

2023

Informe

Factor de emisión de CO₂ SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DEL ECUADOR

Comisión Técnica de determinación de
Factores de Emisión de gases de efecto
invernadero



EL NUEVO
ECUADOR

Ministerio de
Energía y Minas



FACTOR DE EMISIÓN DE CO₂

DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DE ECUADOR

INFORME 2023

MINISTRO DE ENERGÍA Y MINAS

Antonio Goncalves Savinovich

MINISTRA DEL AMBIENTE, AGUA Y TRANSICIÓN ECOLÓGICA

Sade Rashel Fritschi Naranjo

VICEMINISTRO DE ELECTRICIDAD Y ENERGÍA RENOVABLE

Rafael Emilio Quintero Veliz

ELABORACIÓN Y REVISIÓN

- Ing. Alex Posso, Ing. Jaime Guerrero, Ing. Jessica Chicaiza e Ing. Lenin Haro – Ministerio de Energía y Minas
- Ing. Paul Melo e Ing. Guillermo Fernandez – Ministerio de Ambiente, Agua y Transición Ecológica
- Ing. Andrea Torres e Ing. Andrés Mera – Agencia de Regulación y Control de Electricidad
- Ing. Roberto Criollo e Ing. Kevin Haro – Operador Nacional de Electricidad

EDICIÓN

- Ing. Daniel Gutiérrez – Ministerio de Energía y Minas

La Comisión Técnica de determinación de Factores de Emisión de gases de efecto invernadero – CTFE el 17 de julio de 2024 emitió el informe de conformidad al factor de emisión de CO₂ del Sistema Nacional Interconectado de Ecuador para la estadística 2023 y recomendó su aprobación y publicación.

Este material puede ser utilizado siempre que se cite la fuente.



**EL NUEVO
ECUADOR**

**Ministerio de
Energía y Minas**



ANTONIO GONCALVES

En El Nuevo Ecuador comprendemos la importancia fundamental de elaborar, aprobar y socializar políticas integrales que se enfoquen en la aplicación de medidas urgentes y necesarias para mitigar los efectos que contribuyen al cambio climático global.

Como representantes del Gobierno, tenemos la responsabilidad imperante de velar para que se ejecuten acciones concretas encaminadas a cumplir con lo establecido en los Objetivos de Desarrollo Sostenible -ODS-. Somos un país resiliente, que busca en cada proceso, la sostenibilidad, el progreso y el bienestar de las personas.

Bajo los lineamientos planteados por el presidente de la República, Daniel Noboa Azín, lograremos el establecimiento de procedimientos transparentes y concretos que viabilicen un aprovechamiento responsable de todos los recursos presentes en el país. Este es nuestro deber en beneficio de los ecuatorianos.





SADE FRITSCHI

En el marco de las políticas del Gobierno de El Nuevo Ecuador para proteger y preservar el ambiente, el Ministerio del Ambiente, Agua y Transición Ecológica tiene la responsabilidad de abordar uno de los desafíos más apremiantes de nuestra época: el cambio climático. Un componente crucial en este esfuerzo es la gestión del factor de emisión de CO₂ del Sistema Nacional Interconectado.

Una vez que las instituciones públicas y privadas comprendan y gestionen el factor de emisión de CO₂, podremos reducir nuestra huella de carbono y guiar al país hacia un futuro verdaderamente sostenible y resiliente. Esto demostrará que la preservación ambiental no solo protege nuestro patrimonio natural, sino que también mejora la calidad de vida de las familias en todos los rincones del país, evidenciando que la conservación es un vehículo clave para el desarrollo social.

Avanzamos a paso firme hacia al fortalecimiento del Sistema Nacional Interconectado, como un pilar para la sostenibilidad y resiliencia climática, camino hacia un futuro más limpio y saludable para todos.





RAFAEL QUINTERO

La presentación del Factor de Emisión de CO₂ del Sistema Nacional Interconectado del año 2023, se consolida como una herramienta estratégica para la toma de decisiones a la hora de implementar actividades para la mitigación del cambio climático.

Este insumo técnico es fundamental para la evaluación de la cantidad de emisiones de gases de efecto invernadero, que se asocian principalmente a la producción de electricidad. El documento permite también, la planificación y posterior puesta en marcha de programas de eficiencia energética.

Este Viceministerio trabaja de manera comprometida para mejorar los métodos de cuantificación y control de las emisiones para poder tomar acciones que disminuyan la huella de carbono del Sistema Nacional Interconectado. Nuestra labor siempre se basa en la transparencia, exactitud, veracidad y consistencia de los datos, con el fin de analizar la información para establecer procedimientos enmarcados en cumplir con los compromisos del país en el marco de las convenciones y tratados internacionales.



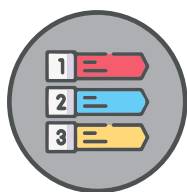


TABLA DE CONTENIDO

Introducción	7
Definiciones	8
Resumen Ejecutivo	10
1. Método de cálculo del FE CO₂ de la red eléctrica de Ecuador	12
1.1. Aspectos considerados para la realización del cálculo	12
2. Cálculo del factor de emisión de CO₂ del S.N.I.	13
2.1. Parámetros del cálculo	13
2.2. Procedimiento de Línea Base	14
2.2.1. Paso 1. Identificación del sistema eléctrico relevante	14
2.2.2. Paso 2. Unidades de generación aisladas de la red eléctrica	14
2.2.3. Paso 3. Selección del método de cálculo del Margen de Operación (OM)	14
2.2.4. Paso 4. Parte 1: Método seleccionado para el cálculo del factor de margen de operación OM	16
2.2.5. Paso 4. Parte 2: Resultados del cálculo del factor de Margen de Operación (OM)	21
2.2.6. Paso 5. Cálculo del factor de Margen de Construcción (BM)	22
2.2.7. Paso 6. Cálculo del factor de Margen Combinado (CM)	24
2.3. Evolución de las emisiones de CO ₂ en el S.N.I.	26
3. Factor de emisión por el uso de electricidad en el S.N.I. e Islas Galápagos para el cálculo de huella de carbono	26
3.1. Descripción de la Metodología	26
3.2. Desarrollo de la estimación del factor de emisión para huella de carbono del S.N.I.	27
3.2.1. Paso 1. Definición de alcance del factor	27
3.2.2. Paso 2. Definición de la información a ser utilizada y factores de emisión	28
3.2.3. Paso 3. Estimación del factor	28
3.3. Desarrollo de la estimación del factor de emisión para huella de carbono para las Islas Galápagos	30
3.4. Resultados obtenidos para el 2023	31
4. Síntesis de resultados y aplicabilidad	32
4.1. Factor de emisión del S.N.I. de Ecuador aplicable en proyectos	32
4.2. Factor de emisión del S.N.I. de Ecuador aplicable para Inventarios de GEI o Huella de Carbono Corporativa	33
Referencias	35

Introducción

El Gobierno Ecuatoriano, comprometido con la lucha contra el Cambio Climático, ha implementado políticas que fomentan el desarrollo de energías limpias y la eficiencia energética en todos los sectores. Para cumplir con estos objetivos, el Ministerio de Energía y Minas (MEM) y el Ministerio de Ambiente, Agua y Transición Ecológica (MAATE) trabajan en conjunto, implementando medidas de mitigación y monitoreo de los parámetros ambientales. En este marco, en 2011 se creó la Comisión Técnica de determinación de Factores de Emisión de gases de efecto invernadero (CTFE), encargada de elaborar el informe anual del Factor de Emisión de Dióxido de Carbono (CO₂) del Ecuador Continental.

El Operador Nacional de Electricidad (CENACE), como ente responsable de la actualización anual del Factor de Emisión de CO₂ del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador Continental, ha recopilado la información del último año de operación del sistema eléctrico ecuatoriano (2023) para actualizar este indicador, tarea que se realiza desde el año 2010.

Se ha establecido como guía la herramienta metodológica de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (UNFCCC por sus siglas en inglés), denominada "Tool 07 - Herramienta para el cálculo del factor de emisión de CO₂ para un sistema eléctrico", versión v7.0. (UNFCCC, 2018). Esta herramienta metodológica se encuentra vigente y ratificada por la UNFCCC, tal y como se indica en la catorceava edición de la publicación Compendio Metodológico del Mecanismo de Desarrollo Limpio (UNFCCC, 2022).

Además, desde la publicación del reporte del año 2022, el informe presenta el factor de emisión para estimación de inventarios de gases de efecto invernadero/huella de carbono basados en la metodología propuesta por el Greenhouse Gas Protocol (GHG Protocol). En esta ocasión, se ha incluido el cálculo de dicho factor para las islas Galápagos.

Definiciones

- **Energías Renovables No Convencionales (ERNC):** Conforme consta en la Regulación ARCERNNR 005/21, en su artículo 10 se indica *"se considerarán como energías renovables no convencionales a las siguientes tecnologías, conforme a lo previsto en el artículo 3 de la LOSPEE y el artículo 22 del RGLOSPEE: solar, eólica, biomasa, biogás, geotérmica, mareomotriz y centrales hidroeléctricas de hasta 100 MW de capacidad instalada"*, por lo que su factor de emisión se considera 0 t CO₂/MWh.
- **Factor de emisión de CO₂ (FE):** Es la masa estimada de toneladas de CO₂ emitidas a la atmósfera, por cada unidad de MWh de energía eléctrica generada en base a la combustión de combustible fósil. (UNFCCC, 2018).
- **Gases de Efecto Invernadero (GEI):** Los gases de efecto invernadero son aquellos constituyentes gaseosos de la atmósfera, tanto naturales como antropogénicos, que absorben y emiten radiación en longitudes de onda específicas dentro del espectro de radiación infrarroja térmica emitida por la superficie de la Tierra, la atmósfera y las nubes. (IPCC, 2013).
- **Generación de bajo costo (Low cost/must run):** Es la energía compuesta por las unidades hidráulicas y renovables no convencionales (bagazo, biomasa, biogás, eólica, solar).
- **Generación Neta:** Es la diferencia entre la generación total y el consumo de los servicios auxiliares de la unidad de generación. Es aquella energía que se entrega a la red eléctrica para el consumo del usuario y el consumo propio del sistema de transmisión. (UNFCCC, 2018).
- **Lambda:** Está determinado por número de horas en el año en que la generación de bajo costo abasteció la demanda de potencia por sí sola.
- **Margen de Construcción (BM):** El factor de emisión de CO₂ del margen de construcción representa las emisiones asociadas al ingreso de nuevas unidades de generación para el periodo en el que se ha calculado, cuya construcción y operación sería desplazada por la actividad del proyecto renovable. (UNFCCC, 2018).
- **Margen de Operación (OM):** El factor de emisión de CO₂ del margen de operación se estima con la operación de las centrales actualmente conectadas a la red, que sería afectada por la actividad del proyecto renovable. (UNFCCC, 2018).
- **Margen Combinado (CM):** El factor de emisiones de CO₂ del margen combinado corresponde a la ponderación asignada en el cálculo de los dos márgenes anteriores. (UNFCCC, 2018).
- **Mínima potencia anual:** Es la mínima potencia horaria registrada en el año calendario.
- **Máxima potencia anual:** Es la máxima potencia horaria registrada en el año calendario.

- **MDL (Mecanismo de Desarrollo Limpio):** Establecido para ejecución de proyectos bajo el Protocolo de Kyoto, que tiene como objetivo alcanzar una efectiva contabilización de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero en países en desarrollo. En el Ecuador existen aún proyectos registrados como MDL, los cuales por metodología deben quedar por fuera del cálculo del factor de emisión.
- **MWh:** Unidad de medida energética, equivalente a un millón de vatios hora. Es la energía necesaria para suministrar una potencia de un millón de vatios constante durante una hora.
- **Planta/unidad de generación:** La unidad de generación es el equipamiento que genera energía eléctrica, una planta de generación está compuesta por varias unidades de generación. (UNFCCC, 2018)
- **Red eléctrica:** Se establece como el conjunto de elementos y sistemas que se encuentran entre las unidades de generación y los consumidores finales (UNFCCC, 2018).
- **Sistema Nacional de Transmisión (SNT):** Es el sistema de transmisión de energía eléctrica o medio de conexión entre consumidores y centros de generación (unidades de generación), el cual permite el paso de la energía a todo el territorio nacional.
- **Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.):** En el Ecuador es el sistema integrado por los elementos del sistema eléctrico, conectado entre sí, que permite la producción y transferencia de energía eléctrica entre centros de generación y consumo.

Resumen Ejecutivo

La Comisión Técnica de Determinación de Factores de Emisión de gases de efecto invernadero (CTFE) es responsable de calcular el factor de emisión (FE) de CO₂ del Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.) y para la presente edición de las Islas Galápagos, en el contexto de la mitigación del cambio climático en el país. Este cálculo es de gran importancia para los proponentes y ejecutores de proyectos de generación eléctrica renovable y eficiencia energética; así como, para el monitoreo de la huella de carbono de las empresas/usuarios que requieren evaluar los inventarios de gases de efecto invernadero o huella de carbono corporativas.

La CTFE alineada a las metodologías por la UNFCCC, ha analizado los niveles de cálculo y herramientas disponibles para la estimación del FE de una red eléctrica. El factor de emisión presentado en este documento utiliza la herramienta "Tool 07 v7.0" publicada por la UNFCCC en conjunto con las estadísticas nacionales del año 2023 así, como la información de los nuevos proyectos de generación incorporados del S.N.I.

Es importante destacar que el FE es un indicador clave en la lucha contra el cambio climático ya que permite medir la cantidad de emisiones de CO₂ asociadas a la producción de electricidad en una red eléctrica. Además, evalúa la efectividad de las políticas de mitigación implementadas por el país y las empresas; y, facilita la toma de decisiones informadas para cuantificar la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

Factor de emisión del S.N.I. de Ecuador aplicable en proyectos

En el presente estudio se ha recopilado la estadística del S.N.I. para el año 2023, con la cual se realizó el cálculo de los márgenes de operación, construcción y combinado para las opciones ex Ante y ex Post; el detalle del cálculo se encuentra en la sección 2.2. Para cuantificar el CO₂ resultante de un año de operación de un proyecto o iniciativa, se utiliza el Margen Combinado ex Post, mismo que se encuentra expresado por la suma de la ponderación de los otros márgenes, tomando en consideración lo siguiente:

$$FE_{grid,CM,2023} = FE_{grid,OM,2023}W_{OM} + FE_{grid,BM,2023}W_{BM} \quad (1)$$

a. FE de la red para proyectos eólicos y solares

Los factores de ponderación W conforme a la metodología, 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 de 0,4844 t CO_{2-eq}/MWh.

b. FE de la red para otros proyectos

El factor de ponderación W conforme a la metodología, sería de 0,50 tanto para el margen de operación como para el de construcción. Dando como resultado un margen combinado o factor de emisión de la red de 0,3230 t CO_{2-eq}/MWh.

Estos factores de emisión deben ser utilizados para cuantificar los impactos resultantes de la incorporación de proyectos nuevos en la red eléctrica, tomando en cuenta su tecnología; así como, para cuantificar los impactos obtenidos de ahorro en el consumo de la energía eléctrica suministrada por la red (eficiencia energética).

Factor de emisión del S.N.I. y de las Islas Galápagos de Ecuador, aplicable para Inventarios de GEI o Huella de Carbono Corporativa

Para el cálculo de este factor de emisión se toma en cuenta las metodologías internacionales como la del Protocolo de Gases de Efecto Invernadero (GHG Protocol por sus siglas en inglés) y las Normas ISO 14064-1:2018, ISO 14064-2:2019, ISO 14064-3:2019 e ISO 14067:2018 su respectiva adopción técnica, Normas Técnicas Ecuatorianas: NTE INEN-ISO 14064, partes 1, 2 y 3, NTE INEN-ISO 14067, para el presente informe se está tomando en consideración lo establecido por el GHG Protocol, dando los siguientes resultados:

$$FE_{H,2023} = \frac{\text{Emisiones Totales de CO}_2 \text{ de la Generación}_{SNI\ 2023}}{\text{Electricidad Generada}_{SNI\ 2023}} \quad (2)$$

a. Factor de emisión para Ecuador Continental:

Para la estadística del 2023 se tiene el siguiente Factor de Emisión: 0,1200 t CO_{2 eq}/MWh

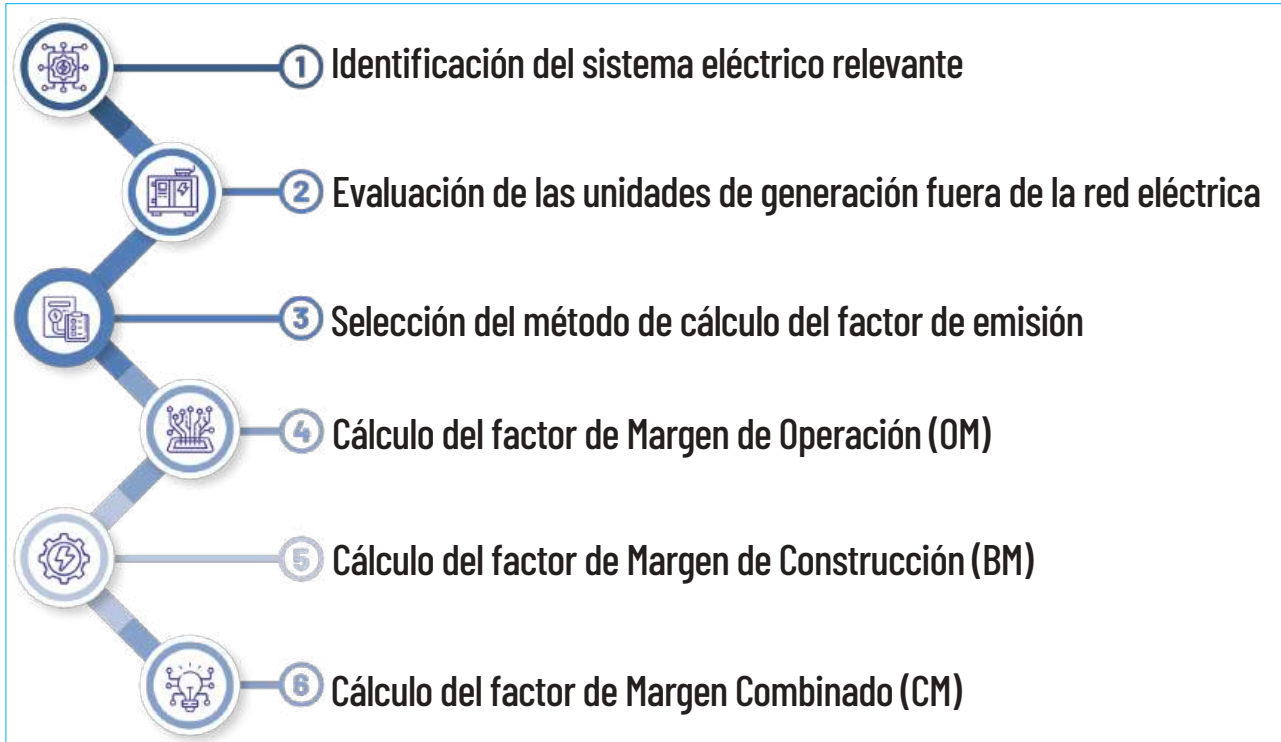
b. Factor de emisión para las Islas Galápagos.

Para la estadística del 2023 se tiene el siguiente Factor de Emisión para las siguientes Islas Galápagos:

- Santa Cruz: 0,6873 t CO_{2 eq}/MWh
- San Cristóbal: 0,7204 t CO_{2 eq}/MWh
- Isabela: 0,6437 t CO_{2 eq}/MWh

1. Método de cálculo del FE CO₂ de la red eléctrica de Ecuador

Esquematisando la herramienta metodológica de la UNFCCC se puede establecer los siguientes pasos a seguir para el cálculo del factor de emisión.



Gráfica Nro. 1 Pasos para el cálculo del factor de emisión con metodológica de la UNFCCC

1.1. Aspectos considerados para la realización del cálculo

Algunas consideraciones fueron tomadas en cuenta para la realización de este informe, destacándose las siguientes:

- La herramienta metodológica de la UNFCCC contempla una red eléctrica interconectada, es por ello que deben quedar por fuera los sistemas eléctricos aislados.¹
- Para el caso de la interconexión eléctrica con Colombia, sobre la base que en 2008 se realizó una repotenciación del sistema de transmisión de 230 kV, se consideró la energía registrada en los medidores en barras de Ecuador por los circuitos adicionales con un factor de emisión de CO₂ igual a cero, como indica la "Herramienta para el cálculo del factor de emisión para un sistema eléctrico v7.0". (UNFCCC, 2018)
- Las unidades que se han registrado como proyectos MDL en la Junta Ejecutiva (JE) MDL de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático, no han sido consideradas dentro del cálculo, así como las unidades de generación de energías renovables no convencionales (fotovoltaicas, eólicas, biomasa, biogás).

¹ Para esta metodología sólo se contempla al Sistema Nacional Interconectado.

2. Cálculo del factor de emisión de CO₂ del S.N.I.

En esta sección se presenta una descripción de la herramienta metodológica de la UNFCCC, tomando en cuenta las condiciones del sistema eléctrico ecuatoriano que permite calcular los factores de operación (OM), construcción (BM) y combinado (CM).

Parámetros que son utilizados para establecer la línea base de proyectos de eficiencia energética; así como también, para los proyectos de generación de electricidad con fuentes renovables, convencionales y no convencionales.

A través del proyecto de automatización del cálculo del factor de emisión de CO₂, llevado adelante con el apoyo de la Agencia Internacional de las Energías Renovables - IRENA, ha permitido establecer tiempos más cortos para la obtención del factor de emisión minimizando los errores por carga de información manual.

2.1. Parámetros del cálculo

Considerando los criterios de la herramienta metodológica v7.0., de la UNFCCC para determinar el factor de emisión de CO₂ de una red eléctrica, se deben considerar los siguientes parámetros a ser calculados.

Margen de construcción (BM): Permite establecer el factor de emisión de la nueva generación que se ha incorporado a la red eléctrica en los últimos 10 años y que corresponde al 20% de la generación del último año que se tiene datos.

Margen de operación (OM): Permite establecer el factor de emisión que se presentó durante el año de estudio.

Margen combinado (CM): Este factor se utiliza para crear una línea base para un proyecto renovable, su cálculo se lo realiza en base a los dos anteriores dándoles un porcentaje tanto al BM como al OM, la suma del porcentaje asignado no puede ser mayor que el 100%.

Tabla Nro. 1 Parámetros de cálculo del factor de emisión de CO₂

Parámetros	Unidades	Descripción
$FE_{grid.BM}$	tCO_2/MWh	Factor de emisión de CO ₂ para el margen de construcción en el año "y"
$FE_{grid.OM}$	tCO_2/MWh	Factor de emisión de CO ₂ para el margen de operación en el año "y"
$FE_{grid.CM}$	tCO_2/MWh	Factor de emisión de CO ₂ para el margen combinado en el año "y"

Fuente: (UNFCCC, 2018)

2.2. Procedimiento de Línea Base

2.2.1. Paso 1. Identificación del sistema eléctrico relevante

La red eléctrica considerada en este cálculo está conformada por todos los elementos conectados al Sistema Nacional Interconectado del Ecuador continental.²

2.2.2. Paso 2. Unidades de generación aisladas de la red eléctrica

Para el presente cálculo no se consideran las unidades de generación que no están conectadas al S.N.I., como lo son:

- Isla Puna.
- Región Insular - Galápagos.
- Sistema Oriental (Sistemas menores ubicados en la región nororiental del Ecuador manejados por la unidad de negocio TERMOPICHINCHA de la Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP).
- El sistema de generación del Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero – SEIP.

2.2.3. Paso 3. Selección del método de cálculo del Margen de Operación (OM)

Para el cálculo del factor de emisión de CO₂ de una red eléctrica debido a su operación denominado “margen de operación” se encuentra basado en uno de los siguientes métodos:

- Simple OM.**- Puede ser utilizado solamente si la generación de energía eléctrica de las plantas de bajo costo de la red eléctrica representan menos del 50% del total de la generación.
- Simple ajustado OM.**- Puede ser utilizado solamente si la generación de energía eléctrica de las plantas de bajo costo de la red eléctrica representan más del 50% del total de la generación.
- Análisis de despacho OM.**- Está sujeto al nivel de información que se posee en el país, puesto que son los datos horarios de la producción de energía.
- Ponderado OM.**- Es calculado mediante el uso del rendimiento promedio en el periodo de análisis de la generación de todas las plantas termoeléctricas que hacen parte de la red.

² El Sistema Nacional Interconectado está conformado por los Sistemas de Distribución, Transmisión, Generación, Auto-generadores, Grandes consumidores e Interconexiones internacionales con Perú y Colombia. No contempla las Islas Galápagos.

Tabla Nro. 2 Requerimientos de determinación de los márgenes de operación y construcción

	Despacho OM	Simple ajustado OM	Simple OM	Promedio OM	Margen Construcción
Generación de energía por planta		√	√		√
Consumo de combustible por planta		√	√		√
Generación de energía agregada			√	√	
Consumo de combustible agregado			√	√	
Tipo de combustible y tecnología		√	√		√
Generación de energía por hora y consumo de combustible por planta	√				
Carga horaria de la red		√			
Fecha de puesta en servicio de centrales / unidades					√

Para el caso del Ecuador y de acuerdo a la conformación del S.N.I. y los datos del sistema eléctrico analizados, se aplicó el Método Simple Ajustado, realizando el balance de los últimos cinco años como muestra la Tabla Nro. 3, en la cual se puede observar que la generación de bajo costo (low cost), representa el 86,6% en promedio. Esto es congruente con el método utilizado que indica que la generación de electricidad de bajo costo debe ser mayor al 50% del total.

Para este método de cálculo la herramienta propone establecer la estadística de datos tomando en cuenta los siguientes antecedentes:

- **Opción ex Post:** Esta opción es tomada para el año en que el proyecto desplaza energía de la red eléctrica, y su monitoreo debe realizarse anualmente es por ello que este factor debería actualizarse de forma anual y tomando en cuenta que los datos para el cálculo anual se encuentran disponibles seis meses después de finalizado el año, alternativamente se puede tomar datos anteriores del año y-1, si no se tienen datos después de 18 meses de terminado el año.
- **Opción ex Ante:** Este método permite realizar el cálculo del factor de emisión una vez en la etapa de validación del proyecto que desplazará generación eléctrica de la red, por lo que no es necesario su actualización periódica, se debe realizar el cálculo de los últimos 3 años.

Tabla Nro. 3 Generación eléctrica del S.N.I. de los últimos 5 años en GWh

año	Low cost/must run (1)	No Low cost/must run (2)	Total	% low cost	% No low cost
2019	24.877,04	2.605,36	27.482,40	90,5%	9,5%
2020	24.820,31	2.104,00	26.924,31	92,2%	7,8%
2021	26.305,35	1.729,41	28.034,76	93,8%	6,2%
2022	25.359,88	3.329,15	28.689,03	88,4%	11,6%
2023	26.890,11	4.956,02	31.846,12	84,4%	15,6%
	128.252,69	14.723,94	142.976,63	89,7%	10,3%

Fuente: (CENACE, 2024)

2.2.4. Paso 4. Parte 1: Método seleccionado para el cálculo del factor de margen de operación OM

El margen de operación (OM) bajo el método simple ajustado se lo calcula utilizando la siguiente ecuación:

$$FE_{grid.OM-adj,y} = (1 - \lambda_y) \frac{\sum_m EG_{m,y} \cdot FE_{EL,m,y}}{\sum_m EG_{m,y}} + \lambda_y \frac{\sum_k EG_{k,y} \cdot FE_{EL,k,y}}{\sum_k EG_{k,y}} \quad (3)$$

Donde:

$FE_{grid.OM-adj,y}$ Factor de emisión de CO₂ del margen de operación simple ajustado para el año "y" (t CO₂/MWh)

λ_y Factor que expresa el porcentaje de tiempo que marginó la generación de bajo costo en el año "y"

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

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

$FE_{EL,m,y}$ Factor de emisión de las unidades de generación "m" (generación no renovable convencional y no convencional) en el año "y" (t CO₂/MWh)

$FE_{EL,k,y}$ Factor de emisión de las unidades de generación "k" (generación de bajo costo) en el año "y" (t CO₂/MWh)

m Todas las unidades de generación conectadas a la red en el año "y" a excepción de la generación de bajo costo

k Todas las unidades de generación de bajo costo conectadas a la red en el año "y"

y Año correspondiente a los datos utilizados para el análisis

El cálculo del factor de emisión por el método Simple Ajustado OM se lo realiza considerando las siguientes opciones:

Opción A1: Para este caso se realiza el cálculo en base de la generación eléctrica neta de cada unidad de potencia y el factor de emisión para cada una de las unidades de generación, como muestra la siguiente ecuación:

$$FE_{EL,m,y} = \frac{\sum_i FC_{i,m,y} \cdot NCV_{i,y} \cdot FE_{CO_2,i,y}}{EG_{m,y}} \quad (4)$$

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

$FC_{i,m,y}$ Cantidad de combustible fósil "i" consumido en el año "y" de las unidades de generación "m" (unidad de masa o volumen)

$NCV_{i,y}$ Poder calorífico neto (contenido de energía) del combustible fósil tipo "i" en el año "y" (TJ/unidad de masa o volumen)

$FE_{CO_2,i,y}$ Factor de emisión de CO₂ por tipo de combustible "i" en el año "y" (t CO₂/TJ)

$EG_{m,y}$ Energía neta generada en el año "y" a excepción de las unidades de bajo costo (MWh)

m Todas las unidades de generación conectadas a la red en el año "y" a excepción de las unidades de bajo costo

i Todos los combustibles utilizados por las unidades de generación "m" en el año "y"

y Año correspondiente a los datos utilizados para el análisis

Opción A2: Si se dispone solo del dato de generación eléctrica y el tipo de combustible, el factor de emisión debe ser determinado con base en el factor de emisión de CO₂ del tipo de combustible utilizado y la eficiencia de la unidad de energía con la siguiente ecuación:

$$FE_{EL,m,y} = \frac{FE_{CO_2,m,i,y} \cdot 3,6}{\eta_{m,y}} \quad (5)$$

Donde:

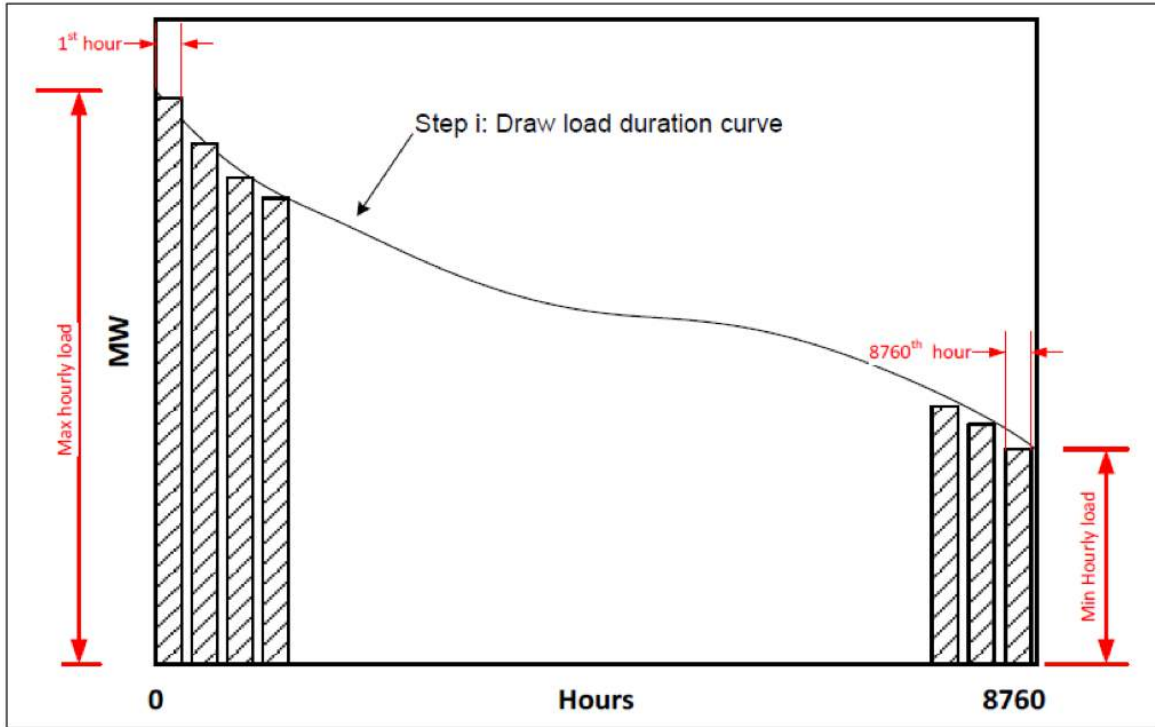
$FE_{EL,m,y}$	Factor de emisión de CO ₂ de las unidades de generación en el año "y" (t CO ₂ /MWh)
$FE_{CO_2,m,i,y}$	Factor de emisión de CO ₂ promedio del combustible "i" utilizado por la planta "m" en el año "y" (t CO ₂ /MWh)
$\eta_{m,y}$	Eficiencia de conversión promedio de la planta "m" en el año "y"
m	Todas las unidades de generación conectadas a la red en el año "y" a excepción de las unidades de bajo costo
y	Año correspondiente a los datos utilizados para el análisis

Cálculo de lambda λ_y : el cálculo de este parámetro se lo realiza utilizando la siguiente ecuación:

$$\lambda_y = \frac{\text{Number of hours low-cost/must-run are on the margin in year "y"}}{8.760 \text{ hours per year}} \quad (6)$$

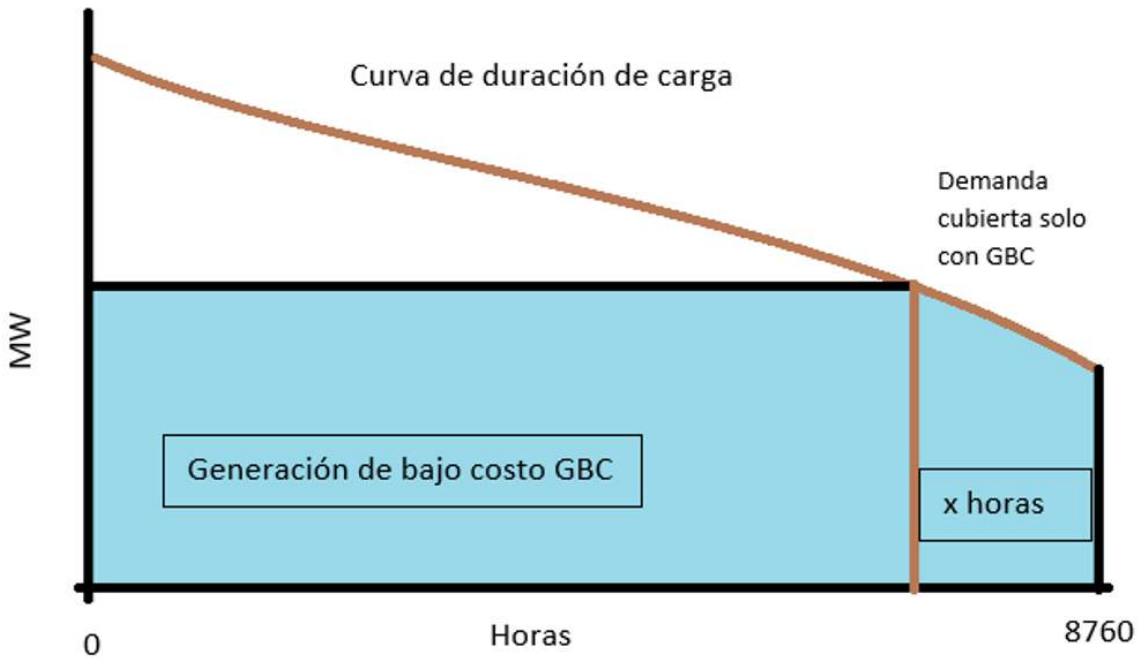
La determinación del número de horas en las que la generación de bajo costo cubre la demanda:

1. Se establece la curva de duración de carga, apilamos las potencias horarias presentados durante los 8.760 periodos horarios del año de mayor a menor, de tal forma de establecer la mínima potencia del año y la máxima potencia del año.
2. Se establece la suma de la generación de todas las unidades de bajo costo.



Gráfica Nro. 2 Curva de duración de carga. (UNFCCC, 2018)

- Se establece el área que tendría la potencia de mínimo costo, se va obteniendo el área de la generación de bajo costo que cruce con la curva de carga, de tal forma de establecer las horas en las que la generación de bajo costo abasteció la demanda por sí sola, tal como se muestra:



Gráfica Nro. 3 Cálculo de horas marginales de Generación de Bajo Costo (GBC). Fuente (UNFCCC, 2018)

Las fuentes de información empleadas para el cálculo del Factor de Emisión de CO₂ del S.N.I. del Ecuador son las siguientes:

- $FC_{i,m,y}$ La cantidad de combustible fósil utilizado por las unidades de generación conectadas a la red eléctrica es proporcionada por la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables – ARCERNNR, presentada en la hoja de cálculo “6. Combustibles” del archivo “Matriz Factor de Emisión_CO2_SNI_2023.xlsx”.
- $EG_{m,y}$ La energía neta generada por cada unidad de generación conectada a la red eléctrica es proporcionada por CENACE presentada en la hoja “3. FE_OM” del archivo “Matriz Factor de Emisión_CO2_SNI_2023.xlsx”
- $NCV_{i,y}$ Se consideró la información disponible sobre Poder Calorífico Neto de la Tabla 1.2. del Capítulo 1 de las Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories (IPCC, 2006) como se muestra a continuación:

Tabla Nro. 4. Poder calórico de los combustibles utilizados por el sector eléctrico.

Combustible	Poder Calorífico Neto (TJ/Gg)
Fuel oil	40,4
Diésel	43,0
Gas Natural	48,0
Nafta	44,3
Residuo	40,4
Bunker	42,3

Fuente: IPCC 2006

- $FE_{CO_2,i,y}$ El factor de emisión por cada tipo de combustible tiene como referencia la Tabla 1.4 del Capítulo 1 de las Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, IPCC 2006, utilizando el valor por defecto, los criterios para seleccionar los factores de emisión de los combustibles son similares a los indicados para el Poder Calorífico Neto como se indica a continuación:

Tabla Nro. 5. Factor de emisión de CO₂ para cada uno de los combustibles utilizados en el sector eléctrico

Combustible	Valor (kg CO ₂ /TJ)
Diesel	74.100
Fuel Oil	77.400
Petróleo	73.300
GLP	63.100
Gas Natural	56.100
Bagazo	100.000
Biogás	54.600

Fuente: IPCC 2006

2.2.5. Paso 4. Parte 2: Resultados del cálculo del factor de Margen de Operación (OM)

Con base en las ecuaciones y los parámetros de cálculo mencionados en los párrafos anteriores, se realizó el cálculo del factor OM para el año 2023.

Tabla Nro. 6. Resultados del Margen de Operación (OM) para el 2023

	Parámetros	Valor	Unidad
Lambda	λ_{2023}	0,1767	
Generadores de no bajo costo	$\sum_m EG_{m,2023} \cdot FE_{EL,m,2023}$	3.888.189	tCO ₂
	$\sum_m EG_{m,2023}$	4.956.015	MWh
Generadores de bajo costo	$\sum_k EG_{k,2023} \cdot FE_{EL,k,2023}$	-	tCO ₂
	$\sum_k EG_{k,2023}$	26.890.108	MWh
Factor de emisión de CO ₂ para el margen de operación	$FE_{grid,OM-adj,2023}$	0,6459	tCO ₂ /MWh

Fuente: CENACE 2024

El factor de emisión ex Post se determina con los datos del año 2023.

$$FE_{grid,OM-adj,ex\ post\ 2023} = 0,6459 [tCO_2/MWh]$$

Datos para el cálculo del factor de emisión ex Ante

Para el factor de emisión ex Ante se considera los datos de margen de operación de los últimos tres años, dando como resultado los siguiente:

	2021	2022	2023
$FE_{grid,OM-adj,y} [tCO_2/MWh]$	0,2953	0,5015	0,6459

	2021	2022	2023	Total
Generación anual (GWh)	28.034,76	28.689,03	31.846,12	88.569,92
Ponderación	31,7%	32,4%	36,0%	

$$FE_{grid,OM-adj,ex\ ante\ 2021-2023} = 0,4882 [tCO_2/MWh]$$

2.2.6. Paso 5. Cálculo del factor de Margen de Construcción (BM)

Las unidades que deben ser incluidas dentro del cálculo BM se ha determinado conforme los siguientes parámetros:

- a. Tomando en cuenta el último año de operación (2023), se ha evidenciado el ingreso de dos bloques de la central Eólica Huascachaca, y dos centrales hidroeléctricas Ulba, y San José del Tambo. Para el conjunto de 5 unidades (AEG SET 5-units); se han considerado estos nuevos ingresos en base a su producción de energía obteniendo un porcentaje que representan el 0,9% de la generación total para el año de operación 2023.

Tabla Nro. 7. Conjunto de las 5 unidades de generación recientemente ingresadas

Unidad	Tecnología	Inicio de Operación	Generación Neta (MWh)	%	% Acumulado
Ulba u1	Hidroeléctrica	1/3/2023	6.110,07	0,02%	0,02%
San José de Tambo U2	Hidroeléctrica	1/9/2023	5.042,40	0,02%	0,04%
Sabanilla U2	Hidroeléctrica	1/9/2022	112.247,01	0,35%	0,39%
Sabanilla U1	Hidroeléctrica	1/9/2022	108.460,46	0,34%	0,73%
Sarapullo U3	Hidroeléctrica	1/3/2022	54.096,21	0,17%	0,90%
Generación Anual de Electricidad (5 unidades recientes)			285.956,15	0,90%	0,90%

- b. Para establecer el conjunto de las unidades que representan el 20% de la generación del último año de operación (AEG SET->= 20%), se consideró las unidades que tengan menos de 10 años de operación en la red eléctrica.

Tabla Nro. 8 Conjunto de las unidades que conforman el 20% de la generación eléctrica del 2023

Unidad	Tecnología	Inicio de operación	Generación neta (MWh)	%	% acumulado
Ulba U1	Hidroeléctrica	1/3/2023	6.110	0,0%	0,0%
San José de Tambo U2	Hidroelectrica	1/9/2023	5.042	0,0%	0,0%
Sabanilla U2	Hidroeléctrica	1/9/2022	112.247	0,4%	0,4%
Sabanilla U1	Hidroeléctrica	1/9/2022	108.460	0,3%	0,7%
Sarapullo U3	Hidroeléctrica	1/3/2022	54.096	0,2%	0,9%
Sarapullo U2	Hidroeléctrica	2/2/2022	58.171	0,2%	1,1%
Sarapullo U1	Hidroeléctrica	2/2/2022	52.248	0,2%	1,2%
Chalpi U2	Hidroeléctrica	1/4/2021	6.372	0,0%	1,3%
Chalpi U1	Hidroeléctrica	1/4/2021	40.424	0,1%	1,4%
Vindobona U1	Hidroeléctrica	1/2/2021	4.957	0,0%	1,4%
El Laurel U1	Hidroeléctrica	1/11/2020	6.860	0,0%	1,4%
Due U3	Hidroeléctrica	1/10/2020	80.212	0,3%	1,7%

Hidroperlabi U1	Hidroeléctrica	12/7/2020	11.368	0,0%	1,7%
Hidroperlabi U2f	Hidroeléctrica	12/7/2020		0,0%	1,7%
La Calera U1	Hidroeléctrica	1/8/2019	2.969	0,0%	1,7%
La Calera U2	Hidroeléctrica	1/8/2019	0	0,0%	1,7%
La Calera U3	Hidroeléctrica	1/8/2019	0	0,0%	1,7%
Sermaa U1	Hidroeléctrica	1/8/2019	762	0,0%	1,7%
Rio Verde Chico U1	Hidroeléctrica	1/3/2019	67.685	0,2%	1,9%
Rio Verde Chico U2	Hidroeléctrica	1/3/2019	12.890	0,0%	2,0%
Isimanchi U1	Hidroeléctrica	1/12/2018	0	0,0%	2,0%
Isimanchi U2	Hidroeléctrica	1/12/2018	0	0,0%	2,0%
Isimanchi U3	Hidroeléctrica	1/12/2018	0	0,0%	2,0%
Pusuno 1 U1	Hidroeléctrica	1/12/2018	182.533	0,6%	2,6%
Pusuno 1 U2	Hidroeléctrica	1/12/2018	0	0,0%	2,6%
Delsitanisagua U1	Hidroeléctrica	1/9/2018	324.992	1,0%	3,6%
Delsitanisagua U2	Hidroeléctrica	1/9/2018	342.674	1,1%	4,7%
Delsitanisagua U3	Hidroeléctrica	1/9/2018	346.964	1,1%	5,7%
Normandía U1	Hidroeléctrica	1/7/2018	278.211	0,9%	6,6%
Normandía U2	Hidroeléctrica	1/7/2018	24.421	0,1%	6,7%
Normandía U3	Hidroeléctrica	1/7/2018	22.360	0,1%	6,8%
Normandía U4	Hidroeléctrica	1/7/2018	23.509	0,1%	6,8%
Normandía U5	Hidroeléctrica	1/7/2018	23.825	0,1%	6,9%
Palmira U1	Hidroeléctrica	1/12/2017	58.616	0,2%	7,1%
Palmira U2	Hidroeléctrica	1/12/2017	10.141	0,0%	7,1%
Sigchos U1	Hidroeléctrica	1/8/2017	87.256	0,3%	7,4%
Sigchos U2	Hidroeléctrica	1/8/2017	12.804	0,0%	7,4%
Sigchos U3	Hidroeléctrica	1/8/2017	11.709	0,0%	7,5%
Due U1	Hidroeléctrica	1/6/2017	284.469	0,9%	8,4%
Due U2	Hidroeléctrica	1/6/2017	54.992	0,2%	8,5%
Corazón U01	Hidroeléctrica	1/3/2017	3.253	0,0%	8,6%
Uravía U01	Hidroeléctrica	1/3/2017	3.883	0,0%	8,6%
Jivino 1 Mc U3	Térmico Diesel	1/12/2016	0	0,0%	8,6%
Hidrovictoria U1	Hidroeléctrica	4/11/2016	32.179	0,1%	8,7%
Hidrovictoria U2	Hidroeléctrica	4/11/2016	3.559	0,0%	8,7%
Coca Codo Sinclair U5	Hidroeléctrica	8/10/2016	186.373	0,6%	9,3%
Coca Codo Sinclair U6	Hidroeléctrica	8/10/2016	354.552	1,1%	10,4%
Coca Codo Sinclair U7	Hidroeléctrica	8/10/2016	340.264	1,1%	11,4%
Coca Codo Sinclair U8	Hidroeléctrica	8/10/2016	285.140	0,9%	12,3%
Alazán U1	Hidroeléctrica	16/9/2016	27.680	0,1%	12,4%
Topo U1	Hidroeléctrica	12/9/2016	158.838	0,5%	12,9%
Topo U2	Hidroeléctrica	12/9/2016	23.035	0,1%	13,0%
Coca Codo Sinclair U1	Hidroeléctrica	19/3/2016	5.874.403	18,4%	31,4%

- c. Tomando en cuenta los resultados de los dos grupos anteriores, se ha seleccionado las unidades que conforman el 20% de la generación eléctrica, con las siguientes consideraciones:
- Las unidades de generación entran en operación el día que inicia su suministro de energía a la red eléctrica.
 - Las unidades de generación registradas como MDL se excluyen de la muestra m.

El Margen de Construcción con datos operativos del 2023 es el siguiente:

$$FE_{grid.BM.2022} = 0,00 [t CO_2/MWh]$$

2.2.7. Paso 6. Cálculo del factor de Margen Combinado (CM)

El factor de emisión del margen combinado representa un promedio ponderado de los márgenes OM y BM calculados, como se muestra en las siguientes ecuaciones.

a) Opción ex Ante:

$$EF_{grid.CM.2021-2023} = EF_{grid.OM.2021-2023}W_{OM} + EF_{grid.BM.2023}W_{BM} \quad (7)$$

Donde:

$EF_{grid.CM.2021-2023}$

Factor de emisión margen combinado en los años 2021-2023 (t CO₂/MWh)

$EF_{grid.OM.2021-2023}$

Factor de emisión margen operación entre los años 2021-2023 (t CO₂/MWh)

$EF_{grid.BM.2023}$

Factor de emisión margen de construcción en el año 2023 (t CO₂/MWh)

Las ponderaciones W_{OM} - W_{BM} son dependientes de la tecnología del proyecto de energía renovable que se quiere certificar, la metodología indica que se puede utilizar los siguientes porcentajes para ciertas tecnologías.

Tabla Nro. 9. Valores del factor de emisión de CO₂ del margen combinado ex Ante

Termoeléctrica, Hidroeléctrica		Eólica, Solar	
W_{OM}	0,5	W_{OM}	0,75
W_{BM}	0,5	W_{BM}	0,25
$FE_{grid.CM.2021-2023} = 0,2441 \text{ t CO}_2/\text{MWh}$		$FE_{grid.CM.2021-2023} = 0,3661 \text{ t CO}_2/\text{MWh}$	

El factor CM ex Ante se lo debe utilizar para los proyectos en fase de validación, por lo tanto, no se necesita realizar un nuevo cálculo durante el periodo de acreditación y es por ello que es la ponderación de los últimos tres años.

b) Opción ex Post

$$FE_{grid.CM.2023} = FE_{grid.OM.2023}W_{OM} + FE_{grid.BM.2023}W_{BM} \quad (8)$$

Donde:

$FE_{grid.CM.2023}$	Factor de emisión margen combinado al año 2023 (t CO ₂ /MWh)
$FE_{grid.OM.2023}$	Factor de emisión margen operación en el año 2023 (t CO ₂ /MWh)
$FE_{grid.BM.2023}$	Factor de emisión margen de construcción en el año 2023 (t CO ₂ /MWh)

Las ponderaciones $W_{OM} - W_{BM}$ son dependientes de la tecnología del proyecto de energía renovable que se quiere certificar, la metodología indica que se puede utilizar los siguientes porcentajes para ciertas tecnologías.

 Tabla Nro. 10. Valores del factor de emisión de CO₂ del margen combinado ex Post

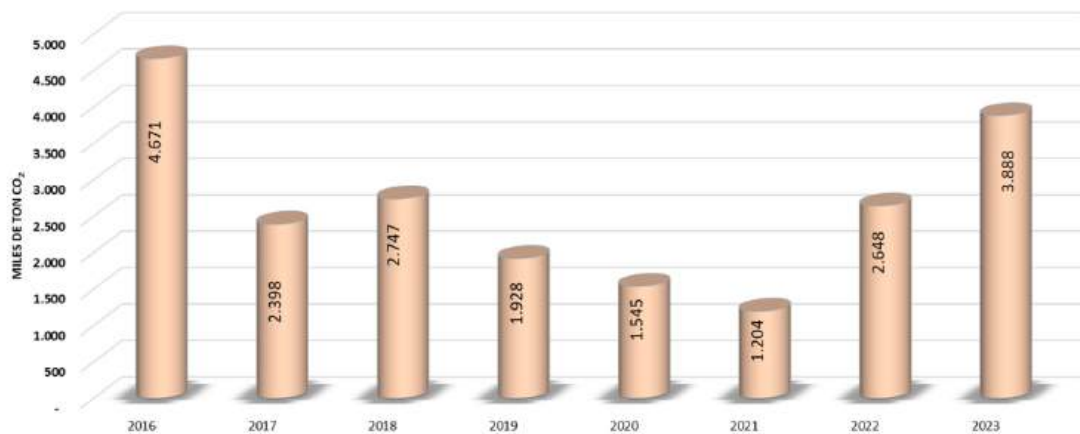
Termoeléctrica, Hidroeléctrica		Eólica, Solar	
W_{OM}	0,5	W_{OM}	0,75
W_{BM}	0,5	W_{BM}	0,25
$FE_{grid.CM.2023} = 0,3230 \text{ t CO}_2/\text{MWh}$		$FE_{grid.CM.2023} = 0,4844 \text{ t CO}_2/\text{MWh}$	

El factor CM ex Post debe utilizarse una vez que el proyecto empiece a desplazar generación en la red eléctrica y debe ser actualizado anualmente durante la fase de seguimiento.

2.3. Evolución de las emisiones de CO₂ en el S.N.I.

Este informe presentó el cálculo de los factores de CO₂ del Sistema Nacional Interconectado dada la operación del año 2023, considerando el ingreso de nuevas unidades de generación. Dicha información puede ser utilizada para realizar cálculos de las reducciones de emisiones de CO₂ de proyectos o estudios asociados a la eficiencia energética o ingreso de nuevas instalaciones de generación, verificando su impacto ambiental en la red eléctrica del país; así como también, se puede evidenciar las toneladas de CO₂ emitidas al ambiente por la utilización de combustibles fósiles en la generación de electricidad.

Del presente análisis que se ha realizado en los diferentes informes sobre el factor de emisión de CO₂ del S.N.I. En la siguiente gráfica se puede evidenciar las toneladas de CO₂ emitidas al ambiente por el abastecimiento de la demanda eléctrica del país, desde el año 2015 al 2023. Se identifica el incremento de la generación hidroeléctrica desde el año 2016 cuando empezaron a ingresar los grandes proyectos hidroeléctricos.



Gráfica Nro. 4 Emisiones de CO₂ en el S.N.I. del 2016 al 2023. Fuente (CENACE, 2024)

3. Factor de emisión por el uso de electricidad en el S.N.I. e Islas Galápagos para el cálculo de huella de carbono

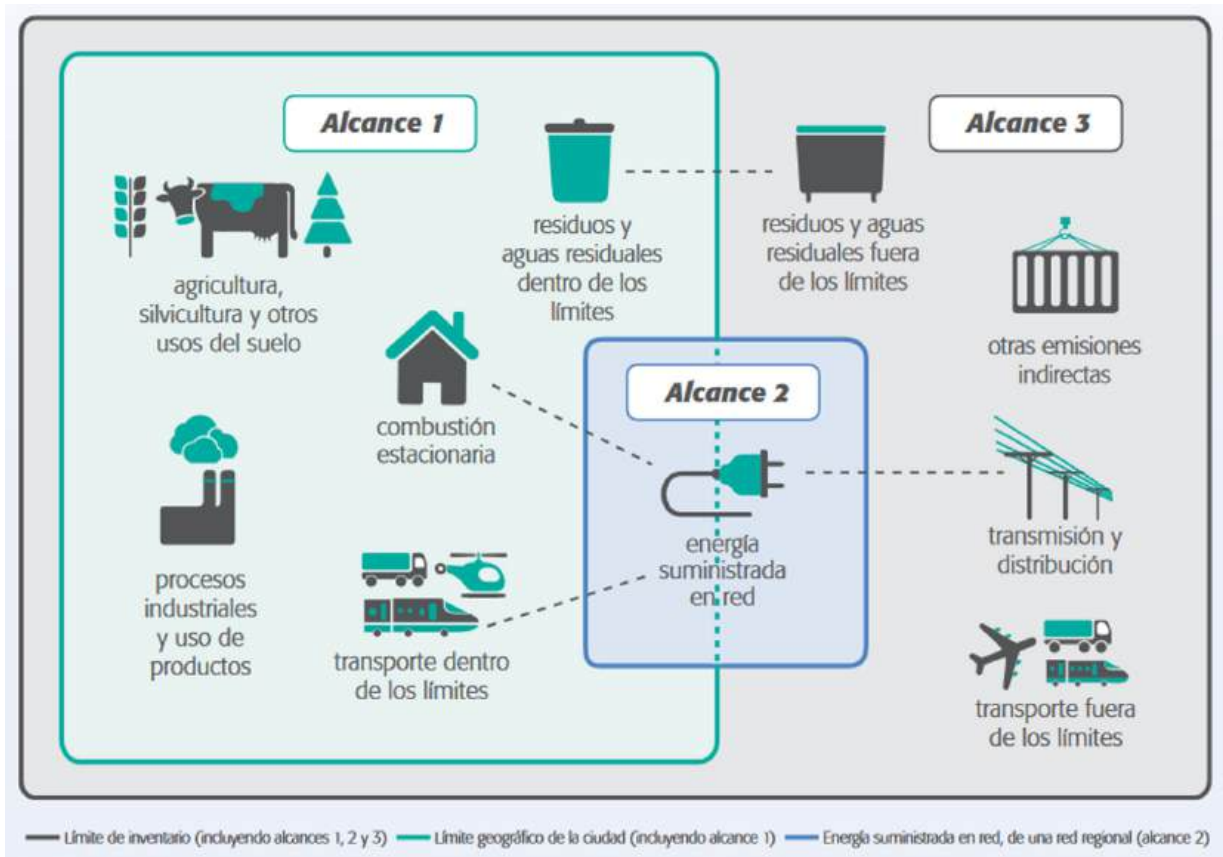
3.1. Descripción de la Metodología

El GHG Protocol lanza su primer estándar en 1998, se establece como un estándar voluntario internacional para la contabilización y generación de reportes de GEI para ayudar a que los gobiernos de todos los niveles diseñen, evalúen y reporten la cantidad de GEI y sus progresos en la reducción de las mismas.

El desarrollo de un inventario de GEI es el primer y más crítico paso hacia el establecimiento de un objetivo de mitigación. Los inventarios de GEI brindan información de la magnitud de las emisiones generadas en ciudades, corporaciones y productos. La siguiente gráfica muestra los diferentes alcances proporcionados por el GHG Protocol para estimar las emisiones; en el cual, principalmente se pueden identificar:

- **Alcance 1:** Emisiones directas que se producen dentro de los límites de la organización por ejemplo las emisiones estacionarias generadas por calderas dentro de una fábrica.
- **Alcance 2:** Emisiones indirectas producidas en el proceso de generación de electricidad comprada con una compañía.

- **Alcance 3:** Emisiones indirectas generadas en consecuencia de las actividades de la compañía. Estas no ocurren ni están en los límites o control de la compañía por lo que su reporte es opcional. Un ejemplo de estas pueden ser las emisiones por la compra de materiales.



Gráfica Nro. 5 Proceso de construcción del factor de emisión por el uso de electricidad en el S.N.I. para cálculo de huella de carbono

En base a las competencias de la CTFE, esta sección del informe se enfocará en los pasos a seguir para la construcción del factor de emisión por uso de electricidad en base a los lineamientos del GHG Protocol – Scope 2³.

3.2. Desarrollo de la estimación del factor de emisión para huella de carbono del S.N.I.

3.2.1. Paso 1. Definición de alcance del factor

La aplicación de este factor tiene como alcance todas las áreas de cobertura del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador, adoptando un método de **estimación basado en ubicación**⁴ a nivel de Ecuador Continental.

³ El Scope 2 o Alcance 2 se refiere a las emisiones indirectas generadas por el uso de la electricidad dentro de una organización.

⁴ Método basado en ubicación referido en la metodología GHG Protocol – Scope 2 para el cual se consideran todas las emisiones generadas para todos los consumidores de energía eléctrica del Sistema Nacional Interconectado

Consideraciones iniciales para la aplicación de la metodología GHG Protocol.

- Los sistemas eléctricos aislados del S.N.I. no se consideran dentro de la estimación, entre estos se encuentran:
 - » Isla Puna.
 - » Región Insular – Islas Galápagos.
 - » Sistema Oriental (Sistemas menores ubicados en la región nororiental del Ecuador manejados por la unidad de negocio TERMOPICHINCHA de la Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP.
 - » El sistema de generación del Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero – SEIP.
- Las empresas que funcionen sistemas eléctricos aislados, deben considerar las emisiones producidas en generación eléctrica en alcance 1 como fuentes estacionarias de combustión.
- Debido a que el factor basado en ubicación no considera transacciones de empresas privadas, las empresas que funcionen como autoprodutores de energía con conexión al S.N.I. deben estimar las reducciones de emisiones en base a su respectivo caso mencionado en la metodología.
- No se consideran las importaciones de electricidad desde Colombia y Perú para la estimación del factor de emisión.

3.2.2. Paso 2. Definición de la información a ser utilizada y factores de emisión

Se utilizará la información reportada de consumo de combustibles a la Agencia de Regulación y Control de la Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARCERNNR) por las empresas parte del Sistema Nacional Interconectado.

Para la estimación de gases de efecto invernadero se utilizan los poderes calóricos y factores de conversión de unidades utilizados en el Balance Energético Nacional los mismos que son referenciados del Manual de Estadísticas de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) del año 2017. Para la estimación de GEI se utilizan los factores de emisión por defecto publicados en la metodología del Panel Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC) en su Guía para Elaboración de Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero del año 2006 para Dióxido de Carbono (CO₂), Metano (CH₄) y Oxido Nitroso (N₂O) y los Potenciales de Calentamiento Global publicados en el Quinto Reporte de Evaluación (Fifth Assesment Report - AR5) de la misma institución.

En cuanto a la información de la cantidad de electricidad generada, se utilizará la información proporcionada por la ARCERNNR en sus campos de “Generación Bruta” de las centrales registradas en el S.N.I.

3.2.3. Paso 3. Estimación del factor

Emisiones de Gases de Efecto Invernadero en unidades físicas.

Para la determinación de las emisiones de CO₂, CH₄ y N₂O es necesario tomar en consideración los siguientes

parámetros:

Tabla Nro. 11 Factores de emisión de CO₂, CH₄ y N₂O (IPCC, 2006)

Combustible	kg CO ₂ /TJ	kg CH ₄ /TJ	kg N ₂ O/TJ
Diesel	74.100	3	0,6
Fuel Oil	77.400	3	0,6
Petróleo	73.300	3	0,6
Gasolina	69.300	3	0,6
GLP	63.100	1	0,1
Gas Natural	56.100	1	0,1
Bagazo	100.000	30	4
Biogás	54.600	1	0,1

$$Emisión_{GEI.uf} = DA \cdot FE_{GEI.comb} \quad (9)$$

Donde:

Emisión_{GEI.uf} Emisión de gases de efecto invernadero en unidades físicas [t CO₂, t CH₄ y t N₂O].

DA Dato de actividad o cantidad de combustible utilizado en unidades energéticas [TJ].

FE_{GEI.comb} Factor de emisión de gases de efecto invernadero por unidad energética del combustible [t/TJ].

Emisiones de Gases de Efecto Invernadero en unidades equivalentes

$$Emisión_{GEI-eq} = \sum Emisión_{GEI-uf} \cdot GWP_{GEI} \quad (10)$$

Donde:

Emisión_{GEI-eq} Emisión de gases de efecto invernadero en unidades equivalentes [t CO_{2-eq}].

Emisión_{GEI-uf} Emisión de gases de efecto invernadero en unidades físicas [t CO₂ t CH₄ t N₂O].

GWP _{uGEIb}

Potencial de Calentamiento Global AR5.

Tomando en cuenta el Potencial de Calentamiento Global (GWP) del documento "Fifth Assessment Report" del IPCC (AR5), se establecen los parámetros para cuantificar contaminantes atmosféricos en unidades comunes y/o equivalentes al Dióxido de Carbono (CO₂-eq) para un análisis a 100 años.

Tabla Nro. 12 Potencial de Calentamiento Global para CO₂, CH₄ y N₂O (IPCC, 2014)

Gas de Efecto Invernadero	GWP
CO ₂	1
CH ₄	28
N ₂ O	265

Factor de emisión por el uso de electricidad en el S.N.I. para cálculo de huella de carbono

$$Factor\ emisión_{HC-eq} = \frac{Emisión_{GEI-eq}}{Energía\ generada_{SNI}} \quad (11)$$

Donde:

Factor emisión _{HC-eq} Factor de emisión por el uso de electricidad en el S.N.I. para cálculo de huella de carbono por MWh utilizado [t CO₂-eq /MWh].

Emisión _{GEI-eq} Emisión de gases de efecto invernadero generadas por centrales del S.N.I. en unidades equivalentes [t CO₂-eq].

Energía generada Energía bruta generada por las centrales de generación eléctrica participantes del S.N.I. [MWh].

3.3. Desarrollo de la estimación del factor de emisión para huella de carbono para las Islas Galápagos

Para la estimación del factor de emisión de las islas Galápagos se plantea el mismo procedimiento

mencionado en la sección 3.2, con la única diferencia que, durante la definición del alcance, será un factor para cada una de las islas habitadas en las Galápagos.

3.4. Resultados obtenidos para el 2023

Tabla Nro. 13 Gases de Efecto Invernadero por generación eléctrica en el S.N.I.

GEI	Emisiones [t CO ₂ -eq]
CO ₂	3.888.195,31
CH ₄	4.120,15
N ₂ O	7.631,26
Total	3.899.946,71

Tabla Nro. 14 Factor de emisión por el uso de electricidad en el S.N.I. para cálculo de huella de carbono

Parámetros	Unidad	Valores
Emisión GEI-eq	[t CO₂-eq]	3.899.946,71
Energía bruta S.N.I.	[MWh]	32.505.166,28
Factor emisión HC-eq	[t CO₂-eq/MWh]	0,1200

Tabla Nro. 15 Gases de Efecto Invernadero por generación eléctrica en las Islas Galápagos

GEI	Emisiones Isla Santa Cruz [t CO ₂ -eq]	Emisiones Isla Santa Cristóbal [t CO ₂ -eq]	Emisiones Isla Isabela [t CO ₂ -eq]
CO ₂	33.650,68	15.932,04	5.686,65
CH ₄	38,15	18,06	6,45
N ₂ O	72,21	34,19	12,20
Total	33.761,04	15.984,29	5.705,30

Tabla Nro. 16 Factor de emisión por el uso de electricidad en las Islas Galápagos para cálculo de huella de carbono

Parámetros	Unidad	Isla Santa Cruz	Isla San Cristóbal	Isla Isabela
Emisión <i>GEI-eq</i>	[t CO₂-eq]	33.761,04	15.984,29	5.705,30
Energía bruta <i>Galápagos</i>	[MWh]	49.117,73	22.188,91	8.862,62
Factor emisión <i>HC-eq</i>	[t CO₂-eq/MWh]	0,6873	0,7204	0,6437

4. Síntesis de resultados y aplicabilidad

4.1. Factor de emisión del S.N.I. de Ecuador aplicable en proyectos

El factor de emisión 2023 que se debe considerar para proyectos de generación renovable y eficiencia energética, es el margen combinado CM, considerando los criterios de las opciones de ex Post y ex Ante detalladas en el paso 6 de la sección 2.2. A continuación, los resultados conforme al ámbito de aplicación:

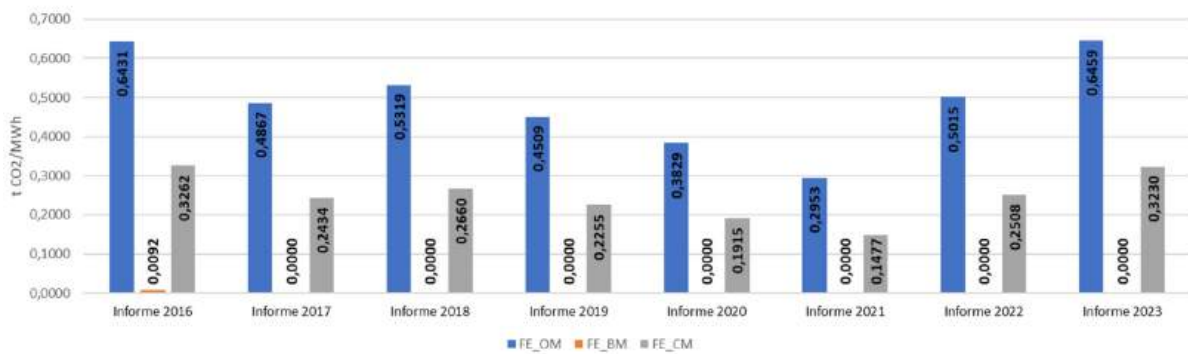
Tabla Nro. 17 Factores de emisión Ex Ante y Ex Post del SNI de Ecuador por tipo de proyecto

Tipo de proyecto	Hidroeléctricos, térmicos y eficiencia energética	Energía Renovable No Convencional (Eólica. Solar)
FE Margen Combinado		
Ex Post (<i>tCO₂/MWh</i>)	0,3230	0,4844
Ex Ante (<i>tCO₂/MWh</i>)	0,2441	0,3661

Estos factores son aplicables para:

- Los proyectos que desplacen combustibles fósiles en la generación de energía eléctrica del Sistema Nacional Interconectado; es decir cuando una actividad de proyecto con energías renovables suministre electricidad a la red.
- Los proyectos que resultan en ahorros en el consumo de la energía eléctrica suministrada por la red (por ejemplo: proyectos de eficiencia energética, uso eficiente de energía).

En la siguiente gráfica se presenta la evolución del factor de emisión de CO₂ anual del S.N.I.; para dicho periodo se muestra la participación del margen de operación (OM), el margen de construcción (BM) y el Margen Combinado (CM), para cada uno de los informes (escenario ex Post).



Gráfica Nro. 6 Factor de emisión de CO₂ del 2016 al 2023. Fuente (CENACE, 2024)

4.2. Factor de emisión del S.N.I. y de las Islas Galápagos de Ecuador aplicable para Inventarios de GEI o Huella de Carbono Corporativa

Esto aplica para el Sistema Nacional Interconectado en el desarrollo de los siguientes estudios:

- Estimación de GEI por consumo de energía eléctrica en el año de operación;
- Inventarios de emisiones de GEI en el año de operación; y,
- Cálculo de la huella de carbono empresarial o corporativa mediante la cual se puede cuantificar las emisiones de GEI de una organización.

a) Factor de emisión (HC) del S.N.I. Ecuador – Continental

$$FE_{HC\ SNI\ 2023} = 0,1200\ tonCO_2\ eq/MWh$$

b) Factor de emisión (HC) de las Islas Galápagos

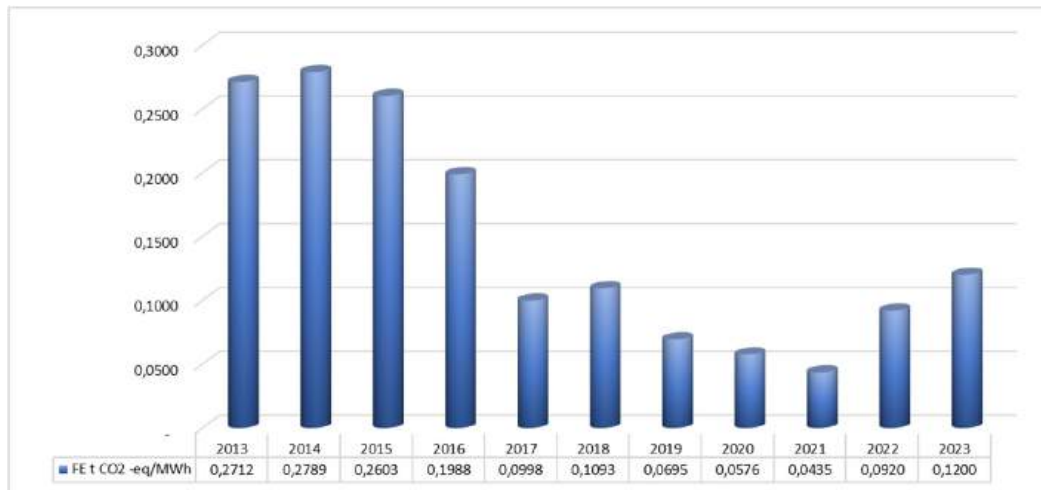
Con las mismas aplicaciones de uso, pero para estudios y estimaciones que se requiera en las Islas Galápagos, los factores por isla son:

$$FE_{HC\ Sta_cruz\ 2023} = 0.6873\ tonCO_2\ eq/MWh$$

$$FE_{HC\ San_Crtbl\ 2023} = 0.7204\ tonCO_2\ eq/MWh$$

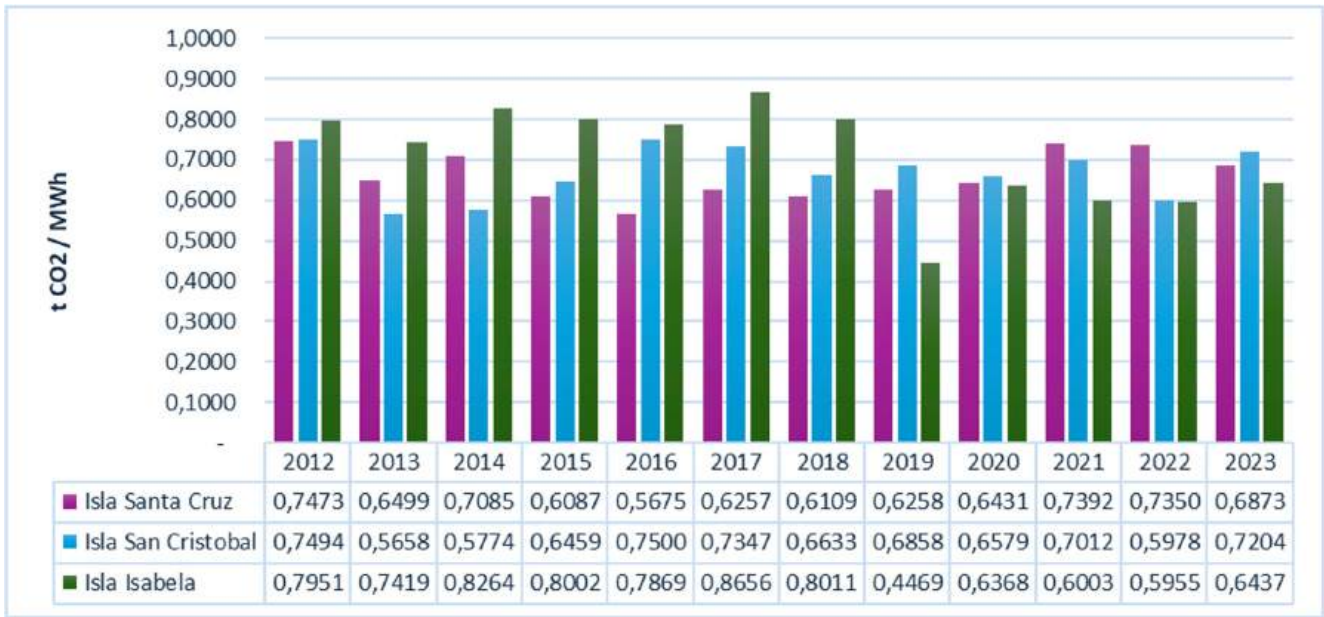
$$FE_{HC\ Isabela\ 2023} = 0.6437\ tonCO_2\ eq/MWh$$

A continuación, la estadística del Factor de Emisión Ecuador - Continental para los inventarios de GEI del 2013 al 2023:



Gráfica Nro. 7 Evolución del Factor de Emisión para inventarios de gases de efecto invernadero y/o cálculo de la huella de carbono en el S.N.I. Fuente: (CENACE, 2024)

Por su parte, se resume la serie histórica de la estadística del Factor de Emisión de las Islas Galápagos para los inventarios de GEI del 2012 al 2023:



Gráfica Nro. 8 Evolución del Factor de Emisión para inventarios de gases de efecto invernadero y/o cálculo de la huella de carbono en las Islas Galápagos. Fuente: (CENACE, 2024)

Referencias

CENACE. (2024). Matriz Factor Emisión_CO2_SNI_2023. Factor de Emisión de CO2 2023. Ecuador.

IPCC. (2013). Bases físicas. Organización Mundial de Meteorológica. Obtenido de [https://www.ipcc-data.org/guidelines/pages/glossary/glossary_fg.html#:~:text=Greenhouse%20Gas%20\(GHG\),atmosphere%20itself%2C%20and%20by%20clouds](https://www.ipcc-data.org/guidelines/pages/glossary/glossary_fg.html#:~:text=Greenhouse%20Gas%20(GHG),atmosphere%20itself%2C%20and%20by%20clouds).

UNFCCC. (2018). TOOL07. Obtenido de Tool to calculate the emission factor for an electricity system: <https://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/tools/am-tool-07-v7.0.pdf>

UNFCCC. (2022). Clean Development Mechanism Methodology Booklet. Boon: UNFCCC.