente se asume, una planta *low-cost/must-run* es una central con bajo costo marginal de generación, o una central que está despachada independientemente de la carga diaria o estacional de la red. Típicamente incluye centrales hidroeléctricas, geotérmicas, eólicas, biomasa de bajo costo, nuclear y solar.

Al considerar las hidroeléctricas, de cogeneración, eólicas y plantas menores como las *Low-Cost/Must-Run*, éstas aportan más del 50% de la generación eléctrica y de acuerdo con la ecuación (4), el cálculo del Factor de Emisión del Margen de Operación por el Método Simple Ajustado se tiene:

Tabla 3 Margen de Operación Simple Ajustado

Margen de Operación 2016		
Generación Neta de Energía Total	65,935,243	MWh
Generación Neta de Energía Low-Cost/Must-Run (MWh)	48,139,248	MWh
Generación Neta de Energía No Low-Cost/Must-Run (MWh)	17,795,995	MWh
<i>Lambda</i>	0.3431	
$\sum EG_{m,y} * EF_{EL,m,y}$	13,121,130	tCO ₂
$\sum EG_{k,y} * EF_{EL,k,y}$	698,143	tCO ₂
Margen de Operación	0.67	tCO ₂ /MWh

3.2 MO con Método de análisis de datos de despacho

Tal como se ha establecido, este método requiere el cálculo de FE horario, lo que escapa del alcance de este ejercicio pues no se obtiene un factor de emisión único, sino que por las características de aplicabilidad, la energía desplazada por el proyecto o energía dejada de consumir, es necesario generar un factor de emisión horario y para 2016 sería necesario reportar 8.784 Factores de Emisión. Por lo cual se establece que este método no se puede utilizar para el cálculo del Factor de Emisión para el MO 2016.

3.3 MO Método Promedio

Corresponde a las emisiones promedio de todas las plantas de energía de la red, usando la misma aproximación de cálculo establecida en el método *MO Simple*, pero incluyendo en los cálculos todas las plantas *low-cost/must-run*. Este método promedio se emplea cuando se carece de información completa de consumos de combustibles, Factores de Emisión específicos, para lo cual se emplean factores de emisión por defecto. No es el caso para Colombia, en donde se cuenta con información suficiente del tipo de combustible, consumos y generación real.

Como sea ha especificado, el método escogido para el cálculo del Factor de Emisión del margen de Operación MO es el Método Simple Ajustado; este cálculo del MO Promedio sólo se calcula para referencia, por las consideraciones establecidas anteriormente.

Paso 4: Identifique el grupo de plantas de energía a ser incluido en el margen de construcción (MCo).

El cálculo del factor de emisión del margen de construcción (MCo) permite la aplicación de dos opciones para los datos a ser empleados:

- El conjunto de cinco plantas de generación que han sido construidas recientemente, SET 5-unidades.
- El conjunto de las adiciones de capacidad en el sistema eléctrico que comprende el 20% de la generación (MWh), AEGset \geq 20%, con una energía que representa el 20% de la energía suministrada.

La herramienta de cálculo del Factor de Emisión establece las condiciones de escogencia para lo cual dictamina que para identificar el grupo de plantas de energía a ser incluido en el margen de construcción (MC), se debe escoger la opción que más energía reporte. Para 2016, se parte de la información consignada en la tabla 4.

Tabla 4 Datos cálculo MCO 2016

CALCULO DEL MARGEN DE CONSTRUCCIÓN AÑO 2016			
Total energía Generada 2016 (sin plantas MDL)	EG total	65,331,217	MWh
20 % del total energía Generada en 2016 (Sin Plantas MDL)	20% de EG Total	13,066,243	MWh
Generación del grupo de plantas incorporadas más recientemente (Ultimas 5 plantas - sin plantas MDL)	EG Grupo -5-unidades	214,521	MWh
Grupo de plantas que comprenden el 20% de la EG total (sin Plantas MDL)	EG grupo \geq 20%	20,066,285	MWh

Grupo de plantas que comprenden la Mayor generación anual de electricidad	Grupo Muestra	SET≥20%	-
Grupo de plantas que comprenden la Mayor generación anual de electricidad (Menos Plantas MDL)	EG Grupo Muestra	20,066,285	MWh
Grupo de plantas que comprenden la Mayor generación anual de electricidad (Incluyendo Plantas MDL)	EG Muestra - MDL->10 años	20,525,061	MWh

- a) Grupo -5-unidades: El conjunto de cinco plantas de generación que han sido construidas recientemente, SET 5-unidades con una energía que representa el 4,14% de la energía suministrada.

Tabla 5 Cinco Plantas de generación 2016- Grupo -5-unidades

Dato de Entrada		Compañía/ Planta	Tipo	Generación 2016	
Año	Mes			MWh Anual	Emisiones Ton
2016	diciembre	Magallo	AGUA	84	
2016	diciembre	Coello	AGUA	4,041	
2016	diciembre	Rio Mayo	AGUA	117,130	
2016	setiembre	Morro azul	AGUA	21,065	
2016	junio	Tunjita	AGUA	65,736	
2016	junio	Tequendama Biogás	BIOGAS	2,288	1,992
2016	mayo	El Cocuyo	AGUA	739	
TOTAL				214,327.90	

- b) AEGset≥20%: El conjunto de las adiciones de capacidad en el sistema eléctrico que comprende el 20% de la generación (MWh), AEGset≥20%, con una energía que representa el 20% de la energía suministrada.

Tabla 6 Conjunto de las adiciones de capacidad en el sistema eléctrico AEGset>=20%

Dato de Entrada		Compañía /Planta	Compañía /Planta	Tipo		Generación 2016
Año	Mes			MWh Anual	MWh Acumulado	EGm x EFEL,m
2016	diciembre	MAGALLO	agua	84	84.47	
2016	diciembre	COELLO	agua	4,041	4,125.00	
2016	diciembre	RIO MAYO	agua	117,130	121,255.44	
2016	setiembre	MORRO AZUL	agua	21,065	142,320.25	
2016	junio	TUNJITA	agua	65,736	208,056.05	
2016	junio	TEQUENDAMA BIOGAS	biogás	2,288	210,344.45	1,992
2016	mayo	EL COCUYO	agua	739	211,083.42	
2016	abril	DOÑA JUANA	biogás	3,244	214,327.90	2,824
2016	abril	LA FRISOLERA	agua	193	214,520.91	
2016	abril	GUAVIO MENOR	agua	28,035	242,555.50	
2016	abril	PORCE III MENOR	agua	6,959	249,514.08	
2016	marzo	AUTOG YAGUARITO	biogás	486	249,999.90	365
2016	marzo	BARRANCA 1	combustól eo	9,275	259,274.77	10,143

Dato de Entrada		Compañía /Planta	Compañía /Planta	Tipo		Generación 2016
Año	Mes			MWh Anual	MWh Acumulado	EGm x EFEL,m
2016	marzo	BARRANCA 2	combustól eo	831	260,105.98	809
2016	marzo	AUTOG UNIBOL	gas	9,373	269,478.90	4,893
2016	marzo	AUTOG ARGOS YUMBO	carbón	5,799	275,278.04	6,550
2016	marzo	INGENIO MANUELITA	bagazo	4,665	279,943.36	3,505
2016	marzo	AUTOG ARGOS CARTAGENA	gas	32,758	312,701.29	17,100
2016	marzo	TERMOBOLIVAR 1	gas	19,853	332,554.39	10,363
2015	diciembre	SAN MIGUEL	agua	275,901	608,455.76	
2015	Noviemb e	TASAJERO 1	carbón	964,385	1,572,840.67	337,744
2015	Noviemb e	CARLOS LLERAS	agua	349,080	1,921,920.20	
2015	noviembre	EL QUIMBO	agua	1,448,004	3,369,924.08	
2015	noviembre	CUCUANA	agua	182,713	3,552,637.03	
2015	noviembre	INGENIO PROVIDENCIA 2	bagazo	119,964	3,672,600.70	90,139
2015	noviembre	GECELCA 3	carbón	384,860	4,057,461.12	409,986

Dato de Entrada		Compañía /Planta	Compañía /Planta	Tipo		Generación 2016
Año	Mes			MWh Anual	MWh Acumulado	EGm x EFEL,m
2015	febrero	BAJO TULUA	agua	54,690	4,112,150.63	
2014	Diciembre	SOGAMOSO	agua	3,133,606	7,245,756.63	
2014	Diciembre	PORCE III	agua	3,058,073	10,303,829.35	
2014	Noviembre	LA NAVETA	agua	21,586	10,325,415.53	
2014	Noviembre	PURIFICACION	gas	2,336	10,327,751.56	1,219
2014	Junio	SALTO II	agua	118,458	10,446,209.60	
2014	Marzo	EL POPAL	agua	132,291	10,578,500.42	
2013	Abril	SUBA	agua	11,556	10,590,056.06	
2013	Abril	USAQUEN	agua	6,780	10,596,836.18	
2013	Marzo	LA CASCADA (ABEJORRAL)	agua	2,545	10,599,381.21	
2012	Diciembre	SAN FRANCISCO (PUTUMAYO)	agua	2,631	10,602,012.64	
2012	Noviembre	BARROSO	agua	104,346	10,706,358.95	
2012	Junio	HIDROMONTAÑITAS	agua	130,518	10,836,877.07	
2012	Mayoo	ALTO TULUA	agua	47,982	10,884,859.15	

Dato de Entrada		Compañía /Planta	Compañía /Planta	Tipo		Generación 2016
Año	Mes			MWh Anual	MWh Acumulado	EGm x EFEL,m
2011	Enero	AUTOG ARGOS YUMBO	carbón	5,799	10,890,658.29	6,550
2011	Julio	MIEL I	agua	1,013,698	11,904,355.88	
2010	Diciembre	INSULA	agua	89,352	11,993,707.71	
2010	Agosto	AUTOG ARGOS TOLUVIEJO	carbón	7,720	12,001,427.62	8,719
2010	Agosto	CURRUCUCUES	agua	1,220	12,002,647.62	-
2010	Agosto	AMAIME	agua	30,225	12,032,872.42	-
2010	Mayo	GUANAQUITAS	agua	47,477	12,080,349.48	-
2010	Enero	PRADO	agua	55,741	12,136,090.58	
2010	Enero	LA VUELTA	agua	56,427	12,192,517.21	
2009	Diciembre	CARUQUIA	agua	37,381	12,229,898.68	-
2009	Febrero	PAPELES NACIONALES	gas	1,452	12,231,350.43	758
2009	Febrero	INZA	agua	3,550	12,234,900.74	-
2008	Abril	AGUA FRESCA	agua	45,520	12,280,420.95	-
2007	Octubre	REMEDIOS	agua	937	12,281,358.08	-

Dato de Entrada		Compañía /Planta	Compañía /Planta	Tipo		Generación 2016
Año	Mes			MWh Anual	MWh Acumulado	EGm x EFEL,m
2007	Septiembre	OVEJAS	agua	5,385	12,286,743.09	-
2007	Agosto	CIMARRON	gas	166,403	12,453,145.67	45,607
2007	Agosto	EL MORRO 2	gas	162,080	12,615,225.93	15,557
2007	Julio	URRAO	agua	6,169	12,621,394.49	-
2007	Julio	PAGUA	agua	3,962,608	16,584,002.61	-
2007	Mayo	EL MORRO 1	gas	172,345	16,756,347.24	17,307
2007	Marzo	COELLO	agua	4,041	16,760,387.77	-
2006	Septiembre	EL COCUYO	agua	739	16,761,126.74	-
2006	Julio	CALDERAS	agua	76,643	16,837,770.23	-
2005	Junio	SANTA ANA	agua	26,835	16,864,605.08	-
2004	Noviembre	LA VUELTA	agua	56,427	16,921,031.72	-
2004	Noviembre	MIROLINDO	agua	18,488	16,939,520.21	-
2004	Septiembre	LA HERRADURA	agua	115,568	17,055,088.01	-
2004	Septiembre	CEMENTOS DEL NARE	agua	46,935	17,102,023.41	-

Dato de Entrada		Compañía /Planta	Compañía /Planta	Tipo		Generación 2016
Año	Mes			MWh Anual	MWh Acumulado	EGm x EFEL,m
2004	Agosto	COCONUCO	agua	11,941	17,113,964.17	
2004	Agosto	TERMOYOPAL 1	gas	168,893	17,282,857.53	17,192
2004	Julio	TERMOYOPAL 2	gas	222,717	17,505,574.08	175,266
2004	Junio	OVEJAS	agua	5,385	17,510,959.09	-
2004	Abril	TEQUENDAMA	agua	27,988	17,538,947.19	-
2004	Febrero	RIO RECIO	agua	2,570	17,541,517.19	-
2004	Febrero	SALTO II	agua	118,458	17,659,975.23	-
2004	Febrero	VENTANA B	agua	5,189	17,665,164.49	-
2004	Enero	NUEVO LIBARE	agua	7,269	17,672,433.45	-
2003	Diciembre	EL LIMONAR	agua	62,447	17,734,880.33	-
2003	Diciembre	PROENCA 1	bagazo	143,255	17,878,135.03	107,639
2003	Septiembre	CHARQUITO	agua	44,834	17,922,968.77	-
2003	Agosto	MANANTIALES	agua	15,104	17,938,073.03	
2003	Abril	PROVIDENCIA	agua	43,934	17,982,006.83	

Dato de Entrada		Compañía /Planta	Compañía /Planta	Tipo		Generación 2016
Año	Mes			MWh Anual	MWh Acumulado	EGm x EFEL,m
2003	Enero	IQUIRA II	agua	1,904	17,983,911.30	
2003	Enero	SONSON	agua	99,882	18,083,793.47	
2002	Diciembre	LA PITA	agua	5,316	18,089,109.37	
2002	Diciembre	IQUIRA I	agua	8,902	18,098,011.62	
2002	Octubre	MIEL I	agua	1,013,698	19,111,709.20	
2002	Mayo	SUEVA 2	agua	22,311	19,134,020.59	
2002	Marzo	JULIO BRAVO	agua	6,222	19,140,242.45	
2002	Marzo	RIO BOBO	agua	22,130	19,162,371.95	
2002	Marzo	RIO SAPUYES	agua	6,739	19,169,110.57	
2002	Marzo	EL BOSQUE	agua	11,898	19,181,008.51	
2002	Enero	PATICO - LA CABRERA	agua	3,816	19,184,824.75	
2001	Septiembre	PUENTE GUILLERMO	agua	3,857	19,188,681.83	
2001	Abril	PORCE II	agua	1,336,379	20,525,061.17	
			Total	19,188,682	TOTAL EMISIONES	1,292,227

Dato de Entrada		Compañía /Planta	Compañía a /Planta	Tipo		Generación 2016
Año	Mes			MWh Anual	MWh Acumulado	EGm x EFEL,m
						0.0673

El factor de emisión debido al margen de construcción se calcula utilizando la Ecuación:

$$EF_{grid,BM,y} = \frac{\sum_m EG_{m,y} \cdot EF_{EL,m,y}}{\sum_m EG_{m,y}}$$

Ecuación (5)

Donde:

$EF_{Red MC y}$	Factor de emisión margen de Construcción para el año y (T CO ₂ /MWh)
$EG_{m,y}$	Energía neta entregada a la red por cada unidad de generación m en el año y (MWh)
$EF_{EL m y}$	Factor de emisión de las unidades de generación m en el año y (t CO ₂ /MWh)
m	Todas las unidades de generación incluidas en el margen de construcción.
y	El año histórico más reciente para el que los datos de generación de electricidad están disponibles

Paso 5. Calcular el factor de emisión del MCo

Con estas consideraciones se obtiene el siguiente resultado considerando el año 2016 de operación del SIN:

Tabla 7 Margen de Construcción año 2016

Cálculo del margen de Construcción año 2016		
EG total	65,331,217	MWh
Grupo de plantas que comprende la Mayor generación anual de electricidad (Incluyendo Plantas MDL)	20,066,285	MWh
$EG_m \times EF_{EL\ m}$	1,292,227	t CO ₂
$EF_{grid\ MC\ 2016}$	0.0673	t CO ₂ /MWh

Paso 6. Calcular el margen combinado

Para realizar el cálculo del factor de emisión del margen combinado (MC) el instrumento establece dos opciones: MC promedio ponderado o MC simplificado. En este caso *la herramienta* define la preferencia por el uso del método MC Promedio ponderado el cual es el factor resultante de la suma del factor de emisión del margen de operación *MO* multiplicado por el ponderador del factor de emisión del margen de operación (*WOM*) y el factor de emisión del margen de construcción (*MC*) multiplicado por el ponderador del factor de emisión del margen de construcción (*WBM*).

Tabla 8 Parámetros para cálculo del margen combinado

Hidroeléctrica	Termoeléctrica
WOM	0.5
WBM	0.5
Energías Renovables No convencionales (Eólica Solar)	
WOM	0.75
WBM	0.25

Para calcular el Margen Combinado MC del Factor de Emisión la herramienta establece

Tabla 9 Cálculo del Margen Combinado FE del SIN 2016 Simple Ajustado

CALCULO DEL MARGEN COMBINADO FE DEL SIN 2016 SIMPLE AJUSTADO		
EF _{grid} MO y	0.667	t CO ₂ /MWh
Total generación	65,935,243	MWh
EF _{grid} MC 2016	0.0673	tCO ₂ /MWh
W _{OM}	0.5	-
W _{BM}	0.5	-
EF _{grid} MC 2016	0.367	tCO ₂ /MWh

De acuerdo a las consideraciones establecidas el Factor de Emisión del SIN para proyectos MDL es de **FE = 0.367 tCO₂/MWh.**

3 PARA INVENTARIOS DE EMISIONES DE GASES EFECTO INVERNADERO-GEI HUELLA DE CARBONO O FACTOR DE EMISIÓN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA-FEG

Para proyectos y mediciones específicas de generación de emisiones de CO₂ por consumo de energía eléctrica se puede calcular la huella de carbono siguiendo lo establecido en la norma ISO 14067 y el GHG Protocolo. Para esto es posible calcular las emisiones por kWh generado promedio; éste es un instrumento de fácil aplicación y cálculo ya que la información de la generación eléctrica de las plantas conectadas al SIN y los tipos y consumos de combustibles utilizados puede ser consultada fácilmente en los portales oficiales; el factor de emisión en la generación FEG se calcula a partir de las emisiones de CO₂ provenientes del uso de combustibles divididas entre la cantidad de electricidad generada.

Este ejercicio de cálculo es similar al desarrollado para el cálculo del margen de operación para el método promedio ecuación (1) teniendo en cuenta toda la generación, lo que resulta:

Tabla 10 Factor de Emisión para Huella de carbono

FE para Huella de carbono e Inventarios.		
Generación Neta de Energía Total	65,935,242.82	MWh
$\sum EG_m$ y *EFEL m y	13,819,273.78	tCO ₂
FE Inventarios	0.21	tCO ₂ /MWh

Como se presentó en la argumentación, los Factores de Emisión para proyectos MDL y para Huella de Carbono son diferentes y su cálculo tiene aplicaciones diversas y específicas para cada caso.

4 RESUMEN RESULTADOS

En resumen, se debe resaltar que para proyectos MDL, el Factor de emisión resultante es de 0.367 tCO₂/MWh y puede ser usado para estimar emisiones reducidas en proyectos que:

- Produzcan desplazamiento de la electricidad generada con plantas de energía renovable en un sistema eléctrico, es decir, cuando una actividad de proyecto con energías renovables suministra electricidad a una red (oferta energética) o
- Actividades de proyectos que resultan en ahorros de electricidad y esta electricidad ahorrada habría sido suministrada por la red (por ejemplo proyectos de eficiencia energética uso eficiente de energía).

El Factor de Emisión para Huella de Carbono es de 0.21 tCO₂/MWh puede ser empleado para:

- Proyectos y mediciones específicas de emisiones de GEI
- Estimación de GEI por consumo de energía eléctrica
- Inventarios de emisiones de GEI y
- Cálculo de la huella de carbono empresarial o corporativa (mediante la cual se cuantifican las emisiones de GEI de una organización y se identifican las acciones específicas con el fin de mejorar la gestión de los GEI)



FE del SIN 2016 abril
2017 COPIA.xlsx