Unidad de Planeación Minero Energética

Resoluciones

RESOLUCIÓN NÚMERO 000385 DE 2020

(diciembre 24)

Radicado ORFEO: 20201100003855

"Por la cual se actualiza el factor marginal de emisión de gases de efecto invernadero del Sistema Interconectado Nacional - 2019, 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, especialmente las conferidas por el artículo 9 del Decreto 1258 de 2013, y

C O N S I D E R A N D O

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 se fijaron obligaciones cuantificadas de reducción de emisiones de Gases Efecto Invernadero (GEI) a los países desarrollados y se instó a los demás estados parte a tomar medidas en el mismo sentido.

Que 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 2º de la Ley 697 de 2001, le corresponde al Gobierno Nacional establecer las normas necesarias para el cabal cumplimiento del Uso Racional y Eficiente de la Energía (URE), a través de las cuales se adopte 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 del URE y el conocimiento y la utilización de formas alternas de energía.

Que mediante el Decreto 3683 de 2003, compilado en el Decreto 1073 de 2015, el Gobierno Nacional 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.

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 2º 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 6º de la Ley 1715 de 2014, le corresponde al Ministerio de Minas y Energía propender por un desarrollo bajo en carbono del sector a partir del fomento y desarrollo de las fuentes no convencionales de energía y la eficiencia energética.

Que mediante el artículo 1º de la Resolución MME 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 (SIN), 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), el cual fue elaborado 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.

Que el artículo 3º 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 SIN.

Que conforme a lo anterior, para acceder a recursos del MDL se requiere del factor marginal de emisión de gases de efecto invernadero del 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 2019.

Que el Ministerio de Minas y Energía mediante la Resolución MME 40807 de 2018 adoptó el Plan Integral de Gestión del Cambio Climático del sector minero energético (PIGCCme), el cual establece líneas estratégicas de mitigación para la reducción de emisiones de GEI, adaptación al cambio climático, y gobernanza. En este último componente se determina como actividad del plan el coordinar con las entidades sectoriales las mejoras en la información técnica de factores de actividad y de emisión que se requiera para el desarrollo del inventario nacional de GEI.

Que de conformidad con lo dispuesto en la Resolución UPME 168 de 2017, el proyecto de resolución, junto con el soporte técnico, se publicó en la página web de la UPME entre el 2 de diciembre de 2020 y el 10 de diciembre de 2020, para recibir comentarios de ciudadanos y grupos de interés.

Que conforme lo anterior, se recibieron observaciones al proyecto normativo, las cuales fueron analizadas y, en lo que se consideró pertinente, se ajustó el contenido de la presente resolución.

En mérito de lo expuesto,

RESUELVE:

ARTÍCULO 1: ACTUALIZACIÓN. Actualicese el factor de emisión de gases de efecto invernadero del Sistema Interconectado Nacional -SIN para el 2019 en los siguientes casos:

A. Mecanismo de Desarrollo Limpio:

I. Para el primer período de acreditación y para todos los periodos de plantas eólicas y solares:

0.591 tonCO_2eq/MWh

II. Para el primer período de acreditación de proyectos diferentes a eólicos y solares:

0.488 tonCO_2eq/MWh

III. Para el segundo y tercer período de acreditación de proyectos de diferentes a eólicos y solares:

0.385 tonCO_2eq/MWh

B. Factor de emisión para inventarios de GEI:

0.166 tonCO_2eq/MWh

ARTÍCULO 2: ATENCIÓN A REQUERIMIENTOS. Conforme a lo establecido en el artículo 2º de la Resolución MME 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, establecido según se detalla en el documento "FACTORES DE EMISIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL COLOMBIA – SIN 2019", el cual hace parte integral del presente acto administrativo.

ARTÍCULO 3: VIGENCIA Y PUBLICIDAD. La presente resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el diario oficial**.**

COMUNÍQUESE Y CÚMPLASE,

Dada en Bogotá, D.C., a **15-12-2020**

CHRISTIAN JARAMILLO HERRERA
Director General

ANEXO TÉCNICO

Documento titulado "FACTORES DE EMISIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL COLOMBIA – SIN 2019"

CÁLCULO DEL FACTOR DE EMISIONES DE LA RED DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA

Patricia Dávila, Jonathan David Sánchez Rippe , Héctor Herrera , Juan David Turriago, Juan Camilo Gaviria
MINENERGÍA, ECDBC, UPME, IDEAM, XM

UPME Avenida Calle 26 No 69 D – 91 Torre 1, Oficina 901.
PBX (57) 1 222 06 01 FAX: 295 98 70
Línea Gratuita Nacional 01800 911 729
www.upme.gov.co

F-DI-01 – V4

TABLA DE CONTENIDO

Contenido

TABLA DE CONTENIDO **2**
ÍNDICE DE TABLAS **3**
1. INTRODUCCIÓN **4**
2. DEFINICIONES **4**
3. RESUMEN EJECUTIVO **6**
4. FACTOR DE EMISIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL - SIN **8**
4.1 METODOLOGÍAS DE MECANISMO DE DESARROLLO LIMPIO (MDL) Y OTRAS 8
4.2 PARA INVENTARIOS DE EMISIONES DE GASES EFECTO INVERNADERO (INGEI), HUELLA DE CARBONO CORPORATIVA O FACTOR DE EMISIÓN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA (FEG) 8
5. CÁLCULO DEL FE PARA PROYECTOS DE REDUCCIÓN DE GEI EN METODOLOGÍAS DEL MECANISMO DE DESARROLLO LIMPIO (MDL) U OTRAS **9**
- INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN DISPONIBLE 9
- DEFINICIÓN DEL FACTOR DE EMISIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE PROYECTOS 10
- MÉTODOS Y OPCIONES DE CÁLCULO 12

PASO 1. IDENTIFICAR EL SISTEMA ELÉCTRICO RELEVANTE 12
PASO 2: SELECCIONAR UN MÉTODO DE CÁLCULO PARA DETERMINAR EL FACTOR DE EMISIÓN DEL MO. 13
PASO 3. CALCULAR EL FACTOR DE EMISIÓN DEL MARGEN DE OPERACIÓN DE ACUERDO CON EL MÉTODO SELECCIONADO. 17
PASO 4: IDENTIFICAR EL GRUPO DE PLANTAS DE ENERGÍA A SER INCLUIDO EN EL MARGEN DE CONSTRUCCIÓN (MCo). 19
PASO 5. CALCULAR EL FACTOR DE EMISIÓN DEL MCo 23
PASO 6. CALCULAR EL MARGEN COMBINADO 24
6. PARA INVENTARIOS DE EMISIONES DE GASES EFECTO INVERNADERO-GEI HUELLA DE CARBONO CORPORATIVA O FACTOR DE EMISIÓN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA-FEG **26**
7. RESUMEN RESULTADOS **27**

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Fuente de datos 9
Tabla 2 participación Plantas low-cost/must-run últimos cinco años 17
Tabla 3 Margen de Operación Simple Ajustado 18
Tabla 4 Datos cálculo MCo 2019 19
Tabla 5 Cinco Plantas de generación 2019- Grupo -5-unidades 20
Tabla 6 Conjunto de las adiciones de capacidad en el sistema eléctrico AEGset>=20% 20
Tabla 7 Margen de Construcción año 2019 23
Tabla 8 Parámetros para cálculo del margen combinado para proyectos eólicos y solares 24
Tabla 9. Parámetros para el cálculo del margen combinado para otros proyectos 24
Tabla 10 Cálculo del Margen Combinado FE del SIN 2019 Simple Ajustado 25
Tabla 11 Factor de Emisión para Huella de Carbono Corporativa 26

UPME Avenida Calle 26 No 69 D – 91 Torre 1, Oficina 901.
PBX (57) 1 222 06 01 FAX: 295 98 70
Línea Gratuita Nacional 01800 911 729
www.upme.gov.co
F-DI-01 – V4
El futuro es de todos Minenergía

1. INTRODUCCIÓN

El desarrollo del mundo debe continuar de forma sostenible y lograr la activación económica a través de la implementación de sistemas que generen efectos positivos para la sociedad, el ambiente y la economía. Para poder realizar un cambio efectivo en el desarrollo de la sociedad, se debe tener capacidad de cuantificar las acciones relevantes, identificando el camino recorrido, y finalmente, lograr el cambio a través de las posibilidades de mejora.

Los procesos aplicados a la información que se encuentra en las diferentes bases de datos del sector eléctrico se utilizan para cuantificar datos que puedan ser utilizados por diferentes entidades para cuantificar y dimensionar la ruta para lograr alinearse con los objetivos de desarrollo sostenible definidos internacionalmente. Por estos motivos, este documento se construye de forma conjunta entre el Ministerio de Energía y Minas (Minenergía), la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM), y el operador del Sistema Interconectado Nacional y administrador del mercado de energía mayorista (XM), en conjunto con la Estrategia Colombiana de Desarrollo Bajo en Carbono (ECDBC).

En el documento se encuentra información relevante a las emisiones de gases de efecto invernadero causadas por la operación del Sistema Interconectado Nacional de energía eléctrica. Para ello se utilizan metodologías, y definiciones específicas según aplique del Panel Intergubernamental de Cambio Climático (IPCC, por sus siglas en inglés), de la Junta Directiva de los Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL), y la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC).

2. DEFINICIONES

Autogeneración: proceso de producción de energía eléctrica cuya actividad principal es atender el consumo propio y que puede o no entregar sus excedentes de energía al Sistema Interconectado Nacional.

Cogeneración: proceso de producción combinada de energía eléctrica y energía térmica, que hace parte del proceso productivo cuya actividad principal no es la producción de energía eléctrica, destinadas ambas al consumo propio o de terceros y cuya utilización se efectúa en procesos industriales o comerciales.

Datos de actividad: Definición para los inventarios: Datos sobre la magnitud de las actividades humanas que dan lugar a las emisiones o absorciones que se producen durante un período de tiempo determinado.

UPME Avenida Calle 26 No 69 D – 91 Torre 1, Oficina 901.
PBX (57) 1 222 06 01 FAX: 295 98 70
Línea Gratuita Nacional 01800 911 729
www.upme.gov.co
F-DI-01 – V4
El futuro es de todos Minenergía

Dióxido de carbono (CO_2): Es un gas que se produce de forma natural y también como subproducto de la combustión de la biomasa, cambios en el uso de las tierras y procesos industriales mediante el uso de combustibles fósiles. Es el principal gas de efecto invernadero antropogénico que afecta al equilibrio de radiación del planeta, y es el gas de referencia a partir del cual se miden otros gases de efecto invernadero, y por lo tanto tiene un potencial de calentamiento global de 1.

Dióxido de carbono (CO_2eq): Es la unidad de medida utilizada para indicar el potencial de calentamiento global de cada uno de los gases de efecto invernadero con respecto al dióxido de carbono.

Embalses: Los embalses son una acumulación de agua producida por la construcción de una represa sobre el lecho de un río o arroyo, la cual cierra parcial o totalmente su cauce.

Factor de emisión: Coeficiente que relaciona los datos de actividad con la cantidad del compuesto químico que constituye la fuente de las últimas emisiones.

Gases de Efecto Invernadero: Son aquellos componentes gaseosos de la atmósfera, tanto naturales como antropogénicos, que absorben y emiten radiación infrarroja, de acuerdo con lo definido por la CMNUCC.

Heat Rate: Este indicador mide la eficiencia en la generación de energía eléctrica a partir de la energía proveniente de combustibles. Este indicador está relacionado directamente con la eficiencia energética. Aunque este indicador puede ser reportado teóricamente por las plantas de generación, se debe preferir estimarlo a través de la energía generada y el combustible consumido, reportado en cada uno de los niveles de desagregación respectivos.

Generación: proceso de producción de energía eléctrica cuya actividad principal es la generación de energía eléctrica. En esta clasificación se encuentran las plantas menores que por definición, tienen una capacidad instalada inferior a 20 MW y se excluyen de ésta, los autogeneradores y cogeneradores.

Generación con Plantas Menores: Es la generación producida con plantas con capacidad efectiva menor a 20 MW, operadas por empresas generadoras, productores marginales o productores independientes de electricidad y que comercializan esta energía con terceros, o en el caso de las empresas integradas verticalmente, para abastecer total o parcialmente su mercado. La categoría de Generación con Plantas Menores y la de Autogenerador son excluyentes. El régimen de estos últimos es el contenido en la Resolución CREG-084 del 15 de octubre de 1996.

Planta o unidad de energía: es una instalación que genera energía eléctrica, se caracteriza por el hecho de que puede funcionar independientemente de otra en el mismo sitio.

Plantas centralmente despachadas: Las plantas de generación con capacidad efectiva mayor a 20 MW y las menores o iguales a 20 MW que quieran participar en el despacho económico.
Plantas menores: Plantas de baja capacidad que no se incluyen en forma desagregada en la operación del Sistema Interconectado Nacional.

UPME Avenida Calle 26 No 69 D – 91 Torre 1, Oficina 901.
PBX (57) 1 222 06 01 FAX: 295 98 70
Línea Gratuita Nacional 01800 911 729
www.upme.gov.co
F-DI-01 – V4
El futuro es de todos Minenergía

Potencial de calentamiento global (PCM): Índice basado en las propiedades radiativas de los gases de efecto invernadero, que mide el forzamiento radiativo obtenido de los impulsos de emisión en la atmósfera actual, de una unidad de masa de cierto gas de efecto invernadero, integrado a lo largo de un plazo de tiempo dado, en comparación con el causado por el dióxido de carbono. El PCM representa el efecto conjunto del diferente período de permanencia de esos gases y de su eficacia relativa como causante de un forzamiento radiativo. El Protocolo de Kyoto está basado en el PCM asociado a los impulsos de emisión en un período de 100 años.

Recursos de bajo costo / ejecución obligatoria (LCMR, por sus siglas en inglés): se definen como plantas de energía con bajo costos marginales de generación o despachado independientemente del diario o estacional carga de la rejilla. Incluyen hidroeléctrica, geotérmica, eólica, biomasa de bajo costo, nuclear y generación solar. Si una planta de combustible fósil se despacha independientemente del diario o carga estacional de la cuadrícula y si esto se puede demostrar en función del público datos disponibles, debe considerarse como un costo bajo / debe ejecutarse. Las importaciones de electricidad se tratarán como una planta de energía.

Sistema Interconectado Nacional (SIN): Es el sistema compuesto por los siguientes elementos conectados entre sí: las plantas y equipos de generación, la red de interconexión, las redes regionales e interregionales de transmisión, las redes de distribución, y las cargas eléctricas de los usuarios.
Volumen diario: Volumen definido entre el nivel máximo físico y el nivel mínimo físico

3. RESUMEN EJECUTIVO

El factor de emisión de la red o del Sistema Interconectado Nacional tiene una relevancia a la hora de cuantificar las reducciones de Gases de Efecto Invernadero tanto para inventarios de GEI corporativos o también conocidos como Huella de Carbono Empresarial como para la determinación de un potencial de mitigación de un proyecto de, por ejemplo, energías renovables, sustitución de combustibles o eficiencia energética, entre otros.

La Junta Directiva del MDL generó diversas herramientas y metodologías que son referencia para, no sólo la estimación del cálculo del factor de emisión de la red, sino diversas metodologías que orientan a la construcción de proyectos de reducción de CO_2eq con base en este factor. Ahora bien, estas herramientas son la base de otros estándares de certificación de carbono, por lo que el cálculo del FE con base en la metodología del MDL sirve para estos otros estándares y se acopla también al Protocolo GEI del World Resource Institute (WRI) y el World Business Council for Sustainable Development (WBCSD).

En principio, no se puede hablar de un solo factor de emisión puesto que está sujeto a las condiciones del proyecto o de la naturaleza de su uso y por esta razón se definen diferentes valores que, dependiendo de aplicación, se deberá emplear uno u otro. El presente documento reportará 4 factores de emisión distintos, según sea su caso.

1. Factor de Emisión de la Red para Inventarios de GEI o Huellas de Carbono Corporativas

Este factor se calcula de manera sencilla y corresponde al desarrollo de la siguiente fórmula:

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

El valor de este factor de emisión es de **0.166** t CO_2eq/MWh.

2. Factor de emisión de la red para proyectos

Este factor de emisión sirve para cuantificar las reducciones de GEI para los distintos proyectos que involucran al Sistema Interconectado Nacional. Para generar este cálculo, es necesario calcular un margen de operación y un margen de construcción. El margen de operación representa el efecto de un proyecto MDL u otro estándar, sobre el despacho y suministro de energía de las plantas conectadas al sistema eléctrico donde opera la actividad, y se puede construir a partir de distintas formas dependiendo el nivel de información de detalle que tenga el sistema (ver Paso 2). El margen de construcción caracteriza el efecto del proyecto MDL u otro estándar, sobre las adiciones de capacidad de generación al sistema donde este funciona (ver Paso 4).

Finalmente, el Factor de Emisión de la Red según la Junta del MDL es el resultado de la suma de márgenes, cada uno multiplicado por un factor de ponderación diferente, y se ve de la siguiente manera:

$$EF_{grid,CM,y} = EF_{grid,OM,y} \times w_{OM} + EF_{grid,BM,y} \times w_{BM}$$

A este se le llama margen combinado (ver Paso 6). Los pesos relativos asignados al margen de operación y al margen de construcción, dependerán de las condiciones del proyecto o de justificaciones que la Junta Directiva del MDL avale. Este cálculo nos entrega 3 resultados distintos que se categorizan de la siguiente manera.

a. FE de la red para proyectos eólicos y solares

Los factores de ponderación utilizados serían de 0,75 y 0,25 para el margen de operación y de construcción, respectivamente, dando como resultado un margen combinado o factor de emisión de la red para todos los periodos crediticios de **0.591 t CO_2eq/MWh**.

b. FE de la red para otros proyectos (primer periodo crediticio)

Los factores de ponderación utilizados serían de 0,50 y 0,50 para el margen de operación y de construcción, respectivamente, dando como resultado un margen combinado o factor de emisión de la red para todos los periodos crediticios de **0.488t CO_2eq/MWh**.

c. FE de la red para otros proyectos (segundo y tercer periodo crediticio)

UPME Avenida Calle 26 No 69 D – 91 Torre 1, Oficina 901.
PBX (57) 1 222 06 01 FAX: 295 98 70
Línea Gratuita Nacional 01800 911 729
www.upme.gov.co
F-DI-01 – V4
El futuro es de todos Minenergía

Los factores de ponderación utilizados serían de 0,25 y 0,75 para el margen de operación y de construcción, respectivamente, dando como resultado un margen combinado o factor de emisión de la red para todos los periodos crediticios de **0.385t CO_2eq/MWh**.

Como se expresó al inicio del documento, los anteriores corresponden a los factores de emisión según las condiciones del proyecto y su uso. El documento explica en detalle y da el soporte de dichos cálculos en las siguientes secciones.

4. 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: la primera, para apoyar la cuantificación de reducciones en proyectos que utilicen las metodologías del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) u otras metodologías, y la segunda, para inventarios de emisiones de Gases Efecto Invernadero-GEI, huella de carbono corporativas o Factor de Emisión de la Generación Eléctrica (Mix Eléctrico). Las definiciones se describen a continuación:

4.1 METODOLOGÍAS DE MECANISMO DE DESARROLLO LIMPIO (MDL) Y OTRAS

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 (CMNUCC[1]) y cuya finalidad es determinar el factor de emisión de CO_2eq a emplear para proyectos de reducción de emisiones de GEI 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).

4.2 PARA INVENTARIOS DE EMISIONES DE GASES EFECTO INVERNADERO (INGEI), HUELLA DE CARBONO CORPORATIVA O FACTOR DE EMISIÓN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA (FEG)

El Factor de Emisión del Sistema Interconectado Nacional puede ser empleado para proyectos y mediciones específicas de emisiones 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 14064 partes 1 y 2, el Protocolo GHG y la cuantificación de emisiones GEI por unidad generada promedio.

[1]Dicha herramienta puede ser consultada en adelante en el siguiente link:
https://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/tools/am-tool-07-v7.0.pdf

UPME Avenida Calle 26 No 69 D – 91 Torre 1, Oficina 901.
PBX (57) 1 222 06 01 FAX: 295 98 70
Línea Gratuita Nacional 01800 911 729
www.upme.gov.co
F-DI-01 – V4
El futuro es de todos Minenergía

El Factor de Emisión de la Generación Eléctrica, en adelante FEG presenta ventajas significativas en comparación con otros métodos, dado que, por una parte, opera un leguaje de cálculo sencillo y se emplea usualmente para estimar 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 es determinado a partir de la relación de las emisiones de CO_2eq provenientes del consumo de combustible y la cantidad de electricidad generada[2]:

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

5. CÁLCULO DEL FE PARA PROYECTOS DE REDUCCIÓN DE GEI EN METODOLOGÍAS DEL MECANISMO DE DESARROLLO LIMPIO (MDL) U OTRAS

- 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 Tabla 1

Tabla 1 Fuente de datos

TIPO	IDENTIFICACIÓN	ORIGEN
Información	- Factores de emisión de combustibles	Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) Factores de Emisión de Combustibles Colombianos – FECOC http://www.upme.gov.co/Calculadora_Emisiones/aplicacion/calculadora.html
	Listado de plantas del SIN 2000–2019 Capacidad efectiva por tipo de generación	http://portalbissrs.xm.com.co/Historicos/Listado_Recursos_Generacion.xlsx?d=wca2aac9583d24573aeb942c0cc10780c
	- Generación Mensual Plantas Menores 2019	http://portalbissrs.xm.com.co/oferta/Paginas/Historicos/Historicos.aspx
	- Generación real horaria, diaria y mensual SIN 2019	

[2]

UPME Avenida Calle 26 No 69 D – 91 Torre 1, Oficina 901.
PBX (57) 1 222 06 01 FAX: 295 98 70
Línea Gratuita Nacional 01800 911 729
www.upme.gov.co
F-DI-01 – V4
El futuro es de todos Minenergía

	- Consumo combustibles anual por central y tipo de combustible, 2019.	
	Noticias entrada de plantas	http://paratec.xm.com.co/paratec/SitePages/Default.aspx
	Heat Rate Reportado	http://paratec.xm.com.co/paratec/SitePages/generacion.aspx?q=capacidad
Documento	- Methodological Tool to calculate the emission factor for an electricity system	Secretaría de la CMNUCC https://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/tools/am-tool-07-v7.0.pdf
Soportes del cálculo	Archivo soporte para el cálculo del factor de emisión	http://portalbissrs.xm.com.co/oferta/Paginas/Historicos/Historicos.aspx?RootFolder=%2Foferta%2FHistricos%2FEmisionesCO2%2FSoportesCalculoMDL&FolderCTID=0x012000B3FC86CB37661147B52CAE93637C1249&View=%7B946210C0%2D4071%2D4173%2D964C%2DED5BCCE4E66C%7D

- DEFINICIÓN DEL FACTOR DE EMISIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE PROYECTOS

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 u otro estándar de carbono.

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 u otro estándar de carbono 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.

UPME Avenida Calle 26 No 69 D – 91 Torre 1, Oficina 901.
PBX (57) 1 222 06 01 FAX: 295 98 70
Línea Gratuita Nacional 01800 911 729
www.upme.gov.co
F-DI-01 – V4

- 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 y las metodologías actualizadas consideradas para tal fin.

- MÉTODOS Y OPCIONES DE CÁLCULO

El resultado del cálculo arroja el factor de emisión de CO_2eq 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 del nuevo proyecto MDL de otro estándar de carbono. 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 nuevo proyecto MDL o de otro estándar de carbono.

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 sistema eléctrico relevante,
Paso 2: Seleccionar un método de cálculo 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) dependiendo del tipo de proyecto y el periodo crediticio.

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. Figura 1.

UPME Avenida Calle 26 No 69 D – 91 Torre 1, Oficina 901.
PBX (57) 1 222 06 01 FAX: 295 98 70
Línea Gratuita Nacional 01800 911 729
www.upme.gov.co
F-DI-01 – V4

Figura 1 SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL Y SISTEMAS DE TRANSMISIÓN REGIONALES ACTUAL 2019

Fuente: https://www1.upme.gov.co/Energia_electrica/Plan_GT_2017_2031_PREL.pdf

La descripción del sistema eléctrico colombiano se encuentra disponible al público en el Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2017-2031, en la fuente citada.

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 DE CÁLCULO 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 CO_2eq por unidad de generación de electricidad (tCO_2eq/MWh) de todas

UPME Avenida Calle 26 No 69 D – 91 Torre 1, Oficina 901.
PBX (57) 1 222 06 01 FAX: 295 98 70
Línea Gratuita Nacional 01800 911 729
www.upme.gov.co
F-DI-01 – V4

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).

Donde:

$EF_{Red_OM_simple,y}$	Factor de emisión margen de operación simple para el año y (t CO_2eq/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_2eq/MWh)
m	Todas las 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 CO_2eq de cada una de las plantas/unidades de generación conectadas.

$$EF_{EL,m,y} = \frac{\sum_i FC_{i,m,y} \cdot NCV_{i,y} \cdot EF_{CO2,i,y}}{EG_{m,y}}$$

Ecuación (2).

[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:

$EFEL,m,y$	= Factor de Emisión del CO_2eq de la unidad de energía m en el año y (t CO_2eq/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).
$NCVi,y$	= Valor calorífico Neto del combustible fósil tipo i en el año y (GJ/unidad de masa o volumen).
$EFCO2,i,y$	= Factor de emisión del CO_2eq del combustible fósil i en el año y(t CO_2eq/GJ)
EGm,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,my = Factor de emisión de CO_2eq de la unidad m en el año y (t CO_2eq/MWh)
EFCO2m,i,y = Factor de emisión de CO_2eq promedio del combustible fósil tipo i utilizado en la unidad m en el año y (t CO_2eq/GJ)
My = Eficiencia promedio en la conversión de energía neta de la unidad m en el año y *y* = Año correspondiente al periodo de cálculo.

La opción B sólo puede ser usada sí: (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:

$EFgrid,MO-adj,y$	Factor de emisión margen de operación simple ajustado para el año y (t CO_2eq/MWh)
λy	Factor que expresa el porcentaje de tiempo en que las unidades low-cost/must-run marginaron en el año y
EGm,y	Energía neta entregada a la red por cada unidad de generación m en el año y (MWh)
EGk,y	Energía neta entregada a la red por cada unidad de generación k en el año y (MWh)
$EFEL,m,y$	Factor de emisión de la unidades de generación m en el año y (t CO_2eq/MWh)
$EFEL,k,y$	Factor de emisión de la unidades de generación k en el año y (t CO_2eq/MWh)
m	Todas las 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

2.3. 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 CO2eq 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 2019, 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. CALCULAR EL 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)	Generación LCMR (MWh/año)	Generación No LCMR (MWh/año)	% Participación LCMR
2014	64,374,700	45,969,017	18,405,683	71%
2015	66,748,241	46,005,803	20,742,438	69%
2016	66,992,095	48,640,557	18,351,538	73%
2017	66,861,333	58,919,908	7,941,425	88%
2018	69,181,414	58,827,507	10,353,907	85%
2019	71,879,579	58,560,293	13,319,286	81%

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 2019.

[4] Methodological Tool to calculate the emission factor for an electricity system Version 07.0 disponible en https://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/tools/am-tool-07-v7.0.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 en la Tabla 3 la información del margen de operación para opción Simple Ajustado.

Tabla 3 Margen de Operación Simple Ajustado

Margen de Operación 2019		
Generación Neta de Energía Total	71,879,579	MWh
Generación Neta de Energía Low-Cost/Must-Run (MWh)	58,560,293	MWh
Generación Neta de Energía No Low-Cost/Must-Run (MWh)	13,319,286	MWh
Lambda	0.1017	
∑ EGm,y *EFEL,m,y	10,252,795	t CO_2eq
∑ EGk,y *EFEL,k,y	1,682,371	t CO_2eq
Margen de Operación	**0.694**	***t CO_2eq/MWh***

3.3 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 2019 sería necesario reportar 8.760 Factores de Emisión. Por lo cual se establece que este método no se debe utilizar para el cálculo del Factor de Emisión promedio para el *MO 2019.*

3.4 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: IDENTIFICAR 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>=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 (MCo), se debe escoger la opción que más energía reporte. Para 2019, se parte de la información consignada en la Tabla 4.

Tabla 4 Datos cálculo MCo 2019

CALCULO DEL MARGEN DE CONSTRUCCIÓN AÑO 2019			
Total energía Generada 2019 (sin plantas MDL)	EG total	59,089,964	MWh
20 % del total energía Generada en 2019 (Sin Plantas MDL)	20% de EG Total	11,817,993	MWh
Generación del grupo de plantas incorporadas más recientemente (Últimas 5 plantas - sin plantas MDL)	EG Grupo -5-unidades	43,963	MWh
Grupo de plantas que comprenden el 20% de la EG total (sin Plantas MDL)	EG grupo -≥20%	12,635,898	MWh
Grupo de plantas que comprenden la mayor generación anual de electricidad (Menos Plantas MDL)	EG Grupo Muestra	12,635,898	MWh
Grupo de plantas que comprenden la mayor generación anual de electricidad (Incluyendo Plantas MDL)	EG Muestra -MDL->10 años	15,645,288	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 0.074% de la energía suministrada Tabla 5.

Tabla 5 Cinco Plantas de generación 2019- Grupo -5-unidades

Nombre Planta	Tipo Fuente	AEG MWh	Emisiones [tCO2eq] EGm x EFEL,m	Fecha inicio generación [YYYY-MM-DD]
AUTOG TERMOSURIA	Gas	21,490	9,350	2019-10-28
AUTOG CDS TM2500	Gas	21,831	9,498	2019-10-28
AUTOG ECOPETROL ORITO	Gas	642	38	2019-11-07
PCH LA LIBERTAD	Hidráulica	-	-	2019-11-21
HIDROBARRANCAS	Hidráulica	-	-	2019-12-05

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%

Fecha inicio generación	Nombre Planta	Tipo Fuente	AEG MWh	AEG Acumulado	Emisiones [tCO2eq] EGm x EFEL,m
2019-12-05	HIDROBARRANCAS	Hidráulica	-	-	-
2019-11-21	PCH LA LIBERTAD	Hidráulica	-	-	-
2019-11-07	AUTOG ECOPETROL ORITO	Gas	642	642	38
2019-10-28	AUTOG CDS TM2500	Gas	21,831	22,473	9,498
2019-10-28	AUTOG TERMOSURIA	Gas	21,490	43,963	9,350
2019-04-05	TERMOCAPACHOS	Gas	7,377	51,340	2,760
2019-02-25	AUTOG FAMILIA	Gas	3,110	54,450	182
2018-11-20	TERMONORTE	ACPM, Fuel Oil, Gas Natural	300,462	354,912	166,257
2018-11-16	CELSIA SOLAR BOLIVAR	Solar	14,970	369,882	-
2018-11-15	EL PASO	Solar	112,237	482,119	-
2018-09-26	AUTOG ARGOS SOGAMOSO	Carbón	19,117	501,237	15,441
2018-07-26	JUAN GARCIA	Hidráulica	15,198	516,434	-
2018-07-16	AUTOG COCA-COLA FEMSA	Gas	2,724	519,158	160
2018-05-31	AURES BAJO	Hidráulica	78,928	598,086	-
2018-05-23	COGENERADOR MANUELITA 2	Biomasa	49,754	647,840	9,065
2018-04-20	GECELCA 32	Carbón	1,239,732	1,887,572	1,183,027
2018-04-12	SAN JOSE DE LA MONTAÑA II	Hidráulica	4,889	1,892,461	-
2018-03-31	TEQUENDAMA 1	Hidráulica	63,860	1,956,321	-
2018-03-31	TEQUENDAMA 4	Hidráulica	68,326	2,024,648	-
2018-03-31	TEQUENDAMA 3	Hidráulica	65,976	2,090,623	-
2018-03-31	TEQUENDAMA 2	Hidráulica	54,734	2,145,357	-
2017-11-29	TERMOMECHERO 5	Gas	156,069	2,301,426	58,382
2017-10-06	PROENCA II	Carbón	68,230	2,369,655	638
2017-09-28	TERMOMECHERO 4	Gas	160,725	2,530,381	60,124
2017-09-28	TERMOMECHERO 6	Gas	160,316	2,690,697	59,971
2017-07-17	AUTOG CELSIA SOLAR YUMBO	Solar	4,854	2,695,551	-
2017-06-29	LUZMA I	Hidráulica	134,803	2,830,354	-
2017-04-06	SAN MATIAS	Hidráulica	103,950	2,934,305	-
2017-02-04	BIOENERGY	Biomasa	50,030	2,984,334	2,957
2016-12-08	MAGALLO	Hidráulica	21,637	3,005,972	-
2016-07-14	ALEJANDRÍA	Hidráulica	68,522	3,074,494	-
2016-05-12	TEQUENDAMA BIOGAS	Biomasa	91	3,074,585	-
2016-05-05	EL COCUYO	Hidráulica	1,810	3,076,394	-
2016-04-23	PORCE III MENOR	Hidráulica	11,765	3,088,159	-
2016-04-18	GUAVIO MENOR	Hidráulica	20,213	3,108,373	-
2016-04-13	AUTOG REFICAR	Gas	73,994	3,182,367	32,192
2016-04-13	DOÑA JUANA	Biomasa	1,209	3,183,575	-
2016-04-06	LA FRISOLERA	Hidráulica	1,155	3,184,730	-
2016-03-12	AUTOG ARGOS EL CAIRO	Hidráulica	36,124	3,220,854	-
2016-03-09	AUTOG YAGUARITO	Biomasa	1,060	3,221,914	-
2016-03-08	AUTOG UNIBOL	Gas	7,024	3,228,938	3,056
2016-03-03	AUTOG ARGOS TOLUVIEJO	Carbón	12,948	3,241,885	10,458
2016-03-03	AUTOG ARGOS YUMBO	Carbón	1,480	3,243,366	1,196
2016-03-03	AUTOG ARGOS CARTAGENA	Gas	34,888	3,278,254	15,179
2016-03-01	COELLO	Hidráulica	6,902	3,285,156	-
2016-02-11	TERMOBOLIVAR 1	Gas	1,431	3,286,587	535
2015-10-31	TASAJERO 2	Carbón	906,864	4,193,451	789,023
2015-09-03	EL QUIMBO	Hidráulica	2,229,869	6,423,319	104,382
2014-12-03	LAGUNETA	Hidráulica	99,017	6,522,336	-
2014-11-27	LA NAVETA	Hidráulica	22,585	6,544,920	-
2014-07-24	LA REBUSCA	Hidráulica	5,377	6,550,297	-
2014-06-16	GECELCA 3	Carbón	550,201	7,100,499	589,076
2014-04-29	COGENERADOR PROENCA	Biomasa	117,812	7,218,311	262,669
2014-04-13	SALTO II	Hidráulica	28,556	7,246,867	-
2013-12-19	COGENERADOR COLTEJER 1	Carbón	30,855	7,277,722	68,066
2013-10-10	DARIO VALENCIA SAMPER	Hidráulica	672,800	7,950,522	-
2012-11-29	SAN FRANCISCO (PUTUMAYO)	Hidráulica	1,070	7,951,592	-
2011-11-03	TERMOVALLE 1	ACPM, Gas Natural	271,113	8,222,706	130,261
2011-07-23	INGENIO SAN CARLOS 1	Biomasa	10,207	8,232,913	2,361

Fecha inicio generación	Nombre Planta	Tipo Fuente	AEG MWh	AEG Acumulado	Emisiones [tCO2eq] EGm x EFEL,m
2010-12-01	FLORES 4B	ACPM, Gas Natural	1,114,915	9,347,828	555,276
2010-08-17	SANTA RITA	Hidráulica	-	9,347,828	-
2010-08-17	CURRUCUCUES	Hidráulica	3,301	9,351,129	-
2010-03-10	MAYAGUEZ 1	Biomasa	136,850	9,487,979	105,598
2010-01-26	INGENIO PICHICHI 1	Biomasa	3,342	9,491,320	2,354
2009-11-11	INGENIO LA CARMELITA	Biomasa	1,834	9,493,154	2,258
2009-05-18	INGENIO PROVIDENCIA 2	Biomasa	107,387	9,600,541	97,949
2009-02-05	INZA	Hidráulica	3,650	9,604,191	-
2009-02-05	PAPELES NACIONALES	Gas	1,737	9,605,929	52,954
2008-04-10	AGUA FRESCA	Hidráulica	52,288	9,658,217	-
2007-09-19	REMEDIOS	Hidráulica	3,396	9,661,613	-
2007-09-17	LA CASCADA (ABEJORRAL)	Hidráulica	-	9,661,613	-
2007-08-06	EL MORRO 2	Gas	154,675	9,816,289	125,563
2007-08-05	AMALFI	Hidráulica	4,606	9,820,894	-
2007-07-30	SAN JOSE DE LA MONTAÑA	Hidráulica	62	9,820,957	-
2007-07-30	URRAO	Hidráulica	5,818	9,826,775	-
2007-07-01	CIMARRON	Gas	158,711	9,985,486	125,675
2007-05-23	EL MORRO 1	Gas	168,089	10,153,575	122,255
2007-03-25	CENTRAL TUMACO 1	Biomasa	-	10,153,575	-
2006-06-11	CALDERAS	Hidráulica	79,407	10,232,982	-
2005-11-01	PTAR 1	Gas	54	10,233,036	20
2004-11-03	MIROLINDO	Hidráulica	19,003	10,252,039	-
2004-09-01	AUTG CEMENTOS DEL NARE	Hidráulica	45,911	10,297,950	-
2004-08-15	CENTRAL CASTILLA 1	Biomasa	6,225	10,304,175	4,653
2004-08-08	INGENIO RIOPAILA 1	Biomasa	52,640	10,356,815	10,254
2004-06-17	TERMOYOPAL 1	Gas	163,720	10,520,535	122,013
2004-06-10	TERMOYOPAL 2	Gas Natural	251,622	10,772,157	196,055
2004-02-21	RIO RECIO	Hidráulica	1,045	10,773,201	-
2004-02-21	VENTANA B	Hidráulica	11,075	10,784,277	-
2004-02-18	PASTALES	Hidráulica	3,967	10,788,243	-
2003-12-06	EL LIMONAR	Hidráulica	89,106	10,877,349	-
2003-11-16	SAN JOSE	Hidráulica	2,503	10,879,852	-
2003-08-22	CHARQUITO	Hidráulica	82,975	10,962,827	-
2003-08-15	INGENIO RISARALDA 1	Biomasa	113,128	11,075,955	15,314
2003-01-23	CARACOLI	Hidráulica	18,613	11,094,568	-
2003-01-23	RIOFRIO (TAMESIS)	Hidráulica	5,819	11,100,387	-
2003-01-23	SONSON	Hidráulica	118,583	11,218,970	-
2002-12-21	IQUIRA II	Hidráulica	622	11,219,593	-
2002-12-21	IQUIRA I	Hidráulica	15,927	11,235,520	-

UPME Avenida Calle 26 No 69 D – 91 Torre 1, Oficina 901.
PBX (57) 1 222 06 01 FAX: 295 98 70
Línea Gratuita Nacional 01800 911 729
www.upme.gov.co
F-DI-01 – V4
El futuro es de todos Minenergía

Fecha inicio generación	Nombre Planta	Tipo Fuente	AEG MWh	AEG Acumulado	Emisiones [tCO2eq] EGm x EFEL,m
2002-12-21	LA PITA	Hidráulica	2,874	11,238,394	-
2002-08-26	MIEL I	Hidráulica	1,397,505	12,635,898	-

- ***El tipo de fuente para los cogeneradores indica el combustible utilizado durante el proceso de cogeneración, según reporte CREG 005 de 2010***

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:

$E_{grid\ BM\ y}$	Factor de emisión margen de Construcción para el año y (t CO_2eq/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_2eq/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 2019 de operación del SIN Tabla 7:

Tabla 7 Margen de Construcción año 2019:

Cálculo del margen de Construcción año 2019		
EG total	71,879,419.57	MWh
Grupo de plantas que comprende la Mayor generación anual de electricidad (Incluyendo Plantas MDL y de otros estándares de carbono)	15,645,288	MWh
EG_m x $EF_{EL\ m}$	4,402,686	t CO_2eq
EFgrid MCo 2019	**0.281**	t CO_2eq/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 (*W*OM) y el factor de emisión del margen de construcción (*MCo*) multiplicado por el ponderador del factor de emisión del margen de construcción (*W*BM). La siguiente fórmula ilustra el cálculo del factor de emisión de la red.

$$EF_{grid,CM,y} = EF_{grid,OM,y} \times w_{OM} + EF_{grid,BM,y} \times w_{BM}$$

Donde:

$EF_{grid\ BM,\ y}$	Margen de Construcción para el año y (t CO_2eq/MWh)
$EF_{grid\ OM,\ y}$	Margen de Operación para el año y (t CO_2eq/MWh)
W_{OM}	Factor de ponderación para el margen de operación (en porcentaje)
W_{BM}	Factor de ponderación para el margen de construcción (en porcentaje)

En la Tabla 8 podemos ver el resultado del cálculo según las condiciones del proyecto.

Tabla 8 Parámetros para cálculo del margen combinado para proyectos eólicos y solares

Energías Renovables No convencionales (Eólica, Solar)	
*W*OM	0.75
*W*BM	0.25

Los valores para energías renovables no convencionales como solar y eólico, se mantienen para todos los periodos crediticios. Para los demás proyectos, se comporta de la siguiente manera:

Tabla 9. Parámetros para el cálculo del margen combinado para otros proyectos

Hidroeléctrica	**Otros proyectos (primero periodo crediticio)**
*W*OM	0.5
*W*BM	0.5
Hidroeléctrica	**Otros proyectos (segundo y tercer periodo crediticio)**
*W*OM	0.25
*W*BM	0.75

Para calcular el Margen Combinado MC del Factor de Emisión, la herramienta establece Tabla 10:

Tabla 10 Cálculo del Margen Combinado FE del SIN 2019 Simple Ajustado

CALCULO DEL MARGEN COMBINADO FE DEL SIN 2019 SIMPLE AJUSTADO		
EFgrid,OM,y	0.694	**t** CO_2eq**/MWh**
Total generación	71,879,419.57	**MWh**
EFgrid,BM,2018	0.281	**t CO_2eq/MWh**
EFgrid,CM,2019 (FNCER)	0.591	**t CO_2eq/MWh**
EFgrid,CM,2019 (Otros Proyectos – Primer Periodo Crediticio)	0.488	**t CO_2eq/MWh**
(Otros Proyectos – Segundo y Tercer Periodo Crediticio)	0.385	**t CO_2eq/MWh**

De acuerdo a las consideraciones establecidas el Factor de Emisión del SIN para proyectos MDL son de ***FE = 0.591 t CO_2eq/MWh, 0.488 tCO_2eq/MWh y 0.385 tCO_2eq/MWh*** *según sea el caso que aplique.*

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

Para proyectos y mediciones específicas de generación de emisiones de CO_2eq por consumo de energía eléctrica se puede calcular la huella de carbono siguiendo lo establecido en la norma ISO 14064 PARTES 1 Y 2 y el *GHG Protocol scope 2 guidance*[i]. Para esto es posible calcular las emisiones por kWh generado promedio; este 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 CO_2eq provenientes del uso de combustibles divididas entre la cantidad de electricidad generada.

El factor de emisión de la matriz energética se calcula utilizando la Ecuación:

$$FEG_y = \frac{\sum EG_y * EFEL_y}{\sum EG_y}$$

Ecuación (6)

Donde:

FEG_y	Factor de emisión de la matriz energética para el año y (t CO_2eq/MWh)
EG_y	Energía neta entregada a la red por cada unidad de generación en el año *y* (MWh)
$EF_{EL\ y}$	Factor de emisión de las unidades de generación en el año y (t CO_2eq/MWh)
y	El año histórico más reciente para el que los datos de generación de electricidad están disponibles

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 11:

Tabla 11 Factor de Emisión para Huella de Carbono Corporativa

FE para Huella de carbono e Inventarios.		
Energía total entregada al SIN	71.879.419	MWh
EmisionesCO2eq totales generadas en el año$_y$	11,929,303	*t* CO_2eq
FE Inventarios	**0.166**	*t* CO_2eq/MWh

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

7. RESUMEN RESULTADOS

En resumen, se debe resaltar que para proyectos de reducción de GEI, los factores de emisión resultantes son de **0.591 tCO_2eq/MWh, 0.488 tCO_2eq/MWh y 0.385 tCO_2eq/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 Corporativa es de **0.166 tCO_2eq/MWh** puede ser empleado para:

- 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 estas.

[i] Sotos, M. (2015). GHG protocol scope 2 guidance. *An amendment to the GHG Protocol Corporate Standard*.

UPME Avenida Calle 26 No 69 D – 91 Torre 1, Oficina 901.
PBX (57) 1 222 06 01 FAX: 295 98 70
Línea Gratuita Nacional 01800 911 729
www.upme.gov.co
F-DI-01 – V4

(C. F.).

* * *