

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y
ELECTRÓNICA**

**HERRAMIENTA COMPUTACIONAL PARA LA DETERMINACIÓN
DEL EFECTO AMBIENTAL DE CORTO PLAZO DEBIDO A LA
OPERACIÓN DEL PARQUE DE GENERACIÓN DE UN SISTEMA
ELÉCTRICO**

**HERRAMIENTA COMPUTACIONAL PARA CALCULAR EL
FACTOR DE EMISIÓN DE CO₂ POR TIPO DE GENERACIÓN DE
UN SISTEMA ELÉCTRICO**

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

PABLO ARTURO SOTO MATAMOROS

pablo1997soto@hotmail.com

DIRECTOR: PhD. JOSE ANTONIO OSCULLO LALA

jose.oscullo@epn.edu.ec

DMQ, julio 2024

CERTIFICACIONES

Yo, PABLO ARTURO SOTO MATAMOROS 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.

Sr. PABLO ARTURO SOTO MATAMOROS

Certifico que el presente trabajo de integración curricular fue desarrollado por PABLO ARTURO SOTO MATAMOROS, bajo mi supervisión.

PhD. JOSE ANTONIO OSCULLO LALA
DIRECTOR

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.

Sr. PABLO ARTURO SOTO MATAMOROS

PhD. JOSE ANTONIO OSCULLO LALA

DEDICATORIA

A mi niño interior, por nunca dejar de luchar por lo que ama y apasiona. A ese yo, que enfrentó las malas noches y superó cada desafío con valentía y determinación. A mi yo más joven, por su tenacidad y espíritu, por ver más allá de lo inmediato y soñar en grande. Este logro es una celebración de esa perseverancia y fuerza interior que me ha llevado hasta aquí.

AGRADECIMIENTO

Agradezco principalmente a Dios por darme la fortaleza y la sabiduría necesarias para culminar esta etapa en la grandiosa Escuela Politécnica Nacional. A pesar de las dificultades y los retos enfrentados, todo ha valido la pena para formarme como un ingeniero íntegro y comprometido con el futuro.

A mis padres, Servio Soto y Oliva Matamoros, por su sacrificio incansable y su amor incondicional. Su fe en mí nunca flaqueó, y sus palabras de aliento y sabios consejos siempre fueron mi guía en los momentos más difíciles. Ustedes han sido el cimiento sobre el cual he construido mis sueños y metas.

A mi hermano, Javier Soto, cuyo apoyo ha sido una constante en mi vida. Gracias por tu paciencia y por tomarte el tiempo de explicarme y guiarme en aquellas cosas que no podía entender. Tu ejemplo y tus enseñanzas han sido una luz en mi camino.

A mi novia, Belén Sánchez, por creer en mí incluso cuando yo dudaba. Gracias por ser mi confidente, por escucharme siempre y por ofrecerme tu amor y comprensión. Tu presencia ha sido un bálsamo en momentos de estrés y una fuente constante de alegría.

A todos mis amigos, quienes han sido un pilar fundamental durante estos años. Juntos hemos compartido momentos de alegría y tristeza, y cada experiencia vivida con ustedes ha enriquecido mi vida de manera invaluable. Gracias por su camaradería, por las risas, y por estar siempre ahí cuando más los necesitaba.

A mi tutor, el PhD. José Oscullo, quien me guio de la mejor manera en el desarrollo de esta tesis y me brindó conocimientos valiosos hasta el final de mi carrera.

ÍNDICE DE CONTENIDO

CERTIFICACIONES.....	I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA	II
DEDICATORIA	III
AGRADECIMIENTO.....	IV
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	V
ÍNDICE DE TABLAS.....	VIII
ÍNDICE DE FIGURAS	IX
RESUMEN... ..	IX
ABSTRACT.....	X
1 INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 SITUACIÓN ACTUAL DEL FACTOR DE EMISIÓN DE CO2 DE UN SISTEMA ELÉCTRICO.....	1
1.1.1 América Latina y El Caribe.....	2
1.1.2 América del Norte, Europa y Asia.....	3
1.2 EVOLUCIÓN DEL FACTOR DE EMISIÓN DE CO2 DEL SISTEMA ELÉCTRICO ECUATORIANO.	5
1.2.1 Discusión De La Evolución Del Factor De Emisión De CO2.	9
1.3 OBJETIVO GENERAL.....	10
1.4 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	10
1.5 ALCANCE	10
1.6 MARCO TEÓRICO.....	11
1.6.1 HERRAMIENTA METODOLÓGICA UNFCCC V7 PARA LA DETERMINACIÓN DEL FACTOR DE EMISIÓN DE CO2.....	11
1.6.2 MICROSOFT POWER BI EN LA HERRAMIENTA DE CÁLCULO DEL FACTOR DE EMISIÓN DE CO2 DIARIO.....	16
2 METODOLOGÍA.....	17
2.1 SELECCIÓN DE LOS CASOS DE ESTUDIO.....	18
2.2 SELECCIÓN DE DATOS DIARIOS.....	18
2.3 CÁLCULO DEL FACTOR DE EMISIÓN CO2.....	19
3 RESULTADOS	20
3.1 CASO 1: Alta hidrología	22
3.2 CASO 2: Baja hidrología	24
3.3 CASO 3: Racionamiento	26
3.4 CASO 4: Feriados	28
4 CONCLUSIONES.....	32

5	RECOMENDACIONES	33
6	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	34
7	ANEXOS.....	37
	ANEXO I.....	37
	ANEXO II.....	38
	ANEXO III.....	39
	ANEXO IV.....	43

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1.	Factor de Emisión de CO2 de países miembros de América Latina y El Caribe.....	3
Tabla 1.2.	Factor de Emisión de CO2 de América del Norte.....	4
Tabla 1.3.	Factor de Emisión de CO2 Europa	4
Tabla 1.4.	Factor de Emisión de CO2 Asia.....	5
Tabla 2.1.	Distribución porcentual por tipo de combustibles.	13
Tabla 2.2.	Poder Calorífico Neto por tipo de combustible utilizados por el sector eléctrico.....	13
Tabla 3.1.	Factor de emisión de CO2 por tipo de generación térmica en tCO2/MWh..	23

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1.	Evolución de la participación de fuentes en generación de electricidad.....	6
Figura 1.2.	Emisiones de GEI por actividad (%).	7
Figura 1.3.	Consumo de combustibles para generación eléctrica (kBEP).	8
Figura 1.4.	Factor emisión de CO ₂ del margen de operación del SNI.....	9
Figura 2.1.	Esquema de la metodología aplicada.....	17
Figura 2.2.	Pantalla de despacho diario del día 02 de noviembre de 2022.	19
Figura 2.3.	Estructuración del catálogo.....	19
Figura 3.1.	Centrales de Generación no Renovable SNI.....	20
Figura 3.2.	Evolución de los caudales afluentes en el SIN por cuenca hidrológica.....	21
Figura 3.3.	Factor de Emisión de CO ₂ en tCO ₂ /MWh por tipo de central.	23
Figura 3.4.	Factor de Emisión de CO ₂ en tCO ₂ /MWh por tipo combustible del 12 al 16 de Junio.....	24
Figura 3.5.	Factor de emisión de CO ₂ en tCO ₂ /MWh por tipo de central del 13 al 19 de noviembre de 2023.....	25
Figura 3.6.	Factor de emisión de CO ₂ en tCO ₂ /MWh por tipo de combustible del 13 al 19 de Noviembre de 2023.	26
Figura 3.7.	Factor de emisión de CO ₂ en tCO ₂ /MWh por tipo de central 19 de diciembre de 2023.....	27
Figura 3.8.	Factor de emisión de CO ₂ tCO ₂ /MWh por tipo combustible 19 de diciembre de 2023.....	28
Figura 3.9.	Factor de emisión de CO ₂ en tCO ₂ /MWh por tipo de central de 1 de enero 2023.....	28
Figura 3.10.	Factor de Emisión de CO ₂ por tipo combustible 1 de enero de 2023.	29
Figura 3.11.	Factor de emisión de CO ₂ en tCO ₂ /MWh por tipo de central 7 de abril de 2023.....	30
Figura 3.12.	Factor de emisión de CO ₂ en tCO ₂ /MWh por tipo combustible 7 de abril de 2023.....	30

RESUMEN

En la actualidad la evaluación del impacto en el ambiente de las diferentes actividades antropométricas es un tema relevante, así en el caso de los sistemas de energía eléctrica debido a que la mayoría de estos cuenta con información de su operación cuasi en tiempo real, gracias a los sistemas de gerenciamiento de energía. Si bien existen varias metodologías de cálculo de las emisiones de CO₂ para sistemas eléctricos, la principalmente utilizada en los sistemas que cuentan con generación hidroeléctricas y térmicas es la herramienta metodológica de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (UNFCCC) misma que permite conocer el nivel de emisiones de CO₂ de la operación de un sistema hidrotérmico en función de los factores de emisión de CO₂ de cada tipo de combustible utilizado en la matriz de generación. Como un sistema hidrotérmico se caracteriza por la estocasticidad de los caudales, el factor de emisión de CO₂ de corto plazo es también variable, para lo cual, la herramienta desarrollada maneja escenarios y se la aplicó al despacho diario del Operador Nacional de Electricidad-CENACE del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador obteniendo resultados interesantes y comparables con el margen operativo del informe anual del factor de emisión de CO₂ del parque de generación del Ecuador vigente.

PALABRAS CLAVE: Matriz eléctrica, matriz energética, despacho, sistema eléctrico, factor de emisión.

ABSTRACT

Currently, assessing the environmental impact of various anthropogenic activities is a relevant topic. In the case of electric power systems, this is particularly true because most of these systems have near real-time operational information thanks to energy management systems. Although there are several methodologies for calculating emissions, the one primarily used in electrical systems that include hydroelectric and thermal generation is the methodological tool of the United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC). This tool allows for the determination of CO₂ emissions levels from the operating hydrothermal system based on the CO₂ emission factors of each type of fuel used in the generation mix. Since a hydrothermal system is characterized by the stochastic nature of water flows, the short-term CO₂ emission factor is also variable. The developed tool handles scenarios and was applied to the daily dispatch by Independent System Operator CENACE, the national electricity operator of the National Interconnected System of Ecuador, yielding interesting and collectively comparable results with the annual CO₂ emission factor report of Ecuador's generation park.

KEYWORDS: Electric matrix, energy matrix, dispatch, electric system, CO₂ emission factor.

1 INTRODUCCIÓN

1.1 SITUACIÓN ACTUAL DEL FACTOR DE EMISIÓN DE CO₂ DE UN SISTEMA ELÉCTRICO.

La obtención emisiones de toneladas de carbono por megavatio-hora (tCO₂/MWh), de un sistema eléctrico, el cual, es denominado como factor de emisión de CO₂ en la generación eléctrica es un indicador del impacto ambiental de la matriz eléctrica y ha sido reconocida a nivel internacional, a través de la comisión ambiental de la Organización de las Naciones Unidas (ONU). Por lo indicado, varios países de la región han llevado a cabo análisis detallados del factor de emisión de CO₂, para establecer medidas de mitigación sobre el cambio climático [1].

A partir del Acuerdo de París, adoptado en 2015, establece un marco global para abordar el cambio climático y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, incluido el CO₂, producidos por los sistemas de generación eléctrica. Esto ha permitido a los distintos sistemas eléctricos llevar acciones hacia la transición energética, mediante fuentes de energía más limpias, sostenibles y con mayor eficiencia energética, con el objetivo de limitar el incremento de la temperatura global en menos de 2 °C. En este contexto, en la COP27 los países establecieron compromisos más ambiciosos para acelerar la transición hacia una economía baja en carbono. Mediante la COP27 se ha planteado la necesidad de que los países intercambien las mejores prácticas, tecnologías y experiencias exitosas en la reducción de las emisiones de CO₂ en el sector eléctrico [1], [2].

Un sistema eléctrico, presenta diferentes tipos de tecnología para la producción de energía eléctrica a partir de las energías primarias y el factor de emisiones de CO₂ depende de la participación en la matriz eléctrica de las tecnologías contaminantes de cada sistema. En general, aquellos sistemas eléctricos que cuentan con una alta participación de generación térmica a partir de combustibles fósiles para la producción de electricidad registran niveles elevados de emisiones de carbono por unidad de electricidad generada, en comparación con aquellos que emplean un mix de fuentes de generación que producen menos emisiones en la producción de electricidad como hidroelectricidad, fuentes renovables y nucleares.

El factor de emisión de CO₂ es un indicador que permite determinar el impacto en el ambiente de la producción de electricidad, mediante la cuantificación de las emisiones de CO₂ por la operación de las unidades del parque de generación. En los últimos años, los países debido a los acuerdos ambientales promovidos por la ONU han solicitado a los diferentes países determinar las emisiones de CO₂, de las diferentes actividades

antropométricas que utilizan energía, así es el caso del sistema eléctrico a través de las comunicaciones nacionales anuales que son enviadas por los países miembros.

A continuación, se presenta un análisis de los factores de emisión de CO₂ en las diferentes regiones del mundo.

1.1.1 América Latina y El Caribe.

Debido al incremento de la generación de electricidad a partir de recursos no renovables en la región de América Latina y el Caribe (ALC), donde las políticas energéticas han buscado contar con firmeza en la producción de energía eléctrica, situación que ha contribuido al aumento de las emisiones de CO₂ en el sector energético. Para el periodo 1971 a 2019 se ha incrementado el nivel de emisiones de CO₂ en 83.3% [3].

Según la Agencia Internacional de Energía (AIE), el factor de emisión de CO₂ de la producción de energía aumentó en un 1.7% en 2018, alcanzando un máximo histórico, impulsadas por un aumento en la demanda de energía. Donde los sistemas eléctricos de América Latina y el Caribe ha contribuido con el 8% del total de estas emisiones [4].

América Latina y el Caribe (ALC) ha experimentado un incremento en la generación de electricidad proveniente de fuentes no renovables con un valor de 16.90 TWh durante el 2019. Este enfoque, destinado a garantizar la seguridad en la producción de energía eléctrica, ha tenido como consecuencia un notable aumento en las emisiones de CO₂ en el sector energético, así en la Tabla 1.1 se presenta el factor de emisión de CO₂ del sistema eléctrico y la entidad oficial responsable de su cuantificación, se observa que Honduras, Republica Dominicana y Guyana presentan el mayor factor mientras que en Costa Rica es el menor factor llegando a ser la matriz eléctrica más limpia de la región llegando a presentar un valor cercano a cero. Siendo el factor de emisiones de CO₂ promedio de ALC de 0.361 tCO₂/MWh [4].

Tabla 1.1. Factor de Emisión de CO₂ de países miembros de América Latina y El Caribe [5], [6], [7], [8], [9], [10], [11], [12], [13], [14], [15], [16], [17], [18].

País	Institución / Organización	Año	Factor de Emisión de CO₂ (tCO₂/MWh)
Colombia	Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME)	2020	0.203
Panamá	Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD)	2019	0.269
Perú	Reporte Anual de Gases de Efecto Invernadero (RAGEI)	2021	0.148
Guatemala	Unidad de Planeación Energético-Minero del Ministerio de Energía y Minas (MEM-UPEM)	2019	0.391
México	Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT)	2023	0.438
Argentina	Secretaría de Energía	2021	0.426
Bolivia	Ministerio de Energías	2019	0.460
Brasil	Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación	2022	0.341
Chile	Comisión Nacional de Energía	2023	0.238
Costa Rica	Instituto Costarricense de Electricidad Compañía Nacional de Fuerza y Luz, S.A	2023	0.037
El Salvador	Low-Carbon Power	2022	0.207
Honduras	Gobierno de la República de Honduras y Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE)	2019	0.613
República Dominicana	Ministerio Federal de Medio Ambiente, Protección de la Naturaleza y Seguridad Nuclear (BMU)	2020	0.630
Guyana	Grupo de trabajo técnico de instituciones financieras internacionales sobre contabilidad de gases de efecto invernadero (IFI)	2021	0.666

1.1.2 América del Norte, Europa y Asia.

Para el caso de la región de América del Norte, en la Tabla 1.2, se observa un promedio de emisiones de CO₂ de 0.861 tCO₂/MWh, siendo mayor al factor de emisiones de CO₂ promedio registrado en América Latina y el Caribe, e incluso supera el valor máximo observado en esta región.

Tabla 1.2. Factor de Emisión de CO₂ de América del Norte [19].

País	Institución / Organización	Año	Factor de Emisión de CO₂ (tCO₂/MWh)
Canadá	Comisión para la Cooperación Ambiental (CCA)	2020	0.907
Estados Unidos	Comisión para la Cooperación Ambiental (CCA)	2020	0.815

Para la región de Europa, considerando a Rusia en la misma, en la Tabla 1.3. se observa un promedio de emisiones de CO₂ de 0.276 t CO₂/MWh. Siendo el sistema eléctrico español el que presenta el mayor factor de emisiones de CO₂, mientras que Francia muestra uno de los valores más bajos debido a que más del 92% de las necesidades fueron cubiertas por fuentes que no emiten gases de efecto invernadero, principalmente la energía nuclear con un 69% de producción. Mientras que los demás países se observan factores de emisión inferiores a los países de la región ALC, como resultado del aumento en el uso de energías renovables y las políticas de descarbonización implementadas.

Tabla 1.3. Factor de Emisión de CO₂ Europa [20], [21], [22], [23], [24], [25], [26].

País	Institución / Organización	Año	Factor de Emisión de CO₂ (tCO₂/MWh)
Alemania	Agencia Federal de Medio Ambiente (UBA)	2020	0.369
Francia	Red de Transporte de Electricidad (RTE)	2022	0.036
Reino Unido	Departamento de Seguridad Energética y Red Cero	2022	0.204
Suiza	Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad (ENTSO-E)	2022	0.018
España	Operador del Sistema Eléctrico de España (REE)	2021	0.770
Portugal	Agencia Portuguesa de Medio Ambiente (APA)	2021	0.162
Rusia	Informe de Transparencia Climática 2021	2021	0.310

Para el caso de la región de Asia, en la Tabla 1.4 se observa un promedio de emisiones de CO₂ de 0.606 tCO₂/MWh, siendo el sistema eléctrico indio el que registra el valor más alto,

mientras que Japón muestra el valor más bajo. En esta zona existe la necesidad de que los países implementen políticas de transición energética.

Tabla 1.4. Factor de Emisión de CO2 Asia [27], [28], [29], [30].

País	Institución / Organización	Año	Factor de Emisión de CO2 (tCO2/MWh)
China	Administración Nacional de Energía (NEA)	2021	0.557
India	Ministerio de Energía	2021	0.968
Japón	Agencia de Recursos Naturales y Energía (ENECHO)	2022	0.419
Corea	Sistema de Información sobre Tecnología Climática (CTis)	2021	0.478

Las tablas presentadas ofrecen una panorámica sobre el nivel de emisiones de CO2 de los sistemas eléctricos. En la zona de América Latina y el Caribe muestran una variabilidad significativa en los niveles de emisiones, con Guyana registrando el valor más alto y Costa Rica el más bajo, otras regiones como Europa muestran una tendencia decreciente en las emisiones, impulsada por el aumento en el uso de energías renovables y las políticas de descarbonización implementadas. Por otro lado, países como India y China enfrentan desafíos significativos en términos de eficiencia ambiental y reducción de emisiones, lo que resalta la necesidad de un compromiso continuo con la adopción de tecnologías más limpias y sostenibles en el sector eléctrico.

Así, se observa que si bien la ONU ha llevado adelante espacios a fin de alcanzar compromisos para que los países descarbonicen las matrices eléctricas, la necesidad de contar con la suficiente energía para sostener el crecimiento económico que permite enfrentar la pobreza de la población ha primado al momento de plantear políticas amigables con el ambiente.

1.2 EVOLUCIÓN DEL FACTOR DE EMISIÓN DE CO2 DEL SISTEMA ELÉCTRICO ECUATORIANO.

La evolución del factor de emisión de CO2 del sistema eléctrico ecuatoriano, está directamente correlacionado con la estimación de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en base a la participación anual de las diferentes tecnologías para el abastecimiento de la demanda, las cuales son presentadas en el Balance Energético

Nacional. Las emisiones del sector energético abarcan diversas categorías, como la exploración y explotación de fuentes primarias de energía, la transformación de fuentes energéticas en la generación eléctrica producida en centrales y centros autoprodutores [31].

En el transcurso de una década, desde 2012 hasta 2022, se evidenció un incremento sustancial en la oferta de energía eléctrica, pasando de 23086 GWh a 33474 GWh, lo que representa un aumento del 45% de la energía producida en el sistema, como ilustra la Figura 1.1.

En el año 2022, la estructura de la oferta energética para el abastecimiento del consumo de energía eléctrica tuvo una alta participación la hidroeléctrica, representando el 73.6%, seguida por las fuentes térmicas, mismas que son las principales emisoras de CO₂, contribuyeron con un 23.6%. Las demás fuentes de energía eléctrica interconexión y renovables, aportaron el 2.8%. Es necesario, destacar que, en el 2013, la generación hidroeléctrica alcanzó el 45%, mientras que la térmica ocupaba un 50%, y otras fuentes contribuían con un 5%, es decir en la década el sistema eléctrico ha logrado incrementar la participación de fuentes amigables con el ambiente.

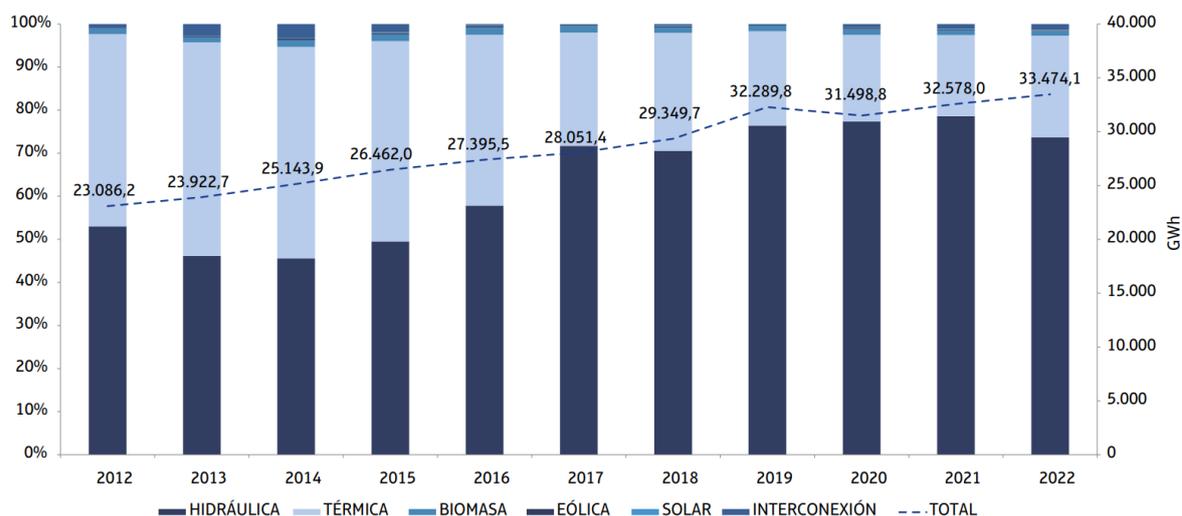


Figura 1.1. Evolución de la participación de fuentes en generación de electricidad [31].

Ahora durante el año 2022, el sector del transporte se destacó como el principal emisor de gases de efecto invernadero (GEI), representando el 49.8% del total de emisiones, del sector energético nacional. Si bien, el sector industrial busca abastecer su consumo de energía mediante iniciativas de fuentes renovables representa un 11.9% de las emisiones anuales. Ahora, el sector eléctrico, contribuyó con un 6.2% del total de emisiones, este

aporte proviene principalmente de las centrales térmicas que utilizan diésel, fuel oíl, residuo, gasolina, gas natural, bagazo y biogás como combustibles, como se observa en la Figura. 1.2 la participación de los demás sectores energéticos nacionales [31].

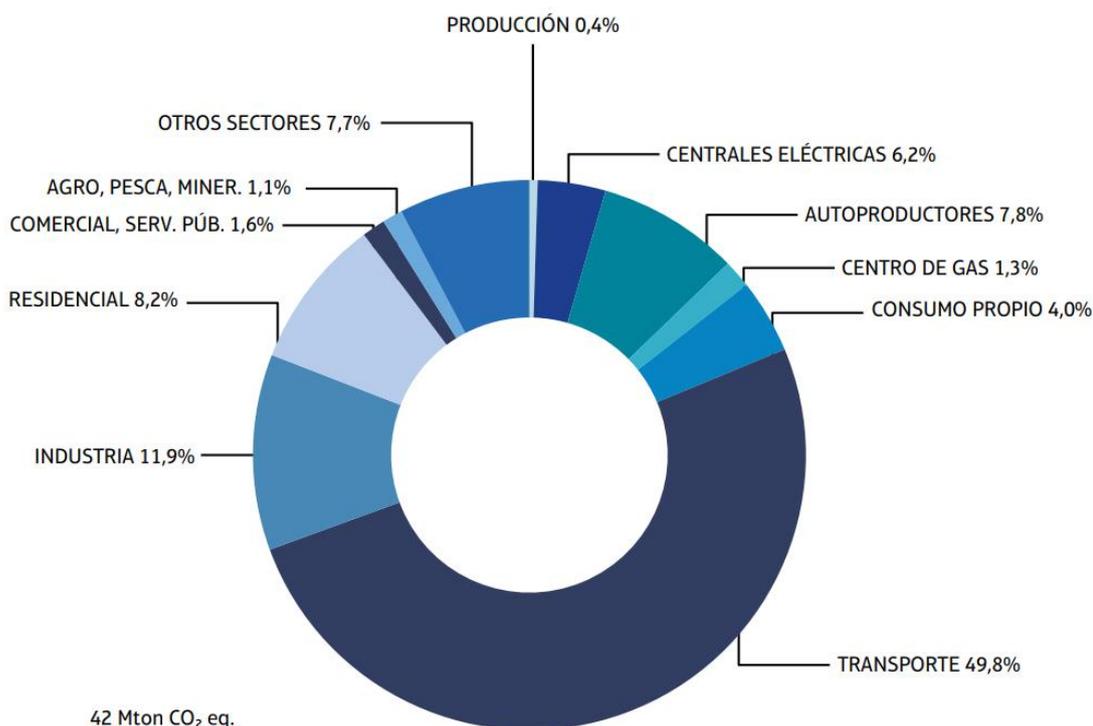


Figura 1.2. Emisiones de GEI por actividad (%) [31].

Estadísticamente, se ha observado que para la producción de energía eléctrica que las principales fuentes de emisiones de CO₂ debido a las tecnologías con que cuenta la matriz eléctrica son: fuel oíl, diésel, residuo y gasolinas principalmente. Situación que se ha mantenido hasta la actualidad, como se evidencia en la Figura 1.3. Durante el año 2022, la principal fuente de emisiones de CO₂ es el diésel con un 38%, seguido por las gasolinas con un 27.1%, y el GLP con un 9.4%. Sin embargo, su operación se ha visto reducida gracias al aporte de la generación hidroeléctrica en el periodo 2017 a 2021, pero debido al natural crecimiento del consumo de energía y la afectación en el clima que ha provocado estiajes en las zonas donde se encuentran las centrales hidroeléctricas se ha visto la matriz eléctrica en la necesidad de nuevamente incrementar la operación de las centrales térmicas y en algunas situaciones no han sido suficientes por lo que el país se ha tenido que realizar racionamientos de energía en el último trimestre de 2023 y primer semestre de 2024 [31].

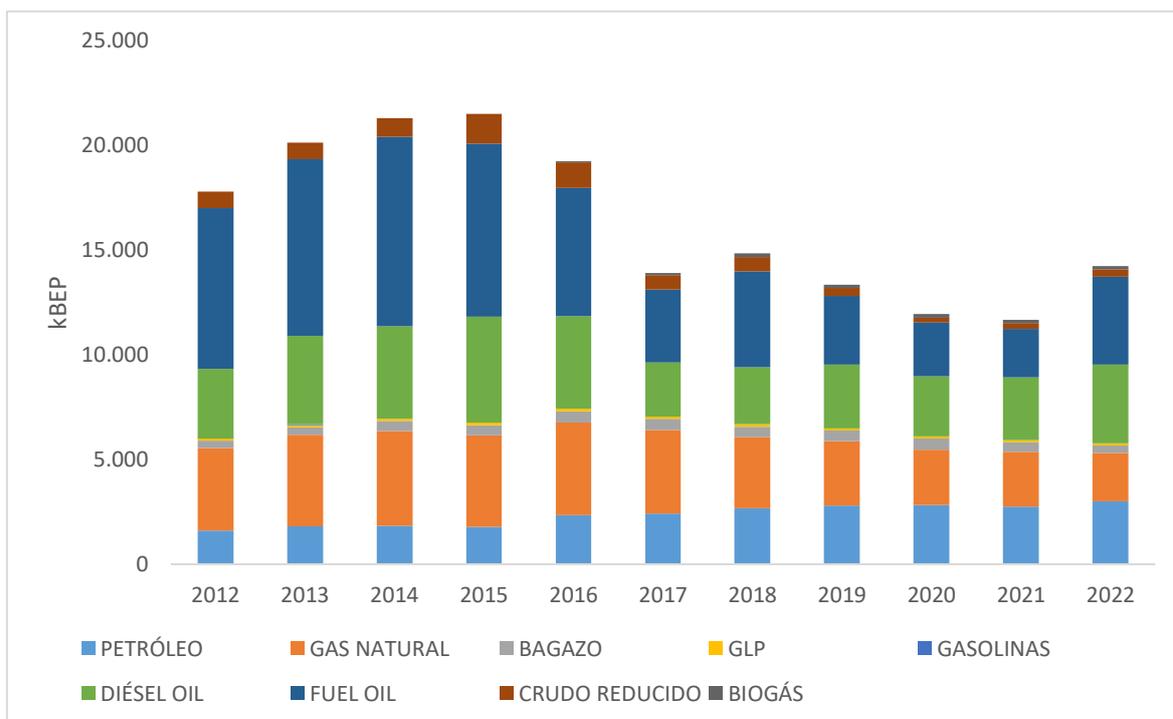


Figura 1.3. Consumo de combustibles para generación eléctrica (kBEP) [32].

Desde el año 2010, el Operador Nacional de Electricidad CENACE ha sido el responsable técnico de actualizar anualmente el cálculo del Factor de Emisión CO₂ del Sistema Nacional Interconectado (SNI) del sistema eléctrico ubicado en el continente. Se ha utilizado la metodología proporcionada por la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (UNFCCC), en su versión v7.0 [33], [34].

De manera anual el factor de emisión de CO₂ del SNI, considera la operación de cada una de las unidades térmicas y centrales del sistema en el componente de operación del factor de emisión de CO₂, así como la incorporación de nuevas unidades, en la componente de construcción y una proporción de estas dos componentes para determinar el factor de emisión de CO₂ combinado.

Para el periodo del 2012 al 2017 el SNI presentaba un factor de emisión de CO₂ combinado promedio de 0.251 tCO₂/MWh, dado el considerable porcentaje de participación de las centrales térmicas, que representaban el 38.8% de la capacidad instalada durante este periodo. Sin embargo, gracias a las centrales hidroeléctricas ingresadas al SNI entre 2017 a 2022, el promedio del factor de emisión de CO₂ combinado se redujo hasta 0.0786 tCO₂/MWh, debido a que las centrales de energía renovable representaban el 61.2% de la capacidad total [33].

Dado que, la finalidad del trabajo es la determinación de los factores de emisión de CO₂ debido a la operación del SNI en la Figura 1.4 se observa la evolución del factor en el periodo 2014 a 2022, así el sistema eléctrico nacional en promedio alcanzó los 0.5105 tCO₂/MWh, siendo el factor del 2021 el mínimo gracias a una alta hidrología, mientras el mayor en el 2014 debido a la falta de centrales hidroeléctricas [33].

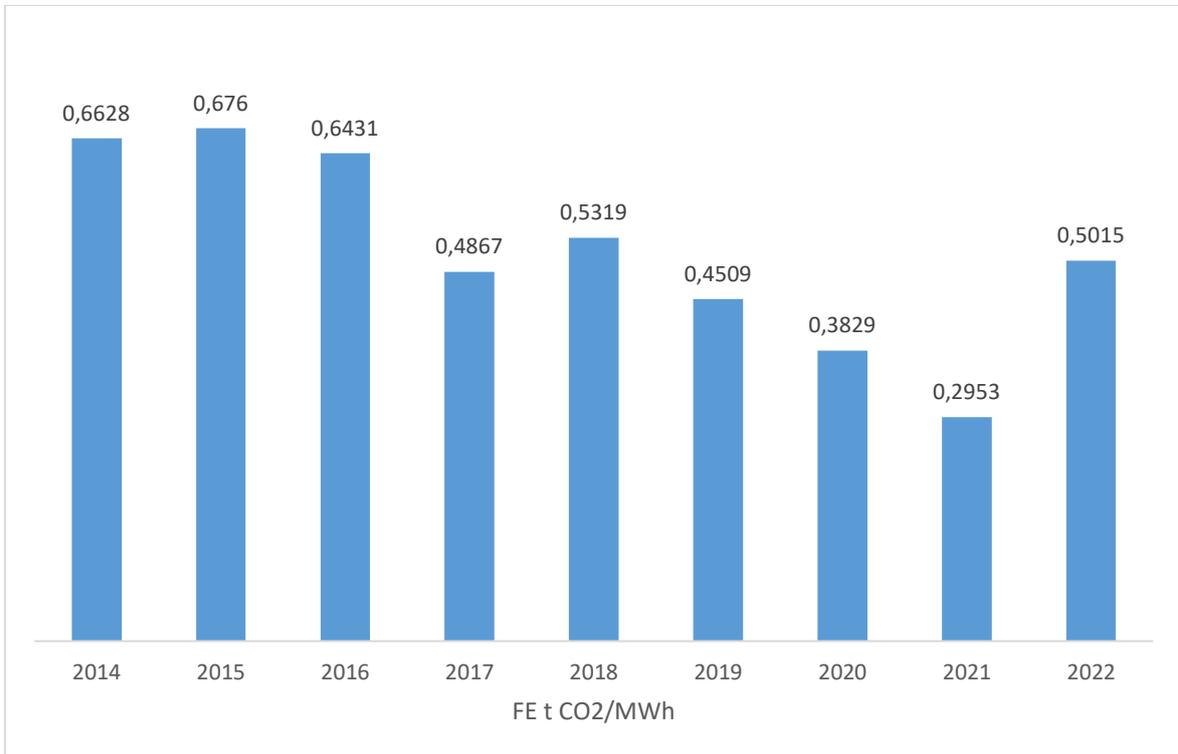


Figura 1.4. Factor emisión de CO₂ del margen de operación del SNI [33].

1.2.1 Discusión De La Evolución Del Factor De Emisión De CO₂.

A partir de la literatura especializada y estudios oficiales de instituciones del sector eléctrico, se observa que el cálculo del factor de emisión de CO₂ se lo determina de manera anual y cada sistema eléctrico principalmente lo determina considerando la herramienta metodológica de la ONU, donde en base a la disponibilidad de la información gracias a los sistemas de gerenciamiento de la operación y supervisión con que cuenta el sistema EMS (sistema de gerenciamiento de energía) eléctrico. Así, gracias a que el sistema eléctrico ecuatoriano cuenta con el sistema EMS hace posible obtener la producción de las diferentes unidades y centrales del SNI.

Por lo indicado, resulta de interés desarrollar una herramienta que permita obtener el factor de emisión de CO₂ en el sector eléctrico del Ecuador, para el tipo de generación y el tipo

de combustible utilizado, de manera horaria con lo que es posible conocer cómo afecta al ambiente las decisiones operativas llevadas adelante en el sistema.

1.3 OBJETIVO GENERAL

Desarrollar una herramienta computacional que permita calcular el factor de emisión de CO₂ del Sistema Nacional Interconectado, clasificándolo según el tipo de generación y combustible utilizado.

1.4 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Realizar el estudio del estado del arte del cálculo del factor de emisión de CO₂ de un sistema eléctrico hidrotérmico.
2. Desarrollar una herramienta computacional para calcular el factor de emisión de CO₂ en un software de ingeniería del despacho diario del Sistema Nacional Interconectado (SNI).
3. Determinar los factores de emisión de CO₂ por central de generación térmica, considerando los diferentes tipos de combustibles utilizados.
4. Comparar los factores de emisión de CO₂ del sistema obtenidos mediante la herramienta desarrollada con los datos reportados por las instituciones del sector eléctrico.

1.5 ALCANCE

En la actualidad, el sistema eléctrico ecuatoriano dispone de información sobre su operación diaria a través de sistemas informáticos de gestión de energía. Si se lleva adelante un procesamiento adecuado de las variables relevantes, es posible emplear metodologías para calcular el factor de emisión de CO₂ del SNI para cada clase de tecnología de generación térmica y por tipo de combustible. Por lo que, resulta interesante desarrollar una herramienta computacional que permitan obtener estos indicadores.

Para cumplir con los objetivos establecidos, se plantea el desarrollo de la siguiente herramienta computacional, la cual está conformada por dos módulos:

- a. Módulo gráfico: Se implementará una interfaz que permita observar de manera gráfica la evolución del factor de emisión de CO₂ por tipo de generación y tipo de combustible en el SNI.
- b. Módulo de indicadores: Se desarrollará una interfaz que permita cuantificar el factor de emisión de CO₂ clasificado por central de generación térmica, considerando diferentes tipos de combustibles utilizados.

1.6 MARCO TEÓRICO

El sistema eléctrico ecuatoriano utiliza la herramienta metodológica de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (UNFCCC) en su versión V7 para el cálculo del factor de emisiones, considerando el sistema de gerenciamiento de energía (EMS) que cuenta el Operador Nacional de Electricidad-CENACE, por medio de lo cual se obtiene el despacho horario de las centrales y unidades, así como su consumo de combustible.

1.6.1 HERRAMIENTA METODOLÓGICA UNFCCC V7 PARA LA DETERMINACIÓN DEL FACTOR DE EMISIÓN DE CO₂.

Un sistema eléctrico puede adoptar una herramienta metodológica para determinar el factor de emisión de CO₂ en base al detalle y periodicidad del despacho del parque de generación que cuenta. Así, el país para realizar la comunicación nacional de los factores de emisión de CO₂ del parque eléctrico utiliza la versión 7 de la UNFCCC.

La herramienta establece tres factores de emisión de CO₂ para un sistema hidrotérmico [33], [34]:

- **Margen de Construcción (BM):** El factor de emisión de CO₂ del margen de construcción representa las emisiones asociadas al ingreso de nuevas unidades de generación para el periodo de análisis.
- **Margen Operativo (OM):** El factor de emisión de CO₂ del margen operativo es el nivel de emisiones dada la operación de las centrales y unidades en el periodo de análisis. Este depende del nivel de detalle sobre la operación del parque de generación por lo que se establece algunos métodos en orden de menor a mayor información:
 - Simple
 - Simple ajustado
 - Ponderado OM
 - **Análisis de despacho**

Dado que el operador CENACE dispone del sistema EMS donde se conoce la potencia horaria, tipo de combustible de operación y arranque, rendimientos del SNI para cada unidad o central de generación de manera centralizada por medio de la cual se realiza las transacciones económicas para reconocer la producción de

estas, que en conjunto con los demás sistemas de supervisión y monitoreo del sistema permite contar con una estadística de la operación de forma consolidada y coherente en las BBDD.

- **Margen combinado (CM):** El factor de emisión de CO₂ del margen combinado, establece una ponderación de los dos márgenes dependiendo si se considera generación convencional o de generación renovable.

Por lo señalado, este trabajo de integración curricular busca aplicar la herramienta metodológica del cálculo del factor de emisión de CO₂ del SNI para determinar el margen operativo por cada tipo de combustible y cada central/unidad de generación térmica del sistema eléctrico ecuatoriano en la región continental detallados en el Anexo I. Ya que los sistemas asilados e insular cuentan con otro sistema de información que no son tan detallados.

A continuación, se presentan los pasos para determinar el factor de emisión de CO₂ para un parque de generación considerando la información: generación diaria, consumo de combustibles, tipo de combustible de manera diaria [34].

Paso 1: Identificación del sistema eléctrico relevante.

Para determinar el factor de emisión de CO₂, se establece al sistema eléctrico donde se despacha las distintas unidades y/o centrales de generación en este caso es el SNI, como lo determina la Comisión técnica de factores de emisión conformada por varias instituciones del sector eléctrico ecuatoriano, misma que es la representante de las emisiones antropométricas de las diferentes emisiones de CO₂ para la ONU.

En el caso de las importaciones de acuerdo con la metodología se consideran como un generador que no produce emisiones, dado el hecho de que esas emisiones de CO₂ son consideradas en el sistema exportador.

Paso 2:

- **Cálculo del factor de emisión de CO₂ por central de generación.**

Para la determinación del cálculo del factor de emisión se requiere el procesamiento de la siguiente información:

Consumo de combustible de la central de generación m en el día T

Para obtener el consumo de combustible de cada central de generación en un determinado día ($FC_{m,T}$) se la obtiene de la BBDD EMS del CENACE.

Para el caso de las unidades que utilizan un combustible en el arranque y otro en la operación. Se realizó un análisis estadístico en el periodo 2020-2023 , en el que mediante 1.1 para determinar del total de combustible de cada unidad o central corresponde en el día de análisis el combustible secundario utilizado en el arranque de estas.

$$\%Combustible\ secundario = \frac{Cantidad\ de\ combustible\ Secundario\ anual}{Cantidad\ de\ combustible\ Primario\ anual} * 100 \quad (1.1)$$

En la Tabla 2.1, se presenta una muestra de la distribución porcentual diaria del consumo de combustibles en el caso de las centrales que utilizan más de un combustible. El detalle completo de las unidades y/o centrales del SIN se presenta en el Anexo II.

Tabla 2.1. Distribución porcentual por tipo de combustibles.

Central	Tipo	Fuel Oil	Diésel 2	Gas Natural	Residuo
Gonzalo Zevallos	Fuel Oil	99.87%	0.13%	-	-
Generoca	Residuo	-	0.95%	-	99.05%
Machala Power II	Gas	-	9.90%	90.10%	-

Emisión del tipo de combustibles i en el día T

La comisión técnica de factores de emisión mediante los tipos de combustibles que requieren cada unidad o central de generación ha establecido para cada combustible en laboratorios certificados, como lo requiere la herramienta metodológica, los poderes caloríficos por tipo de combustible como se presenta en Tabla 2.2.

Tabla 2.2. Poder Calorífico Neto por tipo de combustible utilizados por el sector eléctrico [33].

Combustible	Poder Calorífico Neto (tCO2/TJ)
Fuel Oil	77,400
Diésel 2	69,300
Nafta	69,300
Gas Natural	56,100
Residuo	77,400
Bagazo	100,000

En 1.2 se establece el factor de emisión de CO2 de cada tipo de combustible.

$$FE_{CO_2,i,T} = Consumo\ de\ Combustible\ i\ (TJ) * Poder\ Calorífico\ Neto\ i\ (tCO_2/TJ) \quad (1.2)$$

Energía del despacho de la central de m en el día T

De la BBDD del sistema EMS se obtiene la energía diaria producida por la central y/o unidad m $EG_{m,T}$ está en megavatio-hora (MWh) y corresponde a la suma horaria del despacho de estas.

Factor de emisión de CO2 por tipo de central

El factor de emisiones de CO2 del margen operativo se lo establece por medio de 1.3

$$FE_{grid,CEN,T} = \frac{\sum_m FC_{m,T} * FE_{CO2m,T}}{\sum_m EG_{m,T}} \text{ [tCO2/MWh]} \quad (1.3)$$

Donde:

$FE_{grid,CEN,T}$ Es el factor de emisiones de CO2 por tipo de central en el día T.

$FC_{m,T}$ Consumo de combustible de la central m en el día T.

$FE_{CO2m,T}$ Factor de emisión de la central m en el día T (tCO2/MWh).

$EG_{m,T}$ Cantidad de energía bruta de la central m en el día T.

m Conjunto de centrales de generación térmica.

T Despacho del día T

- **Cálculo del factor de emisión de CO2 por tipo de combustible.**

Consumo de combustible i en el día T

El consumo de combustible se lo determina de la misma manera que la ecuación 1.1, considerando el sumatorio total de cada combustible en Toneladas Joule.

Emisión del tipo de combustibles i en el día T (t CO2)

Con la cantidad de combustible determinada en el anterior punto se determina las emisiones de emisión de CO2 por tipo de combustible de la siguiente manera:

$$FE_{CO2,i,T} = \sum \text{Consumo de Combustible } i (T) * \text{Poder Calórico Neto } i (tCO2/T) \quad (1.4)$$

Cantidad de energía bruta resultante del consumo de combustible i en el día T

Para determinar la cantidad de energía bruta producida por el consumo de cada tipo de combustible, se continúa utilizando el modelo estadístico. Este modelo permite calcular el porcentaje de energía atribuible a cada combustible utilizado en las centrales eléctricas. La representación matemática de este porcentaje se describe mediante la siguiente ecuación:

$$\% \text{ Energía del Combustible } i = \frac{\% \text{ Combustible } i}{\sum \% \text{ de todos los Combustibles}} * 100 \quad (1.5)$$

Factor de emisión de CO2 por tipo de combustible i

Mediante 1.4 se requiere totalizar el consumo de combustible i en el día T que en conjunto con su factor de emisión de CO2 respectivo. Para cada combustible i es necesario determinar la energía de la central y/o unidad correspondiente.

$$FE_{grid,COM,T} = \frac{\sum FC_{i,T} * FE_{CO2,i,T}}{\sum EG_{i,T}} \text{ [tCO2/MWh]} \quad (1.6)$$

Donde:

$FE_{grid,COM,T}$	Factor de emisiones de CO2 por tipo de combustible i en el día T.
$FC_{i,T}$	Consumo de combustible i en el día T.
$FE_{CO2,i,T}$	Factor de emisión del tipo de combustibles i en el día T (tCO2).
$EG_{i,T}$	Cantidad de energía bruta del combustible i en el día T
i	Tipo de combustible
T	Despacho del día T.

Dado que se cuenta con la información del total de energía abastecida por las unidades y/o centrales térmicas y los factores de emisión de CO2 de cada combustible es posible establecer el promedio ponderado para determinar el factor de emisión de CO2 del margen operativo del sistema eléctrico analizado como 1.7

$$EF_{grid,OM,T} = \frac{\sum_m FC_{i,m,T} * FE_{CO2,i,T}}{\sum_m EG_{m,T}} \quad (1.7)$$

Donde:

$FE_{grid,OM,T}$	Factor de emisiones de CO2 del margen operativo simple ajustado en el día T.
$FC_{i,m,T}$	Consumo de combustible de la central de generación m en el día T.
$FE_{CO2,i,T}$	Factor de emisión del tipo de combustibles i en el día T (tCO2).
$EG_{m,T}$	Cantidad de energía bruta de la central de m en el día T
m	Todas las centrales de generación térmica.
T	Despacho del día T

1.6.2 MICROSOFT POWER BI EN LA HERRAMIENTA DE CÁLCULO DEL FACTOR DE EMISIÓN DE CO2 DIARIO.

Según Microsoft, las empresas pueden convertir datos inútiles en información útil que mejora el conocimiento empresarial y la toma de decisiones. Desde allí, puede dividir, filtrar y desglosar paneles específicos para obtener información más descriptiva y compartirla con otros, asegurándose que mediante los datos se presente información para la toma de decisiones en la expansión y producción del sistema analizado [35].

En el entorno de las aplicaciones de Microsoft Office, Visual Basic for Applications (VBA) incluida en EXCEL se destaca como una herramienta poderosa para la automatización de tareas y la generación de funcionalidades adicionales mediante el procesamiento de variables seleccionada por el usuario [35].

En el ámbito del análisis de datos, Microsoft Power BI emerge como una plataforma integral que transforma datos dispersos en información coherente y visualmente atractiva. Esta plataforma se caracteriza por permitir una amplia conectividad a diversas fuentes de datos y contar con una amplia variedad de visualizaciones interactivas y personalizables, adicional, Microsoft Power BI facilita la exploración y el análisis intuitivo de datos, para ello ofrece capacidades de análisis como: segmentación de datos, filtrado interactivo y predictivo de los datos [36].

Por lo indicado, se utilizará Microsoft Power BI para obtener los datos y su procesamiento para el cálculo del factor de emisión de CO2 diario para un sistema eléctrico hidrotérmico, situación que requirió la estructuración y diseño de pantallas de interacción con el usuario y presentación de resultados.

2 METODOLOGÍA

En la sección anterior se presentó la herramienta metodológica para el cálculo del factor de emisión de CO₂. En la Figura 2.1 se presenta la metodología implementada para el cálculo del factor de emisión de CO₂ diario mediante el procesamiento de la información disponible en el sistema de gerenciamiento de información energética disponible en el Operador Nacional de Electricidad CENACE.

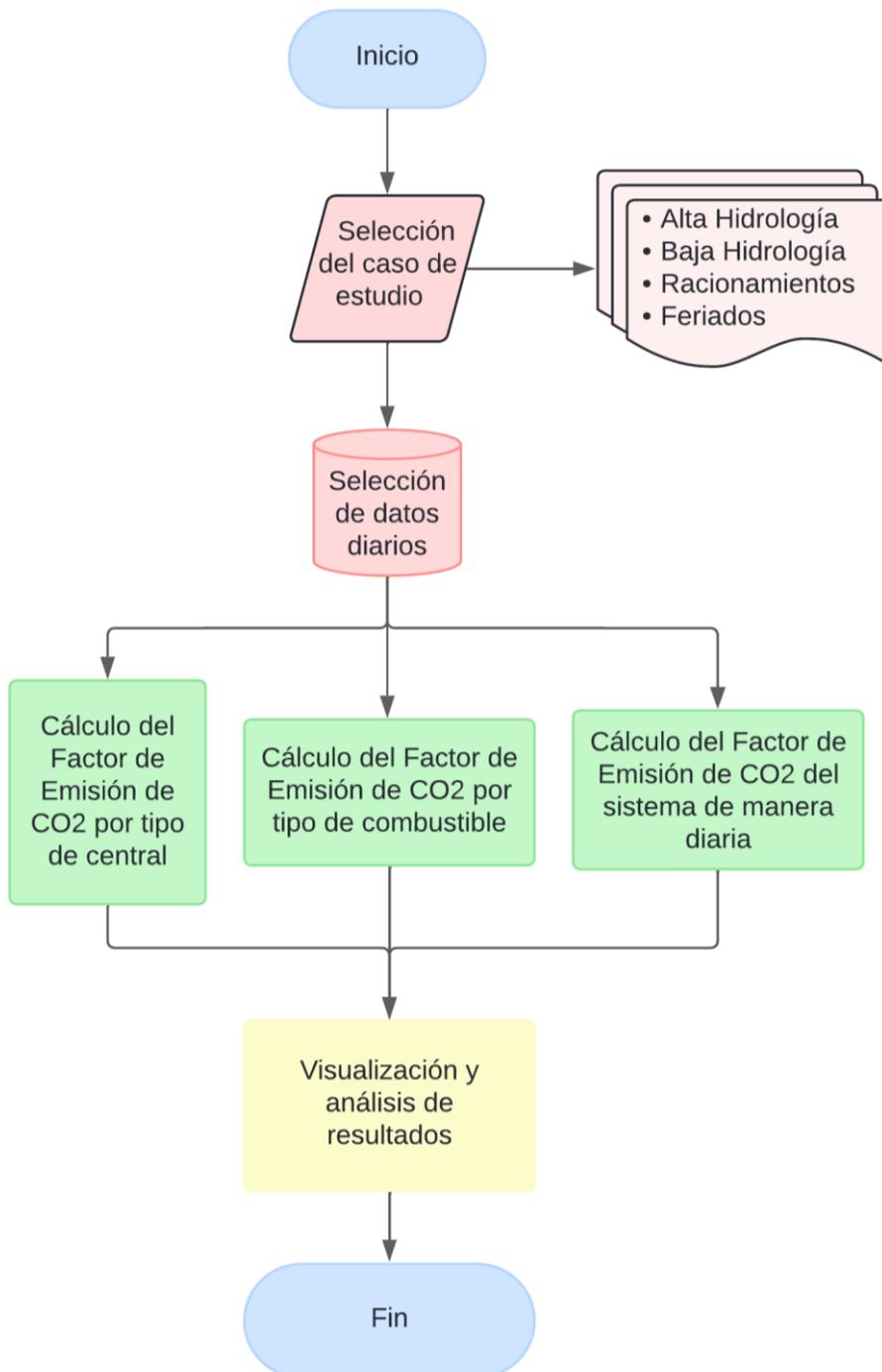


Figura 2.1. Esquema de la metodología aplicada

2.1 SELECCIÓN DE LOS CASOS DE ESTUDIO

En base a la información disponible del EMS del operador CENACE, se determina el periodo de los despachos diarios. De los mismos se obtiene el consumo de combustible y la energía diaria despachada para cada central y/o unidad. Con la finalidad de mostrar la versatilidad de la aplicación desarrollada, en este trabajo se seleccionaron casos específicos con el fin de analizar el comportamiento del factor de emisión de CO₂. Se presentan tres casos de estudio:

- El primer caso corresponde a una situación en la que el sistema eléctrico interconectado presenta alta hidrología, lo que implica un mayor aporte de energía hidroeléctrica;
- El segundo caso analiza el escenario de baja hidrología en el sistema eléctrico nacional interconectado, resultando en una menor generación hidroeléctrica y un mayor uso de fuentes térmicas;
- El tercer caso examina el sistema eléctrico nacional interconectado durante periodos de racionamiento de energía, en los cuales, debido a la reducción de la disponibilidad hidroeléctrica y el consecuente aumento en la generación de centrales no convencionales, el factor de emisión de CO₂ se incrementa significativamente.
- El cuarto caso analiza los días feriados, en los que la demanda varía significativamente, lo que a su vez provoca una variación en la generación de las centrales térmicas y, por consiguiente, en el factor de emisión.

Estos casos permiten evaluar la versatilidad de la herramienta desarrollada y observar las variaciones en el factor de emisión de CO₂ bajo diferentes condiciones operativas.

2.2 SELECCIÓN DE DATOS DIARIOS.

En la Figura 2.2 se presenta un ejemplo de la distribución de la información contenida en el despacho diario como es: la denominación de la central, su producción horaria, su energía diaria, su consumo de combustible debido a la operación. Para el caso de los combustibles de arranque se los obtuvo de la BBDD del sistema EMS.

HORA	ECOETMCH	GROCTMCH1	GROCTMCH2	GROCTMCH3	GROCTMCH4	GROCTMCH5	GZEVIVM02	QUEZTMCH	QUANTMCH1	QUANTMCH3	QUANTMCH4	QUANTMCH6	QUANTMCH7	DAYUTMCH
00:00	15,0	4,2	4,2	4,7	4,5	4,2	70,0	35,0	5,1	5,1	5,0	5,1	-	-
01:00	15,0	4,2	4,2	4,7	4,5	4,2	70,0	35,0	5,1	5,1	5,0	5,1	-	-
02:00	15,0	4,2	4,2	4,7	4,5	4,2	70,0	35,0	5,1	5,1	5,0	5,1	-	-
03:00	15,0	4,2	4,2	4,7	4,5	4,2	70,0	35,0	4,5	4,5	4,5	4,5	-	-
04:00	15,0	4,2	4,2	4,7	4,5	4,2	70,0	35,0	4,5	4,5	4,5	4,5	-	-
05:00	15,0	4,2	4,2	4,7	4,5	4,2	70,0	35,0	4,5	4,5	4,5	4,5	-	-
06:00	15,0	4,2	4,2	4,7	4,5	4,2	70,0	35,0	4,5	4,5	4,5	4,5	-	-
07:00	15,0	4,2	4,2	4,7	4,5	4,2	70,0	35,0	4,5	4,5	4,5	4,5	-	0,5
08:00	15,0	4,2	4,2	4,7	4,5	4,2	70,0	35,0	5,1	5,1	5,0	5,1	1,4	0,5
09:00	15,0	4,2	4,2	4,7	4,5	4,2	70,0	35,0	5,1	5,1	5,0	5,1	1,4	0,5
10:00	15,0	4,2	4,2	4,7	4,5	4,2	70,0	35,0	5,1	5,1	5,0	5,1	1,4	0,5
11:00	15,0	4,2	4,2	4,7	4,5	4,2	70,0	35,0	5,1	5,1	5,0	5,1	1,4	0,5
12:00	15,0	4,2	4,2	4,7	4,5	4,2	70,0	35,0	5,1	5,1	5,0	5,1	1,4	0,5
13:00	15,0	4,2	4,2	4,7	4,5	4,2	70,0	35,0	5,1	5,1	5,0	5,1	1,4	0,5
14:00	15,0	4,2	4,2	4,7	4,5	4,2	70,0	35,0	5,1	5,1	5,0	5,1	1,4	0,5
15:00	15,0	4,2	4,2	4,7	4,5	4,2	70,0	35,0	5,1	5,1	5,0	5,1	1,4	0,5
16:00	15,0	4,2	4,2	4,7	4,5	4,2	70,0	35,0	5,1	5,1	5,0	5,1	1,4	0,5
17:00	15,0	4,2	4,2	4,7	4,5	4,2	70,0	35,0	5,1	5,1	5,0	5,1	1,4	0,5
18:00	15,0	4,2	4,2	4,7	4,5	4,2	70,0	35,0	5,1	5,1	5,0	5,1	1,4	0,5
19:00	15,0	4,2	4,2	4,7	4,5	4,2	70,0	35,0	5,1	5,1	5,0	5,1	1,4	0,5
20:00	15,0	4,2	4,2	4,7	4,5	4,2	70,0	35,0	5,1	5,1	5,0	5,1	1,4	0,5
21:00	15,0	4,2	4,2	4,7	4,5	4,2	70,0	35,0	5,1	5,1	5,0	5,1	1,4	0,5
22:00	15,0	4,2	4,2	4,7	4,5	4,2	70,0	35,0	5,1	5,1	5,0	5,1	1,4	0,5
23:00	15,0	4,2	4,2	4,7	4,5	4,2	70,0	35,0	-	-	-	-	-	-
ENERGIA (MWh)	360,0	100,8	100,8	112,8	100,8	100,8	1.680,0	840,0	114,3	114,3	112,5	114,0	19,6	7,5
COMBUSTIBLE (unidades)	18,0	6.252,6	6.252,6	6.884,3	6.699,2	6.252,6	123.715,2	52.500,0	7.143,8	7.143,8	7.031,3	7.124,8	1.515,9	789,5
Costo incremental (€/USD/kWh)	4,4634	4,4684	4,4684	4,4684	4,4684	4,4684	4,6143	4,6898	4,7960	4,7960	4,7960	4,7960	5,0671	10,2747

Figura 2.2. Pantalla de despacho diario del día 02 de noviembre de 2022 [37].

2.3 CÁLCULO DEL FACTOR DE EMISIÓN CO2.

Mediante el procesamiento de los datos y aplicando las ecuaciones 1.3, 1.6 y 1.7 se determina los factores de emisión de CO2. Para lo cual en Microsoft Power BI fue necesario establecer un catálogo que recopila información de las centrales y/o unidades del sistema EMS del operador CENACE, en base a la denominación de la central y por medio de las ecuaciones de la sección anterior se coloca información sobre el combustible de arranque o secundario y los factores de emisión de CO2 de cada combustible, esta relación se presenta en la Figura 2.3.



Figura 2.3. Estructuración del catálogo.

2.4 VISUALIZACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

Mediante las herramientas de visualización de Microsoft Power BI se procesó el factor de emisión de CO2 por tipo de combustible y por tipo de central y/o unidad de generación para el despacho diario. Así como la evolución del factor de emisión en un periodo de análisis.

Mediante este procesamiento se busca proporcionar al usuario de la herramienta diseñada pueda conocer y establecer el factor de emisión de CO2 de manera diaria del sistema hidrotérmico nacional.

3 RESULTADOS

La herramienta desarrollada se aplicó en el SNI ecuatoriano, cuya distribución espacial se presenta en la Figura 3.1. El sistema está conformado a abril de 2024 de 122 unidades de generación térmica que utilizan combustibles de: diésel, fuel oil, gas natural y residuo [38]. Adicional el SNI del Ecuador presenta dos interconexiones, cuya generación se considera libre de emisiones en base a la herramienta metodológica del cálculo de factor de emisión seleccionada para el análisis del sistema de prueba.

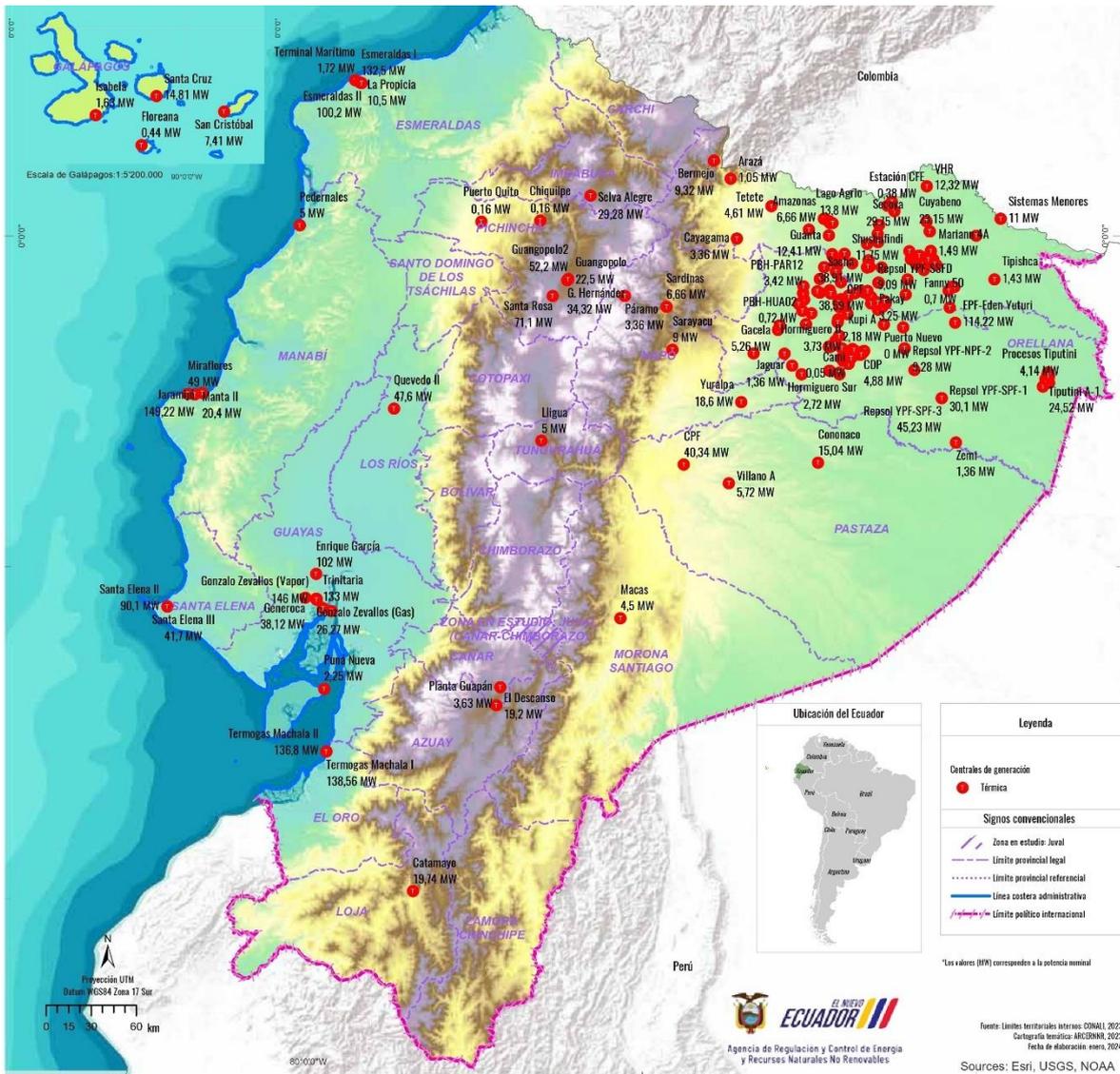


Figura 3.1. Centrales de Generación no Renovable SNI [38].

Dada la característica de composición de generación instalada del SNI al 2023 se presenta que de los 8899.58 MW el 58.34% corresponde a generación hidroeléctrica, 38.82% centrales de generación térmica y 2.84% generación no convencional. Por lo cual el SNI dada su composición de generación corresponde a un sistema hidrotérmico. La distribución

espacial de la generación hidroeléctrica aproximadamente el 80.00% de la capacidad instalada de generación hidroeléctrica se encuentra ubicada en la cuenca hidrológica del Amazonas y el 20.00% se ubica en la cuenca hidrológica del Pacífico; es decir, el consumo energético de la demanda del SIN es abastecido a través de la composición de generación hidroeléctrica, térmica, no convencional e interconexiones, siendo la energía potencial del agua la principal fuente de producción de electricidad, sin embargo, esta producción depende de la variabilidad hidrológica de la cuenca del Amazonas.

En la Figura 3.2, se presenta el comportamiento de las cuencas hidrológicas utilizadas con fines de generación eléctrica, la cuenca hidrológica del Amazonas donde se halla la mayor capacidad instalada de generación hidroeléctrica en el periodo marzo a septiembre presenta una alta hidrología y para el periodo octubre-febrero una baja hidrología que se correlaciona directamente con la producción de generación hidroeléctrica, por lo que, la producción energética de las centrales térmicas presentan periodos de operación inverso a la hidrología, comportamiento normal para el caso de un sistema hidrotérmico, en conjunto con la producción de la limitada generación hidroeléctrica ubicada en la cuenca del Pacífico en el periodo febrero-marzo.

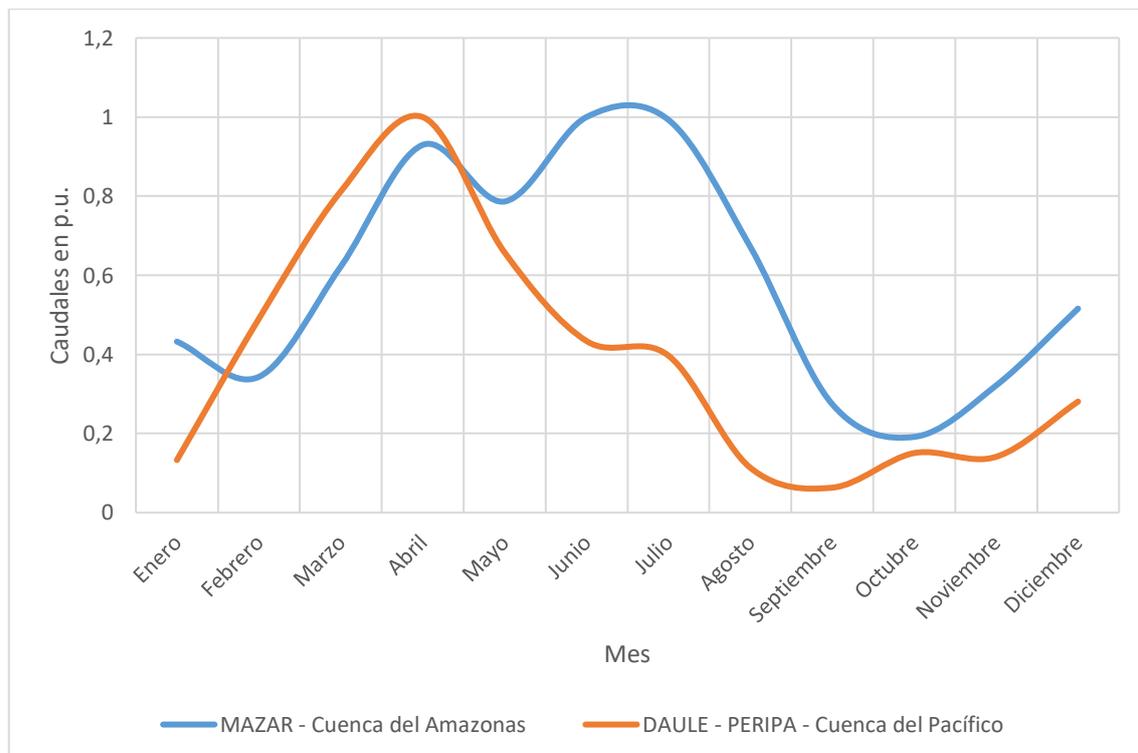


Figura 3.2. Evolución de los caudales afluentes en el SIN por cuenca hidrológica [39].

Este esquema de operación del SNI establece una distribución temporal en el factor de emisión de CO₂, para el estudio se han establecido los siguientes casos:

Caso 1: Despachos diarios del SNI en periodo de alta hidrología de la cuenca del Amazonas.

Caso 2: Despachos diarios del SNI en periodo de baja hidrología de la cuenca del Amazonas.

Caso 3: Despachos diarios del SNI en periodo en que por condiciones energéticas y operativas se presentaron racionamientos en el último trimestre del 2023.

Caso 4: Despachos diarios del SNI en periodo de feriados para observar el comportamiento de factor de emisión de CO₂ del sistema

3.1 CASO 1: Alta hidrología

En este caso, se analizó los despachos diarios del periodo de 12 al 16 de junio de 2023, donde se observa que la operación de las unidades térmicas despachadas se debe a restricciones operativas declaradas y por condiciones de calidad de servicio del sistema nacional de transmisión.

En la Tabla 3.1 se presenta el factor de emisión CO₂ por tipo de generación térmica obtenido mediante la herramienta desarrollada alcanzado por el SNI donde se observa que para el caso de las centrales de gas natural su factor de emisión de CO₂ es mayor, debido a que se encuentra operando a potencia mínima a causa de condiciones de calidad de servicio y disponibilidad del combustible, el factor de emisión de CO₂ de las unidades de fuel oil presentan factores menores a las demás tecnologías y las unidades de generación a diésel presentan por lo general factores de emisión mayores a las otras tecnologías, ya que, el tipo de combustible presenta el mayor factor de emisión de CO₂. Por otro lado, el factor de emisión de CO₂ de cada día en el sistema al considerar la ponderación energética de cada tipo de generación determina que sea superior a solo considerar el promedio de los factores de emisión de CO₂ de cada tecnología.

Tabla 3.1. Factor de emisión de CO₂ por tipo de generación térmica en tCO₂/MWh.

Tipo de generación	Junio 2023				
	12	13	14	15	16
Térmico Diésel	0.74	1.01	0.78	0.69	0.73
Térmico Fuel Oil	0.70	0.69	0.70	0.70	0.70
Térmico Gas Natural	1.47	1.24	1.01	1.33	1.66
Mínimo	0.70	0.69	0.70	0.69	0.70
Máximo	1.47	1.24	1.01	1.33	1.66
Promedio	0.97	0.98	0.83	0.91	1.03
Factor de Emisión del SNI	0.86	0.80	0.75	0.81	0.89

En la Figura 3.3, se muestra la distribución del factor de emisión de CO₂ por tipo de tecnología de las centrales térmicas correspondientes al despacho diario del día 14 de junio en la cual se observa una participación cuasi uniforme de las tecnologías de generación térmica diésel y fuel oil, mientras que la generación térmica gas natural tiene la mayor presencia, las emisiones de CO₂ del despacho de este día corresponden a 4868.98 toneladas.

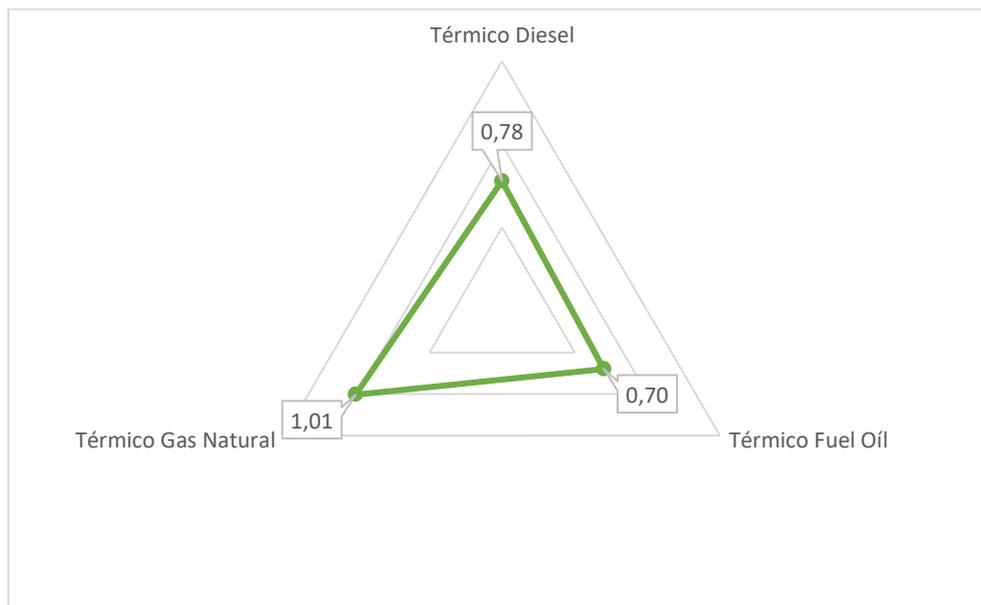


Figura 3.3. Factor de Emisión de CO₂ en tCO₂/MWh por tipo de central.

La herramienta desarrollada permite calcular el factor de emisión de CO₂ por cada tipo de combustible para el despacho analizado, en la Figura 3.4 se observa que para el despacho de este periodo de junio de 2023 las unidades de generación de gas natural al encontrarse operando a potencia mínima debido a condiciones operativas y disponibilidad de

combustible presentan un factor de emisión de CO₂ superior al de las unidades a diésel que se arrancan por condiciones de calidad de servicio, mientras que las unidades de fuel oíl presentan un factor de emisión inferior a las otras aunque se hallen operando a potencia mínima debido a restricciones operativas de este tipo de unidades. Además, tanto el factor de emisión por tipo de tecnología fuel oíl, así como por tipo de combustible fuel oíl tiene valores iguales debido a que este tipo de centrales son las que mayor aporte de energía presentan en el total de térmicas por lo tanto sus condiciones operativas son las más idóneas.

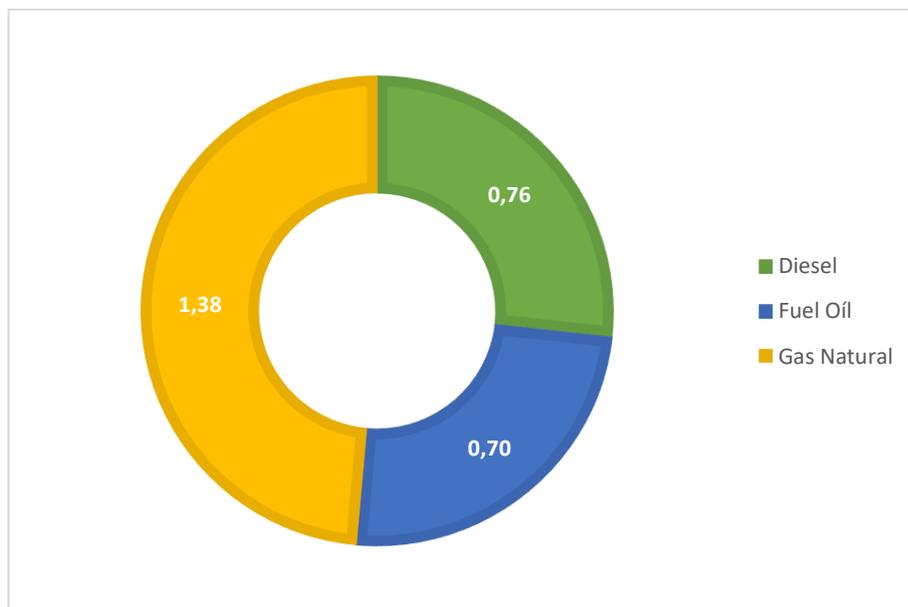


Figura 3.4. Factor de Emisión de CO₂ en tCO₂/MWh por tipo combustible del 12 al 16 de junio.

3.2 CASO 2: Baja hidrología

En este caso se analizó el periodo del 17 al 19 de noviembre de 2023 donde no hubo el racionamiento de energía como lo indica el informe anual del CENACE 2023, caracterizado por una baja afluencia en los caudales de la cuenca del Amazonas donde se ubican las principales centrales hidroeléctricas del SNI. Situación que requiere de un despacho mayor de unidades que usan tecnología térmica para abastecer la demanda energética. La Figura 3.5 muestra que las centrales de gas natural presentan el mayor factor de emisión debido a restricciones operativas por la falta de este tipo de combustible disponible para su operación, seguido de las unidades a diésel, unidades fuel oíl y las unidades de residuo. Siendo el factor de emisión de CO₂ en este periodo de 0.76 tCO₂/MWh dado que la

generación térmica total alcanzó los 83102.93 MWh, con emisiones de CO2 ascendiendo a 62830.72 toneladas.

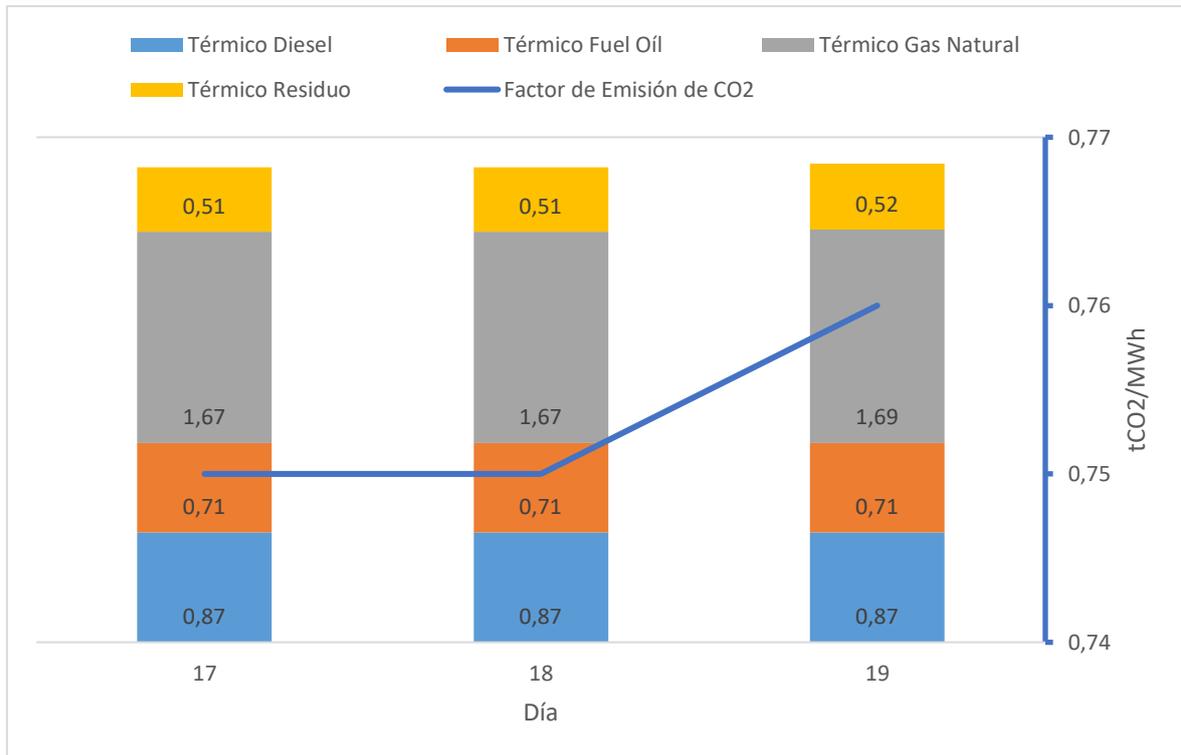


Figura 3.5. Factor de emisión de CO2 en tCO2/MWh por tipo de central del 13 al 19 de noviembre de 2023.

La Figura 3.6 proporciona una visión detallada del factor de emisión de CO2 por tipo de combustible, donde se observa que debido a que hay centrales que utilizan el combustible diésel para el arranque o mezcla para la operación como es el caso de las unidades fuel oíl y residuo respectivamente el factor de emisión de CO2 alcanza un valor superior al presentado solo al considerar el combustible principal de operación de la central, Figura 3.5, mientras que los otros combustibles presentan valores semejantes. Además, se observa un aumento en el factor de emisión de CO2 asociado al gas natural, debido a que algunas unidades de la Central Térmica Machala Gas 2 presentan valores de emisiones de CO2 que son tres o cuatro veces mayores que su producción energética.

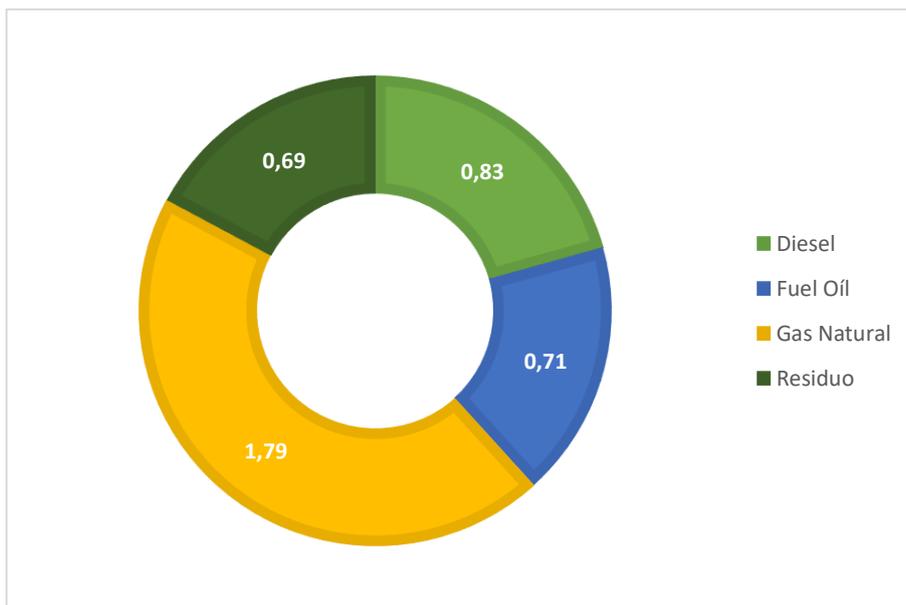


Figura 3.6. Factor de emisión de CO2 en tCO2/MWh por tipo de combustible del 13 al 19 de noviembre de 2023.

3.3 CASO 3: Racionamiento

En este escenario analizado, se considera el periodo del 18 al 21 de diciembre de 2023. Con la finalidad de analizar la evolución del factor de emisión de CO2 al tener un despacho al máximo de los recursos de generación térmica y se abastece una demanda inferior a la requerida debido a los cortes por disponibilidad energética de las unidades hidroeléctricas. En el día 19 de diciembre, se presenta la mayor producción de energía térmica, incluso superior a la registrada en épocas de baja hidrología. La Figura 3.7 vuelve a mostrar que debido a restricciones de combustible de gas natural para abastecer a toda la capacidad instalada de este tipo de generación se presenta un factor de emisión de CO2 superior a 2 tCO2/MWh, mientras que la generación a diésel alcanza valores en promedio de 1 tCO2/MWh y las centrales de fuel oil y residuo oscilan en valores de 0.8 tCO2/MWh. Así, el factor de emisión de CO2 del SNI alcanzo el valor de 0.78 tCO2/MWh debido a una producción de las centrales térmicas de 23016.30 MWh que representa un valor de 32.09% respecto al despacho de baja hidrología que corresponde a un racionamiento de energía de 26.75% lo que produjo un total de emisiones de 17892.23 toneladas.

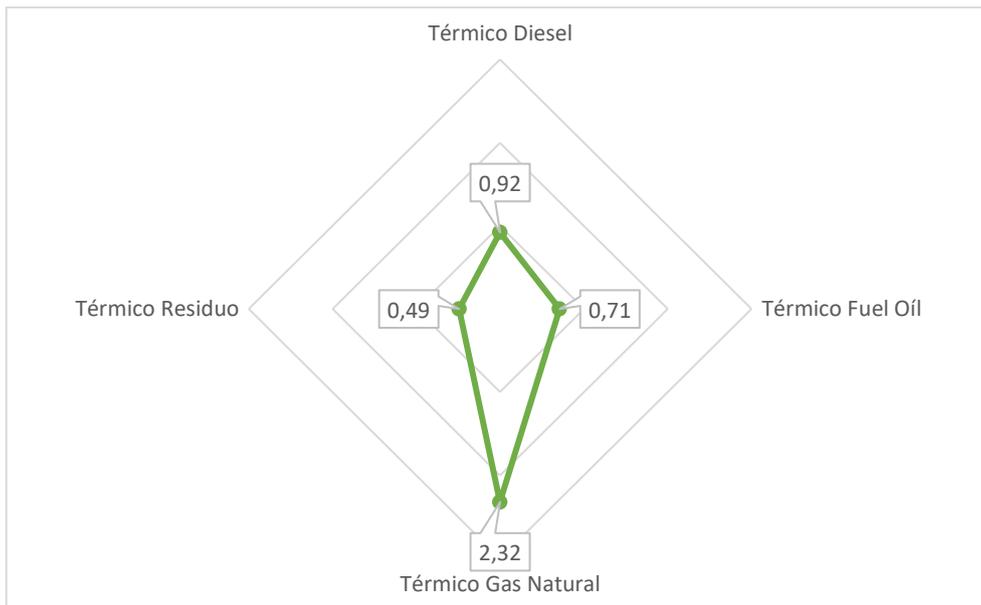


Figura 3.7. Factor de emisión de CO2 en tCO2/MWh por tipo de central 19 de diciembre de 2023.

La Figura 3.8, presenta los factores de emisión de CO2 en tCO2/MWh por tipo de combustible donde se observa un comportamiento similar al obtenido por tipo de central esto es debido a que las unidades de generación térmica se encuentran operando a condiciones máxima de despacho, considerando la disponibilidad de combustible y las restricciones operativas declaras por el agente de operación. Por otro lado, el combustible gas natural presenta el mayor valor de factor de emisión de los casos analizados debido a que existen algunas unidades que presentan emisiones de entre 5 a 6 veces mayores frente a la energía generada.

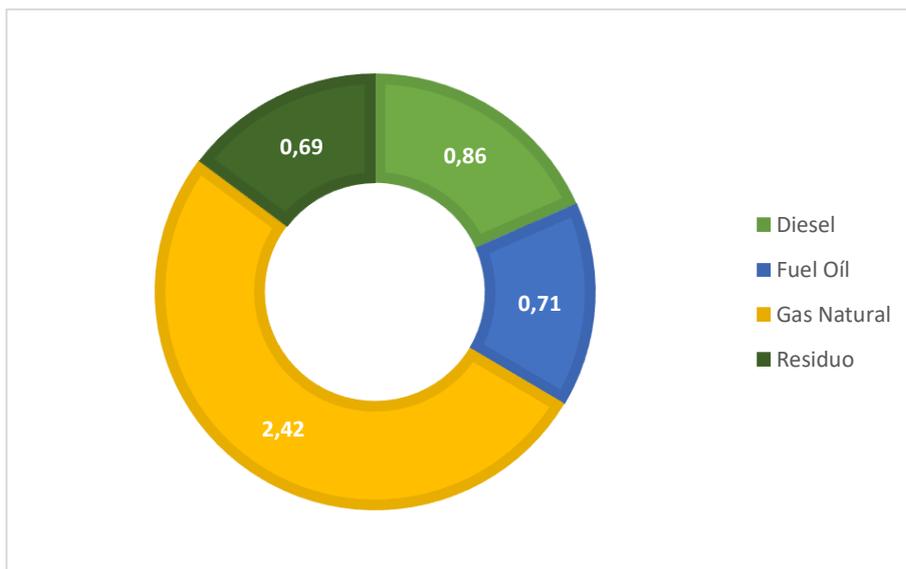


Figura 3.8. Factor de emisión de CO2 tCO2/MWh por tipo combustible 19 de diciembre de 2023.

3.4 CASO 4: Feriados

- Primero de enero

En este caso particular, resulta de interés analizar el comportamiento del factor de emisión de CO2, debido a que es uno de despachos con la más baja demanda en el año, donde el SNI presentó un factor de emisión de 0.69 tCO2/MWh muy semejante a las unidades fuel oil, ya que, las unidades de generación de gas natural, diésel y residuo son despachadas únicamente por consideraciones de calidad de servicio.

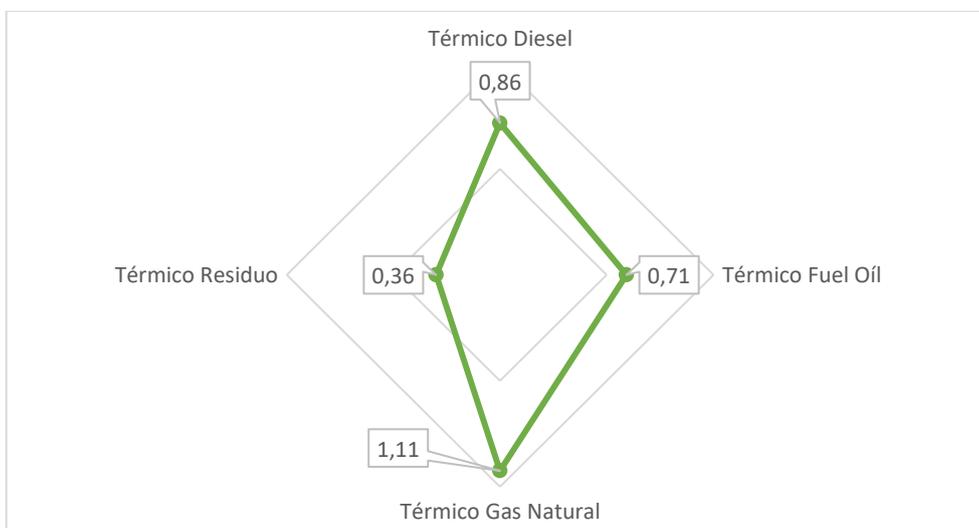


Figura 3.9. Factor de emisión de CO2 en tCO2/MWh por tipo de central de 1 de enero 2023.

En cuanto al factor de emisión de CO₂ por tipo de combustible alcanza los 0.69 tCO₂/MWh debido a que las emisiones representaron las 15656.20 toneladas y una producción de energía de las centrales térmicas alcanzó los 22561.71 MWh, de las cuales las centrales de fuel oil es el 47.36 %.

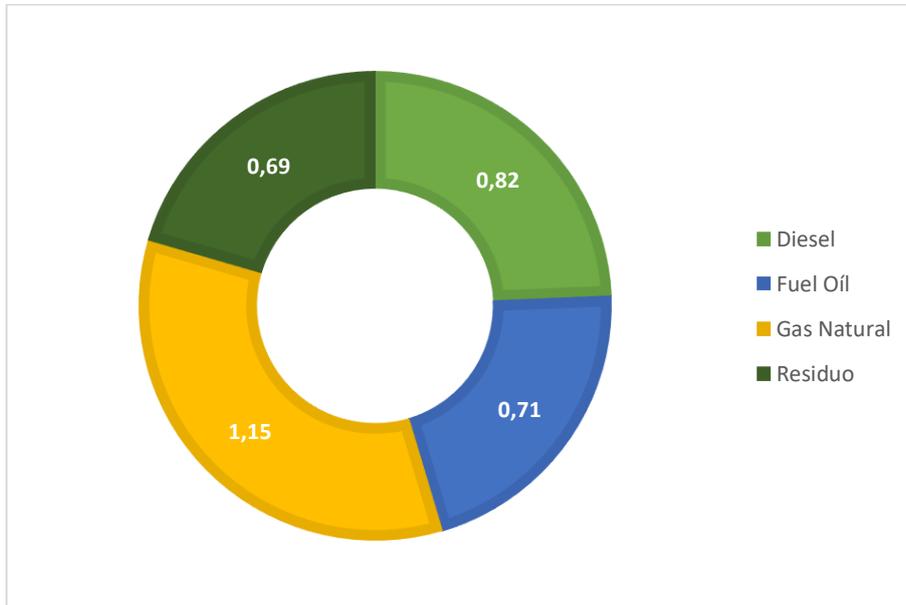


Figura 3.10. Factor de Emisión de CO₂ por tipo combustible 1 de enero de 2023.

- Viernes Santo

Para este caso corresponde al día 7 de abril de 2023, Viernes Santo, al igual que el caso anterior presenta una baja demanda y su factor de emisión de CO₂ es semejante al de las unidades térmicas de fuel oil, siendo el factor de 0.74 tCO₂/MWh dado que el despacho de las unidades térmicas fue de 3431.90 MWh y las emisiones fueron de 2545.31 toneladas.

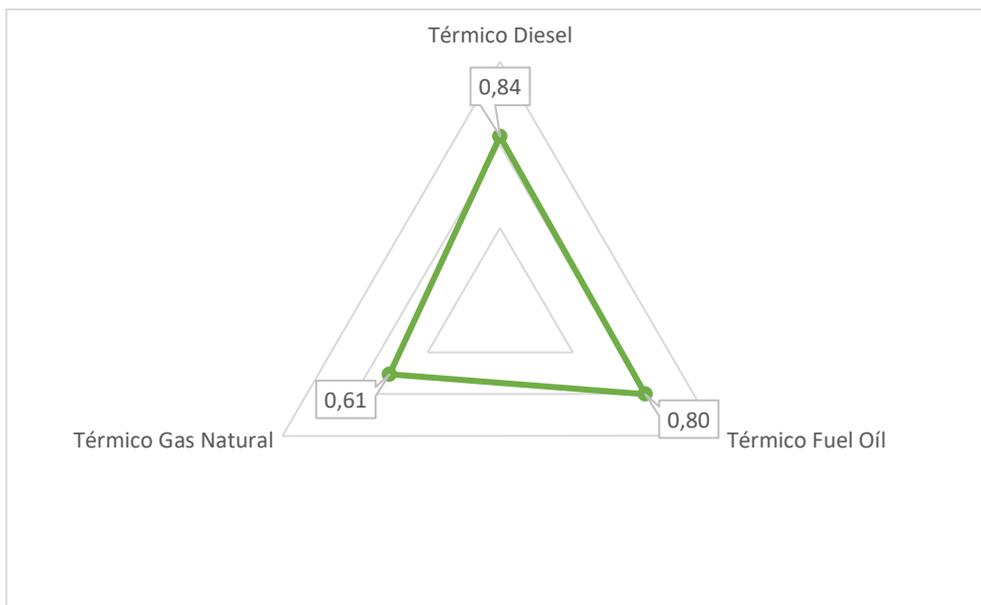


Figura 3.11. Factor de emisión de CO₂ en tCO₂/MWh por tipo de central 7 de abril de 2023.

En la Figura 3.12 se muestra el factor de emisión de CO₂ en tCO₂/MWh por tipo de combustible y debido a que las condiciones operativas el despacho de las unidades a gas natural fue superior a su potencia mínima se observa un menor factor de emisión de CO₂ de este tipo de centrales, mientras que las unidades de fuel oíl y diésel presentan un factor de emisión cercano dadas las condiciones de despacho presentado a potencia mínima debido a calidad de servicio y condiciones operativas.

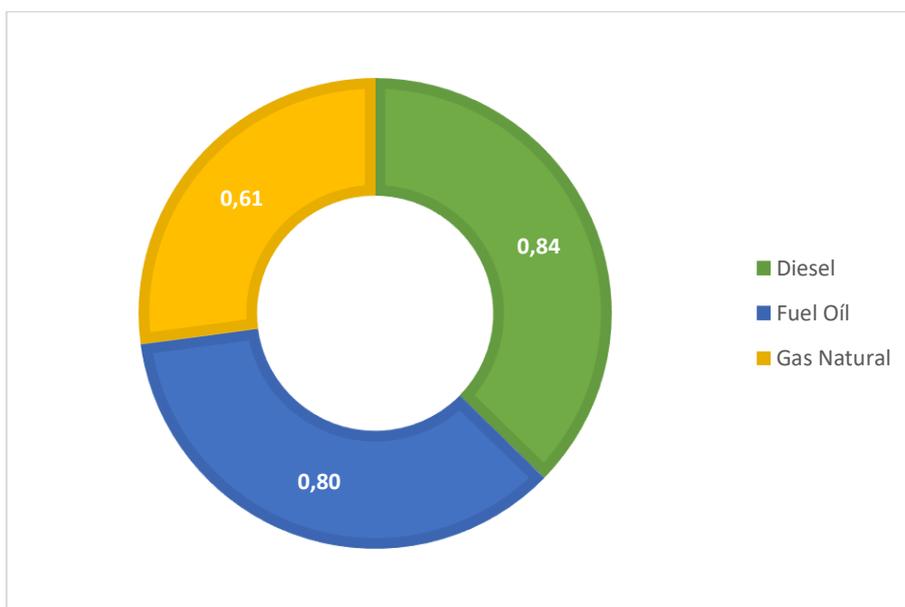


Figura 3.12. Factor de emisión de CO₂ en tCO₂/MWh por tipo combustible 7 de abril de 2023.

El factor de emisión de CO₂ obtenido mediante la herramienta desarrollada y del informe de emisiones de CO₂ del parque de generación del Ecuador del 2022 en el cual el SIN presenta un factor de emisión de CO₂ debido a su operación de 0.79 tCO₂/MWh[33], mientras que la herramienta desarrollada al ejecutarla y ponderar en función de la energía para el mismo año presenta un factor de emisión de 0.77 tCO₂/MWh.

Esta situación muestra que el cálculo del factor de emisión en bloques de energía y consumo de combustible anuales presenta un factor de emisión de CO₂ 2.59% mayor al que se obtiene calculándolo de manera diaria, situación que determina que las emisiones reportadas en la comunicación nacional hacia las ONU es mayor a la realmente presentada por el sistema.

4 CONCLUSIONES

- Por medio de la literatura especializada se ha identificado las metodologías más utilizadas para calcular el factor de emisión de CO₂, siendo la más utilizada la herramienta metodológica de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (UNFCCC). Esta metodología es ampliamente reconocida y aplicada a nivel internacional.
- La implementación de la herramienta computacional permite determinar el factor de emisión de CO₂, por tipo de generación y tipo de combustible. Mediante el uso de información del despacho diario de un sistema eléctrico.
- Mediante la herramienta desarrollada es posible determinar el factor de emisión de CO₂ para un periodo o un día en específico en base al despacho de los recursos energéticos para el abastecimiento de la demanda.
- En periodos de alta hidrología, se espera que el factor de emisión de CO₂ se reduzca significativamente debido al mayor aporte de energía hidroeléctrica. Sin embargo, los resultados indican que, debido a condiciones operativas y restricciones de disponibilidad de combustible, los factores de emisión pueden ser mayores incluso en estos periodos. Por otro lado, durante periodos de baja hidrología, el factor de emisión aumenta debido a la mayor dependencia de fuentes térmicas. Contar con una matriz energética diversificada y resiliente puede mantener bajos niveles de emisiones bajo diferentes condiciones climáticas.
- En situaciones de racionamiento de energía, el factor de emisión de CO₂ se incrementa notablemente. Este aumento es especialmente significativo en las centrales térmicas de gas natural, a pesar de que representan alrededor del 10% de la generación en estos periodos. Esta situación operativa presentada en el sistema eléctrico ecuatoriano resalta la necesidad urgente de mejorar la eficiencia operativa y explorar alternativas sostenibles para minimizar las emisiones durante estos periodos críticos.
- Durante feriados, como el 1 de enero y el Viernes Santo, se observa una variación en el comportamiento del factor de emisión de CO₂ debido a la fluctuación en la demanda. En estos días, las centrales hidroeléctricas asumen la mayor parte de la carga, resultando en factores de emisión relativamente bajos. Sin embargo, las tecnologías térmicas de diésel, fuel oil y gas natural muestran un comportamiento similar en cuanto a emisiones, ya que estas fuentes deben operar para asegurar la

estabilidad y calidad del suministro eléctrico. La importancia de una planificación energética puede adaptarse a las variaciones en la demanda y optimizar el uso de fuentes renovables, incluso en días de baja demanda, para mantener bajos niveles de emisiones.

5 RECOMENDACIONES

Dado el alcance de la herramienta desarrollada para calcular el factor de emisión de CO₂ se considera que es posible ampliar la determinación del factor mediante:

- La consideración de las unidades de generación no convencional como biomasa, geotérmica en base a los factores de emisión de los combustibles utilizados, situación que demanda programación adicional y contar con los factores estándares de cada combustible o mediante la certificación de laboratorios especializados de estos.
- Debido a que se cuenta con la información on line de la operación del sistema y si establece un sistema en línea del consumo de combustible de las principales centrales del sistema eléctrico ecuatoriano, la herramienta permitiría contar con el factor de emisión de CO₂ en tiempo real, para lo cual es necesario que el operador de electricidad CENACE y los demás agentes del sistema desarrollen un sistema de monitoreo de combustible similar el sistema de gerenciamiento de energía EMS.
- Cada tecnología de generación tiene un efecto en las emisiones del ambiente, así la hidroeléctrica, solar y eólica debido a las que sus instalaciones provocan una modificación de la flora del lugar de emplazamiento de las estructuras requeridas para instalarlas, es posible desarrollar una herramienta similar para estimar el factor de emisión de este tipo de tecnología.

6 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, “El Acuerdo de París”.
- [2] Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, “Five Key Takeaways from COP27”.
- [3] Jaime Gallego, “Emisiones de CO₂ del sector energético y fuentes renovables en América Latina y el Caribe”, CEPEI.
- [4] Luis Felipe López Calva, “Contra el viento: la transición de ALC hacia energías limpias”, PNUD.
- [5] Unidad de Planeación Minero-Energética, “CÁLCULO DEL FACTOR DE EMISIONES DE LA RED DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA PARA 2020”, Colombia, 2020.
- [6] Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD), “Análisis del cálculo de las emisiones de CO₂ como herramienta esencial de las Contribuciones Nacionalmente Determinadas (NDC) de Panamá. Propuesta para discusión”, Panamá, 2019.
- [7] Ministerio de Energía y Minas, “Reporte Anual De Gases De Efecto Invernadero del Sector Energía 2019”, 2023.
- [8] Unidad de Planeación Energético Minero, “Balance Energético 2019”, Guatemala, 2019.
- [9] Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, “FACTOR DE EMISIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL 2023”, 2024.
- [10] Secretaría de Energía, “Cálculo del Factor de Emisión de CO₂ de la Red Argentina de Energía Eléctrica”.
- [11] Ministerio de Energías, “Guía para la cuantificación de la reducción de las emisiones actuales y futuras de la inversión en energía renovable y eficiencia energética en Bolivia”, 2019.
- [12] Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación, “El factor de emisión de CO₂ en la generación eléctrica en Brasil en 2023 es el más bajo en 12 años”.
- [13] Comisión Nacional de Energía, “Escenario Línea Base De Emisiones GEI Del Sector Generación Eléctrica Y Transporte De Electricidad”, Chile, 2023.
- [14] Instituto Costarricense de Electricidad Compañía Nacional de Fuerza y Luz, “Propuesta: modelo tarifario para electrificación de proceso productivos”, Costa Rica, 2023.
- [15] Low-Carbon Power, “ENFRÍA EL PLANETA-IMPULSA TU ECONOMÍA”, El Salvador, 2022.
- [16] Gobierno de la República de Honduras y Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), “Factor de Emisión Base Estandarizado de la Red de Honduras”, Honduras, 2019.

- [17] Ministerio Federal de Medio Ambiente, “Factor de Emisión Base Estandarizado de la Red de República Dominicana”, República Dominicana, 2020.
- [18] Grupo de trabajo técnico de instituciones financieras internacionales sobre contabilidad de gases de efecto invernadero (IFI), “Factor de Emisión Base Estandarizado de la Red de Guyana”, Guyana, 2021.
- [19] Comisión para la Cooperación Ambiental (CCA), “Emisiones atmosféricas de las centrales eléctricas en América del Norte”, 2020.
- [20] Agencia Federal de Medio Ambiente (UBA), “El suministro de electricidad y calor en cifras”.
- [21] Red de Transporte de Electricidad, “éCO2mix - Síntesis de datos”.
- [22] Departamento de Seguridad Energética y Red Cero, “Factores de conversión de gases de efecto invernadero del gobierno para informes de empresas Documento de metodología para los factores de conversión Informe final 2”, 2023.
- [23] Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad, “EMISIONES ACTUALES EN SUIZA”, Suiza, 2022.
- [24] Red Eléctrica De España, “Emisiones de CO2 de la generación eléctrica en España”, 2021.
- [25] Agencia Portuguesa de Medio Ambiente, “Factor de emisión de electricidad - 2023”, 2023.
- [26] Informe de transparencia climática, “INFORME DE TRANSPARENCIA CLIMÁTICA: COMPARACIÓN DE LA ACCIÓN CLIMÁTICA DEL G20 HACIA EL CERO NETO”, Rusia, 2021.
- [27] Administración Nacional de Energía, “Factor de emisión de dióxido de carbono de la electricidad 2021”, China, 2021.
- [28] Ministerio de Energía, “Base de datos de referencia de CO2 para el sector energético de la India”, India, 2022.
- [29] Agencia de Recursos Naturales y Energía, “Respecto al factor de emisión de electricidad aplicado al sistema de certificación de equivalente de reducción de CO2 de energía verde”, 2022.
- [30] Sistema de Información sobre Tecnología Climática, “Coeficientes nacionales de emisión y absorción de gases de efecto invernadero aprobados en 2021”, 2021.
- [31] Ministerio de Energía y Minas, “BALANCE ENERGÉTICO NACIONAL”, Ecuador, 2023.
- [32] MINISTERIO DE ENERGÍA Y RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES, “Plan de MINISTERIO DE ENERGÍA Y RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES”, Ecuador, 2020.
- [33] Ministerio de Energía y Minas, “Factor de emisión de CO2 del Sistema Nacional Interconectado de Ecuador”, Ecuador, 2022.
- [34] Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, “ACM0007: Conversión de generación de energía de ciclo único a ciclo combinado”, 2023.

- [35] Microsoft, "Introducción a VBA en Office".
- [36] Microsoft, "Introducción a Power BI Desktop".
- [37] CENACE, "Despacho Diario Programado". Quito, 2022.
- [38] Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, "Mapa Nro 4: Centrales de generación no renovable", 2023.
- [39] Operador Nacional de Electricidad - CENACE, "Informe Anual", Ecuador, 2023.

7 ANEXOS

ANEXO I

CENTRALES DE GENERACION NO CONVENCIONAL DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO (SNI).

Tipo	Central
Térmico Diésel	C. T. VICTORIA II DIÉSEL
Térmico Diésel	C. T. VICTORIA II NAFTA
Térmico Diésel	C. T. ÁLVARO TINAJERO
Térmico Diésel	C. T. ANÍBAL SANTOS DIÉSEL
Térmico Diésel	C. T. CATAMAYO
Térmico Diésel	C. T. CELSO CASTELLANOS
Térmico Diésel	C. T. DAYUMA
Térmico Diésel	C. T. ELECTROQUIL
Térmico Diésel	C. T. ENRIQUE GARCÍA
Térmico Diésel	C. T. GONZALO ZEVALLOS DIÉSEL
Térmico Diésel	C. T. JIVINO 1
Térmico Diésel	C. T. LLIGUA
Térmico Diésel	C. T. LORETO
Térmico Diésel	C. T. LULUNCOTO
Térmico Diésel	C. T. MACAS
Térmico Diésel	C. T. MÉNDEZ
Térmico Diésel	C. T. MIRAFLORES
Térmico Diésel	C. T. PAYAMINO
Térmico Diésel	C. T. PEDERNALES
Térmico Diésel	C. T. SANTA ROSA
Térmico Fuel Oil	C. T. ANÍBAL SANTOS VAPOR
Térmico Fuel Oil	C. T. GONZALO ZEVALLOS FOIL
Térmico Fuel Oil	C. T. JARAMIJÓ
Térmico Fuel Oil	C. T. MANTA 2
Térmico Fuel Oil	C. T. SANTA ELENA 2
Térmico Fuel Oil	C. T. SANTA ELENA 3
Térmico Fuel Oil	C. T. TRINITARIA
Térmico Gas N.	C. T. MACHALA GAS
Térmico Gas N.	C. T. MACHALA GAS 2
Térmico Residuo	C. T. EL DESCANSO
Térmico Residuo	C. T. ESMERALDAS
Térmico Residuo	C. T. ESMERALDAS 2
Térmico Residuo	C. T. GENEROCA
Térmico Residuo	C. T. GUALBERTO HERNÁNDEZ
Térmico Residuo	C. T. GUANGOPOLO
Térmico Residuo	C. T. GUANGOPOLO 2
Térmico Residuo	C. T. JIVINO 2
Térmico Residuo	C. T. JIVINO 3
Térmico Residuo	C. T. LA PROPICIA
Térmico Residuo	C. T. LAFARGE
Térmico Residuo	C. T. QUEVEDO 2
Térmico Residuo	C. T. TERMOGUAYAS

ANEXO II

DISTRIBUCIÓN PORCENTUAL POR TIPO DE COMBUSTIBLES.

Central	Tipo	Fuel Oil	Diésel 2	Gas Natural	Crudo	Residuo
C. T. GONZALO ZEVALLOS FOÍL	Térmico Fuel Oil	100,00%	0,13%	0,00%	0,00%	0,00%
C. T. GONZALO ZEVALLOS FOÍL	Térmico Fuel Oil	100,00%	0,10%	0,00%	0,00%	0,00%
C. T. JARAMIJÓ	Térmico Fuel Oil	100,00%	1,38%	0,00%	0,00%	0,00%
C. T. MANTA 2	Térmico Fuel Oil	100,00%	1,83%	0,00%	0,00%	0,00%
C. T. SANTA ELENA 2	Térmico Fuel Oil	100,00%	3,74%	0,00%	0,00%	0,00%
C. T. SANTA ELENA 3	Térmico Fuel Oil	100,00%	1,01%	0,00%	0,00%	0,00%
C. T. SANTA ELENA 3	Térmico Fuel Oil	100,00%	1,11%	0,00%	0,00%	0,00%
C. T. TRINITARIA	Térmico Fuel Oil	100,00%	0,08%	0,00%	0,00%	0,00%
C. T. MACHALA GAS 2	Térmico Gas N.	0,00%	45,45%	100,00%	0,00%	0,00%
C. T. MACHALA GAS 2	Térmico Gas N.	0,00%	10,99%	100,00%	0,00%	0,00%
C. T. MACHALA GAS 2	Térmico Gas N.	0,00%	24,18%	100,00%	0,00%	0,00%
C. T. ESMERALDAS 2	Térmico Residuo	100,00%	4,76%	0,00%	0,00%	0,00%
C. T. ESMERALDAS 2	Térmico Residuo	100,00%	2,64%	0,00%	0,00%	0,00%
C. T. ESMERALDAS	Térmico Residuo	100,00%	0,19%	0,00%	0,00%	0,00%
C. T. GUALBERTO HERNÁNDEZ	Térmico Residuo	100,00%	1,34%	0,00%	0,00%	0,00%
C. T. GUALBERTO HERNÁNDEZ	Térmico Residuo	100,00%	1,20%	0,00%	0,00%	0,00%
C. T. GUALBERTO HERNÁNDEZ	Térmico Residuo	100,00%	1,14%	0,00%	0,00%	0,00%
C. T. GUALBERTO HERNÁNDEZ	Térmico Residuo	100,00%	1,71%	0,00%	0,00%	0,00%
C. T. GUALBERTO HERNÁNDEZ	Térmico Residuo	100,00%	1,82%	0,00%	0,00%	0,00%
C. T. GUALBERTO HERNÁNDEZ	Térmico Residuo	100,00%	1,09%	0,00%	0,00%	0,00%
C. T. GENEROCA	Térmico Residuo	0,00%	0,96%	0,00%	0,00%	100,00%
C. T. GENEROCA	Térmico Residuo	0,00%	1,21%	0,00%	0,00%	100,00%
C. T. GENEROCA	Térmico Residuo	0,00%	1,41%	0,00%	0,00%	100,00%
C. T. GENEROCA	Térmico Residuo	0,00%	1,37%	0,00%	0,00%	100,00%
C. T. GENEROCA	Térmico Residuo	0,00%	1,21%	0,00%	0,00%	100,00%
C. T. GENEROCA	Térmico Residuo	0,00%	1,63%	0,00%	0,00%	100,00%
C. T. GENEROCA	Térmico Residuo	0,00%	1,27%	0,00%	0,00%	100,00%
C. T. GENEROCA	Térmico Residuo	0,00%	1,27%	0,00%	0,00%	100,00%
C. T. LAFARGE	Térmico Residuo	0,00%	5,31%	0,00%	0,00%	100,00%
C. T. LA PROPICIA	Térmico Residuo	100,00%	13,76%	0,00%	0,00%	0,00%
C. T. LA PROPICIA	Térmico Residuo	100,00%	14,00%	0,00%	0,00%	0,00%

ANEXO III

EMISIONES DIARIAS DE CO2 SEGÚN LA TECNOLOGÍA UTILIZADO EN EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO SNI.

- CASO 1: Alta hidrología

2023 Junio	Total Energía (MWh)	Emisión Fuel Oil	Emisión Diésel	Emisión Gas Natural	Emisión Residuo	Total Emisiones	Factor De Emisión
Total 12	5.963,65	3.086,13	316,97	1.696,83	0,00	5.099,93	0,86
Térmico Gas N.	1.198,54	0,00	60,36	1.696,83	0,00	1.757,19	1,47
Térmico Diésel	324,40	0,00	239,19	0,00	0,00	239,19	0,74
Térmico Fuel oil	4440,70	3.086,13	17,43	0,00	0,00	3.103,55	0,70
Total 13	5.475,66	3.073,37	58,34	1.231,73	0,00	4.363,43	0,80
Térmico Gas N.	1.020,80	0,00	33,44	1.231,73	0,00	1.265,16	1,24
Térmico Diésel	7,50	0,00	7,58	0,00	0,00	7,58	1,01
Térmico Fuel oil	4.447,36	3.073,37	17,32	0,00	0,00	3.090,69	0,69
Total 14	6.468,52	3.339,79	554,51	974,68	0,00	4.868,98	0,75
Térmico Gas N.	977,14	0,00	13,64	974,68	0,00	988,32	1,01
Térmico Diésel	670,50	0,00	520,07	0,00	0,00	520,07	0,78
Térmico Fuel oil	4.820,88	3.339,79	20,80	0,00	0,00	3.360,59	0,70
Total 15	6.065,11	3.177,73	331,52	1.413,77	0,00	4.923,02	0,81
Térmico Gas N.	1.093,53	0,00	36,23	1413,77	0,00	1.450,01	1,33
Térmico Fuel oil	4.574,08	3.177,73	20,63	0,00	0,00	3.198,36	0,70
Térmico Diésel	397,50	0,00	274,65	0,00	0,00	274,65	0,69
Total 16	7.074,26	3.558,74	534,75	2.177,69	0,00	6.271,18	0,89
Térmico Gas N.	1.361,30	0,00	82,95	2.177,69	0,00	2.260,64	1,66
Térmico Diésel	583,50	0,00	424,45	0,00	0,00	424,45	0,73
Térmico Fuel oil	5.129,46	3.558,74	27,34	0,00	0,00	3.586,08	0,70
Total Periodo	31.047,20	16.235,7	1.796,08	7.494,70	0,00	25.526,54	0,82

- CASO 2: Baja hidrología

2023 Noviembre	Total Energía (MWh)	Emisión Fuel Óil	Emisión Diésel	Emisión Gas Natural	Emisión Residuo	Total Emisiones	Factor De Emisión
Total 17	27,667.70	11,515.8	5,158.26	3,776.73	425.93	20,876.73	0.75
Térmico Gas N.	2,304.00	0.00	78.88	3,776.73	0.00	3,855.61	1.67
Térmico Diésel	5,220.00	0.00	4,546.80	0.00	0.00	4,546.80	0.87
Térmico Fuel Óil	11,090.40	7,809.34	68.98	0.00	0.00	7,878.32	0.71
Térmico Residuo	9,053.30	3,706.47	463.59	0.00	425.93	4,596.00	0.76
Total 18	27,752.20	11,618.6	5,102.94	3,776.73	425.93	20,924.27	0.75
Térmico Gas N.	2,304.00	0.00	78.88	3,776.73	0.00	3,855.61	1.67
Térmico Diésel	5,147.90	0.00	4,489.12	0.00	0.00	4,489.12	0.87
Térmico Fuel Óil	11,091.00	7,809.75	69.00	0.00	0.00	7,878.75	0.71
Térmico Residuo	9,209.30	3,808.92	465.95	0.00	425.93	4,700.80	0.76
Total 19	27,683.03	11,618.6	5,212.64	3,772.47	425.93	21,029.71	0.76
Térmico Gas N.	2,303.83	0.00	117.02	3,772.47	0.00	3,889.49	1.69
Térmico Diésel	5,222.40	0.00	4,551.11	0.00	0.00	4,551.11	0.87
Térmico Fuel Óil	11,091.00	7,809.75	69.00	0.00	0.00	7,878.75	0.71
Térmico Residuo	9,065.80	3,808.92	475.52	0.00	425.93	4,710.37	0.76
Total Periodo	83,102.93	34,753.1	15,473.85	11,325.92	1,277.80	62,830.72	0.76

- CASO 3: Racionamiento

2023 Diciembre	Total Energía (MWh)	Emisión Fuel Óil	Emisión Diésel	Emisión Gas Natural	Emisión Residuo	Total Emisiones	Factor De Emisión
Total 18	23,267.59	10,476.4	3,035.75	3,975.90	494.92	17,983.05	0.77
Térmico Gas N.	1,751.86	0.00	123.41	3,975.90	0.00	4,099.31	2.34
Térmico Diésel	2,705.23	0.00	2,399.08	0.00	0.00	2,399.08	0.89
Térmico Fuel Óil	10,582.80	7,471.77	64.84	0.00	0.00	7,536.61	0.71
Térmico Residuo	8,227.70	3,004.70	448.43	0.00	494.92	3,948.05	0.48
Total 19	23,016.30	10,540.8	2,957.42	3,899.00	494.92	17,892.23	0.78

2023 Diciembre	Total Energía (MWh)	Emisión Fuel Oil	Emisión Diésel	Emisión Gas Natural	Emisión Residuo	Total Emisiones	Factor De Emisión
Térmico Gas N.	1,733.86	0.00	121.94	3,899.00	0.00	4,020.94	2.32
Térmico Diésel	2,542.74	0.00	2,332.58	0.00	0.00	2,332.58	0.92
Térmico Fuel Oil	10,680.00	7,536.19	65.53	0.00	0.00	7,601.72	0.71
Térmico Residuo	8,059.70	3,004.70	437.37	0.00	494.92	3,936.99	0.49
Total 20	23,219.02	10,975.9	2,166.50	4,283.51	494.92	17,920.87	0.77
Térmico Gas N.	1,823.86	0.00	129.29	4,283.51	0.00	4,412.80	2.42
Térmico Diésel	1,876.70	0.00	1,571.85	0.00	0.00	1,571.85	0.84
Térmico Fuel Oil	10,706.06	7,553.58	65.77	0.00	0.00	7,619.35	0.71
Térmico Residuo	8,812.40	3,422.36	399.58	0.00	494.92	4,316.86	0.49
Total 21	23,285.19	11,126.1	2,154.08	3,743.63	494.92	17,518.82	0.75
Térmico Gas N.	1,697.86	0.00	121.94	3,743.63	0.00	3,865.57	2.28
Térmico Diésel	1,861.72	0.00	1,559.64	0.00	0.00	1,559.64	0.84
Térmico Fuel Oil	10,931.12	7,703.82	69.03	0.00	0.00	7,772.85	0.71
Térmico Residuo	8,794.50	3,422.36	403.48	0.00	494.92	4,320.76	0.49
Total Periodo	92,788.10	43,119.4	10,313.76	15,902.05	1,979.68	71,314.97	0.77

- CASO 4: Feriados

2023 1 Enero	Total Energía (MWh)	Emisión Fuel Oil	Emisión Diésel	Emisión Gas Natural	Emisión Residuo	Total Emisiones	Factor De Emisión
Térmico Gas N.	1,632.00	0.00	27.64	1,778.62	0.00	1,806.26	1.11
Térmico Diésel	5,109.84	0.00	4,369.00	0.00	0.00	4,369.00	0.86
Térmico Fuel Oil	10,685.66	7,547.96	66.22	0.00	0.00	7,614.18	0.71
Térmico Residuo	5,134.22	978.08	414.42	0.00	474.26	1,866.76	0.36
Total	22,561.71	8,526.04	4,877.28	1,778.62	474.26	15,656.20	0.69

2023 7 Abril	Total Energía (MWh)	Emisión Fuel Oil	Emisión Diésel	Emisión Gas Natural	Emisión Residuo	Total Emisiones	Factor De Emisión
Térmico Diésel	967.50	0.00	811.14	0.00	0.00	811.14	0.84
Térmico Fuel Oil	1,264.40	1,005.90	1.04	0.00	0.00	1,006.94	0.80
Térmico Gas N.	1,200.00	0.00	0.00	727.23	0.00	727.23	0.61
Total	3,431.90	1,005.90	812.18	727.23	0.00	2,545.3	0.74

ANEXO IV

EMISIONES DIARIAS DE CO2 SEGÚN EL TIPO DE COMBUSTIBLE UTILIZADO EN EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO SNI.

- CASO 1: Alta hidrología

2023 Junio	Total Energía (MWh)	Emisión Fuel Oil	Emisión Diésel	Emisión Gas Natural	Emisión Residuo	Energía Fuel Oil	Energía Diésel	Energía Gas Natural	Energía Residuo
Total 12	5.963,65	0,77	0,70	1,49	-	4.411,91	412,69	1.139,04	-
Térmico Diésel	324,40	0,74	-	-	-	-	324,40	-	-
Térmico Fuel Oil	4.440,70	0,61	0,70	-	-	4.411,91	28,79	-	-
Térmico Gas N.	1.198,54	1,01	-	1,49	-	-	59,50	1.139,04	-
Total 13	5.475,66	0,83	0,70	1,25	-	4.418,71	69,97	986,98	-
Térmico Diésel	7,50	1,01	-	-	-	-	7,50	-	-
Térmico Fuel Oil	4.447,36	0,60	0,70	-	-	4.418,71	28,65	-	-
Térmico Gas N.	1.020,80	0,99	-	1,25	-	-	33,82	986,98	-
Total 14	6.468,52	0,77	0,70	1,01	-	4.786,54	720,11	961,87	-
Térmico Diésel	670,50	0,78	-	-	-	-	670,50	-	-
Térmico Fuel Oil	4.820,88	0,61	0,70	-	-	4.786,54	34,34	-	-
Térmico Gas N.	977,14	0,89	-	1,01	-	-	15,28	961,87	-
Total 15	6.065,11	0,71	0,70	1,34	-	4.540,04	467,66	1.057,41	-
Térmico Diésel	397,50	0,69	-	-	-	-	397,50	-	-
Térmico Fuel Oil	4.574,08	0,61	0,70	-	-	4.540,04	34,04	-	-
Térmico Gas N.	1.093,53	1,00	-	1,34	-	-	36,12	1.057,41	-
Total 16	7.074,26	0,75	0,70	1,70	-	5.084,30	708,47	1.281,49	-
Térmico Diésel	583,50	0,73	-	-	-	-	583,50	-	-
Térmico Fuel Oil	5.129,46	0,61	0,70	-	-	5.084,30	45,16	-	-
Térmico Gas N.	1361,30	1,04	-	1,70	-	-	79,81	1.281,49	-
Total	31.047,20	0,76	0,70	1,38	-	23.241,50	2.378,91	5.426,79	-

- CASO 2: Baja hidrología

2023 Noviembre	Total Energía (MWh)	Emisión Fuel Oil	Emisión Diésel	Emisión Gas Natural	Emisión Residuo	Energía Fuel Oil	Energía Diésel	Energía Gas N	Energía Residuo
Total 17	27,667.70	0.83	0.71	1.81	0.69	16,213.44	6,241.39	2,090.55	615.93
Térmico Diésel	5,220.00	0.87	0.71	-	0.69	-	5,220.00	-	-
Térmico Fuel Oil	11,090.40	0.60	0.71	-	-	10,976.17	114.23	-	-
Térmico Gas N.	2,304.00	0.37	-	1.81	-	-	213.45	2,090.55	-
Térmico Residuo	9,053.30	0.67	0.71	-	0.69	-	693.70	-	615.93
Total 18	27,752.20	0.83	0.71	1.81	0.69	16,366.00	6,173.32	2,090.55	615.93
Térmico Diésel	5,147.90	0.87	0.71	-	0.69	-	5,147.90	-	-
Térmico Fuel Oil	11,091.00	0.60	0.71	-	-	10,976.74	114.26	-	-
Térmico Gas N.	2,304.00	0.37	-	1.81	-	-	213.45	2,090.55	-
Térmico Residuo	9,209.30	0.67	0.71	-	0.69	-	697.72	-	615.93
Total 19	27,683.03	0.84	0.71	1.76	0.69	16,366.00	6,207.62	2,146.73	615.93
Térmico Diésel	5,222.40	0.87	0.71	-	0.69	-	5,222.40	-	-
Térmico Fuel Oil	11,091.00	0.60	0.71	-	-	10,976.74	114.26	-	-
Térmico Gas N.	2,303.83	0.74	-	1.76	-	-	157.10	2,146.73	-
Térmico Residuo	9,065.80	0.67	0.71	-	0.69	-	713.86	-	615.93
Total	83,102.93	0.83	0.71	1.79	0.69	48,945.45	18,622.33	6,327.83	1,847.80

- CASO 3: Racionamiento

2023 Diciembre	Total Energía (MWh)	Emisión Fuel Oil	Emisión Diésel	Emisión Gas Natural	Emisión Residuo	Energía Fuel Oil	Energía Diésel	Energía Gas N	Energía Residuo
Total 18	23,267.59	0.84	0.71	2.44	0.69	14,672.28	3,607.11	1,628.04	715.47
Térmico Diésel	2,705.23	0.89	-	-	-	-	2,705.23	-	-
Térmico Fuel Oil	10,582.80	0.60	0.71	-	-	10,475.63	107.17	-	-
Térmico Gas N.	1,751.86	1.00	-	2.44	-	-	123.82	1,628.04	-
Térmico Residuo	8,227.70	0.67	0.72	-	0.69	4,196.65	670.88	-	715.47
19	23,016.30	0.86	0.71	2.42	0.69	14,768.29	3,425.84	1,611.82	715.47
Térmico Diésel	2,542.74	0.92	-	-	-	-	2,542.74	-	-
Térmico Fuel Oil	10,680.00	0.60	0.71	-	-	10,571.64	108.36	-	-
Térmico Gas N.	1,733.86	1.00	-	2.42	-	-	122.04	1,611.82	-
Térmico Residuo	8,059.70	0.67	0.72	-	0.69	4,196.65	652.69	-	715.47

2023 Diciembre	Total Energía (MWh)	Emisión Fuel Oil	Emisión Diésel	Emisión Gas Natural	Emisión Residuo	Energía Fuel Oil	Energía Diésel	Energía Gas N	Energía Residuo
20	23,219.02	0.80	0.71	2.53	0.69	15,407.44	2,712.13	1,692.90	715.47
Térmico Diésel	1,876.70	0.84	-	-	-	-	1,876.70	-	-
Térmico Fuel Oil	10,706.06	0.60	0.71	-	-	10,597.29	108.77	-	-
Térmico Gas N.	1,823.86	0.99	-	2.53	-	-	130.95	1,692.90	-
Térmico Residuo	8,812.40	0.67	0.71	-	0.69	4,810.15	595.71	-	715.47
21	23,285.19	0.80	0.71	2.38	0.69	15,626.96	2,699.99	1,575.82	715.47
Térmico Diésel	1,861.72	0.84	-	-	-	-	1,861.72	-	-
Térmico Fuel Oil	10,931.12	0.60	0.71	-	-	10,816.81	114.30	-	-
Térmico Gas N.	1,697.86	1.00	-	2.38	-	-	122.04	1,575.82	-
Térmico Residuo	8,794.50	0.67	0.71	-	0.69	4,810.15	601.94	-	715.47
Total	92,788.10	0.83	0.71	2.44	0.69	60,474.98	12,445.07	6,508.58	2,861.86

- CASO 4: Feriados

2023 1 Enero	Total Energía (MWh)	Emisión Fuel Oil	Emisión Diésel	Emisión Gas Natural	Emisión Residuo	Energía Fuel Oil	Energía Diésel	Energía Gas N	Energía Residuo
Térmico Diésel	5,109.84	0.86	-	-	-	-	5,109.84	-	-
Térmico Fuel Oil	10,685.66	0.60	0.71	-	-	10,575.90	109.76	-	-
Térmico Gas N.	1,632.00	0.31	-	1.15	-	-	88.89	1,543.11	-
Térmico Residuo	5,134.22	0.68	0.67	-	0.69	1,462.23	610.68	-	686.04
Total	22,561.71	0.82	0.71	1.15	0.69	12,038.14	5,919.16	1,543.11	686.04

2023 7 Abril	Total Energía (MWh)	Emisión Fuel Oil	Emisión Diésel	Emisión Gas Natural	Emisión Residuo	Energía Fuel Oil	Energía Diésel	Energía Gas N	Energía Residuo
Térmico Diésel	967.50	0.84	-	-	-	-	967.50	-	-
Térmico Fuel Oil	1,264.40	0.70	0.80	-	-	1,262.90	1.50	-	-
Térmico Gas N.	1,200.00	-	-	0.61	-	-	-	1,200.00	-
Total	3,431.90	0.84	0.80	0.61	-	1,262.90	969.00	1,200.00	-