

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

**METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE EMISIONES DE GASES
DE EFECTO INVERNADERO PRODUCIDAS POR GENERACIÓN
TÉRMICA**

**ANÁLISIS DEL ESTADO DEL ARTE DE METODOLOGÍAS
DESARROLLADAS PARA EL CÁLCULO DE GEI PARA LA
GENERACIÓN TÉRMICA, ANÁLISIS COMPARATIVO DE LAS
METODOLOGÍAS Y CÁLCULO DE EMISIONES PARA EL SNI**

**TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR PRESENTADO COMO
REQUISITO PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO**

JORGE ISRAEL PARRA ROMERO

jorge.parra@epn.edu.ec

DIRECTOR: XIMENA PATRICIA GAVELA GUAMÁN, Ph.D.

ximena.gavela@epn.edu.ec

DMQ, agosto 2024

CERTIFICACIONES

Yo, JORGE ISRAEL PARRA ROMERO declaro que el trabajo de integración curricular aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

JORGE ISRAEL PARRA ROMERO

Certifico que el presente trabajo de integración curricular fue desarrollado por JORGE ISRAEL PARRA ROMERO, bajo mi supervisión.

DRA. ING. XIMENA PATRICIA GAVELA GUAMAN
DIRECTOR

Certificamos que revisamos el presente trabajo de integración curricular.

Dr. Paúl Vásquez
REVISOR1 DEL TRABAJO DE
INTEGRACIÓN CURRICULAR

MSc. Esteban Vaca
REVISOR2 DEL TRABAJO DE
INTEGRACIÓN CURRICULAR

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

A través de la presente declaración, afirmamos que el trabajo de integración curricular aquí descrito, así como el (los) producto(s) resultante(s) del mismo, son públicos y estarán a disposición de la comunidad a través del repositorio institucional de la Escuela Politécnica Nacional; sin embargo, la titularidad de los derechos patrimoniales nos corresponde a los autores que hemos contribuido en el desarrollo del presente trabajo; observando para el efecto las disposiciones establecidas por el órgano competente en propiedad intelectual, la normativa interna y demás normas.

JORGE ISRAEL PARRA ROMERO

DRA. ING. XIMENA PATRICIA GAVELA GUAMÁN

DEDICATORIA

Gloria Romero y Luis Parra

Nada de esto hubiera sido posible sin su apoyo.

El trabajo presente dedico principalmente a mis queridos padres, por su amor incondicional, su constante apoyo y por enseñarme el valor del esfuerzo y la perseverancia. Gracias por impulsarme a terminar mi carrera y no soltarme en este camino universitario.

A mis hermanos Francisco y Vinicio, por su compañía, su alegría y por ser mi refugio en los momentos difíciles.

A mi querida esposa Grace, por creer en mí cuando más lo necesitaba y por su constante motivación.

A mis queridos hijos Joshe Ramiro y George Leandro, para que cuando sean grandes comprendan que nada es imposible.

Y finalmente, a todos aquellos que, de una manera u otra, han contribuido a la culminación de este proyecto. Gracias por ser parte de este viaje.

AGRADECIMIENTO

Primeramente, a Dios y a la Virgen María por darme el regalo de la vida y por estar en cada paso que he dado.

A mis queridos padres Gloria Romero y Luis Parra quienes me dieron la oportunidad de existir, por su sacrificio y lucha constante para permitirme alcanzar este sueño, por su ejemplo de superación y no rendirse nunca ante las adversidades, por su comprensión, paciencia y confianza, por su amor infinito, por inculcarme los buenos valores, porque sin su apoyo no hubiera sido posible culminar mi carrera profesional.

A mis hermanos Francisco y Vinicio quienes han estado en todos mis momentos de mi vida.

A mi gran amigo de toda la vida Iván quien ha estado en mis momentos buenos y malos, pero de alguna manera me ha dado fuerzas para no rendirme.

A mis amigos Santiago y Jhonny que a pesar de la distancia con sus palabras de aliento me motivaron a seguir adelante.

A mis queridos politécnicos Daniel y Patricio quienes hemos vivido las largas noches de estudio y quienes me han comprendido en este proceso que me ha llevado tiempo culminar.

A mis grandes amigos del colegio y universidad quienes me han dado palabras de aliento para no rendirme en este camino universitario.

A la Escuela Politécnica Nacional y la Facultad de ingeniería eléctrica y electrónica por haberme abierto las puertas de sus aulas y poder estudiar en tan prestigiosa institución.

A mis profesores de la Escuela Politécnica Nacional quienes con su conocimiento me han permitido formarme para ser un excelente profesional.

A la Dra. Patricia Gavela por su paciencia, por su apoyo y por el tiempo que ha dedicado para poder culminar con este proyecto.

ÍNDICE DE CONTENIDO

CERTIFICACIONES.....	I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA.....	II
DEDICATORIA.....	III
AGRADECIMIENTO.....	IV
RESUMEN.....	VI
ABSTRACT.....	VII
1 INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 Objetivo General.....	2
1.2 Objetivos Específicos.....	2
1.3 Alcance.....	2
1.4 Marco Teórico.....	3
1.4.1 Definiciones.....	3
1.4.2 Generación Eléctrica de Tipo Térmico.....	3
1.4.3 Generación Hidroeléctrica.....	10
1.4.4 Parque Generador Eléctrico del Ecuador.....	10
1.4.5 Cambio Climático.....	12
1.4.6 Factor de Emisión.....	15
2 METODOLOGÍA.....	17
2.1 Metodologías para el Cálculo de Emisiones y Comparación.....	18
2.2 Desarrollo del Cálculo de Factor de Emisión.....	28
2.2.1 Pasos para el Cálculo del Factor de Emisión de CO ₂	29
2.2.2 Cálculo del Factor de Emisión de CO ₂ para el SNI.....	41
2.2.3 Cálculo del Factor de Emisión de CO ₂ de una Central de Ciclo Combinado.....	48
2.3 Aplicación para el cálculo del factor de emisión del SNI, mediante App Designer de Matlab.....	49
3 RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	51
3.1 Resultados.....	51
3.2 Conclusiones.....	54
3.3 Recomendaciones.....	56
4 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	56
5 ANEXOS.....	57

RESUMEN

En este Trabajo de Integración Curricular se presenta el cálculo de emisiones de GEI producidas por la generación térmica del SNI. Para el efecto se realiza un análisis de las principales metodologías utilizadas para este tipo de cálculos, dentro de las cuales se seleccionó a la denominada Tool 07 de la UNFCCC para calcular y evaluar el factor de emisión de CO₂ a nivel del SNI. Además de esto se realizó el cálculo de emisiones proyectadas para un proyecto de generación basado en ciclo combinado, con la finalidad de establecer lineamientos que sean útiles para otros trabajos de integración curricular, donde se busque aplicar estos criterios para estudios relacionados con la planificación de los sistemas de potencia. Los resultados obtenidos han sido validados con los reportes publicados por CENACE en su página oficial (www.cenace.gob.ec) respecto de las emisiones de GEI en el país; además se desarrolló un aplicativo que automatiza y facilita el proceso de cálculo para los interesados en este tipo de análisis.

PALABRAS CLAVE: Cambio climático, factor de emisión, CMNUCC, generación eléctrica, centrales térmicas

ABSTRACT

In this Curricular Integration Work, the calculation of GHG emissions produced by the thermal generation of the SNI is presented. For this purpose, an analysis of the main methodologies used for this type of calculations is carried out, within which the so-called Tool 07 of the UNFCCC was selected, with the objective of calculating and evaluating the CO₂ emission factor at the SNI level. In addition to this, the calculation of projected emissions for a generation project based on combined cycle was carried out, with the purpose of establishing guidelines that are useful for other curricular integration works, where it is sought to apply these criteria for studies related to the planning of the power systems. The results obtained have been validated with the reports published by CENACE on its official website (cenace.go.ec), regarding GHG emissions in the country; in addition, an application was developed that automates and facilitates the calculation process for those interested in this type of analysis.

KEYWORDS: Climate change, emission factor, UNFCCC, electricity generation, thermal power stations

1 INTRODUCCIÓN

La emisión de GEI a la atmósfera es el mayor contribuyente al calentamiento global que viene experimentando el mundo en los últimos años. La actividad del ser humano en los diferentes sectores que demandan del consumo de energía eléctrica y el hecho de que la misma se produce en base de recursos no renovables, tiene como consecuencia que el sector de la generación eléctrica sea uno de los más contaminantes a nivel global. Por lo tanto, tomar acciones de mitigación a través, por ejemplo, de medidas de eficiencia energética, es fundamental para revertir esta situación, y dentro de este contexto, el uso de indicadores de emisiones del sector de la generación de electricidad es importante para el control y seguimiento de cualquier medida que se busque implementar, así como para su uso en futuras propuestas de metodologías de expansión de la generación, que consideren no solo parámetros económicos, sino además parámetros asociados con el nivel de emisión de las centrales, como parámetro adicional de evaluación.

Dentro de este contexto, se presenta este Trabajo de Integración Curricular con un análisis de las metodologías que existen para el cálculo del factor de emisión y la aplicación de una de tales metodologías para el cálculo de emisiones de gases de efecto invernadero producidas por generación térmica a nivel del Sistema Nacional Interconectado y a nivel de central eléctrica, que para el caso de este trabajo de tratará de un ciclo combinado proyectado. Se propone además el desarrollo de un aplicativo que facilitará el cálculo de los factores de emisiones de una manera más sencilla y automática para el uso de los interesados en análisis de estos indicadores.

1.1 Objetivo General

Aplicar una metodología de cálculo de emisiones de gases de efecto invernadero producidas por centrales de generación de energía eléctrica de tipo térmica, a nivel del SNI y a nivel de central eléctrica.

1.2 Objetivos Específicos

1. Describir las principales metodologías usadas para el cálculo de emisiones de efecto invernadero producidas por generación térmica.
2. Aplicar la metodología de cálculo más representativa, para el cálculo de emisiones en el SNI.
3. Desarrollar un aplicativo para realizar de forma automática los cálculos del factor de emisión.

1.3 Alcance

En este Trabajo de Integración Curricular se presenta el análisis de las principales metodologías usadas para el cálculo de emisiones de GEI producidas por las centrales de generación de energía eléctrica de tipo térmica, esto implica revisar y comparar diversas herramientas y enfoques utilizados en la industria y en referencias académicas. Se considerarán metodologías utilizadas en el ámbito internacional, como las establecidas por el Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC), así como otras metodologías desarrolladas por organismos gubernamentales, instituciones académicas y empresas del sector energético. El análisis debe considerar aspectos como la precisión de los cálculos, la facilidad de aplicación, la disponibilidad de datos necesarios, la adecuación a las regulaciones y estándares internacionales, entre otros aspectos.

Una vez realizado este análisis, se procederá a aplicar la metodología de cálculo para el Sistema Nacional Interconectado (SNI) que mayores ventajas entregue, además se realizará el cálculo de emisiones a nivel de central, para una central de ciclo combinado. Esto implica recopilar datos específicos sobre la generación de energía del país de los últimos años, así como los tipos de combustibles utilizados, los factores de emisión de CO₂ asociados a cada tipo de combustible y otros parámetros relevantes.

Finalmente, se desarrollaría un aplicativo que permita realizar y actualizar de forma automática los cálculos de factor de emisión de CO₂. El aplicativo incluye la capacidad de recopilar y procesar datos de entrada, realizar cálculos necesarios y generar resultados precisos sobre las emisiones de GEI, el cual podrá ser utilizado por profesionales del

sector energético, reguladores y otras partes interesadas en el análisis de emisiones de efecto invernadero relacionadas con la generación térmica.

1.4 Marco Teórico

A continuación, se presentan las definiciones necesarias para facilitar la comprensión de este documento.

1.4.1 Definiciones

Factor de emisión de CO₂: 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 ignición de combustibles fósiles.

Sistema Nacional Interconectado (SNI): Es el sistema integrado por los elementos del Sistema Eléctrico conectados entre sí, que permiten la producción y transferencia de energía eléctrica entre centros de generación y consumo.

Generación neta: Es la cantidad total de energía eléctrica generada por una central de energía, menos el consumo de electricidad de los sistemas auxiliares de la central (refrigeración, control y otros).

Generación Térmica: Es la generación que funciona a base de diésel 2, nafta, biomasa, rellenos sanitarios fuel oíl 4, gas asociado, etc., para producir energía eléctrica.

Huella de Carbono: Es una medida del impacto en el ambiente que tienen las actividades humanas en términos de emisiones de GEI producidas directa e indirectamente por individuos u organizaciones.

Energía Bruta: Es la energía total generada por una unidad de generación.

Energía Neta: Es el resultado que se obtiene de la diferencia de la energía total generada menos el consumo de auxiliares.

Capacidad Instalada: Representa la cantidad máxima de electricidad que puede generar la planta en un período de tiempo y es representada en MW o GW.

Gases de Efecto Invernadero: Son compuestos presentes en la atmósfera que retiene el calor del sol, impidiendo que escape al espacio, lo cual provoca un aumento de temperatura en la tierra.

1.4.2 Generación Eléctrica de Tipo Térmico

La generación de energía eléctrica a partir de energía térmica se produce a través de la combustión controlada de un combustible en una máquina o motor. Este combustible

puede ser carbón, derivados del petróleo, gas o biomasa. La conversión a energía se da mediante un alternador en un proceso en el que se aprovecha el calor producido por los combustibles fósiles antes mencionados.

Todo proceso de generación de energía a partir de centrales termoeléctricas provoca un impacto negativo en el medio ambiente debido a que los combustibles fósiles utilizados en el proceso liberan gases de efecto invernadero a la atmósfera; estos gases son: material particulado (PM10), dióxido de azufre (SO₂), óxido de nitrógeno (NO) monóxido de carbono (CO) y dióxido de carbono (CO₂) [1].

1.4.2.1 Tipos de Generación Térmica

Los principales tipos de generación térmica son:

- A. Generación mediante motores de combustión interna.
- B. Generación mediante unidades de vapor.
- C. Generación mediante unidades de gas.
- D. Generación mediante unidades de ciclo combinado.

A. Generación mediante motores de combustión interna.

La producción de energía eléctrica mediante motores de combustión interna es un proceso que implica la conversión de energía química del combustible en energía mecánica y luego en energía eléctrica utilizando varios componentes (Figura 1) [2]. El proceso comienza con el almacenamiento del combustible en los tanques, el cual contiene la energía química que luego será transformado en energía eléctrica.

El combustible almacenado en los tanques pasa por centrífugas, que se encargan de limpiarlo y purificarlo, eliminando impurezas y sedimentos. El combustible limpio se dosifica y se transfiere a un tanque de consumo diario que se encarga de almacenarlo y tenerlo listo para ser utilizado por el motor generador, asegurándose que la cantidad correcta de combustible se suministre al motor. El combustible pasa por módulos de precalentamiento para alcanzar la temperatura óptima para una mejor combustión, luego es inyectado en el motor de combustión interna, donde se quema para producir energía térmica. La energía térmica generada por la combustión se convierte en energía mecánica por el movimiento de los pistones, y finalmente en energía eléctrica mediante un generador acoplado al motor [2].

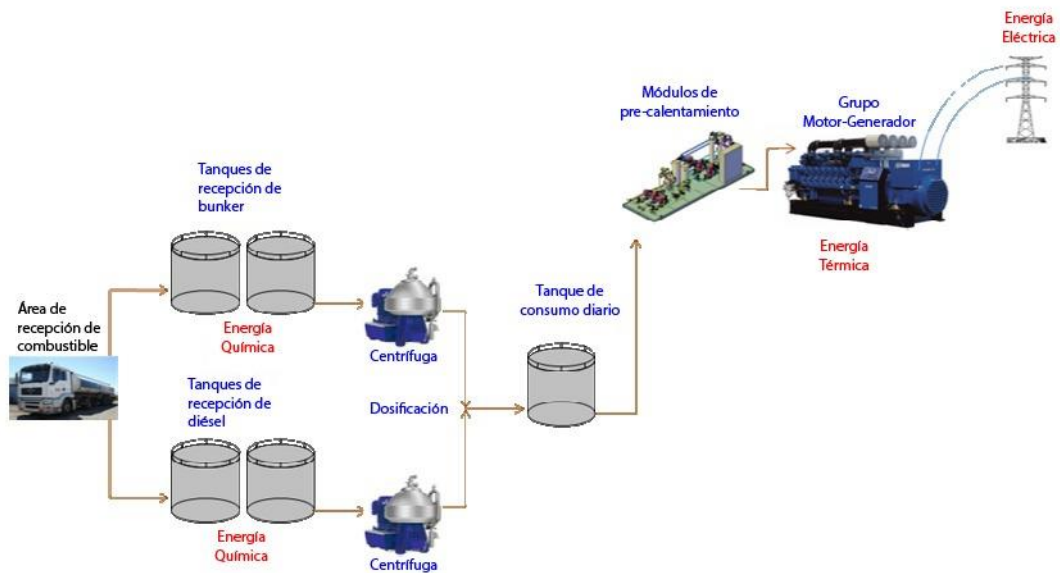


Figura 1. Generación de energía eléctrica mediante MCI.

A continuación algunas ventajas y desventajas de este tipo de generación.

Ventajas:

- Bajo costo de producción.
- Periodos de calentamiento cortos.
- Sin pérdidas cuando está de reserva.
- Eficiencia uniforme en todos los tamaños.
- Distribución sencilla de las plantas.
- No necesita un abastecimiento grande de agua.

Desventajas:

- Contaminación auditiva
- Contaminación por GEI [1]

B. Generación mediante unidades de vapor.

La generación de energía eléctrica, a partir de unidades de vapor se logra a partir de la energía térmica liberada por el vapor de agua producido en una caldera a alta presión, lo que permite el movimiento de una turbina para la producción de energía eléctrica [2]. Los combustibles que se utilizan en esta generación son: crudo residual, fuel oíl #6 dosificado con diésel y fuel oíl #4. [2]. En la figura 2 se puede observar el proceso de generación de energía eléctrica mediante unidades de vapor, mismo que se observa, parte del almacenamiento del combustible en los tanques de recepción pasa por módulos de

precalentamiento para aumentar su temperatura antes de ingresar a la caldera. Este combustible tiene energía química que luego será transformado en energía eléctrica.

En la caldera, el combustible se quema para producir la energía térmica que es utilizada para generar el vapor de agua. Este vapor es enviado a la turbina, donde su energía térmica se convierte en energía mecánica. La turbina está conectada a un generador, que transforma la energía mecánica en energía eléctrica [2].

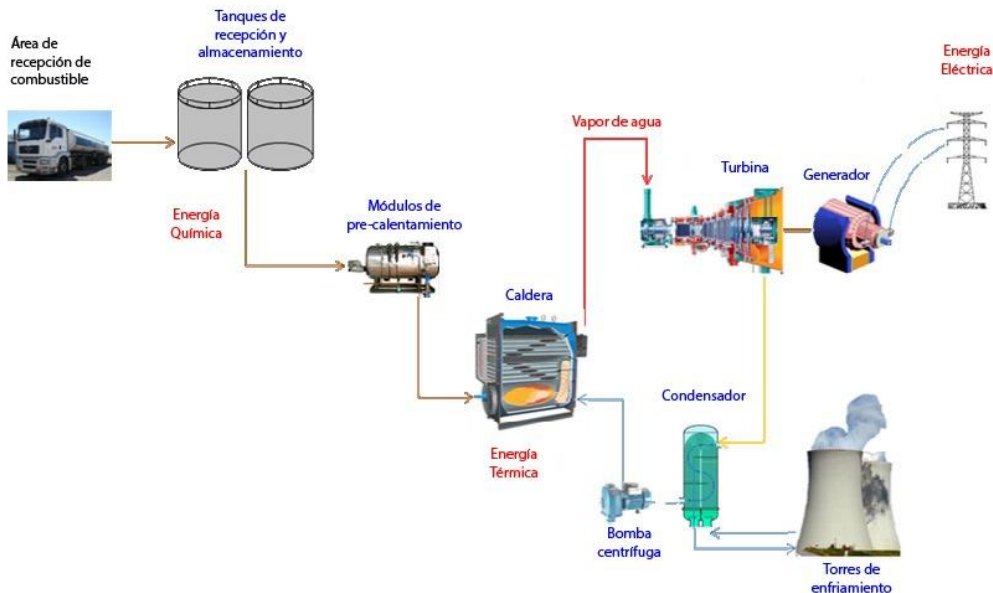


Figura 2. Generación de energía eléctrica mediante unidades de vapor.

Algunas ventajas y desventajas de este tipo de generación son las siguientes:

Ventajas:

- Gran producción de energía eléctrica.
- El costo de producción es bajo.

Desventajas:

- Índices altos de contaminación.
- La necesidad de una fuente de abastecimiento de agua.

C. Generación mediante unidades de gas.

Este método de generación se basa en el uso de gas natural para producir electricidad, y constituye una de las formas más comunes de generación de energía debido a su eficiencia y capacidad de respuesta rápida a la demanda energética.

En la figura 3 se observa el proceso de generación asociado a unidades de gas. El proceso comienza con el transporte del gas natural a través de gasoductos que llegan a la planta de generación donde es almacenado en los tanques de recepción. El gas pasa por una

centrífuga que es la encargada de eliminar impurezas, para luego pasar al tanque de consumo diario donde es almacenado y desde donde se suministra a la turbina. El aire atmosférico es aspirado y comprimido por un compresor antes de entrar a la cámara de combustión. En la cámara de combustión, el gas natural se mezcla con el aire comprimido y se quema para producir energía térmica; los gases calientes generados pasan a través de una turbina a gas, haciendo que sus hélices giren. Aquí la energía térmica de los gases se convierten en energía mecánica a medida que la turbina gira, la turbina está acoplada a un generador eléctrico. La energía mecánica generada por la turbina hace girar al generador, que convierte esta energía mecánica en energía eléctrica [2].

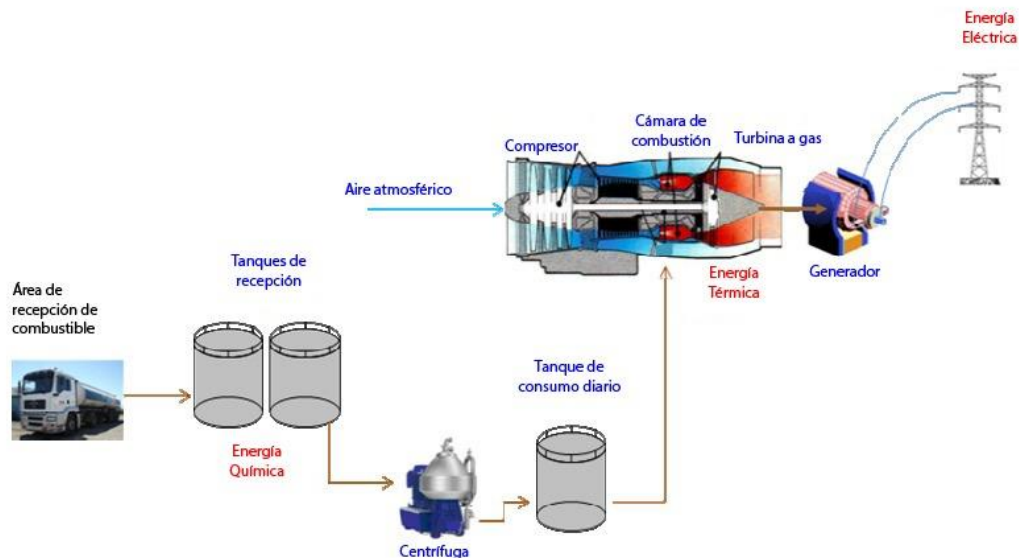


Figura 3. Generación de energía eléctrica mediante unidades de gas.

Algunas ventajas y desventajas de este tipo de generación son:

Ventajas:

- Alta eficiencia.
- No necesita de un abastecimiento grande de agua.
- Menor emisión de contaminantes en comparación con plantas de carbón.

Desventajas:

- Dependencia de suministro de gas.
- Los precios del gas pueden ser inestables.

D. Generación mediante unidades de ciclo combinado.

Dado que en el presente trabajo se desarrollarán cálculos de emisiones para una central térmica de tecnología de ciclo combinado, es de importancia entender el funcionamiento de la central con un mayor detalle, mismo que se explica a continuación.

La generación de energía eléctrica a partir de unidades de ciclo combinado, combina dos ciclos termodinámicos diferentes: el ciclo de una turbina a gas (ciclo Brayton) y el ciclo de turbina a vapor (ciclo Rankine); la combinación de estos dos ciclos permite maximizar la eficiencia de conversión de energía [2].

1. **Ciclo Brayton:** Es el ciclo termodinámico que se utiliza en las turbinas de gas. En este ciclo, el aire es comprimido, mezclado con combustible y quemado en una cámara de combustión. Los gases calientes y a alta presión resultantes se expanden a través de una turbina, generando trabajo mecánico [1].
2. **Ciclo Rankine:** Es el ciclo termodinámico que se utiliza en las turbinas de vapor. En este ciclo, el calor se aplica a un líquido (normalmente agua) para generar vapor. El vapor se expande a través una turbina de vapor, generando trabajo mecánico, y luego se condensa de nuevo en agua para ser recirculado [1].

Esta combinación permite utilizar el calor residual de manera efectiva, reduciendo las pérdidas de energía. Las plantas de ciclo combinado son más eficientes que otras plantas térmicas (como las plantas de ciclo simple o las plantas de carbón) debido a varios factores:

1. **Aprovechamiento del Calor Residual:** En una planta de ciclo simple, el calor residual de los gases de escape se pierde al medio ambiente. En cambio, en una planta de ciclo combinado, este calor se recupera y se utiliza para generar vapor y producir electricidad adicional.
2. **Mayor Eficiencia Termodinámica:** La eficiencia de un ciclo termodinámico depende de la temperatura de entrada y salida del proceso. Las turbinas de gas funcionan a temperaturas muy altas, lo que les permite alcanzar altas eficiencias. Al combinar esto con el ciclo Rankine, que utiliza el calor residual a temperaturas más bajas, se optimiza el uso de la energía disponible.
3. **Eficiencia de Conversión:** Las plantas de ciclo combinado pueden alcanzar eficiencias de conversión del 50-60%, y en algunos casos, hasta más del 60%. Esto se compara favorablemente con las plantas de ciclo simple (35-40%) y las plantas de carbón (30-35%).
4. **Menores Emisiones:** Debido a la alta eficiencia, las plantas de ciclo combinado emiten menos CO₂ por unidad de electricidad generada en comparación con las plantas de carbón y las plantas de ciclo simple. Además, el gas natural es un combustible más limpio que el carbón, produciendo menos contaminantes como SO₂ y NO_x [3].

En la figura 4 se observa el proceso de generación de energía eléctrica mediante unidades de ciclo combinado. El proceso comienza con el almacenamiento de gas en el tanque de

recepción. El gas almacenado pasa por una centrífuga que es la encargada de eliminar impurezas, para luego pasar a un tanque diario en donde es almacenado y desde donde se suministra a la cámara de combustión. En el compresor (Ciclo Brayton), el proceso comienza con la compresión del aire atmosférico, para luego pasar a la cámara de combustión (Ciclo Brayton) en donde se mezcla el aire comprimido con el gas natural, la mezcla se quema produciendo gases calientes a alta presión. Los gases de combustión caliente se expanden a través de una turbina de gas, haciendo que esta gire. La energía térmica de los gases se convierte en energía mecánica, que se utiliza para accionar un generador eléctrico. Los gases de escape de la turbina de gas, que todavía están a alta temperatura, se dirigen a una caldera o chimenea de recuperación de calor, esta caldera utiliza el calor residual para convertir agua en vapor. El vapor generado se dirige a una turbina de vapor y a medida que el vapor se expande a través de la turbina, se convierte en energía mecánica adicional, que también se utiliza para accionar un generador eléctrico. El vapor de la turbina de vapor se condensa en un condensador convirtiéndose nuevamente en agua. Esta agua se recircula a la caldera de recuperación de calor, completando el ciclo [1].

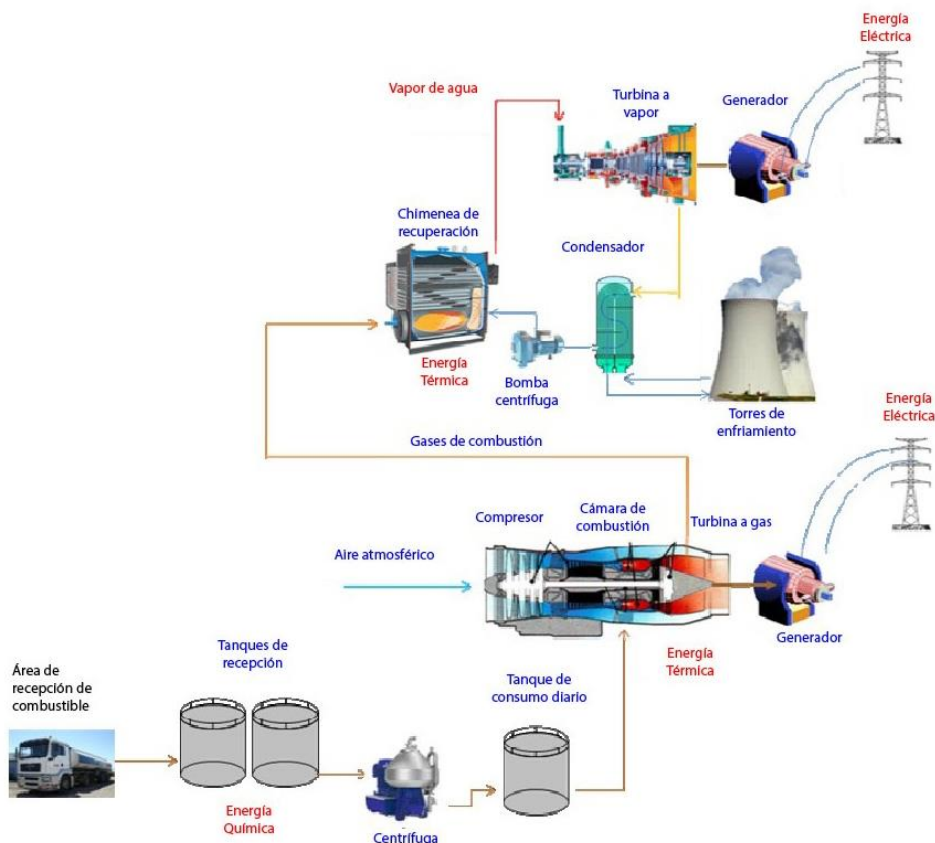


Figura 4. Generación de energía eléctrica mediante unidades de ciclo combinado.

Algunas ventajas y desventajas de esta tecnología son:

Ventajas:

- Mayor rendimiento térmico
- Alta eficiencia
- Aprovechamiento del calor residual

Desventajas:

- Altos costos iniciales
- Complejidad operacional debido a la integración de dos ciclos diferentes

1.4.3 Generación Hidroeléctrica

La generación hidroeléctrica es el proceso de producir electricidad mediante el uso del movimiento del agua. Este método aprovecha la energía potencial y cinética del agua en movimiento (como ríos y corrientes) para generar electricidad, generalmente a través de una presa y una central hidroeléctrica.

La generación hidroeléctrica que se produce en las centrales puede ser de tipo: embalse o pasada.

1. Central de Embalse

En este tipo de centrales, el agua de uno o varios arroyos se acumula en un embalse, natural o artificial, luego fluye río abajo para accionar las turbinas hidráulicas, haciéndolas girar y produciendo electricidad con los generadores eléctricos. Luego se eleva su tensión para transportar energía sin mayores pérdidas y luego incorporarse a la red eléctrica. Este tipo de central tiene la capacidad de proporcionar un suministro de energía constante y seguro, sin embargo, su producción de energía puede disminuir significativamente durante los periodos de sequía [4] [5].

2. Central de Pasada

La central hidroeléctrica de pasada utiliza directamente el caudal natural de un río o arroyo. El agua se canaliza hasta la central en donde están las turbinas, las cuales pueden ser de eje vertical si el río tiene una pendiente pronunciada o de eje horizontal si el río tiene una pendiente baja. Este tipo de central genera energía eléctrica de manera similar a las centrales de embalse. La central hidroeléctrica de pasada opera de forma continua ya que no tiene capacidad de almacenar agua [6].

1.4.4 Parque Generador Eléctrico del Ecuador

El parque de generación del Ecuador está constituido por centrales de generación a base de fuentes renovables y no renovables. La generación con fuentes renovables está

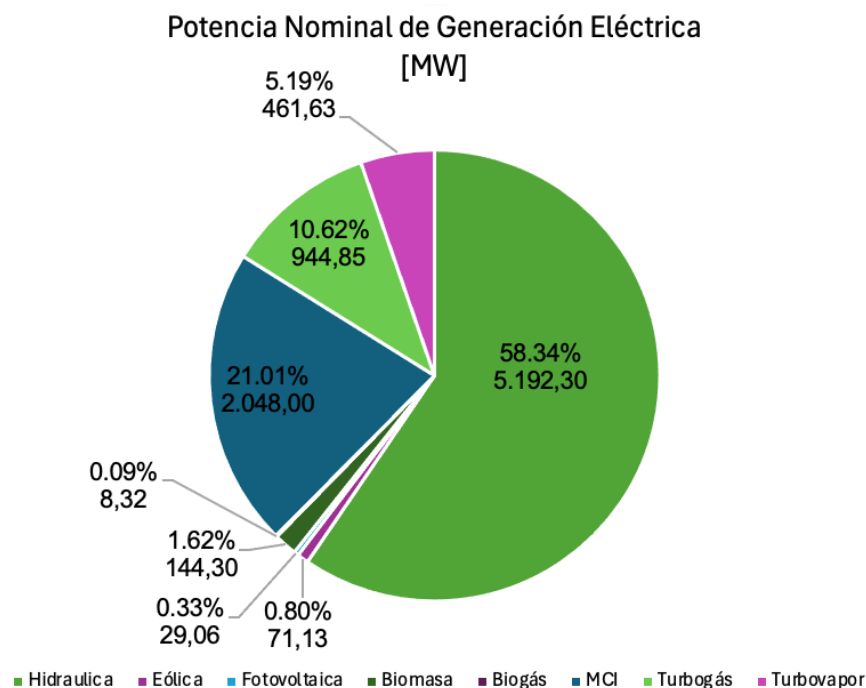
conformada por centrales hidroeléctricas, fotovoltaicas, eólicas, biomasa y biogás, mientras que la generación de fuentes no renovables está conformada por centrales térmicas tipo turbogás, turbovapor, y MCI, que utilizan combustibles fósiles como: fuel oil, diésel, gas natural.

Desde el año 2015 hasta el año 2023, Ecuador ha experimentado cambios significativos en su matriz energética, políticas energéticas y medidas de eficiencia energética, aumentando la participación de fuentes de energía renovable, como la hidroeléctrica, eólica y solar; siendo las centrales hidroeléctricas, el aporte de mayor importancia en la producción de energía eléctrica en el país, siendo Coca Codo Sinclair, la central más grande del país, con una capacidad instalada de 1500 MW [7] [8].

Según la ARCERNNR, la capacidad instalada de generación eléctrica para el año 2023 fue de 8.899,58 MW. De este total, el 61,18% es generado por las fuentes renovables (5.395,21 MW), mientras que el 38,82% restante corresponde a fuentes no renovables(3.454,47MW) [9].

El aporte de la generación basada en energías renovables, ha contribuido a una importante reducción en las emisiones de CO₂ que emiten las centrales termoeléctricas [10].

La distribución de la capacidad instalada de generación por tecnología, puede observarse en la figura 5.



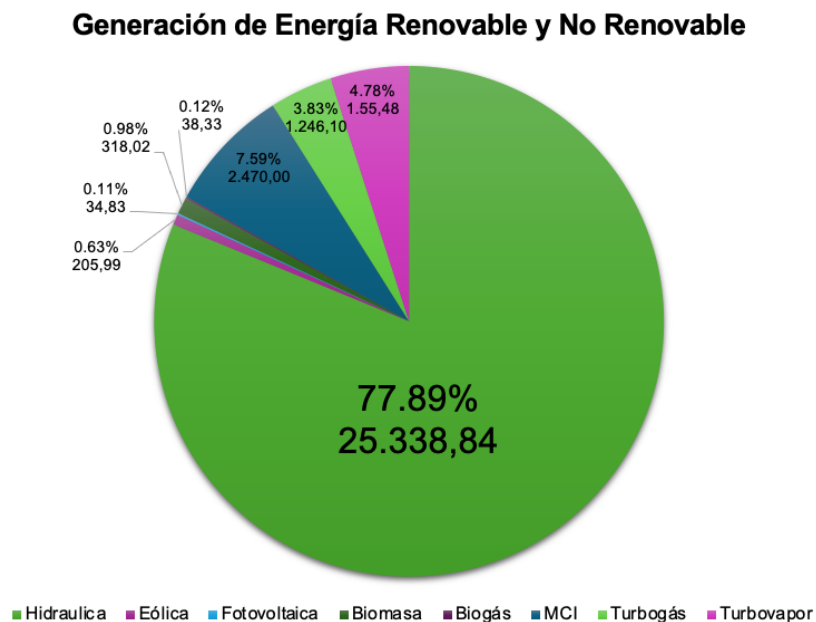
Fuente: ARCERNNR; “Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano, año 2023”

Figura 5. Composición de la potencia nominal en la generación eléctrica

La producción neta total de energía eléctrica para el SNI durante el año 2023 fue de 32.529,53 GWh, de los cuales 25.936,01 GWh (79,73%) fueron generados por fuentes renovables, mientras que 5.272,58 GWh (16,21%) se produjeron con fuentes no renovables y 1.320,94 GWh (4,06%) fueron importaciones internacionales de electricidad.

En lo que corresponde a la producción térmica, 2.470,00 GWh (7,59%) fueron generados por MCI, mientras que 1.246,10 (3,83%) se produjeron por unidades de Turbogás y 1.556,48 (4,78%) fueron generados por Turbovapor.

Como se evidencia, el mayor a porte de producción de energía neta corresponde a la producida por la energía renovable. La producción de energía renovable y no renovable por tecnología, puede observarse en la figura 6.



Fuente: ARCERNNR; “Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano, año 2023”

Figura 6. Composición de la producción de la energía renovable y no renovable.

1.4.5 Cambio Climático

El cambio climático es un fenómeno global ambiental que provoca la variación del clima en la tierra como consecuencia del incremento de la concentración de GEI en la atmosfera. Los GEI normalmente están conformados por: dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄), vapor de agua (H₂O), ozono (O₃) y óxido nitroso (N₂O), mismos que se producen por la combustión de los combustibles fósiles en procesos como los asociados con la generación eléctrica con tecnologías de tipo convencional, y que consecuentemente los convierte en las principales causas del cambio climático [11].

Los GEI permiten que la luz entre en la atmósfera, pero retienen parte del calor que la tierra emite hacia el espacio, manteniendo así la temperatura del planeta en un nivel adecuado para la vida. Sin embargo, el aumento de las concentraciones de estos gases debido a actividades humanas está intensificando este efecto y el clima debe ajustarse al incremento de las concentraciones de los GEI y este ajuste causa una alteración en el aumento de la temperatura global produciendo también el aumento en el nivel del mar y provocando eventos climáticos extremos, tales como tormentas, huracanes, fenómenos del niño, sequías, etc [12].

Para controlar los efectos del cambio climático, desde diferentes aristas, países de todo el mundo vienen impulsando iniciativas, proyectos, tratados, entre otros, de los cuales, los más importantes se citan a continuación:

1.4.5.1 Panel Intergubernamental Sobre Cambio Climático (IPCC)

IPCC es una organización internacional que proporciona directrices y métodos detallados para la preparación de inventarios de GEI. A partir de su metodología desarrolla los cálculos de emisiones y, basándose en los resultados, propone estrategias de mitigación y adaptación. El IPCC establece una base sólida para la comprensión y la acción sobre el cambio climático a nivel global [13].

1.4.5.2 GHG Protocol (GreenHouse Gas Protocol)

El GHG Protocol proporciona una metodología estandarizada y detallada para medir y gestionar las emisiones de GEI. Esta iniciativa, desarrollada conjuntamente entre el World Resources Institute (WRI) y el World Business Council for Sustainable Development (WBCSD), es utilizada globalmente para elaborar inventarios de las emisiones. Las organizaciones pueden cuantificar sus emisiones de manera precisa y transparente, facilitando la toma de decisiones y la implementación de estrategias de reducción de emisiones [14].

1.4.5.3 Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos (EPA)

La Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos (EPA) se creó el 2 de diciembre de 1970 durante la administración del presidente Richard Nixon, en respuesta a la creciente preocupación pública por la contaminación ambiental, en virtud de lo cual han proporcionado factores de emisión que son ampliamente utilizados para estimar las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y otros contaminantes atmosféricos. Estos factores de emisión son coeficientes que relacionan la cantidad de un contaminante liberado con una cantidad de actividad asociada con la liberación de ese contaminante. Los

factores de emisión de la EPA se publican en documentos como el "Compilation of Air Pollutant Emission Factors" (AP-42) y los "Emissions Factors for Greenhouse Gas Inventories" [15].

1.4.5.4 Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL)

Es uno de los mecanismos establecido por el Protocolo de Kioto, destinado a disminuir las emisiones de GEI a escala global. Este mecanismo facilita a que los países cumplan parcialmente con sus compromisos de reducción de emisiones mediante proyectos de reducción de GEI. La Methodological Tool 07 es una herramienta específica para calcular las emisiones y reducciones de emisiones en proyectos registrados bajo el MDL. Esta herramienta metodológica es fundamental para asegurar la precisión y la consistencia en la cuantificación de las reducciones de emisiones en el sector eléctrico [16].

1.4.5.5 Convención Marco de las Naciones Unidas Sobre el Cambio Climático

La CMNUCC fue creada en 1992 con el objetivo de estabilizar las concentraciones de los GEI que existen en la atmósfera. Los 197 países que integran la convención tienen como obligación controlar las emisiones de gases de efecto invernadero, mediante políticas y medidas de mitigación, para de esta manera lograr que los ecosistemas se adapten a los impactos del cambio climático [10].

1.4.5.6 Protocolo de Kyoto

El Protocolo de Kyoto se aprobó en 1997, pero entró en vigor en febrero del 2005 por un complejo proceso de ratificación. Se suscribió con el objetivo de reducir las emisiones de los GEI, cuyo aumento agrava el fenómeno del efecto invernadero [11].

Mediante el Protocolo de Kyoto se integran objetivos vinculantes de reducción de las emisiones para los países industrializados y la Unión Europea, también se integra un riguroso sistema de seguimiento para poder garantizar la transparencia [11].

El Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) es un mecanismo establecido por el Protocolo de Kyoto que permite a los países desarrollados invertir en proyectos de mitigación de emisiones en países en desarrollo como una forma de cumplir con sus compromisos de reducción de emisiones. Los proyectos MDL deben demostrar que generan reducciones verificables, adicionales y reales de emisiones de GEI en comparación con un escenario de línea de base, que representa lo que habría ocurrido en ausencia del proyecto.

1.4.6 Factor de Emisión

El factor de emisión es una medida que indica la cantidad de un contaminante específico que se libera a la atmósfera por unidad de actividad, producción o consumo de un combustible; se expresa comúnmente en términos de masa de contaminante emitido por unidad de energía producida o cantidad de combustible consumido, tales como:

- **Kilogramos por Gigajulio (kg/GJ):** Describe la relación entre la masa de contaminante emitida y la cantidad de energía producida. Esta unidad de medida se utiliza para expresar la eficiencia de un proceso energético, la intensidad de emisiones o alguna otra relación en donde la masa y la energía estén vinculadas [13].
- **Gramos por Kilovatio – hora (g/kWh):** Describe la masa del contaminante emitida por unidad de electricidad generada. Esta unidad de medida se utiliza para evaluar la eficiencia de combustibles, los GEI y la sostenibilidad de fuentes de energía [13].
- **Ton de CO₂ por Kilovatio – hora (ton CO₂/kWh):** Está medida es fundamental en la evaluación de emisiones de GEI y la planificación de estrategias de reducción del cambio climático [15].

El cálculo del factor de emisión es esencial en aristas o aspectos relacionados con:

1. **Inventario de Emisiones:** Permite calcular las emisiones totales de contaminantes a nivel local, regional, nacional o global. Estos inventarios son esenciales para la planificación y regulación ambiental.
2. **Regulación y Cumplimiento:** Facilita a las autoridades ambientales a establecer normas y límites de emisiones para diversos sectores y a controlar el cumplimiento de estas regulaciones.
3. **Modelos de Calidad de Aire:** Los factores de emisión se emplean en modelos de dispersión atmosférica para estimar las concentraciones de contaminantes en el aire y analizar los efectos sobre la salud pública y el medio ambiente.
4. **Gestión y Mitigación de Emisiones:** Proporciona datos críticos para el desarrollo y la implementación de estrategias de reducción de emisiones y la adopción de tecnologías más limpias.

1.4.6.1 Factor de Emisión en una Central Eléctrica

El factor de emisión de CO₂ en una central eléctrica se refiere a la cantidad de dióxido de carbono liberada a la atmósfera por unidad de energía eléctrica generada por la central, es decir que se mide en (tonCO₂/kWh) y es un indicador clave para evaluar el impacto

ambiental de la producción de electricidad en términos de contribución al efecto invernadero.

Las emisiones de CO₂ en una central eléctrica pueden provenir de varias fuentes, como la combustión de combustibles fósiles, el carbón, el petróleo o el gas natural, que son utilizados para generar calor y producir el vapor requerido para impulsar las turbinas generadoras de electricidad, pero también pueden surgir emisiones indirectas asociadas con la extracción, transporte y procesamiento de los combustibles utilizados en la central.

Como ejemplo de los factores de emisión que pueden presentar las distintas tecnologías de generación térmica, se presenta la tabla 1.1, con valores referenciales, donde se observa que las centrales que producen electricidad a partir de combustibles como carbón, petróleo o gas natural, son las más contaminantes en términos de sus factores de emisión.

Tabla 1.1. Factor de Emisión por Tipo de Tecnología.

Tecnología	Factor de Emisión (tonCO₂/kWh)
Carbón	0.90
Petróleo	0.76
Gas Natural	0.60
Biomasa	0.20
Solar	0.00
Eólica	0.00
Hidroeléctrica	0.00

El factor de emisión de CO₂ es importante para evaluar la eficiencia y la sostenibilidad ambiental de una central eléctrica, así como para comparar diferentes tecnologías y fuentes de energía en términos de sus impactos en el cambio climático. Centrales eléctricas con bajos factores de emisión de CO₂, como las que utilizan energías renovables o tecnologías de generación más limpias, son preferibles desde el punto de vista ambiental y pueden contribuir a la mitigación del cambio climático. Por otro lado, las centrales eléctricas que emiten grandes cantidades de CO₂ pueden ser objeto de regulaciones ambientales más estrictas y pueden enfrentar presiones para reducir sus emisiones o para adoptar tecnologías más limpias [7].

1.4.6.2 Factor de Emisión en un Sistema Eléctrico

El factor de emisión en un sistema eléctrico según el MDL, se refiere a la cantidad de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), expresada en toneladas de dióxido de carbono (ton CO₂). Su determinación implica el cálculo de las emisiones totales de GEI asociadas con la generación. Este factor proporciona una medida del impacto ambiental de un sistema eléctrico y es utilizado para cuantificar la reducción de las emisiones

certificadas (CER, por sus siglas en inglés); además, proporciona un incentivo económico para la inversión en tecnologías limpias y sostenibles en países en desarrollo, promoviendo así el desarrollo sostenible y la transferencia de tecnología.

En la siguiente tabla 1.2 se muestra como ha venido evolucionando el factor de emisión de CO₂, la demanda energética y producción térmica del SNI en el periodo 2015 – 2022, estos datos se obtuvieron de los informes anuales del Operador Nacional de Electricidad CENACE [7].

Tabla 1.2. Factor de Emisión, Demanda de Energía, Generación Térmica (2015 – 2022).

Año	Factor de Emisión de CO₂ (tonCO₂/MWh)	Demanda Energía (GWh)	Generación Térmica (GWh)
2015	0.54	21.94	8.711,14
2016	0.49	22.33	7.261,05
2017	0.32	22.90	3.679,77
2018	0.24	23.90	4.177,90
2019	0.22	26.57	2.977,18
2020	0.19	25.97	2.411,63
2021	0.14	26.89	2.109,54
2022	0.25	27.56	3.757,77

En la tabla 1.2 se observa que el año 2015, fue el año donde el factor de emisión alcanzó su valor máximo, lo que coincide con la producción máxima de generación térmica en todo el horizonte. No obstante en Ecuador, desde el año 2008 aproximadamente se vienen implementado medidas para promover fuentes de energía más limpias y sostenibles, como la energía renovable, y reducir la dependencia de combustibles fósiles en la generación de electricidad, es por ello que el factor de emisión ha venido teniendo cambios. Concretamente a partir del año 2015, varios proyectos renovables se pusieron en operación, y como se observa el año 2016 hasta el 2022, el factor de emisión ha experimentado cambios significativos o reducción en sus niveles a pesar de los incrementos de demanda, ya que tal demanda ha sido cubierta por proyectos renovables, y como se observa, los niveles de producción térmica, se han mantenido en un promedio de 3,767.83 [GWh] en los últimos años.

2 METODOLOGÍA

En esta sección se presentan y analizan las principales metodologías existentes en la literatura del cálculo de emisiones resultantes de la quema de combustibles fósiles en distintos sectores energéticos, incluyendo el sector de generación de energía eléctrica.

Luego de este análisis se describirán los pasos requeridos para la aplicación de la metodología de cálculo que se aplicará para este Trabajo de Integración Curricular, así como el ejemplo de cálculo desarrollado para el SNI y para una central en particular.

2.1 Metodologías para el Cálculo de Emisiones y Comparación

Diferentes países a nivel mundial vienen impulsando iniciativas para combatir el cambio climático. En el sector energético, tales iniciativas apuntan a la implementación de proyectos de generación eléctrica con base a energías renovables. En este contexto, con el objetivo de monitorear los avances en cuanto a la reducción que logran estos proyectos, se han desarrollado metodologías que permiten calcular y reportar emisiones de GEI. Estas metodologías facilitan a los países, empresas y proyectos individuales a medir y gestionar sus emisiones. El objetivo es proporcionar herramientas y directrices que permitan garantizar que las emisiones de GEI se midan de forma precisa para ayudar a gobiernos y organizaciones a desarrollar estrategias de mitigación eficientes [13] [16].

Los principales organismos desarrolladores de metodologías de cálculo son:

- Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC): (Metodología IPCC)
- GHG Protocol (GreenHouse Gas Protocol): (Metodología GHG)
- Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos (EPA): (Metodología EPA)
- Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL): (Metodología Tool 07) [16] [15]

A continuación se presentan cada una de las metodologías antes mencionadas.

2.1.1.1 Metodología IPCC

La metodología del IPCC establece los pasos necesarios para el cálculo de las emisiones de GEI producidas por generación térmica. Para el efecto se definen 3 niveles de precisión de cálculo de las emisiones derivadas de la combustión de combustibles fósiles. A continuación se describe cada uno de estos niveles y se detalla el procedimiento paso a paso para calcular las emisiones de una planta de generación térmica [13] [16].

- **Nivel 1:** Se basa en las cantidades de combustibles que se consumen y en los factores de emisión genéricos según el tipo de combustible utilizado. Es el método más simple y menos preciso porque la información de combustibles es genérica, y se toma de las directrices del IPCC. Los datos de factor de emisión se consideran genéricos por su aplicabilidad y utilidad global, especialmente cuando no están ajustados a condiciones específicas locales, sino que ofrecen un valor promedio utilizable a nivel global [13].
- **Nivel 2:** En este nivel las emisiones de la combustión se calculan utilizando estadísticas de combustible similares a las del nivel 1. Sin embargo, en lugar de

aplicar los factores de emisión predeterminado de ese nivel, se emplea factores de emisión específicos del país [13].

- **Nivel 3:** En este nivel se utiliza métodos avanzados como el monitoreo continuo de emisiones (MCE) de los gases de combustión, este método se utiliza en especial para las emisiones de combustión de combustibles sólidos, cuando es más difícil medir los caudales del flujo de combustible y modelos detallados. Es el más preciso y complejo [13].

A continuación se explica el procedimiento de cálculo para el Nivel 1:

Paso 1: Recolectar datos

Para realizar el cálculo se requiere determinar la cantidad de combustible consumido en la planta térmica. Esto se mide en unidades físicas (por ejemplo, toneladas, barriles, metros cúbicos) y se convierte a Tera Joule [13].

Paso 2: Seleccionar el factor de emisión

Seleccionar el factor de emisión correspondiente al tipo de combustible utilizado. Los factores de emisión están disponibles en las directrices del IPCC y pueden variar según el tipo de combustible y tecnología; estos factores están disponibles en el Volumen 2: Energía, Capítulo 2: Estacionarias Combustión [13].

Paso 3: Cálculo de emisiones de CO₂

Utilizar la siguiente ecuación para calcular las emisiones de CO₂.

$$ECO_2 = Cantidad\ Comb(TJ) * FE(tonCO_2/TJ)$$

Paso 4: Cálculo de emisiones de otro gases (CH₄ y N₂O)

Para calcular las emisiones de metano y óxido nitroso, se utilizan factores de emisión específicos para cada gas y tipo de combustible. Las ecuaciones son:

$$ECH_4 = Cantidad\ Comb(TJ) * FE(kgCH_4/TJ)$$

$$EN_2O = Cantidad\ Comb(TJ) * FE(kgN_2O/TJ)$$

Paso 5: Conversión a CO_{2eq}

Para obtener las emisiones en términos de CO_{2eq}, se multiplica la cantidad de CH₄ y N₂O por sus respectivos GWP:

- CH₄: GWP=25
- N₂O: GWP=298

$$ECO_{2eq,1} = ECH_4 * 25$$

$$ECO_{2eq_2} = EN_2O * 298$$

Paso 6: Sumatoria de emisiones totales

Sumar todas las emisiones de CO₂, CH₄ (convertidas a CO_{2eq}) y N₂O (convertidas a CO_{2eq}) para obtener las emisiones totales en CO_{2Total} [13].

$$ECO_{2Total} = ECO_2 + ECO_{2eq_1} + ECO_{2eq_2}$$

A continuación se detalla un ejemplo de cálculo:

Suponiendo que una planta térmica consume 1000 TJ de gas natural, con los factores de emisión respectivos considerando el nivel 1 y obtenidos del IPCC: CO₂= 56.1 (ton CO₂/TJ), CH₄= 0.001 (ton CH₄/TJ), N₂O= 0.0001 (ton N₂O/TJ), obtener las emisiones totales.

1. Cantidad de combustible: 1000TJ de gas natural
2. Factores de emisiones
 - CO₂: 56.1 (ton CO₂/TJ)
 - CH₄: 0.001 (ton CH₄/TJ)
 - N₂O: 0.0001 (ton N₂O/TJ)
3. Cálculo de las emisiones de CO₂

$$ECO_2 = 1000(TJ) * 56.1(tonCO_2/TJ)$$

$$ECO_2 = 56.100 [tonCO_2]$$

4. Cálculo de emisiones de CH₄

$$ECH_4 = 1000(TJ) * 0.001(ton CH_4/TJ)$$

$$ECH_4 = 1 [ton CH_4]$$

$$ECO_{2eq_1} = 1 tonCH_4 * 25$$

$$ECO_{2eq_1} = 25 [tonCO_2]$$

5. Cálculo de emisiones de N₂O

$$EN_2O = 1000(TJ) * 0.0001(tonN_2O/TJ)$$

$$EN_2O = 0.1 [tonN_2O]$$

$$ECO_{2eq_2} = 0.1 tonN_2O * 298$$

$$ECO_{2eq_2} = 29.8 [tonCO_2]$$

6. Emisiones totales

$$ECO_{2Total} = ECO_2 + ECO_{2eq_1} + ECO_{2eq_2}$$

$$ECO_{2Total} = 56.100 [tonCO_2] + 25 [tonCO_2] + 29.8 [tonCO_2]$$

$$ECO_{2Total} = 56.154,8 [tonCO_2]$$

Como se observa, haciendo uso del nivel 1, se determina que una planta térmica que consume 1000 TJ de gas natural, produce un total de emisiones de 56.154,8 [tonCO₂]. Este valor se puede comparar con el valor teórico calculado obtenido del estándar IPCC (Volumen 2, tabla 2.3) que tiene el valor de 56.100 [tonCO₂] [13].

Como se puede ver los valores son cercanos, lo que indica que el factor de emisión utilizado es consistente con los estándares del IPCC [13].

Procedimiento de cálculo para el Nivel 2

1. Recolección de datos sobre la actividad

Para realizar el cálculo se requiere obtener datos sobre la cantidad de combustible quemado en la categoría de fuente [13].

2. Selección de Factores de Emisión

Seleccionar el factor de emisión del país para el tipo de combustible a utilizarse [13].

3. Cálculo de emisiones de CO₂

Para realizar el cálculo de las emisiones de CO₂, se utiliza la siguiente ecuación.

$$Emisiones\ de\ CO_2 = Cantidad\ de\ datos\ de\ la\ actividad * Factor\ de\ emisión$$

A continuación se detalla un ejemplo de cálculo

Si una central eléctrica consume 10,000 ton de carbón en un año y el factor de emisión es de 2.4 tonCO₂/ton de carbón, obtener las emisiones totales de este ejemplo.

$$ECO_2 = 10,000tonCarbón * 2.4tonCO_2/tonCarbón$$

$$ECO_2 = 24,000 [tonCO_2]$$

El resultado obtenido es consistente con respecto a los datos del cálculo. Si la central ha reducido sus emisiones con respecto a años anteriores, el resultado es óptimo, pero si el resultado de las emisiones son altas, entonces el resultado es negativo.

Procedimiento de cálculo para el Nivel 3

1. Recolección de datos sobre la actividad

Se requiere los datos detallados sobre las actividades que generan emisiones.

2. Aplicación de métodos avanzados

Utilización de modelos de simulación, monitoreo continuo de emisiones y otras tecnologías avanzadas.

3. Cálculo de emisiones

Se fundamenta en la integración de datos de actividad detallados con mediciones directas y técnicas avanzadas. Para calcular las emisiones utilizar la siguiente ecuación.

$$\text{Emisiones} = \text{Datos de la actividad} * \text{Factor de emisión}$$

A continuación, se detalla un ejemplo de cálculo

Si una central eléctrica consume 10,000 ton de carbón y el sistema de monitoreo continuo reporta las emisiones totales de 24,000 tonCO₂ para ese periodo, obtener las emisiones totales de este ejemplo.

$$\text{Emisiones} = 10,000 * 24,000$$

$$\text{Emisiones} = 240,000 [\text{tonCO}_2]$$

Para este ejemplo el resultado obtenido va a ser optimo si la central ha reducido sus emisiones con respecto a años anteriores, pero si el resultado de las emisiones son altas con respecto a años anteriores, entonces el resultado es negativo.

2.1.1.2 Metodología GHG Protocol

La metodología del GHG Protocol se fundamenta en principios y directrices que las organizaciones deben seguir para medir, gestionar y reportar sus emisiones de GEI producidas por generación térmica. Estas emisiones se dividen en directas o indirectas. Las emisiones directas de GEI provienen de fuentes que son propiedad de la empresa o están bajo su control. En cambio, las emisiones indirectas de GEI resultan de las actividades de la empresa, pero provienen de fuentes que son propiedad de, o están controlada por otra entidad [14].

Para facilitar la identificación de fuentes de emisiones directas e indirectas y mejorar la transparencia, así como para proporcionar utilidad a diferentes tipos de organizaciones y políticas de cambio climático y cumplir con objetivos empresariales, se han definido tres categorías de "alcances" para la contabilidad y reporte de GEI [14].

Estos son: Alcance 1, Alcance 2 y Alcance 3 [14].

- Alcance 1: Emisiones directas provenientes de fuentes que son propiedad de la empresa o están bajo su control (por ejemplo, emisiones generadas por la combustión en calderas o vehículos) [14].

- Alcance 2: Emisiones indirectas de la generación de electricidad, calor o vapor adquirido. Estas emisiones se producen en la planta donde se genera la electricidad [14].
- Alcance 3: Otras emisiones indirectas que resultan de las actividades de la empresa, pero ocurren en fuentes que no son propiedad de la empresa ni están bajo su control (por ejemplo, viajes de negocios, transporte de combustibles adquiridos) [14].

A continuación se explican los pasos para calcular las emisiones:

1. Definir los límites organizacionales

Decidir qué tipo de control se utilizará de los siguientes:

- Control Operacional: Este tipo de control registra todas las emisiones de las operaciones sobre las cuales se tiene control operativo [14].
- Control Financiero: Este tipo de control registra todas las emisiones de las operaciones sobre las cuales tiene control financiero [14].
- Participación Accionaria: Se encarga de contabilizar las emisiones basadas en su participación en las operaciones.

2. Identificar las fuentes de emisión

Listar todas las fuentes de emisiones dentro de los límites organizacionales definidos, dividiéndolas en Alcance 1, Alcance 2 y Alcance 3 [14].

3. Recolección de datos sobre la actividad

Para cada fuente de emisión, recopilar datos sobre la cantidad de actividad que genera emisiones. Por ejemplo:

- Combustibles fósiles: Cantidad consumida (en unidades como litros, metros cúbicos, toneladas, etc.).
- Electricidad: Cantidad de electricidad consumida (en kWh o MWh).

4. Seleccionar factores de emisión

Elegir los factores de emisión adecuados para cada tipo de actividad y fuente de emisión. Estos factores de emisión se pueden obtener de fuentes como [14]:

- GHG Protocol Calculation Tools: Herramientas y factores proporcionados por el GHG Protocol.
- Defra/DECC: Factores de emisión del gobierno del Reino Unido.

- EPA: Factores de emisión de la Agencia de Protección Ambiental de EE.UU [15].

5. Cálculo de las emisiones

Aplicar las ecuaciones de emisión a los datos de actividad empleando los factores de emisión seleccionados [14].

- Para alcance 1 (emisiones directas):

$$ECO_2 = Actividad * FE$$

- Para alcance 2 (emisiones indirectas de energía adquirida):

$$ECO_2 = Electricidad Consumida (kWh) * FE_{red}$$

6. Cálculo de emisiones de CO_{2eq}

Para convertir las emisiones de otros GEI a CO_{2eq}, multiplicar por el Potencial de Calentamiento Global (GWP) [14]:

$$ECO_{2eq} = E(GEI) * GWP$$

A continuación, se detalla un ejemplo de cálculo tomando en cuenta el alcance 1 y alcance 2:

Suponiendo que una empresa X utiliza el control operacional, lo que significa que contabilizara todas sus emisiones sobre las cuales tiene control operativo. Esta empresa consume 1000 litros de diésel (Alcance 1) y 5000 kWh de electricidad (Alcance 2) y decide utilizar el enfoque de control operacional, donde el factor de emisión del diésel y electricidad son: 2.68 kg CO₂, 0.5 kg CO_{2red}/kWh. Obtener las emisiones totales de este ejemplo.

- Factores de emisiones:

Diésel: 2.68 kg CO₂/litro (de acuerdo con GHG Protocol)

Electricidad: 0.5 kg CO_{2red}/kWh (factor de emisión específico de la red eléctrica)

- Cálculo de emisiones de diésel (alcance 1)

$$ECO_2 = 1000lt * 2.68kgCO_2/lt$$

$$ECO_{2D} = 2680 [kgCO_2]$$

- Cálculo de emisiones de electricidad (alcance 2)

$$ECO_2 = 5000kWh * 0.5kgCO_{2red}/kWh$$

$$ECO_{2E} = 2500 [kgCO_2]$$

- Cálculo de las emisiones totales

$$ECO_{2Total} = ECO_{2D} + ECO_{2E}$$

$$ECO_{2Total} = 2680 [kgCO_2] + 2500 [kgCO_2]$$

$$ECO_{2Total} = 5180[kgCO_2]$$

Como se observa, el resultado del cálculo es consistente en base a los datos proporcionados. Si la empresa ha reducido sus emisiones respecto a años anteriores, puede significar que está utilizando fuentes de energía renovables y así se podría considerar el resultado como óptimo, pero si las emisiones son altas en comparación con los estándares de la empresa, este resultado se podría considerar como negativo.

2.1.1.3 Metodología EPA

La metodología de la EPA permite la contabilización de las emisiones de GEI en diversos sectores y fuentes. Una de las herramientas principales es el inventario de las emisiones. Al usar los factores de emisión proporcionados por la EPA, las organizaciones pueden calcular de manera eficiente las emisiones asociadas con sus actividades. A continuación se describen los pasos para estimar las emisiones totales de manera coherente [15]:

1. Identificar las fuentes de emisiones

Primero, se debe identificar la fuente de emisiones que se desea cuantificar. Esto puede incluir, por ejemplo, la quema de combustibles fósiles en calderas, motores, procesos industriales, etc [15].

2. Recolección de datos sobre la actividad

Recolectar datos de actividad correspondientes a la fuente de emisión identificada. Los datos de actividad pueden incluir [15]:

- Cantidad de combustible utilizado (en unidades como galones, toneladas, metros cúbicos, etc.) [15].
- Producción industrial o utilización de equipos.

3. Seleccionar los factores de emisión apropiados

Seleccionar los factores de emisión correspondientes para el tipo de actividad y el contaminante específico. Estos factores se pueden encontrar en los documentos de la EPA mencionados anteriormente [15]. Los factores de emisión suelen expresarse en unidades como:

- kg de CO₂ por unidad de combustible (kg CO₂/galón) [15].
- kg de CH₄ o N₂O por unidad de combustible o actividad [15].

4. Calcular las emisiones

Aplicar los factores de emisión a los datos de actividad para calcular las emisiones [15]. La fórmula general para el cálculo es:

$$\text{Emisiones} = \text{Datos de la actividad} * \text{Factor de emisión}$$

5. Conversión a CO_{2eq}

Para convertir las emisiones de otros GEI (como CH₄ y N₂O) a CO_{2eq}, se utiliza el Potencial de Calentamiento Global (GWP) [15]:

Los GWPs comunes son:

- CH₄: GWP = 25
- N₂O: GWP = 298

$$ECO_{2eq} = \text{Emisiones de GEI} * \text{GWP}$$

A continuación, se detalla un ejemplo de cálculo:

Suponiendo que una planta industrial consume 1000 galones de diésel al año, determinar las emisiones de CO₂, CH₄ y N₂O.

- Datos de la actividad: 1000 galones de diésel
- Factores de emisión de la EPA (valores hipotéticos para el ejemplo)

CO₂: 10.21 kg CO₂/galón.

CH₄: 0.0005 kg CH₄/galón.

N₂O: 0.0001 kg N₂O/galón.

- Calcular las emisiones de CO₂

$$ECO_2 = 1000 \text{ galones} * 10.21 \text{ kgCO}_2/\text{galón}$$

$$ECO_2 = 10,210 \text{ [kgCO}_2\text{]}$$

- Calcular las emisiones de CH₄

$$ECO_2 = 1000 \text{ galones} * 0.0005 \text{ kgCH}_4/\text{galón}$$

$$ECO_2 = 0,5 \text{ [kgCH}_4\text{]}$$

$$ECO_{2eq} = 0,5 * 25$$

$$ECO_{2eq} = 12,5 \text{ [kgCO}_2\text{]}$$

- Calcular las emisiones de N₂O

$$ECO_2 = 1000 \text{ galones} * 0.0001 \text{ kgN}_2\text{O}/\text{galón}$$

$$ECO_2 = 0,1 \text{ [kgN}_2\text{O]}$$

$$ECO_{2eq} = 0,1 * 298$$

$$ECO_{2eq} = 29,8 [kgCO_2]$$

- Suma de las emisiones totales

$$Emisiones_{Totales} = 10,201 + 12,5 + 29,8$$

$$Emisiones_{Totales} = 10,252.53 [kgCO_2]$$

El resultado obtenido de las emisiones es consistente con respecto a los datos obtenidos, si la empresa ha reducido sus emisiones respecto a años anteriores, el resultado es óptimo.

2.1.1.4 Methodological Tool 07 del MDL

La metodología Tool 07 contribuye al cálculo el factor de emisión de CO₂ de las plantas eléctricas de un sistema eléctrico por medio del margen combinado (CM). El Margen Combinado es un concepto empleado para calcular el factor de emisión de CO₂ en proyectos de generación de energía, particularmente en el contexto de los proyectos de Mecanismo de Desarrollo limpio bajo el Protocolo de Kioto. Este concepto permite estimar el impacto de un proyecto de energía renovable o de eficiencia energética en las emisiones de CO₂ [16].

El Margen Combinado se calcula como una ponderación combinada mediante dos márgenes: el Margen Operativo y el Margen de Construcción, estos márgenes representan distintos aspectos de la generación de energía dentro de la red eléctrica [16].

El Margen Operativo (OM) refleja las emisiones de CO₂ de las plantas eléctricas que actualmente están en funcionamiento en la red y que se verán afectadas por la entrada en operación del nuevo proyecto [16].

El Margen de Construcción refleja las emisiones de CO₂ de las plantas eléctricas más nuevas (generalmente el 20% más reciente) en la red. El procedimiento de cálculo se detallará en la sección 2.2 [16].

Las metodologías mencionadas anteriormente ofrecen distintas herramientas para el cálculo de emisiones de GEI con el propósito de informar sobre estas emisiones y desarrollar estrategias para su reducción. Cada metodología tiene sus fortalezas y es adecuada para diferentes contextos y necesidades. A continuación se muestra un cuadro comparativo de las metodologías antes mencionadas [16].

Tabla 2.1. Cuadro Comparativo de Metodologías

Características	IPCC	GHG Protocol	EPA	Methodological Tool 07
Organización Desarrollada	Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático	World Resources Institute (WRI) y World Business Council for Sustainable Development (WBCSD) [14]	Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos	Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL)

Propósito Principal	Proveer guías y métodos para inventarios nacionales de GEI	Proporcionar un estándar global para medir y gestionar emisiones de GEI corporativas	Proveer factores de emisión para el cálculo de emisiones de contaminantes atmosféricos y GEI en EEUU	Cálculo de emisiones y reducciones de GEI en proyectos MDL
Datos de Entrada	E: Emisiones AD: Datos de actividad EF: Factor de emisión	E: Emisiones ADi: Actividad para la fuente i EFi: Factor de emisión para la fuente i	E: Emisiones AD: Datos de Actividad EF: Factor de emisión	EF _{CM} : Factor de emisión del margen combinado [16] EF _{OM} : Factor de emisión del margen de operación [16] EF _{BM} : Factor de emisión del margen de construcción [16] Ponderación del factor de emisión del margen de operación [16] w _{BM} : Ponderación del factor de emisión del margen de construcción [16] w _{OM} : Ponderación del factor de emisión del margen de operación [16]
Ecuación	$E = AD * EF$	$E = \sum AD_i * EF_i$	$E = AD * EF$	$EF_{CM} = w_{OM} * EF_{OM} + w_{BM} * EF_{BM}$
Aplicación	Usado por gobiernos para reportes de emisiones nacionales	Usado por empresas para inventarios de GEI corporativos	Usado por industrias y gobiernos para cálculos de emisiones	Usado por desarrolladores de proyectos MDL para calcular reducciones de emisiones

El IPCC es ideal para inventarios nacionales y comparaciones internacionales. El GHG Protocol es altamente adaptable para empresas y proyectos diversos. La EPA ofrece una precisión detallada para la regulación y monitoreo de las emisiones; finalmente, la Methodological Tool 07 es específica pero crucial para proyectos de energía renovable en el contexto del MDL.

Para este Trabajo de Integración Curricular, se utilizará la herramienta metodológica conocida como Tool 07. Esta metodología en comparación con otras herramientas, ofrece cálculos más exhaustivos y completos. La elección de la metodología Tool 07 para calcular el factor de emisión de CO₂ de las centrales termoeléctricas en Ecuador se fundamenta en su reconocimiento internacional, precisión, adaptabilidad a las condiciones locales, y su capacidad para facilitar la participación en proyectos de desarrollo limpio; además, asegura la transparencia, consistencia y alineación con los objetivos nacionales de reducción de emisiones y cambio climático [16].

2.2 Desarrollo del Cálculo de Factor de Emisión

En esta sección se describe la metodología seleccionada para calcular las emisiones de CO₂ que produce el Sistema Nacional Interconectado (SNI) de Ecuador [7]. El objetivo es

presentar el proceso detallado de cálculo, de modo tal que el mismo sirva como referencia para los interesados en realizar estudios de planificación con enfoque en el cambio climático, como por ejemplo, los estudios de la expansión de la generación eléctrica, que no solo consideren el análisis convencional de minimización del costo de inversión, sino que también tengan la opción de considerar otros parámetros o factores de evaluación, como el factor de emisión, entre otros, dentro del objetivo del problema.

Se presentarán además cálculos para la emisión de una central térmica de ciclo combinado.

2.2.1 Pasos para el Cálculo del Factor de Emisión de CO₂

En el siguiente flujograma se observa el proceso de cálculo.

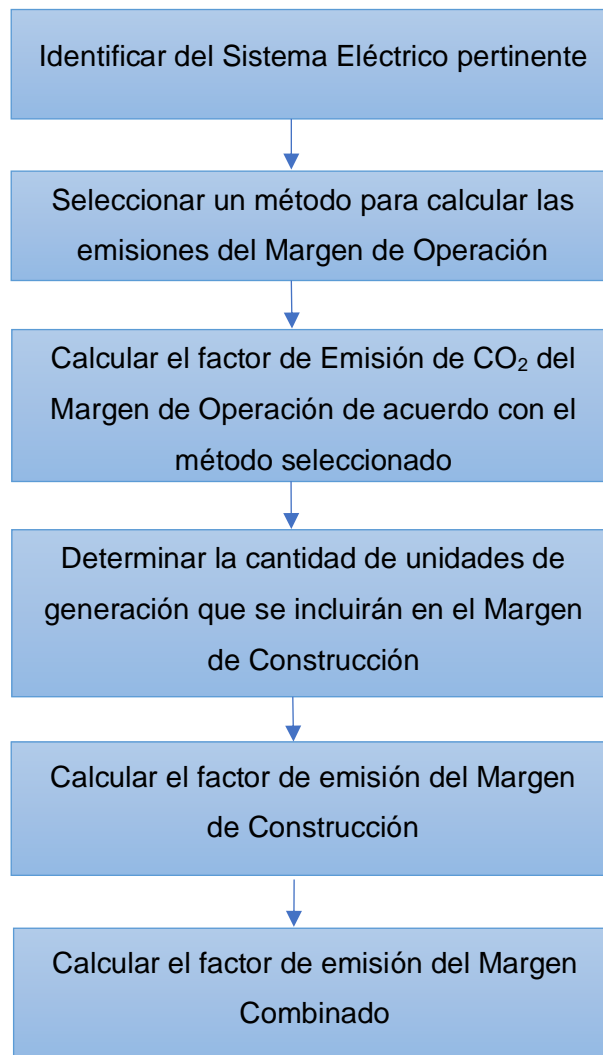


Figura 7. Flujograma para el cálculo del Factor de Emisión [16] [17].

Paso 1. Determinación del sistema eléctrico pertinente

Para este cálculo se consideran todas las plantas de generación conectadas al Sistema Nacional Interconectado (SNI). Es importante tener en cuenta que tanto las importaciones de electricidad, como los proyectos de Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL), tales como los hidroeléctricos, eólicos y fotovoltaicos, tienen asignado un factor de emisión igual a cero [16] [17].

Paso 2. Elegir un método para calcular las emisiones del margen de operación

El factor de emisión de CO₂ del sistema eléctrico puede ser calculado utilizando los siguientes métodos:

- a) El Método Simple de Margen de Operación [16].
- b) El Método Simple de Margen de Operación Ajustado [16].
- c) El Método Promedio [16].
- d) El Método por análisis de Datos del Despacho [16].

El margen de operación simple (opción a) solo es aplicable si los recursos de bajo costo representan menos del 50% de la generación total de la red eléctrica [16] [17]:

1. En el promedio de los últimos 5 años, o;
2. Basados en los promedios de generación de energía hidroeléctrica [16] [17].

Para calcular el factor de emisión en el caso del margen de operación simple, el margen de operación simple ajustado y el margen de operación promedio, se debe utilizar los siguientes conjuntos de datos [16] [17]:

- OPCIÓN EX-ANTE.- El promedio ponderado de generación se calcula tomando en cuenta un período de los últimos tres años, utilizando los datos más recientes disponibles al momento de emitir el Documento de Diseño del Proyecto (PDD) a la Entidad Operacional Designada (DOE) para su validación [16] [17].
- OPCION EX-POST.- Esta elección se aplica al año en el que la actividad del proyecto impacta en la red eléctrica y su seguimiento se realiza anualmente. Por lo tanto, el factor debe actualizarse anualmente, ya que los datos necesarios para calcular el factor de emisión anual están disponibles seis meses después de que finalice el año [16] [17].

Paso 3. Calcular el factor de emisión de CO₂ del margen de operación según el método escogido.

- a) **El Método Simple de Margen de Operación**

El cálculo del factor de emisión de CO₂ para el Margen de Operación Simple se aplica cuando la generación de energía eléctrica de las plantas de bajo costo en el sistema eléctrico representa menos del 50% de la generación total de electricidad. Este cálculo se realiza mediante el promedio ponderado de las emisiones de CO₂ producidas por cada planta de generación que abastece al sistema, y se basa en:

- Opción A: Los datos sobre el consumo de combustibles y la generación bruta de cada central de generación [16] [17].
- Opción B: Los datos sobre la generación bruta, la eficiencia promedio y el tipo de combustible empleado en cada unidad de generación [16] [17].
- Opción C: Los datos de generación total bruta de todas las centrales que operan en el sistema, el tipo de combustible utilizado y el consumo total de combustibles del sistema eléctrico seleccionado [16] [17].
- Opción D: Datos disponibles sobre la generación eléctrica y tipos de combustibles empleados [16] [17].
- Opción E: Datos de generación eléctrica como único dato [16] [17].

La opción A se puede aplicar si se dispone de datos sobre el consumo de combustible de las centrales de generación. Si estos datos no están disponibles, se pueden utilizar las opciones B o C para el cálculo [16] [17].

Para emplear la opción A, el OM simple debe considerar la siguiente ecuación 1 [16] [17].

$$EF_{EL,y} = \frac{\sum_i FC_{i,m,y} * NCV_{i,y} * EF_{CO_2,i,y}}{EG_{m,y}} \quad (1)$$

Donde:

EF_{grid,OM simple,y}: Factor de emisión de CO₂ del Margen de Operación para el año “y” (tCO₂/MWh) [16].

FC_{i,m,y}: Cantidad de combustible consumido en el año de las unidades de generación “m” (unidad de masa o volumen) [16] [17]. Para el caso de este TIC con base a la información proporcionada por CENACE, se tiene que los combustibles que utilizan para la operación de centrales de generación a nivel nacional son: fuel oíl, diésel 2, gas natural y residuo [16].

NCV_{i,y}: Poder calorífico neto del combustible tipo “i” para el año “y” (TJ/unidad de masa o volumen) [16] [17].

$EF_{CO_2,i,y}$: Factor de emisión de CO₂ para el tipo de combustible “i” para el año “y” (tCO₂/TJ) [16].

$EG_{m,y}$: Energía neta generada en el año “y” [16] [17].

m: Todas las centrales de generación que abastecen al sistema eléctrico en el año, excluyendo las centrales de bajo costo y aquellas de generación forzada [16] [17].

i: Todos los combustibles empleados por las unidades generadoras durante el año “y”.

y: Año al que pertenecen los datos utilizados para el análisis correspondiente [16].

La opción B se calcula en función de la electricidad generada por cada unidad de generación y el factor de emisión de cada central, utilizando la siguiente ecuación 2 [16].

$$EF_{grid,OM\ simple,y} = \frac{\sum_m EG_{m,y} * EF_{EL,m,y}}{\sum_m EG_{m,y}} \quad (2)$$

Donde:

$EF_{grid,OM\ simple,y}$: Factor de emisión de CO₂ del Margen de Operación Simple durante el año “y” (tCO₂/MWh).

$EG_{m,y}$: Energía neta generada durante el año “y”.

$EF_{EL,m,y}$: Factor de emisión de CO₂ de la central “m” durante el año “y” (tCO₂/MWh)

m: Todas las centrales de generación que abastecen al sistema eléctrico en el año, excluyendo las centrales de bajo costo y aquellas de generación forzada.

y: Año al que pertenecen los datos utilizados para el análisis correspondiente.

La opción C es calculada para determinar el factor de emisión basado en el consumo de combustible de cada central mediante la siguiente ecuación 3.

$$EF_{EL,m,y} = \frac{\sum_i FC_{i,m,y} * EF_{CO_2,i,y}}{\sum EG_{m,y}} \quad (3)$$

Donde:

$EF_{EL,m,y}$: Factor de emisión de CO₂ de la unidad de generación “m” durante el año “y” (tCO₂/MWh).

FC_{i,m,y}: Cantidad de consumo durante el año de las unidades de generación “m” (unidad de masa o volumen) [16] [17]. Para este TIC con base a la información proporcionada por CENACE, se tiene que los combustibles que utilizan para la operación de centrales de generación a nivel nacional son: fuel oil, diésel 2, gas natural y residuo [7].

EG_{m,y}: Energía neta generada por la central de generación durante el año “y”.

m: Cantidad de unidades de generación durante el año.

i: Todos los combustibles empleados en las centrales de generación durante el año “y”.

y: Año al que pertenecen los datos utilizados para el análisis correspondiente.

En la opción D, si solo se cuentan con datos sobre la generación de electricidad y el tipo de combustible utilizado, el factor de emisión de CO₂ debe calcularse en función del factor de emisión del tipo de combustible utilizado y la eficiencia de la unidad, según como se muestra en la ecuación 4 [16] [17].

$$EF_{EL,m,y} = \frac{EF_{CO_2,i,y} * 3.6}{\eta_{m,y}} \quad (4)$$

Donde:

EF_{EL,m,y}: Factor de emisión de CO₂ de la unidad de generación “m” durante el año “y” (tCO₂/MWh)

EF_{CO₂,i,y}: Factor de emisión promedio de CO₂ del tipo de combustible i empleado en la central de generación “m” durante el año “y” (tCO₂/GJ)

n_{m,y}: Eficiencia de conversión de energía neta promedio de la unidad de potencia m durante el año “y”.

3.6: Factor de conversión (GJ/MWh)

m: Todas las centrales de generación que abastecen al sistema eléctrico en el año, excluyendo las centrales de bajo costo y aquellas de generación forzada.

i: Todos los combustibles empleados por las unidades generadoras “m” durante el año “y”.

y: Año al que pertenecen los datos utilizados para el análisis correspondiente.

Finalmente, la opción E puede calcularse si para la central de generación m solo se dispone del dato de generación de electricidad bruta, en este caso se puede asumir un factor de emisión de 0 (tCO₂/MWh), esto mediante la siguiente ecuación 5 [16] [17].

$$EF_{grid,OM\ simple,y} = \frac{\sum_i FC_{i,y} * NCV_{i,y} * EF_{CO_2,i,y}}{EG_{m,y}} \quad (5)$$

Donde:

EF_{grid,OM simple,y}: Factor de emisión de CO₂ del Margen de Operación Simple durante el año “y” (tCO₂/MWh).

FC_{i,m,y}: Cantidad de combustible tipo “i” consumido por una central de generación durante el año “y”. Con base a la información proporcionada por CENACE, se tiene que los combustibles que utilizan para la operación de centrales de generación a nivel nacional son: fuel oíl, diésel 2, gas natural y residuo [7].

NCV_{i,y}: Poder calorífico neto del combustible tipo “i” durante el año “y” (GJ/unidad de masa).

EF_{CO₂,i,y}: Factor de emisión de CO₂ por tipo de combustible “i” durante el año “y” (tCO₂/TJ)

EG_{m,y}: Energía neta generada entregada durante el año “y”.

m: Todas las centrales de generación que abastecen al sistema eléctrico en el año, excluyendo las centrales de bajo costo y aquellas de generación forzada.

i: Todos los combustibles utilizados por las unidades generadoras durante el año “y”.

y: Año al que pertenecen los datos utilizados para el análisis correspondiente.

b) El Método Simple de Margen de Operación Simple Ajustado

Este método se aplica cuando la generación de electricidad de las plantas de bajo costo del sistema eléctrico representa más del 50% de la generación total. En este método, las plantas de bajo costo (incluyendo las importaciones) se dividen en dos categorías: plantas de bajo costo y generación forzada (k), y otras (m). Siguiendo el formato de la opción A, se formula la ecuación 6 de la siguiente manera [16] [17].

$$EF_{grid,OM-adj,y} = (1 - \lambda_y) * \frac{\sum_m EG_{m,y} * EF_{EL,m,y}}{\sum_m EG_{m,y}} + \lambda_y * \frac{\sum_k EG_{k,y} * EF_{EL,k,y}}{\sum_k EG_{k,y}} \quad (6)$$

Donde:

$EF_{grid,OM-adj,y}$ - Factor de emisión de CO2 del Margen de Operación Simple Ajustado durante el año “y” (tCO₂/MWh) [16] [17].

λ_y - Factor que indica el porcentaje de tiempo en el que la generación de bajo costo fue marginal durante el año “y”.

$EG_{m,y}$: Energía neta suministrada a la red por las unidades de generación “m” durante el año “y” (MWh).

$EG_{k,y}$: Energía neta suministrada a la red por las unidades de generación “k” durante el año “y” (MWh)

$EF_{EL,m,y}$: Factor de emisión de las unidades de generación “m” (generación no renovable convencional y no convencional) durante el año “y” (tCO₂/MWh).

$EF_{EL,k,y}$: Factor de emisión de las unidades de generación “k” (generación de bajo costo) durante el año “y” (tCO₂/MWh).

m: Todas las unidades de generación conectadas a la red durante el año “y” excepto las plantas de bajo costo.

k: Todas las unidades de generación de bajo costo conectadas a la red durante el año “y”

y: Año al que pertenecen los datos utilizados para el análisis correspondiente.

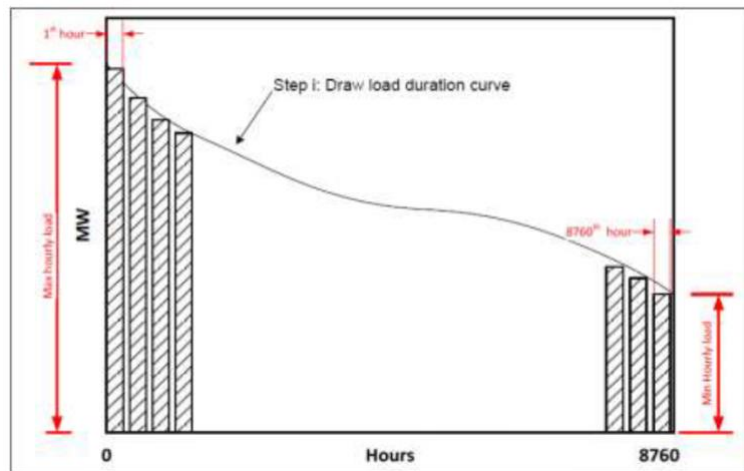
Para aplicar la ecuación 6 se deben tener disponibles los datos de consumo de combustibles según lo indicado en la opción A.

Para calcular el parámetro lambda λ_y se emplea la siguiente ecuación.

$$\lambda_y = \frac{\text{número de horas de generación de central de bajo costo y generación obligatoria en el año } y}{8760 \text{ h por año}} \quad (7)$$

Para λ_y se debe determinar el número de horas en las que la generación de bajo costo satisface la demanda, con base en los siguientes pasos:

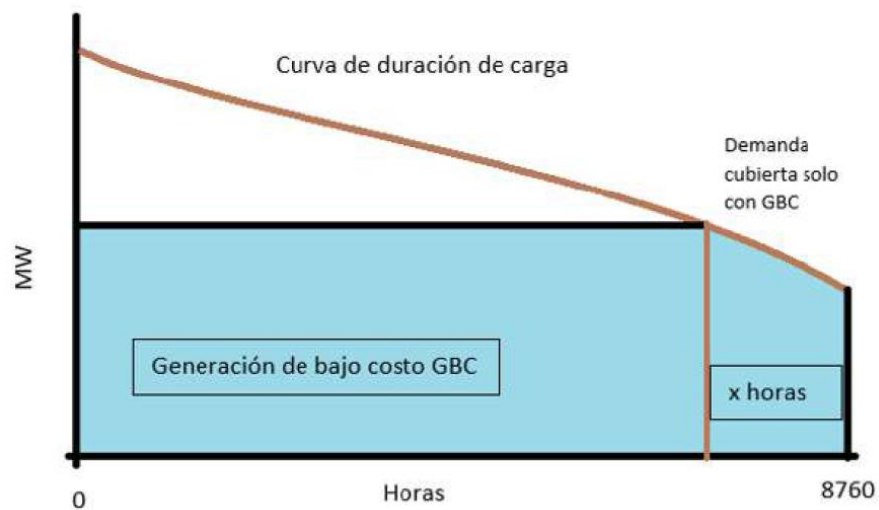
- Paso 1: Para establecer la curva de duración de carga, se ordena las potencias horarias registradas durante los 8,760 periodos horarios del año de mayor a menor. Esto permite identificar y representar gráficamente la potencia mínima y máxima alcanzadas a lo largo del año [9] [16].
- Paso 2: Se calcula la suma total de la generación de todas las unidades de bajo costo [9] [16].



Fuente: CENACE; “Informe Factor de Emisión de CO2, año 2022”

Figura 8. Curva de duración de carga [9].

- Paso 3: Se define el área donde la generación de energía es de mínimo costo y se identifica el punto donde esta área coincide con la curva de carga. De esta forma, se determina las horas en las que la generación de bajo costo abasteció la demanda por sí sola, como se observa en la Figura 9 [9].



Fuente: CENACE; “Informe Factor de Emisión de CO2, año 2022”

Figura 9. Cálculo de horas marginales de GBC [9].

c) El Método de Análisis de Datos del Despacho

El factor de emisión del Margen de Operación obtenido mediante análisis de datos de despacho se calcula utilizando la información disponible sobre las unidades de potencia de

la red que están realmente despachadas en el margen durante cada hora. El cálculo de este factor de emisión para este método se realiza utilizando la ecuación 8 siguiente [16].

$$EF_{grid,OM-DD,y} = \frac{\sum_h EG_{Pj,h} * EF_{EL,DD,y}}{EG_{Pj,y}} \quad (8)$$

Donde:

$EF_{grid,OM-DD,y}$ - Factor de emisión de CO₂ del Margen por Análisis de Despacho durante el año “y” (tCO₂/MWh).

$EG_{Pj,h}$: Electricidad desplazada por la actividad del proyecto durante la hora “h” del año “y” (MWh).

$EF_{EL,DD,y}$: Factor de emisión de CO₂ para las unidades generadoras de la red que están en la parte superior del orden de despacho durante la hora “h” del año “y” (tCO₂/MWh).

$EG_{Pj,y}$: Electricidad total desplazada por la actividad del proyecto durante el año “y” (MWh).

h: Horas del año en las que el proyecto está desplazando la electricidad en la red.

y: Año al que pertenecen los datos utilizados para el análisis correspondiente.

Si se dispone de datos de consumo de combustible por hora, el factor de emisiones por hora se calcula utilizando la siguiente ecuación 9.

$$EF_{EL,DD,h} = \frac{\sum_{i,h} FC_{i,n,h} * NCV_{i,y} * EF_{CO2,i,y}}{\sum_n EG_{n,h}} \quad (9)$$

Donde:

$EF_{EL,DD,h}$: Factor de emisión de CO₂ para las unidades de generación de la red que están en la parte superior del orden de despacho en la hora “h” del año “y” (tCO₂/MWh).

$FC_{i,n,h}$: Cantidad de combustible tipo i consumido por la unidad de generación de la red “n” en hora “h” (masa o unidad de volumen).

$NCV_{i,y}$: Poder calorífico neto (contenido de energía) del combustible tipo i durante el año “y” (Gj/unidad de masa).

$EF_{CO2,i,y}$: Facto de emisión de CO₂ del combustible tipo i durante el año “y” (tCO₂/GJ)

$EG_{n,h}$: Electricidad suministrada a la red por la unidad de generación de la red “n” durante la hora “h” (MWh).

n: Unidad de generación de la red en la parte superior del despacho.

i: Todos los combustibles utilizados por las unidades generadoras “n” durante el año “y”.

h: Horas del año en las que el proyecto está desplazando la electricidad en la red.

y: Año al que pertenecen los datos utilizados para el análisis correspondiente.

El factor de emisión también se puede calcular utilizando la eficiencia energética de la unidad de generación de la red y el tipo de combustible utilizado como se muestra en la siguiente ecuación 10 [16] [7].

$$EF_{EL,DD,h} = \frac{\sum_n FC_{n,h} * NCV_{i,y} * EF_{EL,n,y}}{\sum_n EG_{n,h}} \quad (10)$$

Donde:

$EF_{EL,DD,h}$: Factor de emisión de CO₂ para las unidades de generación de la red que están en la parte superior del orden de despacho en la hora “h” del año “y” (tCO₂/MWh).

$EG_{n,h}$: Cantidad neta de electricidad suministrada a la red por la unidad de generación “n” durante la hora “h” (MWh).

$EF_{EL,n,y}$: Factor de emisión de CO₂ de la unidad de generación de la red “n” durante el año “y” (tCO₂/MWh).

n: Unidad de generación de la red que está en la parte superior del despacho.

h: Horas del año en las que el proyecto está desplazando la electricidad en la red.

y: Año al que pertenecen los datos utilizados para el análisis correspondiente.

d) El método de margen de operación promedio

Para calcular el factor de emisión del margen de operación promedio, se calcula como la tasa de emisión media de todas las centrales de generación que abastecen a la red, empleando la guía metodológica detallada en el literal a) del margen operativo simple, incluyendo también las centrales de generación de bajo costo. Al seguir la guía de cálculo del margen operativo simple, la Opción B debe utilizarse únicamente cuando los datos requeridos para aplicar la Opción A no estén disponibles [16] [17].

Para aplicar los métodos antes mencionados se necesitan de datos clave que permitan calcular del factor de emisión y que en la tabla 2.2 se muestran.

Tabla 2.2. Requerimiento de datos para determinar OM y BM [13].

	OM Datos de despacho	OM Simple ajustado	OM Simple	OM promedio	BM
Requisitos de datos en las opciones respectivas					
Generación de energía por planta Opción A1 prescrita en el OM simple		✓	✓		✓
Generación de energía agregada Opción B prescrita bajo el OM simple			✓	✓	
Consumo de combustible por planta Opción A1 prescrita en el OM simple		✓	✓		✓
Tipo de combustible y tecnología Opción A2 prescrita en el OM simple		✓	✓		✓
Consumo de combustible agregado Opción B prescrita bajo el OM simple			✓	✓	
Generación de energía por hora y consumo de combustible por planta	✓				
Carga horaria de la red		✓			
Fecha de puesta en servicio de plantas / unidades de energía					✓

Paso 4. Determinar la cantidad de unidades de generación que se incluirán en el margen de construcción.

Para calcular el margen de construcción del grupo de unidades “m” con los datos disponibles, se considera:

- a. El conjunto de las cinco unidades de generación que se incorporaron a la red eléctrica a partir del último año de operación.
- b. El conjunto de unidades de generación que constituyen el 20% de la generación de energía neta (MWh) del último año de operación.

Se debe tener en cuenta que las plantas registradas como MDL deben ser excluidas del grupo “m” y solo se deben considerar las unidades que tengan menos de 10 años de operación en la red eléctrica [16].

Paso 5. Calcular el factor de emisiones del margen de construcción.

El margen de construcción es el factor de emisión que representa las emisiones que se asociadas con la incorporación de nuevas unidades de generación en los últimos 5 años y que representan el 20% de la demanda anual que se analiza, para el cual se encuentran los datos de generación disponibles y se calcula con la siguiente ecuación 11 [16] [17].

$$EF_{grid,BM,y} = \frac{\sum_m EG_{m,y} * EF_{EL,m,y}}{\sum_m EG_{m,y}} \quad (11)$$

Donde:

EF_{grid,BM,y}: Factor de emisión de CO₂ del margen de construcción durante el año “y” (tCO₂/MWh)

EG_{m,y}: Cantidad neta de energía suministrada a la red por las centrales de generación “m” del año “y” (MWh).

EF_{EL,m,y}: Factor de emisión de CO₂ de la unidad de generación “m” del año “y” (tCO₂/MWh).

El factor de emisión de CO₂ para cada unidad de generación “m” debe calcularse según la orientación del paso 3 (a) OM simple, utilizando las opciones A, B o C por año y el año más reciente para el que se dispone de datos de generación de energía, considerando como “m” las unidades de generación incluidas en el margen de construcción [16].

Paso 6. Calcular el factor de emisión del margen combinado.

Es la combinación del margen de operación y del margen de construcción utilizada para determinar el factor de emisión de CO₂ del sistema eléctrico. La suma de los porcentajes dados a BM y OM no puede ser mayor que el 100% [16].

El factor de emisión del margen combinado se calcula mediante la siguiente ecuación 12.

$$EF_{grid,CM,y} = EF_{grid,OM,y} * w_{OM} + EF_{grid,BM,y} * w_{BM} \quad (12)$$

Donde:

EF_{grid,BM,y}: Factor de emisión de CO₂ del margen de construcción durante el año “y” (tCO₂/MWh).

$EF_{grid,OM,y}$: Factor de emisión de CO₂ del margen de operación durante el año “y” (tCO₂/MWh).

w_{OM} : Ponderación del factor de emisión del margen de operación (%) [16] [9].

w_{BM} : Ponderación del factor de emisión del margen de construcción (%) [7].

Para los valores w_{OM} y w_{BM} se deben usar los siguientes valores predeterminados.

- Para proyectos de generación de energía eólica y solar: $w_{OM} = 0,75$ y $w_{BM} = 0,25$ (debido a su naturaleza intermitente y no despachable) para el primer período de crédito y para los períodos subsiguientes.
- Para otros proyectos de generación: $w_{OM} = 0,5$ y $w_{BM} = 0,5$.

Se pueden proponer ponderaciones siempre que $w_{OM} + w_{BM} = 1$, teniendo en cuenta la guía que se describe a continuación. Los valores de $w_{OM} + w_{BM}$ aplicado a los participantes en el proyecto debe fijarse para un período de acreditación y debe ser revisado en la renovación del período de acreditación [16] [17].

Después de describir el contexto y recopilar los datos necesarios para analizar el factor de emisión del Sistema Nacional Interconectado (SNI) del año 2021, se optará por el método del margen de operación simple ajustado. A continuación, se procederá a realizar el cálculo utilizando este método [7].

2.2.2 Cálculo del Factor de Emisión de CO₂ para el SNI

Para calcular el factor de emisión de CO₂ en el período 2010 – 2022 para el Sistema Nacional Interconectado (SNI), se empleará la herramienta Tool 07. Los cálculos se realizarán con base a los datos proporcionados por el Operador Nacional de Electricidad CENACE sobre la generación térmica despachada y el consumo de combustibles correspondiente, los cuales incluyen [7]:

1. Generación neta anual de las centrales y sus respectivas unidades.
2. Consumo de combustible anual para las centrales y sus respectivas unidades.
3. Tipo de combustible utilizado del sistema eléctrico.
4. Factor de emisión de CO₂ por cada tipo de combustible.
5. Poder calorífico de cada tipo de combustible.

Con base a esta información, se procederá a realizar los cálculos tomando como referencia la herramienta Tool 07 de la UNFCCC considerando los siguientes parámetros a calcular:

Tabla 2.3. Descripción de los parámetros para el cálculo del factor de emisión de CO₂ [17].

Parámetros	Unidades	Descripción
$EF_{grid,OM}$	tCO_2/MWh	Factor de emisión de CO ₂ del margen de operación para una red eléctrica durante el año y [9].
$EF_{grid,BM}$	tCO_2/MWh	Factor de emisión de CO ₂ del margen de construcción para una red eléctrica en el año y [9].
$EF_{grid,CM}$	tCO_2/MWh	Factor de emisión de CO ₂ del margen combinado para una red eléctrica en el año y [9].

Para calcular los factores de emisión de CO₂ para las diferentes tecnologías de las centrales de generación térmica, es esencial contar con los factores de emisión correspondientes a cada tipo de combustible utilizado. Se ha utilizado información disponible de Petroecuador sobre el poder calorífico neto de combustibles como fuel oil 6, fuel oil 4, diésel y residuo [9]. Los valores para nafta y gas natural se han obtenido del Capítulo 1 de las Directrices para los Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero (IPCC, 2006) [13]. La información sobre el factor de emisión de cada tipo de combustible se ha extraído de la tabla 1.4 del mismo capítulo [13]. En la tabla 2.4 muestra los valores utilizados específicamente para el cálculo del factor de emisión de CO₂.

Tabla 2.4. Factores de emisión de CO₂ por combustibles [13] [7].

Combustible	Poder Calorífico Neto (TJ/1000 ton) (1)	Poder Calorífico Neto (TJ/1000 m ³)	FE (kg CO ₂ /TJ) (2)	FE (t CO ₂ /TJ)	FE (t CO ₂ /ton)	Densidad (ton/m ³)
Fuel oil	39.2		75,500	75.50	2.96	0.96
Diesel	40.8		72,600	72.60	2.96	0.88
Gas Natural*	46.5	34.41	54,300	54.30	2.52	0.00187
Nafta*	41.8		69,300	69.30	2.90	0.74
Residuo	39.0		73,300	73.30	2.86	0.86
Bunker	39.7		73,300	73.30	2.91	

Fuente: IPCC, PETROECUADOR

Para calcular el factor de emisión de CO₂ utilizando el método OM Simple Ajustado, primero se debe calcular el Margen de Operación utilizando la ecuación 6 previamente mencionada. Esto requiere conocer la generación neta de las unidades de generación y el factor de emisión asociado a cada una de ellas [16] [7].

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

A continuación, se procede a reunir la información requerida para calcular cada unidad de generación que integra el SNI, utilizando los datos suministrados por CENACE.

Generación Neta del Sistema Nacional Interconectado (SNI)

La generación neta total está compuesta por: generación hidráulica, no convencional, térmica y las importaciones, el total de todas ellas da como el resultado el valor de 28,034,763.86 [GWh], como se detalla en la tabla 2.5. Estos datos de generación, proporcionados por CENACE, son fundamentales para el cálculo del factor de emisión de CO₂. Los datos específicos de generación neta de cada unidad de generación se encuentran disponibles en el Anexo I [7].

Tabla 2.5. Generación Neta del SNI 2021.

Energía	Generación Neta S.N.I [GWh]	%
Hidráulica	25,473,710.65	90.86%
No convencional	467,840.32	1.67%
Térmica	1,729,411.25	6.17%
Importación	363,801.65	1.30%
Energía Total	28,034,763.86	100.00%

Como se observa la generación de energía renovable supera a la generación de energía no renovable, debido a la alta presencia de generación hidroeléctrica [7].

Una vez que se ha obtenido la generación neta total de todas las centrales de generación del SNI, se calcula el factor de emisión de CO₂ $EF_{CO_2,i,y}$ para cada unidad de generación. Luego, se multiplica este factor por su respectiva generación neta para obtener el total de emisiones de CO₂ $EG * EF_{CO_2,i,y}$, como se indica en la ecuación 13. Los detalles específicos sobre este cálculo se encuentran proporcionados en el Anexo II [7].

$$EG * EF_{CO_2,i,y} = 1,203,555.58 \text{ [tonCO}_2\text{]} \quad (13)$$

Para el cálculo de λ se tomaron los valores del informe anual de CENACE, según la siguiente tabla:

Tabla 2.6. Valores de λ del SNI 2021.

λ	0.5757
$1 - \lambda$	0.4243

Con base a la información proporcionada y los datos obtenidos, se procede a calcular el factor de emisión del margen de operación:

$$EF_{grid,OM-adj,y} = (1 - 0.5757) * \frac{1,203,555.58}{1,729,411.25} + 0.5757 * \frac{0}{26,305,352.62}$$

$$EF_{grid,OM-adj,y} = 0.2953 \text{ [ton CO}_2\text{/MWh]}$$

Luego de obtener el factor de emisión del Margen de Operación, se realiza el cálculo del factor de emisión del Margen de Construcción, mediante la ecuación 11 descrita en el paso 5 [7].

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

Para calcular el Margen de Construcción se debe tener en cuenta lo siguiente:

- a) La identificación de las cinco última unidades ingresadas en el SNI, SET 5 – units, como se muestra en la tabla 2.7 [7].

Tabla 2.7. Identificación de las últimas cinco unidades ingresadas al SNI.

Central Eléctrica	Unidad	Tecnología	Inicio de Operación	MDL	Generación Neta (MWh)	%	% Acumulado
C. H. VINDOBONA	VINDOBONA U1	Hidroeléctrica	2/1/21		378.30	0.00%	0.00%
C. H. CHALPI	CHALPI U1	Hidroeléctrica	4/1/21		32,580.62	0.1%	0.1%
C. H. CHALPI	CHALPI U2	Hidroeléctrica	4/1/21		0	0.00%	0.1%
C. T. PICHACAY	PICHACAY MC U2	Térmico Biogás	7/1/21	Renovable	0	0.00%	0.1%
C. H. EL LAUREL	EL LAUREL U1	Hidroeléctrica	11/1/20		7,453.79	0.0%	0.1%
Total					40,412.71		0.1%

- b) Las unidades más recientes que representan el 20% de la producción de energía del último año de operación y que son parte del SET >= 20% como se muestra en la tabla 2.8 [9].

Tabla 2.8. Identificación de las unidades más recientes que representan el 20% [7].

Central Eléctrica	Unidad	Inicio de Operación	Generación Neta (MWh)	%	% Acumulado
C. H. VINDOBONA	VINDOBONA U1	2/1/21	378	0.00%	0.00%
C. H. CHALPI	CHALPI U2	4/1/21	0	0.00%	0.00%
C. H. CHALPI	CHALPI U1	4/1/21	32,581	0.12%	0.12%
C. T. PICHACAY	PICHACAY MC U2	7/1/21	0	0.00%	0.12%
C. H. EL LAUREL	EL LAUREL U1	11/1/20	7,454	0.03%	0.14%
C. H. DUE2	DUE U3	10/1/20	92,691	0.33%	0.47%
C. H. PERLABI	HIDROPERLABI U1	7/12/20	11,687	0.04%	0.52%
C. H. PERLABI	HIDROPERLABI U2F	7/12/20		0.00%	0.52%
C. H. SAN JOSÉ DE MINAS	SAN JOSE DE MINAS U1	2/7/20	0	0.00%	0.52%
C. H. LA CALERA	LA CALERA U1	8/1/19	6,072	0.02%	0.54%
C. H. LA CALERA	LA CALERA U2	8/1/19	0	0.00%	0.54%
C. H. LA CALERA	LA CALERA U3	8/1/19	0	0.00%	0.54%
C. H. SERMAA	SERMAA U1	8/1/19	4,645	0.02%	0.55%
C. H. RIO VERDE CHICO	RIO VERDE CHICO U1	3/1/19	82,383	0.29%	0.85%
C. H. RIO VERDE CHICO	RIO VERDE CHICO U2	3/1/19	0	0.00%	0.85%

C. H. ISIMANCHI	ISIMANCHI U1	12/1/18	0	0.00%	0.85%
C. H. ISIMANCHI	ISIMANCHI U2	12/1/18	0	0.00%	0.85%
C. H. ISIMANCHI	ISIMANCHI U3	12/1/18	0	0.00%	0.85%
C. H. PUSUNO 1	PUSUNO 1 U1	12/1/18	208,409	0.74%	1.59%
C. H. PUSUNO 1	PUSUNO 1 U2	12/1/18	0	0.00%	1.59%
C. H. MINAS SAN FRANCISCO	MINAS SAN FRANCISCO U1	10/1/18	0	0.00%	1.59%
C. H. MINAS SAN FRANCISCO	MINAS SAN FRANCISCO U2	10/1/18	0	0.00%	1.59%
C. H. MINAS SAN FRANCISCO	MINAS SAN FRANCISCO U3	10/1/18	0	0.00%	1.59%
C. H. DELSITANISAGUA	DELSITANISAGUA U1	9/1/18	295,838	1.06%	2.65%
C. H. DELSITANISAGUA	DELSITANISAGUA U2	9/1/18	282,189	1.01%	3.65%
C. H. DELSITANISAGUA	DELSITANISAGUA U3	9/1/18	257,721	0.92%	4.57%
C. H. NORMANDIA	NORMANDIA U1	7/1/18	392,421	1.40%	5.97%
C. H. NORMANDIA	NORMANDIA U2	7/1/18	0	0.00%	5.97%
C. H. NORMANDIA	NORMANDIA U3	7/1/18	0	0.00%	5.97%
C. H. NORMANDIA	NORMANDIA U4	7/1/18	0	0.00%	5.97%
C. H. NORMANDIA	NORMANDIA U5	7/1/18	0	0.00%	5.97%
C. H. PALMIRA	PALMIRA U1	12/1/17	69,944	0.25%	6.22%
C. H. PALMIRA	PALMIRA U2	12/1/17	0	0.00%	6.22%
C. H. SIGCHOS	SIGCHOS U1	8/1/17	133,252	0.48%	6.70%
C. H. SIGCHOS	SIGCHOS U2	8/1/17	0	0.00%	6.70%
C. H. SIGCHOS	SIGCHOS U3	8/1/17	0	0.00%	6.70%
C. H. DUE	DUE U1	6/1/17	366,228	1.31%	8.00%
C. H. DUE	DUE U2	6/1/17	11	0.00%	8.00%
C. T. PICHACAY	PICHACAY MC U1	5/1/17	0	0.00%	8.00%
C. H. CORAZON	CORAZON U01	3/1/17	5,036	0.02%	8.02%
C. H. URAVÍA	URAVIA U01	3/1/17	4,980	0.02%	8.04%
C. T. JIVINO 1	JIVINO 1 MC U3	12/1/16	0	0.00%	8.04%
C. H. HIDROVICTORIA	HIDROVICTORIA U1	11/4/16	29,747	0.11%	8.15%
C. H. HIDROVICTORIA	HIDROVICTORIA U2	11/4/16	4	0.00%	8.15%
C. H. COCA CODO SINCLAIR	COCA CODO SINCLAIR U1	3/19/16	6,599,583	23.54%	31.69%
Total			8,883,255	23.54%	31.69%

c) Con los datos obtenidos de los dos literales anteriores, se han seleccionado las unidades que representan el 20% de la energía suministrada y no exceden los últimos 10 años de operación [7].

En la tabla 2.8 se muestra la totalidad de la generación eléctrica de todas las unidades con menos de 10 años de operación en la red. Dado que la producción se limita exclusivamente

a la generación hidroeléctrica, el factor de emisión es cero, como se observa a continuación [7].

$$\sum_m EG_{m,y} = 8.883,255 \text{ [MWh]}$$

$$EF_{EL,m,y} = 0 \text{ ton [CO}_2\text{/MWh]}$$

$$EF_{grid,BM,y} = \frac{8.883,255 * 0}{8.883,255}$$

$$EF_{grid,BM,2021} = 0 \text{ [ton CO}_2\text{/MWh]}$$

El cálculo del margen combinado se efectúa empleando el promedio ponderado del margen de operación y el margen de construcción, en base a la ecuación 12 descrita anteriormente y que se muestra a continuación [7] [16].

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

$$EF_{grid,CM,2019-2021} = EF_{grid,OM,2019-2021} * w_{OM} + EF_{grid,BM,2021} * w_{BM}$$

Donde:

EF_{grid,CM,2019-2021}: Es el factor de emisión del margen combinado para el período 2019 – 2021 [ton CO₂/MWh] [16] [7].

EF_{grid,OM,2019-2021}: Es el factor de emisión del margen de operación para el período 2019 – 2021 [ton CO₂/MWh] [7].

EF_{grid,BM,2021}: Es el factor de emisión del margen de construcción para el año 2021 [ton CO₂/MWh].

Para el caso del ex- ante se toman los datos de generación y el factor de emisión del margen de operación de los últimos 3 años como se muestra en las siguientes tablas 2.9 y 2.10 [7].

Tabla 2.9. Generación Neta del período 2019 – 2021 [7].

Año	2019	2020	2021	Total
Generación Anual [GWh]	27,478.88	26,924.31	28,034.76	82,437.95
Ponderación	33.33%	32.66%	34.01%	

Tabla 2.10. Factor de emisión del margen de operación del período 2019 – 2021 [7].

Año	2019	2020	2021
------------	-------------	-------------	-------------

EF OM (t CO₂/MWh)	0.4509	0.3834	0.2953
-------------------------------------	--------	--------	--------

$$EF_{\text{grid,OM},2019-2021} = 33.33\% * 0.4500 + 32.66\% * 0.3834 + 0.2953 * 34.01\%$$

$$EF_{\text{grid,OM},2019-2021} = 0.3756 \text{ [(ton CO}_2\text{)/MWh]}$$

Para los valores de las ponderaciones, se utilizarán los siguientes porcentajes para las tecnologías del SNI.

Tabla 2.11. Factor de emisión de CO₂ DEL SNI 2019 – 2021 (Ex Ante) [7].

Generación	W_{OM}	W_{BM}
Termoeléctrica, Hidroeléctrica	0.5	0.5
Eólica, Solar	0.75	0.25

Luego de disponer de todos los datos se procede a realizar el cálculo de factor de emisión del margen combinado ex ante [7].

- Para termoeléctrica e hidroeléctrica:

$$EF_{\text{grid,CM},2019-2021} = 0.3756 * 0.5 + 0 * 0.5$$

$$EF_{\text{grid,CM},2019-2021} = \mathbf{0.1788 \text{ [(ton CO}_2\text{)/MWh]}}$$

- Para eólica y solar:

$$EF_{\text{grid,CM},2019-2021} = 0.3756 * 0.75 + 0 * 0.25$$

$$EF_{\text{grid,CM},2019-2021} = \mathbf{0.2215 \text{ [(ton CO}_2\text{)/MWh]}}$$

Para el caso del ex– post se toman los datos de generación y el factor de emisión del margen de operación del año a calcular y con los mismos valores de ponderaciones descritas anteriormente [7].

$$EF_{\text{grid,CM},2021} = EF_{\text{grid,OM},2021} * W_{\text{OM}} + EF_{\text{grid,BM},2021} * W_{\text{BM}}$$

Para termoeléctrica e hidroeléctrica:

$$EF_{\text{grid,CM},2021} = 0.2953 * 0.5 + 0 * 0.5$$

$$EF_{\text{grid,CM},2021} = \mathbf{0.1477 \text{ [(ton CO}_2\text{)/MWh]}}$$

Para eólica y solar:

$$EF_{\text{grid,CM},2021} = 0.2953 * 0.75 + 0 * 0.25$$

$$EF_{\text{grid,CM},2021} = \mathbf{0.2215 \text{ [(ton CO}_2\text{)/MWh]}}$$

El factor de emisión de CO₂ del margen combinado ex ante se emplea en proyectos que están en fase de validación, puesto que no necesita ser actualizado. En cambio, el factor de emisión de CO₂ del margen combinado ex post se aplica cuando el proyecto empieza a suministrar energía al sistema eléctrico, siendo necesario actualizarlo anualmente durante las fases de seguimiento. En el capítulo 3 se mostrará la evolución del factor de emisión de CO₂ en el periodo 2011 – 2022, comparándolos con los datos publicados por CENACE [7] [9].

Como segunda parte de los cálculos propuestos como alcance para este trabajo de integración curricular, a continuación se realizará el cálculo para una central térmica de ciclo combinado.

2.2.3 Cálculo del Factor de Emisión de CO₂ de una Central de Ciclo Combinado

El cálculo del Factor de Emisión (FE) de CO₂ para un proyecto de ciclo combinado utilizando la metodología de línea base, se sustenta en la comparación de las emisiones de CO₂ del proyecto, con las emisiones de una línea base que representa la situación sin el proyecto [16].

Pasos para el cálculo:

1. Definir la línea base:

- **Línea base de tecnologías equivalentes:** Se selecciona una tecnología existente que genera la misma cantidad de electricidad que el proyecto de ciclo combinado. Se utilizan los factores de emisión de CO₂ de esa tecnología como referencia [13] [16].
- **Línea base de ausencia del proyecto:** Se asume que la demanda de electricidad cubierta por el proyecto de ciclo combinado no se hubiera atendido sin él. En este caso, la línea base tiene un factor de emisión de CO₂ igual a la red eléctrica local.

2. Calcular las emisiones del proyecto:

- Se calculan las emisiones de CO₂ del proyecto ciclo combinado durante su vida útil. Esto implica evaluar las emisiones asociadas a la extracción, transporte, procesamiento del combustible, la generación de electricidad y la disposición de residuos.
- Se utilizan factores de emisión específicos para cada tipo de combustible y tecnología. Estos factores se pueden obtener de fuentes como el IPCC (Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático) o bases de datos nacionales [13].

3. Calcular el Factor de Emisión:

- La fórmula del Factor de Emisión (FE) de CO₂ es:

$$FE \left(\frac{tCO_2}{MWh} \right) = \frac{\text{Emisiones del proyecto} - \text{Emisiones de la línea base}}{\text{Generación de electricidad del proyecto}}$$

- El FE representa la cantidad de CO₂ emitida por MWh de electricidad generada por el proyecto ciclo combinado, en comparación con la línea base.

Ejemplo:

Un proyecto de ciclo combinado a gas natural genera 1000 MWh de electricidad al año y consume 500.000 m³ de gas natural por año. La línea base es la red eléctrica local, con un factor de emisión de CO₂ de 0.45 tCO₂/MWh. El factor de emisión de CO₂ para el gas natural es de 0.02 tCO₂/m³.

Cálculo:

- Emisiones del proyecto:

$$E_{Proyecto} = 500.000 \text{ m}^3 * 0.02 \frac{tCO_2}{m^3} = 10 [tCO_2]$$

- Emisiones de la línea base:

$$E_{Línea Base} = 1000 \text{ MWh} * 0.45 \frac{tCO_2}{MWh} = 450 [tCO_2]$$

- Generación de electricidad del proyecto: 1000 MWh
- Factor de Emisión

$$FE = \frac{10 \text{ tCO}_2 - 450 \text{ tCO}_2}{1000 \text{ MWh}} = -0.44 [tCO_2/MWh]$$

Interpretación:

En este ejemplo, el proyecto de ciclo combinado tiene un Factor de Emisión negativo de CO₂, lo que indica que el proyecto reduce las emisiones de CO₂ en comparación con la red eléctrica local.

2.3 Aplicación para el cálculo del factor de emisión del SNI, mediante App Designer de Matlab.

Como parte del alcance del trabajo se incluye el desarrollo de una aplicación que permita calcular de forma automática el factor de emisión del SNI con la aplicación de Matlab llamada App Designer. El código de la aplicación se puede observar en el Anexo III.

Esta aplicación permite realizar el cálculo del factor de emisión del SNI aplicando las ecuaciones descritas en la sección 2.2.2. Los pasos que se deben seguir para realizar el cálculo son:

1. Importación de la plantilla de Excel: Esta plantilla contiene los datos de generación térmica en unidades de [MWh], los combustibles de las centrales eléctricas en unidades de [toneladas], generación hidráulica en unidades de [MWh], importaciones en unidades de [MWh], el valor de λ del año correspondiente, el año respectivo del cual se quiere calcular el factor de emisión.
2. Ingresar el valor de λ y el año en el cual se va a calcular el factor de emisión.
3. Finalmente se procede a presionar los botones para sus respectivos cálculos y muestra de los resultados.

En la figura 10 se puede apreciar la interfaz de la aplicación.

The image shows a software interface with a light gray background. On the left side, there are five rounded rectangular buttons stacked vertically, each with a label: 'IMPORTAR', 'EF_OM', 'EF_BM', 'EF_CM_EX ANTE', and 'EF_CM_EX POST'. To the right of these buttons are six input fields, each containing the number '0'. The labels for these fields are: 'LAMDA', 'AÑO', 'EF_OM', 'EF_BM', 'EX_ANTE', and 'EX_POST'. At the bottom of the interface, there are two more rounded rectangular buttons: 'BORRAR' on the left and 'SALIR' on the right.

Figura 10. Aplicación para el cálculo del factor de emisión realizado en App Designer de Matlab.

A continuación en la figura 11 se observa un ejemplo realizado mediante la aplicación App Designer para calcular el factor de emisión de CO_2 del año 2019 en el que se observa el resultado de $EF_{CMEXPOST} = 0.2251 [t\text{CO}_2/\text{MWh}]$, y en el cálculo teórico se obtiene el resultado de $EF_{CMEXPOST} = 0.2255 [t\text{CO}_2/\text{MWh}]$. La diferencia entre los resultados es de $0.0004 [t\text{CO}_2/\text{MWh}]$, lo que representa una variación de 0.26%. El pequeño margen de

diferencia puede atribuirse a factores como la precisión de los datos de entrada o el redondeo de las cifras durante los cálculos. La coherencia entre los resultados teóricos y los obtenidos mediante la aplicación de MATLAB es lo esperado y es notablemente alta. Esta coherencia valida la precisión y fiabilidad de la aplicación desarrollada en MATLAB.

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL
TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR
APLICATIVO PARA CÁLCULO DEL FACTOR DE EMISIÓN DE CO₂

IMPORTAR

LAMDA	0.3905	AÑO	2019
	EF_OM	EF_OM	0.4502
	EF_BM	EF_BM	0
	EF_CM_EX POST	EX_POST	0.2251

BORRAR SALIR

Figura 11 Cálculo del factor de emisión para el SNI.

3 RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

3.1 Resultados

Con base a la metodología presentada en la sección 2.2, se calculó el factor de emisión anual de CO₂ para el SNI mediante el margen de operación simple, el margen de construcción y el margen combinado, cuyos resultados son analizados en esta sección. En el margen combinado se considera el EX POST como el factor de emisión anual ya que este factor necesita ser actualizado anualmente; el cálculo se realizó para el periodo 2011 al 2022. Los resultados se presentan en la tabla 3.1, y gráficamente en la figura 12.

Tabla 3.1. Evolución del Factor de Emisión de CO₂ calculado para el período 2011 – 2022 del SNI.

**Factor de Emisión (ton CO₂/MWh)
(Calculados)**

Año	EF_OM	EF_BM	EF_CM
2011	0.7482	0.3751	0.5616
2012	0.6671	0.2413	0.4542
2013	0.7025	0.3044	0.5034
2014	0.6420	0.4055	0.5249
2015	0.6629	0.4283	0.5456
2016	0.6760	0.3137	0.4949
2017	0.6431	0.0092	0.3262
2018	0.4867	0.0000	0.2434
2019	0.4510	0.0000	0.2255
2020	0.3827	0.0000	0.1913
2021	0.2953	0.0000	0.1476
2022	0.5011	0.0000	0.2508

FACTOR DE EMISIÓN 2011 - 2022



Figura 12. Evolución del Factor de Emisión de CO₂ para el SNI.

Tal como se observa en la tabla 3.1 y en la gráfica 10, entre los años 2011 al 2015 los valores del factor de emisión oscilaron entre 0.4542 [ton CO₂/MWh] a 0.5616 [ton CO₂/MWh], esto es consistente con la situación energética que vivía el país durante esos años, con una dependencia de generación térmica, especialmente de centrales que utilizan combustibles fósiles como: diésel, fuel oil, residuo y nafta. En estos años, tal como se evidencia en la tabla 3.2 la generación térmica alcanzó valores entre 6.861,69 y 9.129,45 del 2010 a 2015, llegando a representar el 37.51% y el 49.90% de la generación total

necesaria para abastecer la demanda, lo cual evidentemente implica un mayor nivel de emisión de gases contaminantes provocados por el sector de la generación.

Tabla 3.2. Generación Neta para el período 2011 – 2022

Año	Hidráulica [GWh]	Térmica [GWh]	Importación [GWh]	Total [GWh]
2011	11.133,09	9.129,45	1.294,59	18.292,44
2012	12.047,71	6.861,69	254,61	19.164,01
2013	10.896,60	8.378,44	662,34	19.275,04
2014	11.442,15	8.934,01	836,74	20.873,66
2015	13.077,06	8.711,14	511,81	22.276,49
2016	15.816,2	7.261,05	81,66	23.077,33
2017	20.071,75	3.679,77	18,52	23.751,52
2018	20.661,59	4.177,90	106,07	24.839,49
2019	24.619,13	2.977,18	5,83	27.596,31
2020	24.312,85	2.411,63	250,79	26.724,48
2021	25.555,53	2.109,54	363,80	27.665,07
2022	24.624,39	3.757,77	465,83	28.382,16

Durante el periodo 2013 a 2015 Ecuador empieza ampliar su matriz energética con la incorporación de proyectos hidroeléctricos significativos que estuvieron considerados en su Plan Nacional de Electrificación. La puesta en marcha de nuevas plantas hidroeléctricas comenzó a reducir la dependencia de las fuentes térmicas, disminuyendo así el factor de emisión de CO₂ del SNI, tal como se puede observar en la figura 10, con niveles de factor de emisión reducidos a 0.4949 [ton CO₂/MWh]. 0.2434 [ton CO₂/MWh] para los años 2016 a 2018, representando una reducción promedio de 35.48%.

Durante el periodo 2019 a 2022 la tendencia de reducción del factor de emisión de CO₂ continua hasta alcanzar su nivel más bajo en el año 2021, consistente con la evolución de la matriz energética, pero también con las variaciones de demanda producidas por el efecto de la pandemia del COVID. El factor de emisión alcanzó un valor de 0.1476 [ton CO₂/MWh], consistente o coherente con el valor de generación térmica reducido mostrado en la tabla 3.2.

Para validar los cálculos realizados en este TIC, en la tabla 3.3, se presentan los factores de emisión obtenidos de los informes anuales emitidos por el CENACE [7].

Tabla 3.3. Evolución del Factor de Emisión de CO₂ para el período 2011 – 2022 del SNI.

(Valores de CENACE y Calculados)

Factor de Emisión CENACE (ton CO ₂ /MWh)			Factor de Emisión Calculado (ton CO ₂ /MWh)			
Año	EF_OM	EF_BM	EF_CM	EF_OM	EF_BM	EF_CM
2011	0.7588	0.3751	0.5669	0.7482	0.3751	0.5616
2012	0.6781	0.2413	0.4547	0.6671	0.2413	0.4542
2013	0.7108	0.3044	0.5076	0.7025	0.3044	0.5034
2014	0.6501	0.4055	0.5278	0.6420	0.4055	0.5249
2015	0.6628	0.4283	0.5456	0.6629	0.4283	0.5456
2016	0.6760	0.3135	0.4948	0.6760	0.3137	0.4949
2017	0.6431	0.0092	0.3262	0.6431	0.0092	0.3262
2018	0.4867	0.0000	0.2434	0.4867	0.0000	0.2434
2019	0.4509	0.0000	0.2255	0.4510	0.0000	0.2255
2020	0.3834	0.0000	0.1917	0.3827	0.0000	0.1913
2021	0.2953	0.0000	0.1477	0.2953	0.0000	0.1476
2022	0.5015	0.0000	0.2508	0.5011	0.0000	0.2508

En la tabla 3.3 se observan los factores de emisión reportados por CENACE y los calculados, estos valores tienen diferencias mínimas y se puede atribuir a ligeras variaciones en el método de cálculo o redondeo. Esta similitud refuerza la validez de la metodología tool 07 de la UNFCCC empleada para calcular los factores de emisiones de CO₂ anuales [16].

Para el caso del ciclo combinado analizado en la sección 2.2.3, los cálculos demuestran que el resultado que se obtuvo es factible ya que se obtuvo un valor de factor de emisión negativo, esto significa que hay una reducción de emisiones de CO₂.

3.2 Conclusiones

- En este Trabajo de Integración Curricular se presentó un análisis de las metodologías ofrecidas por distintos organismos para el cálculo de las emisiones de GEI provocadas por actividades asociadas con la generación de energía eléctrica. Cada metodología presenta sus ventajas y está diseñada para diversos contextos y propósitos, por lo que la elección de la metodología dependerá de factores como: la ubicación geográfica, información disponible para el cálculo, tipo de tecnología empleada y los objetivos de cálculo de emisiones. En este trabajo particularmente se utilizó la metodología Tool 07 para el análisis de emisiones a nivel de SNI, y la metodología de línea base para el análisis de emisiones que provocaría un proyecto de generación basado en ciclo combinado.

- En cuanto a los resultados obtenidos; para el caso del SNI los factores de emisión oscilan entre 0.4542 [ton CO₂/MWh] a 0.5616 [ton CO₂/MWh] para los años 2011 a 2015, estos valores son coherentes con la producción de la generación térmica en tales años, donde hubo mayor generación térmica, en los años 2016 a 2021 el factor de emisión fue disminuyendo llegando al valor mínimo de 0.1476 en el año 2021, lo que es consistente con la evolución del parque generador del país, puesto que ha pasado de ser dependiente de generación térmica, a generar mayoritariamente con plantas hidroeléctricas no contaminantes.
- El monitoreo anual del cálculo de factores de emisión permite a los gobiernos y organizaciones evaluar los resultados de la eficiencia energética, e iniciativas contra el cambio climático, y a partir de esto contribuir con regulaciones y acciones que permitan paulatinamente ir reduciendo, el nivel global de emisiones de GEI, promoviendo un futuro más sostenible, por lo que para facilitar estos cálculos se provee además un aplicativo de cálculo para los interesados.
- Los resultados del cálculo obtenidos en este trabajo son coherentes con los valores reportados por CENACE, validando el cálculo aplicado. Para la obtención de la automatización del cálculo del factor de emisión, se desarrolló un aplicativo en la App Designer de Matlab capaz de realizar de manera más sencilla y automática los cálculos del factor de emisión de GEI. Este aplicativo es una herramienta con una interfaz amigable y de gran utilidad para el usuario. El aplicativo ayuda a simplificar el proceso de cálculo, contribuyendo a una mejor comprensión y control de las emisiones en el sector de generación térmica.
- Adicionalmente se llevó a cabo un cálculo del factor de emisión para un proyecto de ciclo combinado, utilizando la metodología de la línea base bajo la suposición de que este sería un proyecto que se evalúa para su incorporación a futuro, los resultados en este caso, demuestran que el resultado es altamente significativo ya que indica que el proyecto no solo es eficiente en términos de generación de energía, sino que también contribuye activamente a la reducción de las emisiones de CO₂ en comparación a la red eléctrica local. Este resultado resalta la potencialidad de los ciclos combinados como una opción viable y sostenible para la generación de energía, especialmente en contextos donde se busca minimizar el impacto ambiental.

3.3 Recomendaciones

- Para este trabajo se utilizó la herramienta de la UNFCC que en un inicio se desconocía totalmente, es por ello que sería de gran utilidad que los estudiantes tengan un mayor conocimiento acerca de esta herramienta y otras más en este ámbito, ya que será de gran utilidad para poder contribuir con proyectos a futuro relacionados a la energía y como afecta las emisiones producidas por las centrales térmicas al medio ambiente, encontrando mejores soluciones para poder obtener una energía más limpia.
- Las instituciones encargadas de brindar la información del consumo de energía de las centrales deberían facilitar de manera más accesible y detallados los datos que se requieran para poder realizar las respectivas investigaciones en temas planteados a futuro.

4 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] S. Sabugal Garcia y F. Gomez Moñux, Centrales Térmicas de Ciclo Combinado, Ediciones Días de Santos, S.A., 2015.
- [2] P. K. Nag, Power Plant Engineering, 4e, McGraw Hill Education (India) Private Limited, 2014.
- [3] Y. A. C. D. Michael A. Boles, Thermodynamics: An Engineering Approach, McGraw-Hill Education, 2014.
- [4] ENEL, «ENEL GREEN POWER,» [En línea]. Available: <https://www.enelgreenpower.com/es/learning-hub/energias-renovables/energia-hidroelectrica/central-hidroelectrica>. [Último acceso: 30 ABRIL 2024].
- [5] E. Chile, «Hidroelectricidad de Embalse,» [En línea]. Available: <https://www.educarchile.cl/recursos-para-el-aula/energia-hidroelectrica-de-embalse>.
- [6] ENEL. [En línea]. Available: <https://www.enel.pe/es/sostenibilidad/que-es-la-energia-hidroelectrica-y-como-funciona.html>. [Último acceso: 30 ABRIL 2024].
- [7] CENACE, «Operador Nacional de Electricidad,» 2023. [En línea]. Available: <https://www.cenace.gob.ec/biblioteca/>.
- [8] M. d. E. y. Minas, «Plan Maestro de Electricidad,» 2023. [En línea]. Available: <https://www.recursosyenergia.gob.ec/plan-maestro-de-electricidad/>.
- [9] CENACE, «Informe Anual 2023,» 2023. [En línea]. Available: <https://www.cenace.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2024/04/Parte-1-Informe-Anual-CENACE-2023.pdf>.
- [1] L. Andes, «Diario Los Andes,» 2 Enero 2024. [En línea]. Available: <https://www.diariolosandes.com.ec/ecuador-alcanzo-el-91-en-generacion-hidroelectrica-en-el-2023/>.
- [1] K. A. /. WWF, «Cambio Climático y Energía,» [En línea]. Available: https://www.wwf.org.mx/que_hacemos/cambio_climatico_y_energia/. [Último acceso: 2022].
- [1] H. O. Benavides Ballesteros y G. E. León Aristizabal, «IDEAM,» Diciembre 2007. [En 2] línea]. Available:

<http://www.ideam.gov.co/documents/21021/21138/Gases+de+Efecto+Invernadero+y+el+Cambio+Climatico.pdf>. [Último acceso: Mayo 2022].

- [1 IPCC, «Directrices del IPCC de 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero,» [En línea]. Available: <https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/spanish/vol2.html>.
- [1 D. M. J. K. P. B. Janet Ranganathan, «Protocolo de Gases Efecto Invernadero,» [En 4] línea]. Available: https://ghgprotocol.org/sites/default/files/standards/protocolo_spanish.pdf.
- [1 EPA, «Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos,» [En línea]. Available: 5] <https://espanol.epa.gov/espanol/terminos-f>.
- [1 UNFCCC, «Tool to calculate the emission factor for an electricity system,» [En línea]. 6] Available: <https://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/tools/am-tool-07-v7.0.pdf>.
- [1 H. E. L. Rumiñahui, «BIBDIGITAL,» 20 septiembre 2010. [En línea]. Available: 7] <https://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/2390>. [Último acceso: 20 abril 2024].
- [1 L. Carvajal, Metodología de la Investigación Científica. Curso general y aplicado, 28 8] ed., Santiago de Cali: U.S.C., 2006, p. 139.

5 ANEXOS

ANEXO I. Datos de Generación Neta.

ANEXO II. Total de emisiones de cada unidad

ANEXO III. Código de la aplicación

ANEXO I

- Datos de Generación Neta.

Central Térmicas	Unidad	Generación Neta (MWh)
C. T. TRINITARIA	TRINITARIA U1	251,054.54
C. T. GONZALO ZEVALLOS FOIL	G. ZEVALLOSVA TV2	233,528.59
C. T. GONZALO ZEVALLOS FOIL	G. ZEVALLOSVA TV3	236,116.34
C. T. SANTA ELENA 2	SANTA ELENA 2 MC U1	23,281.61
C. T. SANTA ELENA 3	SANTA ELENA 3 MC U1	-
C. T. SANTA ELENA 3	SANTA ELENA 3 MC U2	7,039.14
C. T. SANTA ELENA 3	SANTA ELENA 3 MC U3	9,931.23
C. T. ANÍBAL SANTOS DIESEL	A. SANTOS V1	11,833.67
C. T. JARAMIJÓ	JARAMIJO MC U1	186,861.87
C. T. MANTA 2	MANTA 2 MC U1	76,966.28
C. T. ESMERALDAS	ESMERALDAS U1	41,476.10
C. T. ESMERALDAS 2	ESMERALDAS 2 MC U1	
C. T. ESMERALDAS 2	ESMERALDAS 2 MC U2	11,600.56
C. T. QUEVEDO 2	QUEVEDO 2 MC U1	4,479.48
C. T. JIVINO 2	JIVINO 2 MC U1	51.13

C. T. JIVINO 2	JIVINO 2 MC U2	42.35
C. T. JIVINO 3	JIVINO 3 MC U1	2,300.19
C. T. JIVINO 3	JIVINO 3 MC U2	690.10
C. T. JIVINO 3	JIVINO 3 MC U3	3,148.38
C. T. JIVINO 3	JIVINO 3 MC U4	3,543.23
C. T. GUANGOPOLO	GUANGOPOLO U1	300.85
C. T. GUANGOPOLO	GUANGOPOLO U3	410.54
C. T. GUANGOPOLO	GUANGOPOLO U4	412.22
C. T. GUANGOPOLO	GUANGOPOLO U6	266.88
C. T. GUANGOPOLO	GUANGOPOLO U7	9.55
C. T. GUANGOPOLO 2	GUANGOPOLO 2 MC U1	3,038.21
C. T. GUANGOPOLO 2	GUANGOPOLO 2 MC U2	2,954.69
C. T. GUANGOPOLO 2	GUANGOPOLO 2 MC U3	2,872.03
C. T. GUANGOPOLO 2	GUANGOPOLO 2 MC U4	2,097.19
C. T. GUANGOPOLO 2	GUANGOPOLO 2 MC U5	2,262.99
C. T. GUANGOPOLO 2	GUANGOPOLO 2 MC U6	2,374.50
C. T. GENEROCA	GENEROCA U1	1,820.95
C. T. GENEROCA	GENEROCA U2	1,840.27
C. T. GENEROCA	GENEROCA U3	1,565.34
C. T. GENEROCA	GENEROCA U4	1,833.21
C. T. GENEROCA	GENEROCA U5	1,886.11
C. T. GENEROCA	GENEROCA U6	1,819.17
C. T. GENEROCA	GENEROCA U7	2,012.75
C. T. GENEROCA	GENEROCA U8	2,049.80
C. T. LA PROPICIA	LA PROPICIA U1	0.00
C. T. LA PROPICIA	LA PROPICIA U2	30.11
C. T. LA PROPICIA	LA PROPICIA U3	25.31
C. T. EL DESCANSO	EL DESCANSO U1	-
C. T. EL DESCANSO	EL DESCANSO U2	-
C. T. EL DESCANSO	EL DESCANSO U3	-
C. T. EL DESCANSO	EL DESCANSO U4	-
C. T. GUALBERTO HERNÁNDEZ	G. HERNÁNDEZ U1	1,483.45
C. T. GUALBERTO HERNÁNDEZ	G. HERNÁNDEZ U2	974.24
C. T. GUALBERTO HERNÁNDEZ	G. HERNÁNDEZ U3	1,679.15
C. T. GUALBERTO HERNÁNDEZ	G. HERNÁNDEZ U4	1,643.03
C. T. GUALBERTO HERNÁNDEZ	G. HERNÁNDEZ U5	1,546.17
C. T. GUALBERTO HERNÁNDEZ	G. HERNÁNDEZ U6	1,310.77
C. T. TERMOGUAYAS	TERMOGUAYAS B1	-
C. T. TERMOGUAYAS	TERMOGUAYAS B2	-
C. T. TERMOGUAYAS	TERMOGUAYAS B3	-
C. T. TERMOGUAYAS	TERMOGUAYAS B4	-
C. T. LAFARGE	LAFARGE U1	3,581.98
C. T. ENRIQUE GARCÍA	E. GARCÍA U1	322.53

C. T. GONZALO ZEVALLOS DIESEL	G. ZEVALLOSTG TG4	3,240.73
C. T. ÁLVARO TINAJERO	A. TINAJERO U1	8,738.71
C. T. ÁLVARO TINAJERO	A. TINAJERO U2	-
C. T. ANÍBAL SANTOS DIESEL	A. SANTOS U1	1,700.19
C. T. ANÍBAL SANTOS DIESEL	A. SANTOS U2	-
C. T. ANÍBAL SANTOS DIESEL	A. SANTOS U3	710.59
C. T. ANÍBAL SANTOS DIESEL	A. SANTOS U5	-
C. T. ANÍBAL SANTOS DIESEL	A. SANTOS U6	478.02
C. T. MIRAFLORES	MIRAFLORES TG U1	-
C. T. MIRAFLORES	MIRAFLORES U10	175.42
C. T. MIRAFLORES	MIRAFLORES U11	-
C. T. MIRAFLORES	MIRAFLORES U12	-
C. T. MIRAFLORES	MIRAFLORES U13	1,078.83
C. T. MIRAFLORES	MIRAFLORES U14	1,085.32
C. T. MIRAFLORES	MIRAFLORES U15	-
C. T. MIRAFLORES	MIRAFLORES U16	473.07
C. T. MIRAFLORES	MIRAFLORES U18	516.77
C. T. MIRAFLORES	MIRAFLORES U22	540.21
C. T. MIRAFLORES	MIRAFLORES U8	660.47
C. T. CELSO CASTELLANOS	CELSO CASTELLANOS MC U1	47.60
C. T. CELSO CASTELLANOS	CELSO CASTELLANOS MC U2	47.70
C. T. CELSO CASTELLANOS	CELSO CASTELLANOS MC U3	46.11
C. T. CELSO CASTELLANOS	CELSO CASTELLANOS MC U4	44.62
C. T. DAYUMA	DAYUMA MC U1	888.51
C. T. DAYUMA	DAYUMA MC U2	39.45
C. T. JIVINO 1	JIVINO 1 MC U3	-
C. T. JIVINO 1	JIVINO 1 MC U1	0.74
C. T. JIVINO 1	JIVINO 1 MC U2	-
C. T. LORETO	LORETO MC U1	-
C. T. LORETO	LORETO MC U2	-
C. T. MÉNDEZ	MÉNDEZ MC U1	-
C. T. PAYAMINO	PAYAMINO MC U1	92.48
C. T. SANTA ROSA	S. ROSA U1	161.00
C. T. SANTA ROSA	S. ROSA U2	0.26
C. T. SANTA ROSA	S. ROSA U3	-
C. T. CATAMAYO	CATAMAYO U1	24.26
C. T. CATAMAYO	CATAMAYO U10	51.23
C. T. CATAMAYO	CATAMAYO U2	25.00
C. T. CATAMAYO	CATAMAYO U4	27.00
C. T. CATAMAYO	CATAMAYO U5	27.16

C. T. CATAMAYO	CATAMAYO U6	-
C. T. CATAMAYO	CATAMAYO U7	12.24
C. T. CATAMAYO	CATAMAYO U8	-
C. T. CATAMAYO	CATAMAYO U9	44.47
C. T. LLIGUA	LLIGUA U1	-
C. T. LLIGUA	LLIGUA U2	0.30
C. T. VICTORIA II DIESEL	VICTORIA II U1 DIESEL	-
C. T. VICTORIA II NAFTA	VICTORIA II U1 NAFTA	-
C. T. LULUNCOTO	LULUNCOTO U1	-
C. T. LULUNCOTO	LULUNCOTO U2	-
C. T. LULUNCOTO	LULUNCOTO U3	-
C. T. LIMÓN	LIMÓN MC U1	
C. T. MACAS	MACAS MC U1	
APR	SANTA ELENA U1	
APR	QUEVEDO	
C.T. PASCUALES	PASCUALES II TM01	
C.T. PASCUALES	PASCUALES II TM02	
C.T. PASCUALES	PASCUALES II TM03	
C.T. PASCUALES	PASCUALES II TM04	
C.T. PASCUALES	PASCUALES II TM05	
C.T. PASCUALES	PASCUALES II TM06	
C.T. ELECTROQUIL	ELECTROQUIL U1	
C.T. ELECTROQUIL	ELECTROQUIL U2	
C.T. ELECTROQUIL	ELECTROQUIL U3	
C.T. ELECTROQUIL	ELECTROQUIL U4	
C. T. MACAS PROVISIONAL	MACAS PROV MC U1	
C. T. MACAS PROVISIONAL 2	MACAS PROV MC U2	46.03
C. T. MACHALA GAS	MACHALA TG U1	177,370.02
C. T. MACHALA GAS	MACHALA TG U2	127,675.82
C. T. MACHALA GAS 2	MACHALA 2 TG U1	-
C. T. MACHALA GAS 2	MACHALA 2 TG U2	32,135.61
C. T. MACHALA GAS 2	MACHALA 2 TG U3	90,227.14
C. T. MACHALA GAS 2	MACHALA 2 TG U4	69,856.61
C. T. MACHALA GAS 2	MACHALA 2 TG U5	56,675.13
C. T. MACHALA GAS 2	MACHALA 2 TG U6	6,077.64
	Total	1,729,411.25

Centrales Hidráulicas	Unidad	Generación Neta (MWh)	EF _{EL,m,y} (tCO ₂ /MWh)
C. H. AGOYÁN	AGOY_U_1_GEN.HIDR	397,526.55	0
C. H. AGOYÁN	AGOY_U_2_GEN.HIDR	632,777.41	0

C. H. ALAO	ALAO U1	152,790.17	0
C. H. ALAO	ALAO U2	-	0
C. H. ALAO	ALAO U3	-	0
C. H. ALAO	ALAO U4	-	0
C. H. ALAZÁN	ALAZÁN U1	26,054.49	0
C. H. AMBI	AMBI U1	11,742.55	0
C. H. AMBI	AMBI U2	21,504.63	0
C. H. BABA	BABA U1	145,119.23	0
C. H. BABA	BABA U2	-	0
C. H. LA MERCED DE BUENOS AIRES	BUENOS AIRES U01	4,948.85	0
C. H. LA MERCED DE BUENOS AIRES	BUENOS AIRES U02F		0
C. H. CALOPE	CALOPE U1	96,956.02	0
C. H. CALOPE	CALOPE U2	-	0
C. H. CARLOS MORA CARRIÓN	CARLOS MORA U1	17,015.93	0
C. H. CARLOS MORA CARRIÓN	CARLOS MORA U2	-	0
C. H. CARLOS MORA CARRIÓN	CARLOS MORA U3	-	0
C. H. EL CARMEN	CARM_U_1_GEN.HIDR	62,233.05	0
C. H. COCA CODO SINCLAIR	COCA CODO SINCLAIR U1	6,599,582.91	0
C. H. COCA CODO SINCLAIR	COCA CODO SINCLAIR U2	-	0
C. H. COCA CODO SINCLAIR	COCA CODO SINCLAIR U3	-	0
C. H. COCA CODO SINCLAIR	COCA CODO SINCLAIR U4	-	0
C. H. COCA CODO SINCLAIR	COCA CODO SINCLAIR U5	-	0
C. H. COCA CODO SINCLAIR	COCA CODO SINCLAIR U6	-	0
C. H. COCA CODO SINCLAIR	COCA CODO SINCLAIR U7	-	0
C. H. COCA CODO SINCLAIR	COCA CODO SINCLAIR U8	-	0
C. H. CORAZON	CORAZON U01	5,036.22	0
C. H. CUMBAYÁ	CUMBAYÁ U1	0.00	0
C. H. CUMBAYÁ	CUMBAYÁ U2	67,058.53	0
C. H. CUMBAYÁ	CUMBAYÁ U3	71,537.57	0
C. H. CUMBAYÁ	CUMBAYÁ U4	0.00	0
C. H. DELSITANISAGUA	DELSITANISAGUA U1	295,838.48	0
C. H. DELSITANISAGUA	DELSITANISAGUA U2	282,188.77	0
C. H. DELSITANISAGUA	DELSITANISAGUA U3	257,720.81	0
C. H. MARCEL LANIADO DE WIND	DPER_U_1_GEN.HIDR	376,051.51	0
C. H. MARCEL LANIADO DE WIND	DPER_U_2_GEN.HIDR	347,466.03	0
C. H. MARCEL LANIADO DE WIND	DPER_U_3_GEN.HIDR	328,526.35	0
C. H. DUE	DUE U1	366,228.33	0
C. H. DUE	DUE U2	11.13	0
C. H. DUE2	DUE U3	92,690.74	0
C. H. EL LAUREL	EL LAUREL U1	7,453.79	0

C. H. GUALACEO	GUALACEO U01	7,063.52	0
C. H. GUANGOPOLO	GUANGOPOLO HIDRO U1	74,385.11	0
C. H. GUANGOPOLO	GUANGOPOLO HIDRO U2	-	0
C. H. GUANGOPOLO	GUANGOPOLO HIDRO U3	-	0
C. H. GUANGOPOLO	GUANGOPOLO HIDRO U4	-	0
C. H. GUANGOPOLO	GUANGOPOLO HIDRO U5	-	0
C. H. GUANGOPOLO	GUANGOPOLO HIDRO U6	-	0
C. H. ABANICO	HABA_U_1_GEN.HIDR	63,776.30	0
C. H. ABANICO	HABA_U_2_GEN.HIDR	63,776.30	0
C. H. ABANICO	HABA_U_3_GEN.HIDR	63,776.30	0
C. H. ABANICO	HABA_U_4_GEN.HIDR	63,777.43	0
C. H. ABANICO	HABA_U_5_GEN.HIDR	63,777.43	0
C. H. HIDROCAROLINA	HIDROCAROLINA U01	2,757.60	0
C. H. HIDROCAROLINA	HIDROCAROLINA U02		0
C. H. PERLABI	HIDROPERLABI U1	11,687.07	0
C. H. PERLABI	HIDROPERLABI U2F		0
C. H. HIDROVICTORIA	HIDROVICTORIA U1	29,746.51	0
C. H. HIDROVICTORIA	HIDROVICTORIA U2	4.31	0
C. H. ILLUCHI I	ILLUCHI I U1	19,964.70	0
C. H. ILLUCHI I	ILLUCHI I U2	-	0
C. H. ILLUCHI I	ILLUCHI I U3	-	0
C. H. ILLUCHI I	ILLUCHI I U4	-	0
C. H. ILLUCHI II	ILLUCHI II U1	25,679.08	0
C. H. ILLUCHI II	ILLUCHI II U2	-	0
C. H. ISIMANCHI	ISIMANCHI U1	-	0
C. H. ISIMANCHI	ISIMANCHI U2	-	0
C. H. ISIMANCHI	ISIMANCHI U3	-	0
C. H. LA CALERA	LA CALERA U1	6,072.46	0
C. H. LA CALERA	LA CALERA U2	0.00	0
C. H. LA CALERA	LA CALERA U3	-	0
C. H. LA ESPERANZA	LA ESPERANZA U1	-	0
C. H. LA ESPERANZA	LA ESPERANZA U2	-	0
C. H. LA PLAYA	LA PLAYA U1	6,743.44	0
C. H. LA PLAYA	LA PLAYA U2	-	0
C. H. LA PLAYA	LA PLAYA U3	-	0
C. H. LORETO	LORETO U1	15,065.73	0
C. H. LOS CHILLOS	LOS CHILLOS U1	15,415.03	0
C. H. LOS CHILLOS	LOS CHILLOS U2	-	0
C. H. MANDURIACU	MANDURIACU U1	193,284.46	0
C. H. MANDURIACU	MANDURIACU U2	176,712.12	0
C. H. MAZAR	MAZAR U1	400,597.83	0
C. H. MAZAR	MAZAR U2	338,145.13	0
C. H. MINAS SAN FRANCISCO	MINAS SAN FRANCISCO U1	410,183.13	0

C. H. MINAS SAN FRANCISCO	MINAS SAN FRANCISCO U2	376,995.48	0
C. H. MINAS SAN FRANCISCO	MINAS SAN FRANCISCO U3	376,032.79	0
C. H. PAUTE	MOLI_U_1_GEN.HIDR	501,828.11	0
C. H. PAUTE	MOLI_U_2_GEN.HIDR	491,974.89	0
C. H. PAUTE	MOLI_U_3_GEN.HIDR	466,953.30	0
C. H. PAUTE	MOLI_U_4_GEN.HIDR	509,610.30	0
C. H. PAUTE	MOLI_U_5_GEN.HIDR	481,386.08	0
C. H. PAUTE	MOLI_U_6_GEN.HIDR	598,761.91	0
C. H. PAUTE	MOLI_U_7_GEN.HIDR	608,763.02	0
C. H. PAUTE	MOLI_U_8_GEN.HIDR	620,478.52	0
C. H. PAUTE	MOLI_U_9_GEN.HIDR	571,749.35	0
C. H. PAUTE	MOLI_U10_GEN.HIDR	630,011.14	0
C. H. NAYÓN	NAYÓN U1	32,134.57	0
C. H. NAYÓN	NAYÓN U2	84,274.88	0
C. H. NORMANDIA	NORMANDIA U1	392,421.45	0
C. H. NORMANDIA	NORMANDIA U2	-	0
C. H. NORMANDIA	NORMANDIA U3	-	0
C. H. NORMANDIA	NORMANDIA U4	-	0
C. H. NORMANDIA	NORMANDIA U5	-	0
C. H. OCAÑA	OCAÑA U1	188,804.24	0
C. H. OCAÑA	OCAÑA U2	-	0
C. H. PALMIRA	PALMIRA U1	69,943.85	0
C. H. PALMIRA	PALMIRA U2	-	0
C. H. PAPALLACTA	PAPALLACTA U1	5,581.25	0
C. H. PAPALLACTA	PAPALLACTA U2	20,571.70	0
C. H. PASOCHOA	PASOCHOA U1	22,320.95	0
C. H. PASOCHOA	PASOCHOA U2	-	0
C. H. PENÍNSULA	PENINSULA U1	1,261.47	0
C. H. PENÍNSULA	PENINSULA U2	-	0
C. H. PENÍNSULA	PENINSULA U3	-	0
C. H. PENÍNSULA	PENINSULA U4	-	0
C. H. POZA HONDA	POZA HONDA U1	-	0
C. H. POZA HONDA	POZA HONDA U2	-	0
C. H. PUCARÁ	PUCARÁ U1	109,928.54	0
C. H. PUCARÁ	PUCARÁ U2	111,494.37	0
C. H. PUSUNO 1	PUSUNO 1 U1	208,409.33	0
C. H. PUSUNO 1	PUSUNO 1 U2	-	0
C. H. RECUPERADORA	RECUPERADORA U1	78,445.00	0
C. H. RÍO BLANCO	RÍO BLANCO U1	14,290.66	0
C. H. RÍO CHIMBO	RÍO CHIMBO U1	-	0
C. H. RÍO CHIMBO	RÍO CHIMBO U2	-	0
C. H. RIO VERDE CHICO	RIO VERDE CHICO U1	82,382.91	0
C. H. RIO VERDE CHICO	RIO VERDE CHICO U2	-	0

C. H. SAN JOSÉ DE MINAS	SAN JOSE DE MINAS U1	38,861.23	0
C. H. SAN BARTOLO	SAN BARTOLO U1	418,521.95	0
C. H. SAN BARTOLO	SAN BARTOLO U2	4.20	0
C. H. SAN BARTOLO	SAN BARTOLO U3	3.43	0
C. H. SAN JOSÉ DE TAMBO	SAN JOSE DE TAMBO U1	44,053.44	0
C. H. SAN MIGUEL DE CAR	SAN MIGUEL U1	22,805.17	0
C. H. SAUCAY	SAUCAY U1	122,559.01	0
C. H. SAUCAY	SAUCAY U2	-	0
C. H. SAUCAY	SAUCAY U3	-	0
C. H. SAUCAY	SAUCAY U4	-	0
C. H. SAYMIRÍN 5	SAYMIRÍN 5 U1	51,624.21	0
C. H. SAYMIRÍN 5	SAYMIRÍN 5 U2	-	0
C. H. SAYMIRÍN	SAYMIRÍN U1	21,858.08	0
C. H. SAYMIRÍN	SAYMIRÍN U2	-	0
C. H. SAYMIRÍN	SAYMIRÍN U3	-	0
C. H. SAYMIRÍN	SAYMIRÍN U4	-	0
C. H. SAYMIRÍN	SAYMIRÍN U5	-	0
C. H. SAYMIRÍN	SAYMIRÍN U6	-	0
C. H. SERMAA	SERMAA U1	4,644.58	0
C. H. SAN FRANCISCO	SFRA_U_1_GEN.HIDR	669,703.15	0
C. H. SAN FRANCISCO	SFRA_U_2_GEN.HIDR	668,851.39	0
C. H. SIBIMBE	SIBIMBE U1	93,274.03	0
C. H. SIBIMBE	SIBIMBE U2	-	0
C. H. SIGCHOS	SIGCHOS U1	133,252.13	0
C. H. SIGCHOS	SIGCHOS U2	0.00	0
C. H. SIGCHOS	SIGCHOS U3	-	0
C. H. SOPLADORA	SOPLADORA U1	901,278.03	0
C. H. SOPLADORA	SOPLADORA U2	812,181.86	0
C. H. SOPLADORA	SOPLADORA U3	881,565.54	0
C.H. TANQUE ALTO CARCELÉN	TANQUE ALTO CARCELÉN U01	51.54	0
C.H. TANQUE ALTO CARCELÉN	TANQUE ALTO CARCELÉN U02F		0
C. H. PUSUNO	C. H. PUSUNO U1		0
C. H. CHALPI	CHALPI U1	32,580.62	0
C. H. CHALPI	CHALPI U2	-	0
C. H. VINDOBONA	VINDOBONA U1	378.30	0
C. H. TOPO	TOPO U1	175,417.50	0
C. H. TOPO	TOPO U2	-	0
C. H. URAVÍA	URAVIA U01	4,980.15	0
Total		25,473,710.65	0

Centrales No convencionales	Unidad	Generación Neta (MWh)	EF _{EL,m,y} (tCO ₂ /MWh)
C. T. ECUDOS	ECUDOS U1	9,297.59	0
C. T. ECOELECTRIC	ECOELECTRIC U1	58,351.78	0
C. T. SAN CARLOS	SAN CARLOS U1	143,846.01	0
C. T. PICHACAY	PICHACAY MC U1	4,255.77	0
C. T. PICHACAY	PICHACAY MC U2	5.01	0
C. T. EL INGA	EL INGA MC U1	36,568.44	0
C. F. ALTGENOTEC	ALTGENOTEC FV U01	980.00	0
C. F. BRINEFORCORP	BRINEFORCORP FV U01	1,483.83	0
C. F. ELECTRISOL	ELECTRISOL FV U1	1,402.15	0
C. F. PREDIO 1	PREDIO 1 FV U1	596.69	0
C. F. PREDIO 2	PREDIO 1 FV U2		0
C. F. SUNCO MULALÓ	SUNCO MULALÓ FV U1	1,320.63	0
C. F. SUNCO PASTOCALLE	SUNCO PASTOCALLE FV U1	1,343.70	0
C. F. GENRENOTEC	GENRENOTEC FV U01	987.62	0
C. F. GONZAENERGY	GONZANERGY FV U01	1,520.35	0
C. F. SALINAS	SALINAS FV U1	3,772.76	0
C. F. TREN SALINAS	TREN SALINAS FV U01	1,889.12	0
C. F. LOJAENERGY	LOJAENERGY FV U01	1,471.77	0
C. F. RENOVALOJA	RENOVALOJA FV U01	1,256.44	0
C. F. SOLSANTONIO	SOLSANTONIO FV U01	1,057.81	0
C. F. SABIANGO	SABIANGO FV U01	1,285.98	0
C. F. SAN PEDRO	SAN PEDRO FV U01	1,469.21	0
C. F. SANERSOL	SANERSOL FV U01	1,438.60	0
C. F. SANSAU	SANSAU FV U01	1,165.34	0
C. F. SARACAYSOL	SARACAYSOL FV U01	1,482.29	0
C. F. SOLCHACRAS	SOLCHACRAS FV U01	1,040.67	0
C. F. SOLHUAQUI	SOLHUAQUI FV U01	1,017.59	0
C. F. SOLSANTROS	SOLSANTROS FV U01	1,490.69	0
C. F. SURENERGY	SURENERGY FV U01	1,299.67	0
C. F. PARAGACHI	PARAGACHI FV U1	4,096.53	0
C. F. WILDTECSA	WILDTECSA FV U01	3,410.91	0
C. E. VILLONACO	VILLONACO AG U1	177,235.40	0
Total		467,840.32	0

Importación	363,801.65	0
--------------------	-------------------	----------

ANEXO II

- Total de emisiones de cada unidad

Central Térmicas	Unidad	Generación Neta (MWh)	Fuel Oil (t)	Diésel 2 (t)	Nafta (t)	Gas Natural (t)	Crudo (t)	Residuo (t)	EF _{EL,m,y} (tCO ₂ /MWh)	EG x EF (tCO ₂)
C. T. TRINITARIA	TRINITARIA U1	251,054.54	65,279.61	247.01	0	-	-	-	0.77	193,932.32
C. T. GONZALO ZEVALLOS FOIL	G. ZEVALLOSVA TV2	233,528.59	64,611.84	65.17	0	-	-	-	0.82	191,418.02
C. T. GONZALO ZEVALLOS FOIL	G. ZEVALLOSVA TV3	236,116.34	60,822.17	58.03	0	-	-	-	0.76	180,180.97
C. T. SANTA ELENA 2	SANTA ELENA 2 MC U1	23,281.61	4,663.93	818.00	0	-	-	-	0.70	16,223.37
C. T. SANTA ELENA 3	SANTA ELENA 3 MC U1	-	-	-	0	-	-	-	-	-
C. T. SANTA ELENA 3	SANTA ELENA 3 MC U2	7,039.14	1,430.35	32.23	0	-	-	-	0.61	4,328.59
C. T. SANTA ELENA 3	SANTA ELENA 3 MC U3	9,931.23	1,989.05	44.81	0	-	-	-	0.61	6,019.35
C. T. ANÍBAL SANTOS DIESEL	A. SANTOS V1	11,833.67	3,600.42	239.44	0	-	-	-	0.96	11,364.16
C. T. JARAMIJÓ	JARAMIJO MC U1	186,861.87	37,995.62	1,396.15	0	-	-	-	0.62	116,582.27
C. T. MANTA 2	MANTA 2 MC U1	76,966.28	16,402.30	210.63	0	-	-	-	0.64	49,167.38
C. T. ESMERALDAS	ESMERALDAS U1	41,476.10	1,243.72	147.46	0	-	-	-	0.67	27,708.14
C. T. ESMERALDAS 2	ESMERALDAS 2 MC U1		20,865.71	1,528.72	0	-	-	-	-	-
C. T. ESMERALDAS 2	ESMERALDAS 2 MC U2	11,600.56	2,217.28	508.56	0	-	-	-	0.70	8,066.79
C. T. QUEVEDO 2	QUEVEDO 2 MC U1	4,479.48	-	715.33	0	-	310.35	-	0.67	3,003.47
C. T. JIVINO 2	JIVINO 2 MC U1	51.13	-	6.40	0	-	-	-	0.37	18.92
C. T. JIVINO 2	JIVINO 2 MC U2	42.35	-	0.14	0	-	-	-	0.67	28.29
C. T. JIVINO 3	JIVINO 3 MC U1	2,300.19	-	130.01	0	-	389.33	-	0.65	1,497.60
C. T. JIVINO 3	JIVINO 3 MC U2	690.10	-	97.83	0	-	104.22	-	0.85	587.38
C. T. JIVINO 3	JIVINO 3 MC U3	3,148.38	-	173.11	0	-	522.83	-	0.64	2,006.76
C. T. JIVINO 3	JIVINO 3 MC U4	3,543.23	-	194.35	0	-	593.00	-	0.64	2,270.17
C. T. GUANGOPOLO	GUANGOPOLO U1	300.85	-	27.39	0	-	35.46	-	0.61	182.43
C. T. GUANGOPOLO	GUANGOPOLO U3	410.54	-	40.04	0	-	46.65	-	0.61	251.82
C. T. GUANGOPOLO	GUANGOPOLO U4	412.22	-	37.57	0	-	48.94	-	0.61	251.07
C. T. GUANGOPOLO	GUANGOPOLO U6	266.88	-	23.75	0	-	31.83	-	0.60	161.27

C. T. GUANGOPOLO	GUANGOPOLO U7	9.55	-	1.69	0	-	0.58	-	0.70	6.65
C. T. GUANGOPOLO 2	GUANGOPOLO 2 MC U1	3,038.21	-	138.67	0	-	457.99	-	0.57	1,719.49
C. T. GUANGOPOLO 2	GUANGOPOLO 2 MC U2	2,954.69	-	143.08	0	-	441.77	-	0.57	1,686.18
C. T. GUANGOPOLO 2	GUANGOPOLO 2 MC U3	2,872.03	-	133.45	0	-	436.85	-	0.57	1,643.64
C. T. GUANGOPOLO 2	GUANGOPOLO 2 MC U4	2,097.19	-	83.28	0	-	314.41	-	0.55	1,145.17
C. T. GUANGOPOLO 2	GUANGOPOLO 2 MC U5	2,262.99	-	89.28	0	-	339.66	-	0.55	1,235.10
C. T. GUANGOPOLO 2	GUANGOPOLO 2 MC U6	2,374.50	-	92.66	0	-	357.04	-	0.55	1,294.81
C. T. GENEROCA	GENEROCA U1	1,820.95	-	34.30	0	-	-	378.69	0.65	1,184.03
C. T. GENEROCA	GENEROCA U2	1,840.27	-	25.04	0	-	-	381.06	0.63	1,163.39
C. T. GENEROCA	GENEROCA U3	1,565.34	-	30.63	0	-	-	325.79	0.65	1,021.96
C. T. GENEROCA	GENEROCA U4	1,833.21	-	27.77	0	-	-	380.53	0.64	1,169.97
C. T. GENEROCA	GENEROCA U5	1,886.11	-	26.02	0	-	-	391.39	0.63	1,195.85
C. T. GENEROCA	GENEROCA U6	1,819.17	-	32.56	0	-	-	378.91	0.65	1,179.50
C. T. GENEROCA	GENEROCA U7	2,012.75	-	38.07	0	-	-	419.90	0.65	1,312.99
C. T. GENEROCA	GENEROCA U8	2,049.80	-	37.97	0	-	-	427.97	0.65	1,335.78
C. T. LA PROPICIA	LA PROPICIA U1	0.00	-	-	0	-	-	-	-	-
C. T. LA PROPICIA	LA PROPICIA U2	30.11	0.70	4.47	0	-	-	-	0.51	15.29
C. T. LA PROPICIA	LA PROPICIA U3	25.31	-	2.36	0	-	-	-	0.28	6.98
C. T. EL DESCANSO	EL DESCANSO U1	-	-	-	0	-	-	-	-	-
C. T. EL DESCANSO	EL DESCANSO U2	-	-	-	0	-	-	-	-	-
C. T. EL DESCANSO	EL DESCANSO U3	-	-	-	0	-	-	-	-	-
C. T. EL DESCANSO	EL DESCANSO U4	-	-	-	0	-	-	-	-	-
C. T. GUALBERTO HERNÁNDEZ	G. HERNÁNDEZ U1	1,483.45	326.87	19.81	0	-	-	-	0.69	1,026.01

C. T. GUALBERTO HERNÁNDEZ	G. HERNÁNDEZ U2	974.24	201.98	18.44	0	-	-	-	0.67	652.33
C. T. GUALBERTO HERNÁNDEZ	G. HERNÁNDEZ U3	1,679.15	339.42	33.23	0	-	-	-	0.66	1,102.87
C. T. GUALBERTO HERNÁNDEZ	G. HERNÁNDEZ U4	1,643.03	344.18	19.61	0	-	-	-	0.66	1,076.64
C. T. GUALBERTO HERNÁNDEZ	G. HERNÁNDEZ U5	1,546.17	371.19	28.64	0	-	-	-	0.77	1,183.30
C. T. GUALBERTO HERNÁNDEZ	G. HERNÁNDEZ U6	1,310.77	317.74	16.39	0	-	-	-	0.75	988.89
C. T. TERMOGUAYAS	TERMOGUAYAS B1	-	-	-	0	-	-	-	-	-
C. T. TERMOGUAYAS	TERMOGUAYAS B2	-	-	-	0	-	-	-	-	-
C. T. TERMOGUAYAS	TERMOGUAYAS B3	-	-	-	0	-	-	-	-	-
C. T. TERMOGUAYAS	TERMOGUAYAS B4	-	-	-	0	-	-	-	-	-
C. T. LAFARGE	LAFARGE U1	3,581.98	-	1,613.02	0	-	-	32,605.66	0.67	2,392.94
C. T. ENRIQUE GARCÍA	E. GARCÍA U1	322.53	-	114.89	0	-	-	-	1.05	339.90
C. T. GONZALO ZEVALLOS DIESEL	G. ZEVALLOSTG TG4	3,240.73	-	654.56	0	-	-	-	0.60	1,936.47
C. T. ÁLVARO TINAJERO	A. TINAJERO U1	8,738.71	-	1,780.90	0	-	-	-	0.60	5,268.69
C. T. ÁLVARO TINAJERO	A. TINAJERO U2	-	-	-	0	-	-	-	-	-
C. T. ANÍBAL SANTOS DIESEL	A. SANTOS U1	1,700.19	-	398.59	0	-	-	-	0.69	1,179.21
C. T. ANÍBAL SANTOS DIESEL	A. SANTOS U2	-	-	-	0	-	-	-	-	-
C. T. ANÍBAL SANTOS DIESEL	A. SANTOS U3	710.59	-	181.15	0	-	-	-	0.75	535.93
C. T. ANÍBAL SANTOS DIESEL	A. SANTOS U5	-	-	-	0	-	-	-	-	-
C. T. ANÍBAL SANTOS DIESEL	A. SANTOS U6	478.02	-	199.02	0	-	-	-	1.23	588.80
C. T. MIRAFLORES	MIRAFLORES TG U1	-	-	-	0	-	-	-	-	-
C. T. MIRAFLORES	MIRAFLORES U10	175.42	-	47.78	0	-	-	-	0.81	141.35
C. T. MIRAFLORES	MIRAFLORES U11	-	-	-	0	-	-	-	-	-
C. T. MIRAFLORES	MIRAFLORES U12	-	-	-	0	-	-	-	-	-
C. T. MIRAFLORES	MIRAFLORES U13	1,078.83	-	294.52	0	-	-	-	0.81	871.34
C. T. MIRAFLORES	MIRAFLORES U14	1,085.32	-	297.01	0	-	-	-	0.81	878.68
C. T. MIRAFLORES	MIRAFLORES U15	-	-	-	0	-	-	-	-	-

C. T. MIRAFLORES	MIRAFLORES U16	473.07	-	130.25	0	-	-	-	0.81	385.33
C. T. MIRAFLORES	MIRAFLORES U18	516.77	-	141.92	0	-	-	-	0.81	419.85
C. T. MIRAFLORES	MIRAFLORES U22	540.21	-	148.84	0	-	-	-	0.82	440.33
C. T. MIRAFLORES	MIRAFLORES U8	660.47	-	183.32	0	-	-	-	0.82	542.35
C. T. CELSO CASTELLANOS	CELSO CASTELLANOS MC U1	47.60	-	8.47	0	-	-	-	0.53	25.05
C. T. CELSO CASTELLANOS	CELSO CASTELLANOS MC U2	47.70	-	8.96	0	-	-	-	0.56	26.49
C. T. CELSO CASTELLANOS	CELSO CASTELLANOS MC U3	46.11	-	8.58	0	-	-	-	0.55	25.37
C. T. CELSO CASTELLANOS	CELSO CASTELLANOS MC U4	44.62	-	8.42	0	-	-	-	0.56	24.90
C. T. DAYUMA	DAYUMA MC U1	888.51	-	257.53	0	-	-	-	0.86	761.90
C. T. DAYUMA	DAYUMA MC U2	39.45	-	-	0	-	-	-	0.66	26.10
C. T. JIVINO 1	JIVINO 1 MC U3	-	-	-	0	-	-	-	-	-
C. T. JIVINO 1	JIVINO 1 MC U1	0.74	-	-	0	-	-	-	0.66	0.49
C. T. JIVINO 1	JIVINO 1 MC U2	-	-	-	0	-	-	-	-	-
C. T. LORETO	LORETO MC U1	-	-	-	0	-	-	-	-	-
C. T. LORETO	LORETO MC U2	-	-	-	0	-	-	-	-	-
C. T. MÉNDEZ	MÉNDEZ MC U1	-	-	-	0	-	-	-	-	-
C. T. PAYAMINO	PAYAMINO MC U1	92.48	-	33.82	0	-	-	-	1.08	100.05
C. T. SANTA ROSA	S. ROSA U1	161.00	-	4.48	0	-	-	-	0.66	106.53
C. T. SANTA ROSA	S. ROSA U2	0.26	-	3.14	0	-	-	-	0.66	0.17
C. T. SANTA ROSA	S. ROSA U3	-	-	-	0	-	-	-	-	-
C. T. CATAMAYO	CATAMAYO U1	24.26	-	6.43	0	-	-	-	0.78	19.02
C. T. CATAMAYO	CATAMAYO U10	51.23	-	15.67	0	-	-	-	0.91	46.37
C. T. CATAMAYO	CATAMAYO U2	25.00	-	6.73	0	-	-	-	0.80	19.91
C. T. CATAMAYO	CATAMAYO U4	27.00	-	3.35	0	-	-	-	0.37	9.92
C. T. CATAMAYO	CATAMAYO U5	27.16	-	9.90	0	-	-	-	1.08	29.28

C. T. CATAMAYO	CATAMAYO U6	-	-	-	0	-	-	-	-	-
C. T. CATAMAYO	CATAMAYO U7	12.24	-	0.79	0	-	-	-	0.19	2.33
C. T. CATAMAYO	CATAMAYO U8	-	-	-	0	-	-	-	-	-
C. T. CATAMAYO	CATAMAYO U9	44.47	-	12.97	0	-	-	-	0.86	38.38
C. T. LLIGUA	LLIGUA U1	-	-	-	0	-	-	-	-	-
C. T. LLIGUA	LLIGUA U2	0.30	-	0.18	0	-	-	-	1.80	0.54
C. T. VICTORIA II DIESEL	VICTORIA II U1 DIESEL	-	-	-	0	-	-	-	-	-
C. T. VICTORIA II NAFTA	VICTORIA II U1 NAFTA	-	-	-	0	-	-	-	-	-
C. T. LULUNCOTO	LULUNCOTO U1	-	-	-	0	-	-	-	-	-
C. T. LULUNCOTO	LULUNCOTO U2	-	-	-	0	-	-	-	-	-
C. T. LULUNCOTO	LULUNCOTO U3	-	-	-	0	-	-	-	-	-
C. T. LIMÓN	LIMÓN MC U1	-	-	-	0	-	-	-	-	-
C. T. MACAS	MACAS MC U1	-	-	-	0	-	-	-	-	-
APR	SANTA ELENA U1	-	-	-	0	-	-	-	-	-
APR	QUEVEDO	-	-	-	0	-	-	-	-	-
C.T. PASCUALES	PASCUALES II TM01	-	-	-	0	-	-	-	-	-
C.T. PASCUALES	PASCUALES II TM02	-	-	-	0	-	-	-	-	-
C.T. PASCUALES	PASCUALES II TM03	-	-	-	0	-	-	-	-	-
C.T. PASCUALES	PASCUALES II TM04	-	-	-	0	-	-	-	-	-
C.T. PASCUALES	PASCUALES II TM05	-	-	-	0	-	-	-	-	-
C.T. PASCUALES	PASCUALES II TM06	-	-	-	0	-	-	-	-	-
C.T. ELECTROQUIL	ELECTROQUIL U1	-	-	-	0	-	-	-	-	-
C.T. ELECTROQUIL	ELECTROQUIL U2	-	-	-	0	-	-	-	-	-
C.T. ELECTROQUIL	ELECTROQUIL U3	-	-	-	0	-	-	-	-	-
C.T. ELECTROQUIL	ELECTROQUIL U4	-	-	-	0	-	-	-	-	-
C. T. MACAS PROVISIONAL	MACAS PROV MC U1	-	-	14.04	0	-	-	-	-	-

C. T. MACAS PROVISIONAL 2	MACAS PROV MC U2	46.03	-	-	0	-	-	-	-	-
C. T. MACHALA GAS	MACHALA TG U1	177,370.02	-	-	0	48,288.63	-	-	0.69	121,926.38
C. T. MACHALA GAS	MACHALA TG U2	127,675.82	-	-	0	24,110.80	-	-	0.48	60,878.55
C. T. MACHALA GAS 2	MACHALA 2 TG U1	-	-	-	0	-	-	-	-	-
C. T. MACHALA GAS 2	MACHALA 2 TG U2	32,135.61	-	23.13	0	8,680.98	-	-	0.68	21,987.46
C. T. MACHALA GAS 2	MACHALA 2 TG U3	90,227.14	-	-	0	18,457.52	-	-	0.52	46,604.31
C. T. MACHALA GAS 2	MACHALA 2 TG U4	69,856.61	-	37.94	0	19,527.12	-	-	0.71	49,417.23
C. T. MACHALA GAS 2	MACHALA 2 TG U5	56,675.13	-	3.84	0	16,749.06	-	-	0.75	42,301.89
C. T. MACHALA GAS 2	MACHALA 2 TG U6	6,077.64	-	-	0	1,448.92	-	-	0.60	3,658.45
	Total	1,729,411.25								1,203,555.58

ANEXO III

- Código de la aplicación Matlab

```
classdef CALCULO_FE < matlab.apps.AppBase
```

```
% Properties that correspond to app components
```

```
properties (Access = public)
```

```
UIFigure          matlab.ui.Figure  
TRABAJODEINTEGRACINCURRICULARLabel matlab.ui.control.Label  
APLICATIVOPARACLCULODELFACTORDEEMISINDECO2Label matlab.ui.control.Label  
ESCUELAPOLITCNICANACIONALLabel matlab.ui.control.Label  
LAMDAEditField    matlab.ui.control.NumericEditField  
LAMDAEditFieldLabel    matlab.ui.control.Label  
SALIRButton       matlab.ui.control.Button  
BORRARButton      matlab.ui.control.Button  
EX_POSTEditField  matlab.ui.control.NumericEditField  
EX_POSTEditFieldLabel    matlab.ui.control.Label  
EF_CM_EXPOSTButton    matlab.ui.control.Button  
AOEditField       matlab.ui.control.NumericEditField  
AOEditFieldLabel  matlab.ui.control.Label  
EF_BMEditField    matlab.ui.control.NumericEditField  
EF_BMEditFieldLabel    matlab.ui.control.Label
```



```
EF_BMButton      matlab.ui.control.Button
EF_OMEditField   matlab.ui.control.NumericEditField
EF_OMEditFieldLabel  matlab.ui.control.Label
EF_OMButton      matlab.ui.control.Button
IMPORTARButton   matlab.ui.control.Button
```

```
end
```

```
% Callbacks that handle component events
```

```
methods (Access = private)
```

```
% Button pushed function: IMPORTARButton
```

```
function IMPORTARButtonPushed(app, event)
```

```
    global hojas
```

```
[archivo, direccion] = uigetfile('*.xlsx');
```

```
    if isequal(archivo, 0)
```

```
        figura=uifigure;
```

```
        uialert(figura, "No se ha seleccionado archivo", "Archivo invalido");
```

```
    else
```

```
        nombre_archivo = fullfile(direccion, archivo);
```

```
        % obtener nombres de hojas
```

```
        [~, hojas_nombres] = xlsfinfo(nombre_archivo);
```

```

% laso de barrido por cada hoja
for i = 1:length(hojas_nombres)
    % leer hoja actual
    [~, ~, datos] = xlsread(nombre_archivo, hojas_nombres{i});

    % Se almacenan los datos de cada hoja
    hojas {i} = datos(:,:);
end
end
app.LAMDAEditField.Enable="on";
end

```

```

% Value changed function: LAMDAEditField
function LAMDAEditFieldValueChanged(app, event)
    value = app.LAMDAEditField.Value;
    app.AOEditField.Enable="on";
end

```

```

% Value changed function: AOEditField
function AOEditFieldValueChanged(app, event)
    value = app.AOEditField.Value;
    app.EF_OMButton.Enable="on";
end

```

```
end
```

```
% Button pushed function: EF_OMButton
```

```
function EF_OMButtonPushed(app, event)
```

```
    global hojas
```

```
    %Constantes de combustible
```

```
    suma_GT=0;
```

```
    fuel_oil=2.96;
```

```
    Diesel=2.96;
```

```
    Gas_natural=2.52;
```

```
    Nafta=2.90;
```

```
    Residuo=2.86;
```

```
    Bunker=2.91;
```

```
    aux=size(hojas{1,1});
```

```
    G_Termica=hojas{1,1};
```

```
    Combustible=hojas{1,2};
```

```
    for i=3:aux(1,1)
```

```
        if G_Termica{i,2}==0
```

```
            EFEL(i)=0;
```

```
        else
```

```
            EFEL(i)=(Combustible{i,2}*fuel_oil...
```

```
                +Combustible{i,3}*Diesel...
```

```

+Combustible{i,4}*Gas_natural...
+Combustible{i,5}*Residuo...
+Combustible{i,6}*Nafta...
+Combustible{i,7}*Bunker)/G_Termica{i,2};

end

EGxEF(i)=G_Termica{i,2}*EFEL(i);

end

[f,c]=size(G_Termica);
dato_GT = G_Termica(3:f,2);
num_GT = cell2mat(dato_GT);
EF=(1-app.LAMDAEditField.Value)*(sum(EGxEF)/sum(num_GT));
app.EF_OMEEditField.Value=EF;
app.EF_BMButton.Enable="on";

end

```

% Button pushed function: EF_BMButton

```
function EF_BMButtonPushed(app, event)
```

```
global hojas
```

%Constantes de combustible

```
fuel_oil=2.96;
```

```
Diesel=2.96;
```

```
Gas_natural=2.52;
```

```

Nafta=2.90;
Residuo=2.86;
Bunker=2.91;
aux=size(hojas{1,5});
G_FB=hojas{1,5};
Combustible=hojas{1,5};
for i=2:aux(1,1)
    if G_FB{i,2}==1
        EFEL(i)=0;
    else
        EFEL(i)=(Combustible{i,4}*fuel_oil...
            +Combustible{i,5}*Diesel...
            +Combustible{i,6}*Gas_natural...
            +Combustible{i,7}*Residuo...
            +Combustible{i,8}*Nafta...
            +Combustible{i,9}*Bunker)/G_FB{i,2};
    end
    EGxEF(i)=G_FB{i,2}*EFEL(i);
end
[f,c]=size(G_FB);
dato_GT = G_FB(2:f,2);
num_GT = cell2mat(dato_GT);

```

```
EF=(sum(EGxEF)/sum(num_GT));
app.EF_BMEditField.Value=EF;
app.EF_CM_EXPOSTButton.Enable="on";
end
```

% Button pushed function: EF_CM_EXPOSTButton

```
function EF_CM_EXPOSTButtonPushed(app, event)
    EF_CM=0.5*app.EF_OMEditField.Value+0.5*app.EF_BMEditField.Value;
    app.EX_POSTEditField.Value=EF_CM;
end
```

% Button pushed function: BORRARButton

```
function BORRARButtonPushed(app, event)
    app.EF_OMButton.Enable="off";
    app.EF_BMButton.Enable="off";
    app.EF_CM_EXANTEButton.Enable="off";
    app.EF_CM_EXPOSTButton.Enable="off";
    app.AOEditField.Enable="off";
    app.LAMDAEditField.Enable="off";
    app.EX_POSTEditField.Value=0;
    app.EF_OMEditField.Value=0;
    app.EF_BMEditField.Value=0;
```

```
    app.LAMDAEditField.Value=0;
    app.AOEditField.Value=0;
    app.EX_ANTEEditField.Value=0;
end
```

```
% Button pushed function: SALIRButton
```

```
function SALIRButtonPushed(app, event)
    delete(app)
end
```

```
end
```

```
% Component initialization
```

```
methods (Access = private)
```

```
% Create UIFigure and components
```

```
function createComponents(app)
```

```
% Create UIFigure and hide until all components are created
```

```
app.UIFigure = uifigure('Visible', 'off');
app.UIFigure.Position = [100 100 640 480];
app.UIFigure.Name = 'MATLAB App';
```

% Create IMPORTARButton

```
app.IMPORTARButton = uibutton(app.UIFigure, 'push');  
app.IMPORTARButton.ButtonPushedFcn = createCallbackFcn(app, @IMPORTARButtonPushed, true);  
app.IMPORTARButton.Tag = 'IMPORTAR';  
app.IMPORTARButton.Position = [273 320 100 23];  
app.IMPORTARButton.Text = 'IMPORTAR';
```

% Create EF_OMButton

```
app.EF_OMButton = uibutton(app.UIFigure, 'push');  
app.EF_OMButton.ButtonPushedFcn = createCallbackFcn(app, @EF_OMButtonPushed, true);  
app.EF_OMButton.Tag = 'EF_OM';  
app.EF_OMButton.Enable = 'off';  
app.EF_OMButton.Position = [178 230 100 23];  
app.EF_OMButton.Text = 'EF_OM';
```

% Create EF_OMEditFieldLabel

```
app.EF_OMEditFieldLabel = uilabel(app.UIFigure);  
app.EF_OMEditFieldLabel.HorizontalAlignment = 'right';  
app.EF_OMEditFieldLabel.Enable = 'off';  
app.EF_OMEditFieldLabel.Position = [328 231 45 22];  
app.EF_OMEditFieldLabel.Text = 'EF_OM';
```



```
% Create EF_OMEditField
```

```
app.EF_OMEditField = uieditfield(app.UIFigure, 'numeric');  
app.EF_OMEditField.Tag = 'R_EF_OM';  
app.EF_OMEditField.Editable = 'off';  
app.EF_OMEditField.Enable = 'off';  
app.EF_OMEditField.Position = [388 231 100 22];
```

```
% Create EF_BMButton
```

```
app.EF_BMButton = uibutton(app.UIFigure, 'push');  
app.EF_BMButton.ButtonPushedFcn = createCallbackFcn(app, @EF_BMButtonPushed, true);  
app.EF_BMButton.Tag = 'EF_BM';  
app.EF_BMButton.Enable = 'off';  
app.EF_BMButton.Position = [178 185 100 23];  
app.EF_BMButton.Text = 'EF_BM';
```

```
% Create EF_BMEditFieldLabel
```

```
app.EF_BMEditFieldLabel = uilabel(app.UIFigure);  
app.EF_BMEditFieldLabel.HorizontalAlignment = 'right';  
app.EF_BMEditFieldLabel.Enable = 'off';  
app.EF_BMEditFieldLabel.Position = [330 187 44 22];  
app.EF_BMEditFieldLabel.Text = 'EF_BM';
```

```
% Create EF_BMEditField
```

```
app.EF_BMEditField = uieditfield(app.UIFigure, 'numeric');
```

```
app.EF_BMEditField.Tag = 'R_EF_BM';
```

```
app.EF_BMEditField.Editable = 'off';
```

```
app.EF_BMEditField.Enable = 'off';
```

```
app.EF_BMEditField.Position = [389 187 100 22];
```

```
% Create AOEditFieldLabel
```

```
app.AOEditFieldLabel = uilabel(app.UIFigure);
```

```
app.AOEditFieldLabel.HorizontalAlignment = 'right';
```

```
app.AOEditFieldLabel.Enable = 'off';
```

```
app.AOEditFieldLabel.Position = [339 275 31 22];
```

```
app.AOEditFieldLabel.Text = 'AÑO';
```

```
% Create AOEditField
```

```
app.AOEditField = uieditfield(app.UIFigure, 'numeric');
```

```
app.AOEditField.ValueChangedFcn = createCallbackFcn(app, @AOEditFieldValueChanged, true);
```

```
app.AOEditField.Tag = 'AO';
```

```
app.AOEditField.Enable = 'off';
```

```
app.AOEditField.Position = [385 275 100 22];
```

```
% Create EF_CM_EXPOSTButton
```

```
app.EF_CM_EXPOSTButton = uibutton(app.UIFigure, 'push');
app.EF_CM_EXPOSTButton.ButtonPushedFcn = createCallbackFcn(app, @EF_CM_EXPOSTButtonPushed, true);
app.EF_CM_EXPOSTButton.Tag = 'EF_CM_EX POST';
app.EF_CM_EXPOSTButton.Enable = 'off';
app.EF_CM_EXPOSTButton.Position = [175 147 110 23];
app.EF_CM_EXPOSTButton.Text = 'EF_CM_EX POST';
```

```
% Create EX_POSTEditFieldLabel
```

```
app.EX_POSTEditFieldLabel = xlabel(app.UIFigure);
app.EX_POSTEditFieldLabel.HorizontalAlignment = 'right';
app.EX_POSTEditFieldLabel.Enable = 'off';
app.EX_POSTEditFieldLabel.Position = [317 151 57 22];
app.EX_POSTEditFieldLabel.Text = 'EX_POST';
```

```
% Create EX_POSTEditField
```

```
app.EX_POSTEditField = uieditfield(app.UIFigure, 'numeric');
app.EX_POSTEditField.Tag = 'R_EX_POST';
app.EX_POSTEditField.Editable = 'off';
app.EX_POSTEditField.Enable = 'off';
app.EX_POSTEditField.Position = [389 146 100 22];
```

```
% Create BORRARButton
```

```
app.BORRARButton = uibutton(app.UIFigure, 'push');
app.BORRARButton.ButtonPushedFcn = createCallbackFcn(app, @BORRARButtonPushed, true);
app.BORRARButton.Tag = 'BORRAR';
app.BORRARButton.Position = [198 35 100 23];
app.BORRARButton.Text = 'BORRAR';
```

```
% Create SALIRButton
```

```
app.SALIRButton = uibutton(app.UIFigure, 'push');
app.SALIRButton.ButtonPushedFcn = createCallbackFcn(app, @SALIRButtonPushed, true);
app.SALIRButton.Tag = 'SALIR';
app.SALIRButton.Position = [353 34 100 23];
app.SALIRButton.Text = 'SALIR';
```

```
% Create LAMDAEditFieldLabel
```

```
app.LAMDAEditFieldLabel = uilabel(app.UIFigure);
app.LAMDAEditFieldLabel.HorizontalAlignment = 'right';
app.LAMDAEditFieldLabel.Enable = 'off';
app.LAMDAEditFieldLabel.Position = [118 275 46 22];
app.LAMDAEditFieldLabel.Text = 'LAMDA';
```

```
% Create LAMDAEditField
```

```
app.LAMDAEditField = uieditfield(app.UIFigure, 'numeric');
```

```
app.LAMDAEditField.ValueChangedFcn = createCallbackFcn(app, @LAMDAEditFieldValueChanged, true);
app.LAMDAEditField.Tag = 'LAMDA';
app.LAMDAEditField.Enable = 'off';
app.LAMDAEditField.Position = [179 275 100 22];
```

```
% Create ESCUELAPOLITCNICANACIONALLabel
```

```
app.ESCUELAPOLITCNICANACIONALLabel = uilabel(app.UIFigure);
app.ESCUELAPOLITCNICANACIONALLabel.Position = [217 440 205 22];
app.ESCUELAPOLITCNICANACIONALLabel.Text = 'ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL';
```

```
% Create APLICATIVOPARA CLCULO DEL FACTOR DE EMISION DE CO2Label
```

```
app.APLICATIVOPARA CLCULO DEL FACTOR DE EMISION DE CO2Label = uilabel(app.UIFigure);
app.APLICATIVOPARA CLCULO DEL FACTOR DE EMISION DE CO2Label.Position = [144 385 370 22];
app.APLICATIVOPARA CLCULO DEL FACTOR DE EMISION DE CO2Label.Text = 'APLICATIVO PARA CÁLCULO DEL FACTOR DE EMISIÓN DE CO2';
```

```
% Create TRABAJODEINTEGRACION CURRICULARLabel
```

```
app.TRABAJODEINTEGRACION CURRICULARLabel = uilabel(app.UIFigure);
app.TRABAJODEINTEGRACION CURRICULARLabel.Position = [197 410 245 22];
app.TRABAJODEINTEGRACION CURRICULARLabel.Text = 'TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR';
```

```
% Show the figure after all components are created
```

```
app.UIFigure.Visible = 'on';
```

```
end
end

% App creation and deletion
methods (Access = public)

% Construct app
function app = CALCULO_FE

% Create UIFigure and components
createComponents(app)

% Register the app with App Designer
registerApp(app, app.UIFigure)

if nargin == 0
    clear app
end
end

% Code that executes before app deletion
function delete(app)
```

```
    % Delete UIFigure when app is deleted
    delete(app.UIFigure)
end
end
end
```