

CÁLCULO DEL FACTOR DE EMISIONES DE LA RED DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA PARA 2020



Colaboradores:

Jonathan David Sánchez Rippe - Oscar Iván Galvis Mora
**Estrategia Colombiana de Desarrollo Bajo en
Carbono, Adaptada y Resiliente al clima**

Patricia Dávila

Ministerio de Minas y Energía

Juan Camilo Gaviria Ortiz

XM S.A. – E.S.P

Héctor Hernando Herrera Flórez- Iván Dario Gómez Reyes
UPME

Contenido

1. RESUMEN EJECUTIVO	3
2. INTRODUCCIÓN	4
3. DEFINICIONES	4
4. FACTOR DE EMISIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL - SIN	7
4.1 INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN DISPONIBLE.....	7
4.2 FACTOR DE EMISIÓN PARA PROYECTOS MECANISMO DE DESARROLLO LIMPIO (MDL) Y OTRAS.	8
Paso 1. IDENTIFICAR EL SISTEMA ELÉCTRICO RELEVANTE	9
Paso 2. SELECCIONAR UN MÉTODO DE CÁLCULO PARA DETERMINAR EL FACTOR DE EMISIÓN DEL MARGEN DE OPERACIÓN(MO).....	9
Paso 4. IDENTIFICAR EL GRUPO DE PLANTAS DE ENERGÍA A SER INCLUIDO EN EL MARGEN DE CONSTRUCCIÓN (MCo).....	10
Paso 5. CALCULAR EL FACTOR DE EMISIÓN DEL MCo	11
Paso 6. CALCULAR EL MARGEN COMBINADO	12
4.3. FACTOR DE EMISIÓN DEL SIN PARA INVENTARIOS DE EMISIONES DE GASES EFECTO INVERNADERO (INGEI), HUELLA DE CARBONO DE CONSUMO ELECTRICO O FACTOR DE EMISIÓN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA (FEG).....	14
BIBLIOGRAFÍA.....	15
1. ANEXOS	16

1. RESUMEN EJECUTIVO

El factor de emisión del Sistema Interconectado Nacional (SIN) de ahora en adelante FE del SIN es necesario para cuantificar las reducciones de gases de efecto invernadero (GEI), tanto para el inventario nacional de GEI, como para la determinación del potencial de mitigación de un proyecto de energías renovables, sustitución de combustibles, eficiencia energética, entre otros.

La Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático (CMNUCC) estableció las metodologías, reglas y referencia para la estimación del cálculo del factor de emisión de la red, así como para la construcción de documentos de proyecto de reducción de CO₂eq en su instrumento conocido como Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL).

En este documento se utiliza la metodología propuesta por la CMNUCC para la estimación del factor de emisión, ya que es necesario para obtener certificación de carbono y por ende, facilita el desarrollo de proyectos MDL, de igual forma el estándar utilizado en este documento coincide con lo establecido en el Protocolo GEI del World Resource Institute (WRI) y el World Business Council for Sustainable Development (WBCSD).

En la resolución que acompaña este documento se estiman cuatro factores de emisión así:

1. Factor de emisión de la red para proyectos de MDL

Este factor de emisión sirve para cuantificar las reducciones de GEI asociadas a proyectos que entreguen o reduzcan energía al Sistema Interconectado Nacional (SIN). Este factor es el resultado de un promedio ponderado de emisiones, al cual se le conoce como margen combinado (MC).

Este factor de emisión depende del tipo de proyecto, así como del periodo en el que se realice. Por ello, se calcularon tres (3) factores de emisión. El primero corresponde al aplicable a proyectos de generación de energía eléctrica con recursos eólicos o solares. Los otros dos corresponden a proyectos de reducción de consumo de energía o eficiencia energética para el primer y segundo periodo crediticio.

Los resultados para el año 2020, se resumen a continuación:

<i>FE de la red para proyectos eólicos y solares</i>	0.662 t CO₂eq/MWh
<i>FE de la red para otros proyectos (primer periodo crediticio)</i>	0.594 t CO₂eq/MWh
<i>FE de la red para otros proyectos (segundo y tercer periodo crediticio)</i>	0.527 t CO₂eq/MWh.

2. Factor de emisión de la red para inventarios de GEI o huella de carbono

Este factor de emisión refleja la intensidad de emisiones de la generación de energía eléctrica en un periodo de un año. Este factor sirve para estimar las emisiones indirectas asociadas al consumo de energía eléctrica del SIN en los inventarios de GEI.

El valor de este factor de emisión para el año 2020 es de **0.203 t CO₂eq/MWh**.

2. INTRODUCCIÓN

La actualización y entrega de la contribución nacional determinada (NDC por sus siglas en inglés) en diciembre del 2020 es un hito histórico para el país. Con la NDC, Colombia se compromete a alcanzar una reducción del 51% de sus emisiones a 2030, a través de 184 acciones, objetivos, políticas y medidas definidas en dicho documento.

El sector energético es clave para el cumplimiento de las metas de reducción de emisiones de GEI. Los esfuerzos de mitigación en la producción y consumo de energía se centran en la diversificación de la matriz energética, en particular, la menor utilización de combustibles fósiles y la optimización en el uso de energía final a través de la implementación de medidas de eficiencia energética.

En este contexto, es necesario que el país cuente con información confiable para poder hacer seguimiento a los avances en materia de mitigación, no solo para dar cuenta sobre el cumplimiento de dichas metas, sino también para monitorear la eficacia de las políticas públicas adoptadas en este aspecto.

Uno de los indicadores que permite dar cuenta de los avances en mitigación es el factor de emisión del SIN, ya que permite estimar el impacto que tendrían medidas de reducción de emisiones de GEI asociadas al sector eléctrico. De igual forma, es un indicador válido para acceder a las reducciones certificadas de emisiones (Certified Emission Reductions – CERs por sus siglas en inglés) en el marco de los MDL. Este mecanismo permite a los países industrializados a implementar proyectos que reduzcan las emisiones de GEI en países en vías de desarrollo y recibir como contrapartida un CER.

Por lo anterior, en este documento, la UPME presenta el cálculo del factor de emisión del SIN para el inventario de GEI y para proyectos que se desarrollen bajo MDL u otro estándar de carbono. El factor de emisión del SIN cuantifica las emisiones de GEI que se liberan por producir una unidad de energía eléctrica, por lo que tradicionalmente se encuentra expresado en toneladas de CO₂ equivalentes por MWh. El objetivo de este informe es presentar el sustento técnico, así como las fuentes de información utilizadas para la estimación estos factores para el año 2020.

El cálculo del factor de emisiones fue delegado a la UPME por el Ministerio de Minas y Energía mediante el Artículo 3 del Decreto 91304 de 2014. En cumplimiento de lo anterior, este documento presenta las definiciones de los términos utilizados en este trabajo y se describen brevemente las metodologías para determinar el factor de emisión del SIN tanto para inventarios de GEI como para proyectos MDL, así como los resultados obtenidos.

Este documento se construyó de forma conjunta entre la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), el Ministerio de Energía y Minas (Minenergía), el operador del SIN y administrador del mercado de energía mayorista (XM) y la Estrategia Colombiana de Desarrollo Bajo en Carbono (ECDBC).

3. 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.

Dióxido de carbono (CO₂): 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 GEI, y por lo tanto tiene un potencial de calentamiento global de 1.

Dióxido de carbono equivalente (CO₂eq): Es la unidad de medida utilizada para indicar el potencial de calentamiento global de cada uno de los GEI 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 (GEI): Son aquellos componentes gaseosos de la atmósfera, de origen natural o antropogénico, que absorben y emiten la energía solar reflejada por la superficie de la tierra, la atmósfera y las nubes. Los principales GEI son el dióxido de carbono (CO₂), el óxido nitroso (N₂O), el metano (CH₄) los hidrofluorocarbonos (HFC), los perfluorocarbonos (PFC) y el Hexafluoruro de Azufre (SF₆).

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.

Periodo Crediticio: Periodo durante el cual se aplicará el plan de monitoreo y la metodología de cálculo para cuantificar y monitorear la reducción de emisiones. La duración del periodo crediticio está sujeta a los requerimientos del programa de certificación. Los proyectos del MDL deben elegir el periodo de tiempo durante el cual solicitarán la certificación de las reducciones o capturas de GEI. Para los proyectos de reducción de emisiones por fuentes, los promotores deben elegir entre un periodo de hasta diez años, o un periodo de hasta siete años, renovable en dos oportunidades. En el caso de los proyectos forestales, es posible elegir entre un periodo de hasta 30 años, o un periodo de 20 años que puede ser renovado hasta en dos ocasiones

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.

Potencial de calentamiento global (PCM) o por sus siglas en inglés (GWP): Índice basado en las propiedades radiativas de los GEI, 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 – Low Cost Must Run (LCMR). Se definen como plantas de energía con bajo costos marginales de generación o despacho 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 interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas, con sus correspondientes módulos de conexión, que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV.

Margen de Operación: factor de emisión calculado como el promedio ponderado por las emisiones de las plantas de generación que atienden la demanda un sistema eléctrico interconectado.

Margen de Construcción: factor de emisión calculado para el conjunto de plantas de generación más recientemente incluidas en la red considerando que la generación entregada a la red sea mayor o igual al 20% del total.

Margen Combinado: factor de emisión calculado como el promedio ponderado del Margen de Operación y el Margen de Construcción. Los ponderadores utilizados dependen del periodo de acreditación y el tipo de tecnología del proyecto.

Ponderadores del Margen de Operación y Margen de Construcción: (ω_{OM} y ω_{BM}): Participación de cada uno de los márgenes en el cálculo del margen combinado que determina el factor de emisión de la red para los proyectos y los periodos crediticios a considerar.

4. FACTOR DE EMISIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL - SIN

En esta sección del documento se presentan las fuentes de información, la metodología de cálculo y los resultados encontrados para el año 2020 de los siguientes factores de emisión:

- i) El que aplica para los proyectos que utilicen las metodologías del MDL u otras metodologías.
- ii) El que se utiliza para los inventarios de emisiones de GEI, huella de carbono corporativas o factor de emisión de la generación eléctrica.

4.1 INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN DISPONIBLE

Para el cálculo de los factores de emisión, las fuentes de información utilizadas se resumen en la siguiente tabla

Tabla 1. Fuentes de información.

TIPO	VARIABLE	FUENTE
Información	Factores de Emisión de Combustibles Colombianos – FECOC	Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) http://www.upme.gov.co/calculadora_emisiones/aplicacion/calculadora.html
	Listado de plantas del SIN 2000–2020	XM http://portalbissrs.xm.com.co/Historicos/Listado_Recursos_Generacion.xlsx?d=wca2aac9583d24573aeb942c0cc10780c
	Capacidad efectiva por tipo de generación	XM http://portalbissrs.xm.com.co/oferta/Paginas/Historicos/Historicos.aspx
	Generación Mensual Plantas Menores 2020.	XM http://portalbissrs.xm.com.co/oferta/Paginas/Historicos/Historicos.aspx
	Generación real horaria, diaria y mensual del SIN 2020. Consumo anual de combustibles por central y tipo de combustible 2020.	XM http://portalbissrs.xm.com.co/oferta/Paginas/Historicos/Historicos.aspx
	Noticias entradas de plantas	XM http://paratec.xm.com.co/paratec/SitePages/Default.aspx
Heat Rate reportado	XM 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 2020	XM http://portalbissrs.xm.com.co/oferta/Paginas/Historicos/Historicos.aspx?RootFolder=%2Foferta%2FHistoricos%2FEmisionesCO2%2FSoportesCalculoMDL&FolderCTID=0x012000B3FC86CB37661147B52CAE93637C1249&View=%7B946210C0%2D4071%2D4173%2D964C%2DED5BCCE4E66C%7D

4.2 FACTOR DE EMISIÓN PARA PROYECTOS MECANISMO DE DESARROLLO LIMPIO (MDL) Y OTRAS.

Para los proyectos MDL, el cálculo del FE está basado en el documento “*Tool to calculate the emission factor for an electricity system*”, herramienta establecida por la CMNUCC¹. La finalidad de esta metodología es determinar el factor de emisión de CO₂eq a emplear para proyectos de reducción de emisiones de GEI que:

- Desplacen o eviten la producción de energía eléctrica producida con plantas térmica a partir de la producción de energía eléctrica con una planta que utilice recursos renovables.
- Ahorren electricidad suministrada por la red (por ejemplo, proyectos de eficiencia energética, uso eficiente de energía).

El factor de emisión para proyectos MDL 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).

$$FE_{grid,MC,y} = FE_{grid,MO,y} \cdot \omega_{OM} + FE_{grid,MCo,y} \cdot \omega_{BM}$$

Donde:

- El $FE_{grid,MO,y}$ 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. Este parámetro representa los cambios sobre la energía generada por el sistema eléctrico por la actividad de proyecto propuesto o por cambios en la demanda de energía eléctrica resultantes de las actividades de proyecto.
- El $FE_{grid,MCo,y}$ 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.
- Los factores ω_{OM} y ω_{BM} corresponden a los pesos que ponderan el margen de operación y construcción, respectivamente.

El cálculo del factor de emisión del MC consta 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 otros 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.

¹ Dicha herramienta puede ser consultada en adelante en el siguiente vínculo: <https://cdm.unfccc.int/methodologies/PAMethodologies/tools/am-tool-07-v7.0.pdf>

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. En este caso, corresponde a las plantas de generación conectadas al SIN, así como las redes de transmisión de este.

Paso 2. SELECCIONAR UN MÉTODO DE CÁLCULO PARA DETERMINAR EL FACTOR DE EMISIÓN DEL MARGEN DE OPERACIÓN(MO).

Para el cálculo del factor de emisión del MO, la metodología propone cuatro (4) métodos: (i) simple, (ii) simple ajustado, (iii) con análisis de datos de despacho y (iv) promedio. En este caso se utilizó el método simple ajustado.

El método simple no fue utilizado, ya que este se pertinente si las plantas low-cost/must-run constituyen menos del 50% de la generación total en promedio de los últimos 5 años. Con la información obtenida para este tipo de centrales se encuentra que su participación en los últimos 5 años es superior al mencionado porcentaje (Tabla 2).

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
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%
2020	70.625.145	53.340.758	17.284.387	76%

El MO con análisis de datos de despacho tampoco fue utilizado en este ejercicio ya que se desea obtener un factor de emisión único para el SIN y con esta metodología se obtiene un factor para cada hora del año, es decir, 8.760 Factores de Emisión. Por su parte, el MO promedio se utiliza para el cálculo del factor de emisión cuando se carece de información del sistema pues en él se asumen valores por defecto de los factores de emisión de los combustibles de las agencias internacionales y se promedian sus emisiones por la generación total. Dado que en el caso colombiano se cuenta con toda la información, este método tampoco fue el empleado en este documento.

MO simple ajustado.

En este método, las plantas generadoras de energía son divididas en dos grupos: las plantas *low-cost/must-run*² y las demás. El cálculo del factor de emisión se realiza tomando la generación eléctrica de cada planta y el factor de emisión de cada una de ellas. Para cada grupo de plantas se calcula 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. La ecuación es la siguiente:

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

² 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 en esta definición se incluyen centrales hidroeléctricas, geotérmicas, eólicas, biomasa de bajo costo, nuclear y solar.

Donde:

$EF_{grid,MO-adj,y}$	Factor de emisión margen de operación simple ajustado para el año y (t CO ₂ eq/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).
$EFEL_{m,y}$	Factor de emisión de las unidades de generación m en el año y (t CO ₂ eq/MWh).
$EFEL_{k,y}$	Factor de emisión de las unidades de generación k en el año y (t CO ₂ eq/MWh).
M	Todas las unidades de generación conectadas a la red a excepción de las unidades <i>low-cost/must-run</i> .
K	Todas las unidades de generación conectadas a la red consideradas como unidades <i>low-cost/must-run</i> .
Y	El año correspondiente a los datos utilizados

Al considerar las hidroeléctricas, de cogeneración, eólicas y plantas menores como las *Low-Cost/Must-Run*, éstas aportan al SIN más del 50% de la generación eléctrica. El cálculo del factor de emisión del MO por el método simple ajustado se presenta en la siguiente tabla.

Tabla 3. Margen de operación simple ajustado.

Margen de Operación 2020		
Generación Neta de Energía Total	70,625,145	MWh
Generación Neta de Energía Low-Cost/Must-Run (MWh)	53,340,758	MWh
Generación Neta de Energía No Low-Cost/Must-Run (MWh)	17,284,387	MWh
λ^3	0.01844	
$\sum EG_{m,y} * EFEL_{m,y}$	12,834,641	t CO ₂ eq
$\sum EG_{k,y} * EFEL_{k,y}$	1,531,189	t CO ₂ eq
Margen de Operación	0.7293	t CO₂eq/MWh

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) se debe identificar el grupo de plantas cuya construcción se afectaría con el proyecto MDL. La metodología utilizada propone dos opciones para identificar los datos a ser utilizados.

La primera corresponde al conjunto de cinco plantas de generación que han sido construidas recientemente, SET 5-unidades. La segunda opción es el conjunto de las adiciones de capacidad en el

³ 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.

sistema eléctrico que comprende el 20% de la generación (MWh), AEGset>=20%, con una energía que representa el 20% de la energía suministrada. La metodología establece que el grupo de plantas de energía a ser incluido en el margen de construcción (MCo) debe corresponder con la opción que más energía reporte.

La información del año 2020 con la que se identificó el grupo de plantas para ser incluido en el MCo se reúne en la Tabla 4.

Tabla 4. Datos cálculo MCo 2020.

Cálculo del Margen de Construcción año 2020			
Total energía Generada 2020 (sin plantas MDL)	EG total	56,190,246	MWh
20 % del total energía Generada en 2020 (Sin Plantas MDL)	20% de EG Total	11,238,049	MWh
Generación del grupo de plantas incorporadas más recientemente (Últimas 5 plantas - sin plantas MDL)	EG Grupo -5- unidades	8,166	MWh
Grupo de plantas que comprenden el 20% de la EG total (sin Plantas MDL) ⁴	EG grupo -≥20%	12,101,509	MWh
Grupo de plantas que comprenden la mayor generación anual de electricidad (Menos Plantas MDL)	EG Grupo Muestra	12,101,509	MWh
Grupo de plantas que comprenden la mayor generación anual de electricidad (Incluyendo Plantas MDL)	EG Muestra - MDL->10 años	11,363,481	MWh

La energía asociada al Grupo -5-unidades representa el 0.01453 de la energía suministrada en 2020, las plantas tomadas para este cálculo se presentan en la Tabla 5.

Tabla 5. Cinco Plantas de generación 2020 - Grupo -5-unidades.

Nombre Planta	Tipo de Energético	Generación (MWh)	Fecha Registro
POCUNE	Hidráulica	113	3/12/2020
AUTOG PTAR BELLO	Biogás	217	14/11/2020
CELSIA SOLAR CARMELO	Solar	1.062	12/11/2020
TRINA-VATIA BSLII	Solar	3.335	14/10/2020
TRINA-VATIA BSLIII	Solar	3.439	14/10/2020

Paso 5. CALCULAR EL FACTOR DE EMISIÓN DEL MCo.

El factor de emisión del margen de construcción se calcula utilizando la siguiente ecuación:

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

⁴ El detalle La energía asociada al AEGset>=20% corresponde a la información presentada en el Anexo 1.

Donde:

$E_{grid\ BM\ y}$	Factor de emisión margen de Construcción para el año y (t CO ₂ eq/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 eq/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.

Con las consideraciones previas se obtiene el siguiente resultado para el año 2020 de operación del SIN.

Tabla 6. Margen de Construcción año 2020.

Cálculo del Margen de Construcción año 2020		
$EG\ total$	70,625,145	MWh
Grupo de plantas que comprende la Mayor generación anual de electricidad (Incluyendo Plantas MDL y de otros estándares de carbono)	11,363,481	MWh
$EG_m \times EF_{EL\ m}$	5,218,802	t CO ₂ eq
$EF_{grid\ MCo\ 2019}$	0.45926	t CO ₂ eq/MWh

Paso 6. CALCULAR EL MARGEN COMBINADO.

Para el cálculo del factor de emisión del MC, la metodología establece dos opciones: (i) Margen Combinado (MC) promedio ponderado o (ii) Margen Combinado simplificado. Para este ejercicio se utilizó el 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 (ω_{OM}) y el factor de emisión del margen de construcción (MCo) multiplicado por el ponderador del factor de emisión del margen de construcción (ω_{BM}). La siguiente fórmula ilustra el cálculo del factor de emisión de la red.

$$EF_{grid,CM,y} = EF_{grid,OM,y} \cdot \omega_{OM} + EF_{grid,BM,y} \cdot \omega_{BM}$$

Donde:

$EF_{grid\ BM, y}$	Margen de Construcción para el año y (t CO ₂ eq/MWh)
$EF_{grid\ OM, y}$	Margen de Operación para el año y (t CO ₂ eq/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)

Ponderadores del Margen de Operación y Margen de Construcción: (W_{om} ; W_{bm}): En la Tabla 7 podemos ver el resultado del cálculo según las condiciones del proyecto de acuerdo con la metodología establecida.

Tabla 7. Parámetros para cálculo del margen combinado para proyectos eólicos y solares.

Generación eólica y solar para el primer periodo crediticio ⁵ y subsecuentes.	
W_{om}	0.75
W_{bm}	0.25

Tabla 8. Parámetros para el cálculo del margen combinado para otros proyectos.

Para otros proyectos (ej. eficiencia energética) y primer periodo crediticio.	
W_{om}	0.5
W_{bm}	0.5

Tabla 10. Parámetros para el cálculo del margen combinado para otros proyectos.

Para otros proyectos: Segundo y tercer periodo crediticio.	
W_{om}	0.25
W_{bm}	0.75

Con todos los insumos presentados anteriormente, los resultados del factor emisión para proyectos MDL son los siguientes:

<i>FE de la red para proyectos eólicos y solares</i>	0.662 t CO₂eq/MWh
<i>FE de la red para otros proyectos (primer periodo crediticio)</i>	0.594 t CO₂eq/MWh
<i>FE de la red para otros proyectos (segundo y tercer periodo crediticio)</i>	0.527 t CO₂eq /MWh.

⁵ Los proyectos del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) deben elegir el periodo de tiempo durante el cual solicitarán la certificación de las reducciones o capturas de gases de efecto invernadero. Para los proyectos de reducción de emisiones por fuentes, los promotores deben elegir entre un periodo de hasta diez años, o un periodo de hasta siete años, renovable en dos oportunidades. En el caso de los proyectos forestales, es posible elegir entre un periodo de hasta 30 años, o un periodo de 20 años que puede ser renovado hasta en dos ocasiones

4.3. FACTOR DE EMISIÓN DEL SIN PARA INVENTARIOS DE EMISIONES DE GASES EFECTO INVERNADERO (INGEI), HUELLA DE CARBONO DE CONSUMO ELECTRICO O FACTOR DE EMISIÓN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA (FEG).

El factor de emisión de la generación eléctrica FEG se emplea para calcular los inventarios de emisiones de GEI y la huella de carbono empresarial o corporativa. 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.

El FEG indica la emisión de gases de GEI sobre la generación eléctrica, es decir, muestra la intensidad de emisiones de un sistema eléctrico. El cálculo del FEG corresponde a la relación de las emisiones de CO₂eq provenientes del consumo de combustible fósil y la cantidad de electricidad generada en un año.

$$FEG = \frac{\text{Emisiones Totales de CO}_2\text{eq de la Generación}}{\text{Electricidad Generada + Importaciones}}$$

Los valores correspondientes a 2020 son:

$$FEG = \frac{14.363.905 \text{ t CO}_2\text{eq/MWh}}{70.625.145 \text{ MWh} - \text{año}}$$

Por lo tanto, este factor de emisión para el año 2020 es de **0.203** t CO₂eq/MWh.

BIBLIOGRAFÍA

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). (2010). Resolución No. 005 (01 Feb. 2010). Retrieved June 10, 2021, from <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resolucion-2010-Creg005-2010>

United Nations. (n.d.). TOOL07 Methodological tool Tool to calculate the emission factor for an electricity system. Retrieved from <https://cdm.unfccc.int/methodologies/PAMethodologies/tools/am-tool-07-v7.0.pdf>

UPME. (n.d.-a). Calculadora de emisiones CO2. Retrieved June 10, 2021, from http://www.upme.gov.co/calculadora_emisiones/aplicacion/calculadora.html

UPME. (n.d.-b). Planes de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2020-2034. Retrieved June 10, 2021, from <http://www.siel.gov.co/Inicio/Generación/PlanesdeExpansiónGeneraciónTransmisión/tabid/111/Default.aspx>

XM. (n.d.-a). Páginas - Históricos. Retrieved June 10, 2021, from <http://portalbissrs.xm.com.co/oferta/Paginas/Historicos/Historicos.aspx>

XM. (n.d.-b). PARATEC - Parámetros técnicos del SIN. Retrieved June 10, 2021, from <http://paratec.xm.com.co/paratec/SitePages/Default.aspx>

1. ANEXOS

Anexo 1. Conjunto de las adiciones de capacidad en el sistema eléctrico AEGset \geq 20%.

bdme m	Nombre Planta	Tipo Energético	Generación (MWh)	Real	Fecha registro	Emisiones (tCO ₂ eq)
3AFQ	POCUNE	Hidráulica	113		2020-12-03	-
3ADA	AUTOG PTAR BELLO	Biomasa	217		2020-11-14	0.21
3ACC	CELSIA SOLAR CARMELO	Solar	1,062		2020-11-12	-
TR3G	TRINA-VATIA BSLIII	Solar	3,439		2020-10-14	-
TR2G	TRINA-VATIA BSLII	Solar	3,335		2020-10-14	-
3A44	PLANTA SOLAR BAYUNCA I	Solar	934		2020-09-24	-
TYP4	TERMOYOPAL G4	Gas	147,200		2020-07-11	85,074.95
2ZP9	TRINA-VATIA BSLI	Solar	15,235		2020-07-02	-
TYP3	TERMOYOPAL G3	Gas	163,075		2020-05-31	91,255.21
2ZHY	CELSIA SOLAR ESPINAL	Solar	9,849		2020-04-30	-
2ZCF	SAN ANDRES DE CUERQUIA	Hidráulica	93,364		2020-03-28	-
2YWY	AUTOG TURGAS	Gas	9,464		2020-01-16	555.11
2YQO	AUTOG FERTICOL	Gas	5,709		2019-12-26	334.88
2YNA	HIDROBARRANCAS	Hidráulica	13,318		2019-12-05	-
2YIR	PCH LA LIBERTAD	Hidráulica	407		2019-11-21	-
2YB9	AUTOG ECOPETROL ORITO	Gas	11,851		2019-10-31	695.14
2Y2T	AUTOG CDS TM2500	Gas	16,768		2019-10-10	7,294.92
2XXX	AUTOG TERMOSURIA	Gas	13,562		2019-09-30	5,900.18
2XXR	AGPE - ECOPETROL LA HORMIGA	Gas	2,027		2019-09-26	118.90
2WFN	TERMOCAPACHOS	Gas	35,536		2019-05-09	13,293.10
2W4Y	AUTOG FAMILIA	Gas	4,014		2019-02-14	235.42
EPFV	EL PASO	Solar	136,138		2018-11-15	-
TRN1	TERMONORTE	Gas, Combustibles Líquidos	152,104		2018-11-08	80,973.38
2VJS	CELSIA SOLAR BOLIVAR	Solar	15,392		2018-10-18	-
2V5G	JUAN GARCIA	Hidráulica	14,373		2018-07-26	-
2V25	AUTOG ARGOS SOGAMOSO	Carbón	29,966		2018-06-28	24,185.77
2V27	AUTOG COCA-COLA FEMSA	Gas	4,717		2018-06-28	276.70
2UX3	AURES BAJO	Hidráulica	98,885		2018-05-31	-
2UR5	SAN JOSE DE LA MONTAÑA II	Hidráulica	4,727		2018-04-12	-
2UP2	COGENERADOR MANUELITA 2	Biomasa	50,553		2018-03-29	9,946.40
2U93	TERMOMECHERO 4	Gas	159,976		2017-11-09	59,842.78
2U91	TERMOMECHERO 6	Gas	159,850		2017-11-09	59,795.51
2U8Y	TERMOMECHERO 5	Gas	160,663		2017-11-09	60,099.72
2U5P	PROENCA II	Carbón	66,693		2017-10-05	623.16
2TYI	AUTOG CELSIA SOLAR YUMBO	Solar	5,412		2017-08-03	-
2TUT	LUZMA I	Hidráulica	124,189		2017-06-29	-
2T4P	SAN MATIAS	Hidráulica	113,077		2017-04-06	-
2SXQ	BIOENERGY	Biomasa	40,497		2017-02-23	2,365.35
2SS2	MAGALLO	Hidráulica	24,902		2016-12-08	-

bdme m	Nombre Planta	Tipo Energético	Generación Real (MWh)	Fecha registro	Emisiones (tCO ₂ eq)
GE32	GECELCA 32	Carbón	1,514,522	2016-12-01	1,493,314.32
2SDR	ALEJANDRÍA	Hidráulica	79,050	2016-07-14	-
2S9Q	TEQUENDAMA BIOGAS	Biomasa	140	2016-05-06	0.27
2S9L	EL COCUYO	Hidráulica	1,399	2016-05-05	-
2S8U	PORCE III MENOR	Hidráulica	10,178	2016-04-23	-
2S8S	DOÑA JUANA	Biomasa	124	2016-04-22	0.24
2S8I	AUTOG REFCAR	Gas	70,935	2016-04-14	30,861.36
2S8G	FUTURA - AUTOG ARGOS TOLUVIEJO	Carbón	15,737	2016-04-12	12,701.13
2S78	LA FRISOLERA	Hidráulica	1,683	2016-04-06	-
2S6U	AUTOG ARGOS EL CAIRO	Hidráulica	48,508	2016-03-12	-
2S6S	AUTOG ARGOS YUMBO	Carbón	9,737	2016-03-11	7,858.63
ARG1	AUTOG ARGOS CARTAGENA	Gas	32,044	2016-03-10	13,941.36
2S6Q	AUTOG YAGUARITO	Biomasa	867	2016-03-09	0.85
UNIB	AUTOG UNIBOL	Gas	1,496	2016-03-08	650.69
COE1	COELLO	Hidráulica	6,269	2016-03-01	-
TMB1	TERMOBOLIVAR 1	Gas	4,618	2015-12-31	1,727.63
TSJ2	TASAJERO 2	Carbón	1,123,386	2015-07-09	976,726.34
GEC3	GECELCA 3	Carbón	829,018	2015-02-10	895,096.91
2R22	LAGUNETA	Hidráulica	82,043	2014-12-03	-
NAV1	LA NAVETA	Hidráulica	24,782	2014-11-27	-
2QRL	LA REBUSCA	Hidráulica	5,767	2014-07-24	-
PNC1	COGENERADOR PROENCA	Biomasa	118,097	2014-04-24	261,459.97
CLTJ	COGENERADOR COLTEJER 1	Carbón	57,916	2013-12-19	122,762.33
SFC1	SAN FRANCISCO (PUTUMAYO)	Hidráulica	2,358	2012-11-29	-
CAS1	CENTRAL CASTILLA 1	Biomasa	5,659	2012-06-27	5,181.30
CIS1	INGENIO SAN CARLOS 1	Biomasa	10,320	2011-07-23	2,428.51
PTR1	FUTURA - PTAR 1	Gas	11	2011-05-01	4.25
TFL4	FLORES 4B	Gas, Combustibles Líquidos	1,652,721	2010-12-01	725,987.59
SRA1	SANTA RITA	Hidráulica	2,427	2010-08-17	-
CUR1	CURRUCUCUES	Hidráulica	3,917	2010-08-17	-
PIC1	INGENIO PICHICHI 1	Biomasa	2,045	2010-01-26	2,729.85
CGM1	MAYAGUEZ 1	Biomasa	139,353	2009-11-23	128,638.51
ILC1	INGENIO LA CARMELITA	Biomasa	2,556	2009-11-11	2,441.47
CIP1	INGENIO PROVIDENCIA 2	Biomasa	112,386	2009-05-18	90,444.54
INZ1	INZA	Hidráulica	2,930	2009-02-05	-
PPN1	PAPELES NACIONALES	Gas	299	2009-02-05	51,443.98
AFR1	AGUA FRESCA	Hidráulica	52,349	2008-04-10	-
CTG2	CARTAGENA 2	Gas, Combustibles Líquidos	28,631	2007-12-01	24,327.65
PMR1	REMEDIOS	Hidráulica	3,392	2007-09-19	-
ABJ1	LA CASCADA (ABEJORRAL)	Hidráulica	6,873	2007-09-17	-
AMF1	AMALFI	Hidráulica	4,722	2007-08-05	-
PLU1	URRAO	Hidráulica	5,956	2007-07-30	-

bdme m	Nombre Planta	Tipo Energético	Generación Real (MWh)	Fecha registro	Emisiones (tCO ₂ eq)
SJM1	SAN JOSE DE LA MONTAÑA	Hidráulica	12	2007-07-30	-
CTM2	EL MORRO 2	Gas	61,024	2007-05-17	49,537.84
CIMR	CIMARRON	Gas	80,077	2007-05-17	63,408.19
CTM1	EL MORRO 1	Gas	88,383	2007-04-25	64,281.99
CLDR	CALDERAS	Hidráulica	84,853	2006-06-11	-
MIR1	MIROLINDO	Hidráulica	18,679	2004-11-03	-
CMN1	AUTG CEMENTOS DEL NARE	Hidráulica	52,281	2004-09-01	-
RPL1	INGENIO RIOPAILA 1	Biomasa	68,864	2004-08-08	10,830.53
TYP1	TERMOYOPAL 1	Gas	157,703	2004-06-17	110,031.42
TYP2	TERMOYOPAL 2	Gas	218,815	2004-06-10	168,176.51
VNTB	VENTANA B	Hidráulica	5,151	2004-02-21	-
RCIO	RIO RECIO	Hidráulica	1,669	2004-02-21	-
PST1	PASTALES	Hidráulica	4,230	2004-02-18	-
LMR1	EL LIMONAR	Hidráulica	72,157	2003-12-06	-
SJOG	SAN JOSE	Hidráulica	2,652	2003-11-16	-
CQT1	CHARQUITO	Hidráulica	79,304	2003-08-22	-
IRG1	INGENIO RISARALDA 1	Biomasa	121,578	2003-08-15	15,190.18
CRC1	CARACOLI	Hidráulica	11,552	2003-01-23	-
SNS1	SONSON	Hidráulica	120,688	2003-01-23	-
TMS1	RIOFRIO (TAMESIS)	Hidráulica	5,547	2003-01-23	-
IQU2	IQUIRA II	Hidráulica	-	2002-12-21	-
PTA1	LA PITA	Hidráulica	3,649	2002-12-21	-
IQU1	IQUIRA I	Hidráulica	13,245	2002-12-21	-
HMLG	MIEL I	Hidráulica	1,235,418	2002-08-26	-
SUV1	SUEVA 2	Hidráulica	28,181	2002-05-24	-
BSQ1	EL BOSQUE	Hidráulica	13,591	2002-03-28	-
SPY1	RIO SAPUYES	Hidráulica	12,211	2002-03-01	-
RBB1	RIO BOBO	Hidráulica	22,691	2002-03-01	-
JBV1	JULIO BRAVO	Hidráulica	-	2002-03-01	-
PTC1	PATICO - LA CABRERA	Hidráulica	4,863	2001-12-20	-
OVJ1	OVEJAS	Hidráulica	3,812	2001-09-07	-
PRC2	PORCE II	Hidráulica	1,518,814	2001-04-08	-

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