

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y
ELECTRÓNICA**

**IMPACTO DEL INGRESO DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA
SANTIAGO SOBRE EL FACTOR DE EMISIÓN ANUAL Y MENSUAL
DE CO₂ DE LA RED ELÉCTRICA DEL SISTEMA NACIONAL
INTERCONECTADO EN EL PERÍODO 2016-2026.**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO
ELÉCTRICO**

EDGAR PATRICIO PICHUCHO CAYO

patricioed91@hotmail.com

DIRECTOR: JOSE ANTONIO OSCULLO LALA JOSE, MSc.

jose.oscullo@epn.edu.ec

Quito, diciembre 2017

DECLARACIÓN

Yo, EDGAR PATRICIO PICHUCHO CAYO declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

EDGAR PATRICIO PICHUCHO CAYO

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Edgar Patricio Pichucho Cayo, bajo mi supervisión.

JOSE ANTONIO OSCULLO LALA, MSc.

DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTO

Mis agradecimientos esta dirigidos a quien ha forjado mi camino y me a guiado hacia el sendero correcto, Dios, él que en todo momento está presente en mi vida ayudándome a aprender de mis errores para no cometerlos nuevamente. Eres quién guía el destino de mi vida hacia su voluntad.

Agradezco a mis padres Victor y Alexandra por su amor, por su esfuerzo, por ser siempre mi apoyo incondicional en cada etapa. Una vida no bastaría para poder expresar mi gratitud hacia quienes me han forjado como persona y ser humano día a día.

A mis hermanas Jéssica y Tatiana por todo su cariño y amor a lo largo de los años.

A la Escuela Politécnica Nacional por haberme aceptado ser parte de esta institución y abrirme las puertas del conocimiento científico en el estudio de mi carrera, así como también a todos los docentes que me brindaron sus conocimientos y su apoyo para seguir adelante.

Al director del proyecto de titulación el Msc. José Oscullo por haberme brindado la oportunidad de recurrir a su capacidad y conocimiento, así como también por haberme tenido toda la paciencia del mundo para guiarme durante todo el desarrollo de la tesis.

Al Ing. Soria por haberme brindado la ayuda necesaria para poder culminar mi trabajo de titulación.

A Yomara, por siempre mi consejo y apoyo incondicional a lo largo de los años en la universidad.

A mis amigos de la universidad todos los buenos y malos momentos vividos en el trascurso de nuestra vida estudiantil.

DEDICATORIA

Dedico este proyecto a mi abuelita Teresita, ha sido, es y será el modelo de persona a seguir en mi vida; que desde el cielo me sigue cuidando y enviando bendiciones.

A mis padres, familia y amigos, a todas las personas que me brindan la fortaleza para poder continuar a diario. Todos mis logros se los debo plenamente a ustedes los amo y los amara siempre.

ÍNDICE GENERAL

DECLARACIÓN	ii
CERTIFICACIÓN	iii
AGRADECIMIENTO	iv
DEDICATORIA	v
ÍNDICE GENERAL	vi
RESUMEN	xi
PRESENTACIÓN	xiii
CAPÍTULO 1	14
INTRODUCCIÓN	14
1.1 LA PROBLEMÁTICA DEL CAMBIO CLIMÁTICO.....	14
1.1.1 ANTECEDENTES.....	14
1.1.2 CAUSAS DEL CAMBIO CLIMÁTICO.....	15
1.1.3 EFECTOS DEL CAMBIO CLIMÁTICO.....	17
1.1.3.1 Incremento de la temperatura a nivel mundial.....	17
1.1.3.2 Cambios en el ciclo natural del agua.....	17
1.1.3.3 Daños a la biodiversidad del planeta.....	18
1.1.3.4 Aumento del nivel del mar.....	18
1.1.3.5 Riesgos para la salud.....	18
1.2 CO ₂ Y SU IMPORTANCIA EN EL CALENTAMIENTO GLOBAL.....	19
1.2.1 COMPOSICIÓN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA POR TIPO DE GENERACIÓN.....	20
1.2.2 GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA RELACIONADA A LAS EMISIONES DE CO ₂	21
1.3 ACUERDOS INTERNACIONALES ACERCA DEL CAMBIO CLIMÁTICO.....	22
1.3.1 ANTECEDENTES.....	22
1.3.2 PANEL INTERGUBERNAMENTAL DE EXPERTOS SOBRE EL CAMBIO CLIMÁTICO (IPCC).....	24
1.3.3 LA CONVENCIÓN MARCO DE LAS NACIONES UNIDAS SOBRE EL CAMBIO CLIMÁTICO.....	25
1.3.4 MARCO GENERAL DEL PROTOCOLO DE KYOTO.....	26
1.4 CONFERENCIA INTERNACIONAL SOBRE CAMBIO CLIMÁTICO XXI.....	27
1.4.1 PROPÓSITOS Y METAS PLANTEADAS EN LA COP XXI.....	27

1.4.2	TRANSFERENCIA DE UNIDADES DE MITIGACIÓN ANTES DE LA COP XXI.	29
1.4.3	TRANSFERENCIA DE UNIDADES DE MITIGACIÓN DESPUÉS DE LA COP XXI.	30
1.4.3.1	Establecer el mecanismo de desarrollo sostenible.	30
1.4.3.2	Medidas para la doble contabilización.	31
1.4.3.3	Problemas de la adicionalidad.	31
1.4.3.4	Problema con las comunidades afectadas.	31
1.5	ECUADOR CON RESPECTO A LA COP XXI.	32
1.5.1	ACCIONES NACIONALES APROPIADAS DE MITIGACIÓN.	32
1.6	SITUACIÓN ENERGÉTICA DEL ECUADOR.	33
1.6.1	BALANCE DE ENERGÍA POR TIPO DE TECNOLOGÍA EN EL SNI DEL 2016.	34
1.6.2	DEMANDA DE ENERGÍA DEL SNI.	35
1.7	PROYECTO HIDROELÉCTRICO RÍO SANTIAGO.	36
1.7.1	DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO.	36
CAPÍTULO 2		39
METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE FACTOR DE EMISIONES DE CO₂ EN REDES ELÉCTRICAS.		39
2.1	ANTECEDENTES	39
2.2	DETERMINACIÓN DEL FACTOR DE EMISIÓN DE CO ₂ DE UNA RED ELÉCTRICA, MEDIANTE LA METODOLOGÍA ACM0002.	39
2.2.1	ALCANCE DE LA METODOLOGÍA ACM0002.	40
2.2.2	APLICABILIDAD DE LA METODOLOGÍA ACM0002.	41
2.2.3	ESCENARIOS DE LA METODOLOGÍA ACM0002.	41
2.2.3.1	Escenario base.	42
2.2.3.2	Escenario de la inclusión de la central.	42
2.2.4	PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO DE LA METODOLOGÍA ACM0002 DE REFERENCIA.	42
2.2.4.1	Paso 1: Identificar los sistemas relevantes.	44
2.2.4.2	Paso 2: Elija si desea incluir las plantas de energía fuera de la red en el sistema eléctrico del proyecto (opcional).	44
2.2.4.3	Paso 3: Seleccionar el método a determinar el margen de operación. ...	45
2.2.4.4	Paso 4: Calcular el OM acorde al método seleccionado.	51
2.2.4.5	Paso 5: Calcular el BM:	51
2.2.4.6	Paso 6: Calcular el CM:	54

2.3	PROGRAMA DE OPTIMIZACIÓN ESTOCÁSTICA PARA EL CÁLCULO DE LA OPERACIÓN ÓPTIMA DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS.	55
2.3.1	INTRODUCCIÓN.....	55
2.3.2	SOLUCIÓN DEL PLANTEAMIENTO OPERATIVO.	55
2.3.3	COSTO INMEDIATO Y COSTO FUTURO.	57
2.3.4	CÁLCULO DE LA FCI Y FCF.	58
CAPÍTULO 3	59
	IDENTIFICACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO Y OBTENCIÓN DE DATOS. ...	59
3.1	INTRODUCCIÓN.....	59
3.2	INFORMACIÓN REQUERIDA PARA LA APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA ACM0002.	59
3.2.1	APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA ACM0002 PARA EL CÁLCULO DEL FACTOR DE EMISIÓN COMBINADO.	59
3.2.2	FUENTES DE INFORMACIÓN.....	60
3.3	GENERACIÓN NETA POR TIPO DE TECNOLOGÍA DEL SNI EN EL ECUADOR.....	61
3.4	CONSUMO DE COMBUSTIBLE EN EL SNI.	63
3.5	FACTOR DE EMISIÓN DE CO ₂ POR TIPO DE COMBUSTIBLE.	65
3.6	INGRESO DE GENERACIÓN EN EL PERÍODO 2016-2026.....	66
3.7	SELECCIÓN DEL MÉTODO DE CÁLCULO PARA EL FACTOR DE EMISIÓN DE CO ₂ DE MARGEN DE OPERACIÓN.	67
3.8	EJEMPLO DE CÁLCULO DE LA METODOLOGÍA ACM0002.	67
3.8.1	CÁLCULO DEL FACTOR DE EMISIÓN DE CO ₂ DE UN SISTEMA ELÉCTRICO CON EL MÉTODO PROMEDIO.....	67
3.8.1.1	Cálculo del OM en el SNI para el año 2023.	68
3.8.1.2	Cálculo del BM en el SNI para el año 2023.....	68
3.8.1.3	Cálculo del CM en el SNI para el año 2023.....	70
CAPÍTULO 4	71
	PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO DEL FACTOR DE EMISIÓN DE CO₂ EN EL SNI.	71
4.1	INTRODUCCIÓN.....	71
4.2	CÁLCULO DEL FACTOR DE EMISIÓN DE CO ₂ DE MARGEN DE OPERACIÓN (OM) ANUAL Y MENSUAL PARA EL SNI EN EL PERÍODO 2016-2026.	72
4.3	CÁLCULO DEL FACTOR DE EMISIÓN DE CO ₂ DE MARGEN DE CONSTRUCCIÓN (BM) ANUAL PARA EL SNI EN EL PERÍODO 2016-2016.	76

4.3.1	ESCENARIOS DE CÁLCULO DEL FACTOR DE EMISIÓN DE CO ₂ BM ANUAL PARA EL PERÍODO 2016-2026.	77
4.4	CÁLCULO DEL FACTOR DE EMISIÓN DE CO ₂ DE MARGEN COMBINADO (CM) ANUAL PARA EL SNI EN EL PERÍODO 2016-2026.	78
4.4.1	DEFINICIÓN DE LAS PONDERACIONES W _{OM} Y W _{BM} PARA EL CÁLCULO DEL FACTOR DE EMISIÓN DE CO ₂ CM.	78
4.4.2	CÁLCULO DEL FACTOR DE EMISIÓN DE CO ₂ CM ANUAL Y MENSUAL EN EL SNI PARA EL PERÍODO 2016-2026.	79
4.5	CÁLCULO DEL NIVEL DE EMISIONES DE CO ₂ ANUAL PARA EL SNI CONSIDERANDO Y SIN CONSIDERAR EL INGRESO DE RÍO SANTIAGO EN EL PERÍODO 2016-2026.	84
4.5.1	EMISIONES DE CO ₂ ANUAL EN EL SNI PARA EL PERÍODO 2016-2026 SIN CONSIDERAR EL INGRESO DE RÍO SANTIAGO.	84
4.5.2	EMISIONES DE CO ₂ ANUAL EN EL SNI PARA EL PERÍODO 2016-2026 CONSIDERANDO EL INGRESO DE RÍO SANTIAGO.	85
4.6	ESTIMACIÓN DE LA REDUCCIÓN DE EMISIONES DE CO ₂ DEBIDO AL INGRESO DE RÍO SANTIAGO.	87
4.7	DESPLAZAMIENTO DE GENERACIÓN TÉRMICA EN EL PERÍODO 2016-2026 POR EL INGRESO DE RÍO SANTIAGO.	87
4.8	COMPARACIÓN CON ESTUDIOS REALIZADOS EN EL PAÍS.	89
CAPÍTULO 5.		92
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.		92
5.1	CONCLUSIONES.	92
5.2	RECOMENDACIONES.	93
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICA.		95
ANEXOS.		100
ANEXO A.		100
PODERES CÁLORICOS DE LOS COMBUSTIBLES EMPLEADOS EN EL SNI.		100
ANEXO B.		101
FACTORES DE EMISIÓN DE CO₂ ANUALES POR TIPO DE TECNOLOGÍA EN EL SNI EN EL PERÍODO 2016-2026 SIN CONSIDERAR LA OPERACIÓN DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA RÍO SANTIAGO.		101
ANEXO C.		102
FACTORES DE EMISIÓN DE CO₂ ANUALES POR TIPO DE TECNOLOGÍA EN EL SNI EN EL PERÍODO 2016-2026 CONSIDERANDO LA OPERACIÓN DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA RÍO SANTIAGO.		102

RESUMEN

Las actividades cotidianas que se desarrollan en la sociedad a partir de la revolución industrial, han incrementado la concentración de los Gases de Efecto Invernadero (GEI) en la atmósfera, particularmente las emisiones de dióxido de carbono. La principal consecuencia del aumento en la concentración del dióxido de carbono en la atmósfera fue denominada como calentamiento global cuyas principales repercusiones son el incremento de la temperatura en la superficie de la tierra y alteraciones del ciclo hídrico.

La generación de electricidad es una de los principales aportantes de gases de efecto invernadero causantes del cambio climático, debido a la producción de energía eléctrica utilizando recursos no renovables en las centrales termoeléctricas que consumen combustibles de origen fósil.

A partir de la cumbre mundial sobre cambio climático desarrollada en Kyoto (1997), el principal tema alcanzado fue la reducción del nivel de emisiones de CO₂ a la atmósfera, mediante la determinación del nivel de emisiones de CO₂ por una red eléctrica esto fue ratificado en la Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático 21 (COP XXI). Para el caso de un sistema hidrotérmico se utiliza la metodología denominada ACM0002 “Generación de energía eléctrica conectada a la red a partir de fuentes renovables” para este trabajo se consideró la versión 16, el cual permite obtener las emisiones de una matriz hidroeléctrica compuesta por centrales hidroeléctricas, unidades termoeléctricas y fuentes renovables de energía.

El factor de emisión de CO₂ de una red eléctrica es la ponderación de emisiones de CO₂ que se producen por cada MWh de electricidad generada. Los factores de emisión de CO₂ para el caso del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador (SNI) pueden ser calculados a partir de registros de generación históricos o mediante el análisis de la planificación mediano y corto plazo del parque de generación disponible.

En los últimos años el Ecuador en el marco de su política energética ha implementado y se encuentra desarrollando proyectos de generación eléctrica principalmente hidroeléctrica, lo cual modifica la oferta del parque de generación de la matriz eléctrica del país. Esta situación modifica el despacho de centrales termoeléctricas para el abastecimiento de la demanda del SNI; siendo estas últimas la principal fuente de emisiones de CO₂.

Este estudio presenta el cálculo del factor de emisión de CO₂ en el SNI en el período 2016-2026, aplicando la metodología ACM0002 versión 16, enfocado en dos posibles escenarios, de manera que se pueda apreciar el impacto que tendrá el ingreso en operación de la central hidroeléctrica Río Santiago (3600MW) en 2023 sobre el factor de emisión de CO₂ del SNI.

PRESENTACIÓN

En el presente trabajo se desarrollará el cálculo del Factor de Emisión de CO₂ anual y mensual en el período 2016-2026, en dos posibles escenarios: considerando y sin considerar el ingreso de la central Río Santiago. Mediante el cual se determina el impacto sobre el factor de emisión de CO₂.

Para el cálculo del factor de emisión se empleó la metodología ACM0002 aprobada por la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), debido a que tanto el SNI y el proyecto Río Santiago cumplen con las condiciones de aplicabilidad de una red eléctrica que requiere la metodología; además de poder contar con la información necesaria para su aplicación.

En el capítulo 1, se presenta una descripción del fenómeno del cambio climático y la importancia que tiene el CO₂ en el proceso del calentamiento global, las instituciones intergubernamentales que combaten el cambio climático, el protocolo de Kyoto, una descripción del sector eléctrico ecuatoriano y finalmente una breve descripción del proyecto Río Santiago.

En el capítulo 2, se presenta la metodología ACM0002 aplicada para sistemas eléctricos utilizada para el cálculo del factor de emisión de CO₂.

En el capítulo 3, se recopila y se realiza un análisis de la información requerida para la aplicación de la metodología ACM0002 enfocada al SNI.

En el capítulo 4, se presenta la aplicación de la metodología ACM0002 para el cálculo del factor de emisión anual y mensual de CO₂ del SNI, para el período 2016-2026, considerando y sin considerar el ingreso del proyecto hidroeléctrico Río Santiago a partir del año 2023, mediante el cual se determina el impacto en el factor de emisión de CO₂.

En el capítulo 5, se presenta las conclusiones del trabajo realizado, y las recomendaciones para la elaboración de futuros proyectos relacionados con el tema.

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1 LA PROBLEMÁTICA DEL CAMBIO CLIMÁTICO.

1.1.1 ANTECEDENTES.

El proceso de industrialización que inicio en el siglo XVII, demandó la combustión de combustibles fósiles obtenidos de la extracción del petróleo, este último es obtenido de yacimientos acumulados en subsuelos durante varias eras cronológicas. A lo largo de los años la combustión ha causado incremento en las emisiones de gases de efecto invernadero a la atmósfera, donde el CO₂ es uno de los principales gases.

En la última década la CMNUCC, ha realizado varios estudios determinando que las actividades humanas que conllevan a la producción y consumo de diferentes formas de energía; están alterando la composición de la atmósfera y cuyos efectos se presentan en la modificación de variables climáticas (temperatura, precipitaciones etc.) en periodos comparables.

La generación de energía eléctrica a nivel mundial en su mayoría, siempre tiende a consumir combustibles fósiles; dicha tendencia ha ido decreciendo por políticas intergubernamentales. Para el año 2015 del total mundial de generación eléctrica se compone 60,3% proviene de combustibles fósiles,18,3% de energía nuclear, 13,9% de energía hidroeléctrica y 7,6% de generación no convencional. [1]

Los niveles de dióxido de carbono y otros GEI en la atmósfera han aumentado vertiginosamente durante la era industrial a causa de actividades antropogénicas como la deforestación o el fuerte consumo de combustibles fósiles, estimulado por el crecimiento económico y demográfico.

La presencia de GEI en la atmósfera, particularmente de CO₂, ha incrementado a causa de actividades antropogénicas; esto provoca un aumento en el efecto

invernadero natural de la tierra. A su vez estos cambios provocan la alteración del ciclo hidrológico y de la elevación mundial de temperaturas.

A nivel mundial el sector eléctrico se relaciona con las emisiones de GEI, al tener la mayor parte de su generación en base a la quema de combustibles fósiles lo que influye en el cambio climático. Dada la estocasticidad de las operaciones de las centrales hidráulicas debido a la variabilidad de los caudales por los cambiantes períodos de lluvia y sequía, además de los cambiantes patrones de consumo de potencia del país provocado por la variación de temperatura dada por las estaciones de invierno y verano provoca que exista un incremento en la demanda eléctrica el cual para ser abastecida se busca que su generación no provenga del consumo de derivados de petróleo mediante el cambio de la matriz energética. [2]

Ante el constante incremento de la demanda energética, que va de la mano del crecimiento de la población, sumado a las acciones gubernamentales del cambio de la matriz productiva, es adecuado conocer el nivel de emisiones de GEI; en especial del CO₂ para períodos de mediano y largo plazo debido a la expansión de la generación eléctrica que permita abastecer la matriz energética de un sistema. necesario desarrollar acorde a las necesidades a mediano y largo plazo fuentes de generación eléctrica. Debido a la diversidad tecnológica en la matriz eléctrica del SNI el factor de emisión es un indicador que permite con cierto nivel de detalle conocer el aporte individual de cada tecnología o cada unidad térmica con que cuenta el sistema.

1.1.2 CAUSAS DEL CAMBIO CLIMÁTICO.

A partir de la revolución industrial, la emisión de gases de efecto invernadero producido por la combustión de los combustibles fósiles, a fin de cubrir las necesidades energéticas de las diferentes actividades humanas; ha provocado un aumento en la temperatura sobre la superficie de la tierra, en los últimos 100 años la temperatura media ha aumentado 0.74 °C, si las concentraciones de gases se duplican comparados con niveles preindustriales la elevación de temperatura será sobre los 2 °C, para el período 2015-2050; esta elevación en la temperatura

provocará una considerable modificación de las variables climáticas y el ciclo estacional [3].

Los GEI producidos por diferentes procesos químicos que se encuentran naturalmente en el planeta están en la atmósfera. Gracias a estos procesos químicos la temperatura de la superficie de la tierra ha sido capaz de albergar la vida, sin embargo, la actividad antropogénica produce un desbalance de los GEI.

En la Figura 1.1, se presenta el proceso de efecto invernadero provocando la reflexión continua de la radiación solar, lo cual incrementa la temperatura atmosférica. Entre los principales gases de efecto invernadero tenemos CO_2 (Dióxido de carbono), H_2O (Vapor de agua), CH_4 (Metano), CFC (Clorofluorocarbonos), O_3 (Ozono), NO_x (Óxidos de nitrógeno).

Las principales fuentes de emisión de los gases de efecto invernadero provienen de la combustión de los fósiles (carbón, petróleo y gas); deforestación (debido a que los árboles absorben el CO_2 de la atmósfera y ayudan a regular el exceso de estos gases emitidos); ganadería (debido a que el ganado produce grandes cantidades de metano producido por la digestión de los animales), fertilizantes (emiten grandes cantidades de óxido nitroso liberado a la atmósfera).

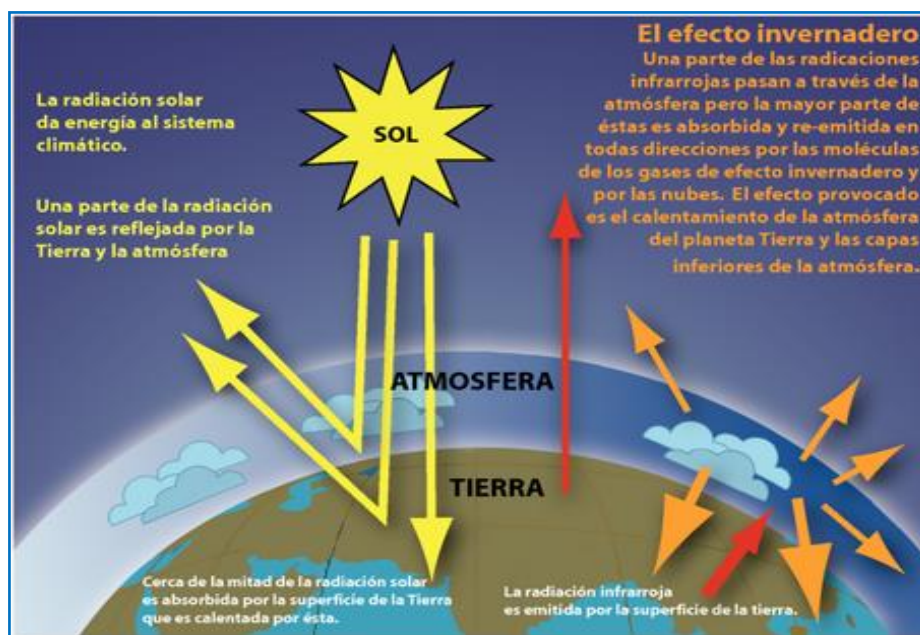


Figura 1.1 Proceso del efecto invernadero natural. [4]

1.1.3 EFECTOS DEL CAMBIO CLIMÁTICO.

El cambio climático es un problema mundial no sólo ambiental, actualmente afecta a la economía, al comercio y al bienestar de la sociedad. Los efectos del cambio climático son inevitables, perjudican a quienes menos contribuyen a ellos especialmente a los países en desarrollo, alterando de forma radical el equilibrio de la relación naturaleza-hombre.

A continuación, se presentará los principales efectos del cambio climático. [5]

1.1.3.1 Incremento de la temperatura a nivel mundial.

La participación de gases de efecto invernadero actuales en la atmósfera no podrán ser mitigados a corto plazo, estos permanecerán ahí durante siglos hasta que se vuelvan a estabilizar; además la superficie del océano tiende a liberar energía solar más lentamente, por lo que las temperaturas de la superficie no responden a niveles inmediatos.

Si se permite que las emisiones de GEI aumenten al ritmo actual la cifra será dos veces superior a su nivel preindustrial. El aumento de temperatura se refleja en los sistemas naturales y humanos a nivel mundial. Por consiguiente, los efectos del cambio climático con respecto a la elevación de la temperatura se mantendrán por siglos hasta que las condiciones de la atmósfera se vuelvan a equilibrar.

1.1.3.2 Cambios en el ciclo natural del agua.

El incremento mundial de los niveles de temperatura se ha acelerado con respecto al proceso hídrico presentado históricamente. La presencia de elevadas temperaturas a nivel atmosférico ocasiona que retenga más cantidades de agua, mayores cantidades de agua provocan precipitaciones más frecuentes que a su vez con la elevación de la temperatura también se evaporaran de forma más rápida, acelerando todo el proceso hídrico.

La principal consecuencia de este cambio hídrico es el desabastecimiento de fuentes de agua potable para la población además de cambios inesperados en las trayectorias de los vientos y tormentas; esto provocaría aumentos en las magnitudes de las tormentas tropicales mas no se vería afectada su frecuencia.

1.1.3.3 Daños a la biodiversidad del planeta.

Sumado a la intervención antropogénica en los ecosistemas ocupados por especies endémicas, está la elevación mundial de la temperatura, esto ha provocado migraciones hacia ecosistemas más ideales de grandes cantidades de animales. Los animales más perjudicados por estos cambios de temperaturas son los corales y los animales en regiones polares.

De entre todas las especies animales existentes el 20 o 30 % de las especies probablemente se enfrente a un posible riesgo de extinción.

1.1.3.4 Aumento del nivel del mar.

Los niveles del mar aumentan debido al derretimiento de los glaciares, dichos niveles han aumentado de 28 a 58 cm comparados con niveles registrados hacia finales del siglo XIX. Dichos niveles van en aumento con el avance de los años y a futuro erosionará a las playas y tierras aledañas a los mares.

La Antártida y Groenlandia son los principales afectados por los deshielos debido a que están perdiendo masa constantemente, por lo tanto, son los principales aportantes al crecimiento del nivel de agua en los océanos. Cuando los polos eran más cálidos históricamente se registra que los niveles de los océanos tenían una altura de 4 a 6 m más altos.

1.1.3.5 Riesgos para la salud.

El incremento del nivel de la temperatura provocará enfermedades ocasionadas por virus transmitidos por mosquitos que viven en climas cálidos; estos mosquitos serán

capaces de vivir a mayores alturas sobre el nivel del mar, atacando así a una mayor cantidad de personas que viven en climas más fríos a mayores alturas. Además, aumentará las muertes causadas por olas de calor y los niveles de mortalidad en la población más expuesta a las altas temperaturas.

1.2 CO₂ Y SU IMPORTANCIA EN EL CALENTAMIENTO GLOBAL.

El dióxido de carbono es el principal gas que contribuye al calentamiento global debido a que del total de GEI emitidos, más del 90% son CO₂. La mayor parte del calentamiento ocasionado a lo largo de los últimos 50 años se atribuye a la actividad humana, a las industrias que utilizan el carbón como fuente de energía, los tubos de escape de los automóviles, las chimeneas de las grandes industrias, el petróleo, las plantas de gas, la deforestación, la electricidad, etc. [6]

El planeta emite energía en forma de radiación y son los gases del efecto invernadero los que impiden la salida al espacio de esta energía, provocando un aumento en la temperatura de la tierra, con este aumento se incrementa la probabilidad de huracanes, el derretimiento de los casquetes polares, el acrecentamiento del nivel del mar que pone en peligro la vida marina y que hace que tierra adyacente sea cubierta, diseminación de enfermedades infecciosas, periodos de calor extensos. Es primordial asumir que el consumo de combustibles fósiles es el centro del debate del cambio climático, en el año 2012 se tuvo que el total de emisiones de CO₂ empleadas para la generación eléctrica a nivel mundial fueron de 35.6 billones de toneladas métricas y se prevé que para finales del año 2022 se tendrá hasta 43.2 billones de toneladas métricas; este valor es considerado sin tomar en cuenta las metas discutidas y aprobadas en la última 21^a conferencia de las partes (COP21) y el Plan de Energía Limpia (CPP por sus siglas en inglés), que es la agencia estadounidense que controla la emisión GEI. [7]

1.2.1 COMPOSICIÓN DE LA GENERACIÓN ELECTRICICA POR TIPO DE GENERACIÓN.

En el mundo entero generalmente para la producción de electricidad se ha usado mezcla de combustibles, los cuales han ido cambiando a lo largo de las décadas. El carbón sigue siendo el combustible más usado para la generación de electricidad, pero eso no ha impedido que se desarrollen otros tipos de tecnologías para la generación eléctrica. La de mayor crecimiento es la generación nuclear desde 1970 a 1980, mientras que la generación que emplea gas natural incrementó considerablemente hasta antes de 1980. Generalmente el uso de petróleo para generación eléctrica declinó hasta antes de 1970, cuando los precios de los hidrocarburos incrementaron.

A inicios de año 2000 se comenzó a tener una mayor conciencia a nivel global sobre las consecuencias de GEI lo que añadió mayor importancia al desarrollo de tecnologías no contaminantes tales como el uso de gas natural en lugar de la quema de combustibles fósiles que incrementan las emisiones de CO₂.

A partir de este punto las tecnologías de mayor crecimiento serán las que utilizan para la generación eléctrica fuentes renovables con un crecimiento promedio de 2.9 % de 2012 a 2040. [8]

Como se mencionaba anteriormente, el carbón hoy en día continúa siendo el combustible más usado para la generación de electricidad en el mundo. En 2012 se empleó para la generación del 40% de la producción total anual, mientras que se estima que para el año 2040 declinará a un valor del 29%, el gas natural en el año 2012 fue empleado para la producción anual del 22% de la generación mundial y se estima que para el año 2040 este valor incrementará a un 28%, en el caso del petróleo y combustibles líquidos fueron empleados para el 5% de la producción total de energía en el año 2012 mientras se espera que para el año 2040 este valor disminuya hasta el 2% y finalmente para las fuentes renovables de energía en el año 2012 representaron el 22% de la generación mundial de electricidad y se espera que para el año 2040 este valor crezca a 29%. Entre las fuentes de energía renovables las predominantes en crecimiento son las fuentes de energía

renovables no hidroeléctricas que incrementan en su uso un 5.7% anual, este porcentaje es por mucho superior al crecimiento promedio anual de cualquier otro tipo de tecnología de generación eléctrica; esto es debido a que la mayoría de los países no cuentan con una adecuada hidrología en sus territorios que pueda ser empleada para proyectos hidroeléctricos importantes. [8]

1.2.2 GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA RELACIONADA A LAS EMISIONES DE CO₂.

Las toneladas de CO₂ emitidas a la atmósfera debido a la generación eléctrica por tipo de combustible se encuentran en el Figura 1.2. En él se aprecia un crecimiento a nivel mundial del total de emisiones; dicho valor es mitigado debido al uso de tecnologías amigables con el medio ambiente y mediante la implementación de energías renovables. Pese a esto el crecimiento promedio anual de emisiones de CO₂ es de 1%; y con un incremento total de emisiones entre el año 2012 y 2040 de más de 10,9 billones de toneladas métricas de CO₂. [8]

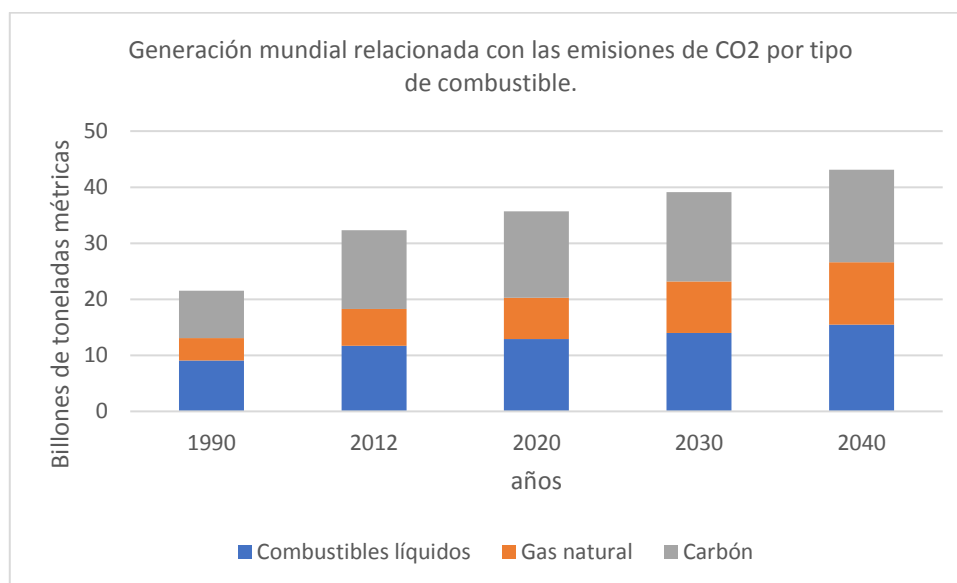


Figura 1.2 Generación mundial de electricidad con las emisiones de CO₂ por tipo de combustible de 2012 a 2040 [7].

1.3 ACUERDOS INTERNACIONALES ACERCA DEL CAMBIO CLIMÁTICO.

1.3.1 ANTECEDENTES.

Las primeras pruebas de injerencia humana en el clima conocieron la luz pública en 1979, en la primera conferencia mundial sobre el clima. Durante 1980 la preocupación pública por las cuestiones ambientales fue en aumento y los gobiernos tomaron cada vez más conciencia de los problemas del medio ambiente.

El descubrimiento del Agujero en la capa de Ozono, en 1987 y el éxito de la adopción del Protocolo de Montreal el 16 de septiembre del mismo año se constituyen en un ámbito para la discusión sobre cuestiones climáticas. En este sentido, el cambio climático aparece como tema de agenda en la política internacional en 1988 cuando a pedido de Malta la Asamblea de la ONU adopta la resolución 45/53, declarando al Cambio Climático como una preocupación común para la humanidad [9].

El primer informe de Evaluación del Panel Intergubernamental sobre cambio climático sirvió como punto de partida para la convocatoria al Comité de Negociación Internacional (CIN) al plantear que era necesario que comenzarán sin demoras las negociaciones para una CMNUCC. El CIN se puso a trabajar para tener preparada la CMNUCC para ser firmada en la Conferencia de Naciones Unidas sobre Medio Ambiente y Desarrollo (CNUMD) que se llevó a cabo en Río de Janeiro en junio de 1992 [10].

Cronológicamente la primera conferencia mundial sobre clima se genera en 1979, el hito más importante es la creación del Panel Intergubernamental en Cambio Climático (IPCC, por sus siglas en inglés), en 1990 el IPCC y la Segunda Conferencia Mundial sobre el clima llaman a un tratado global sobre cambio climático. La asamblea de la ONU aprueba la Resolución 45/212 que pone en marcha la negociación una Convención sobre Cambio Climático a cargo del Comité Intergubernamental de Negociación (CIN), en 1991 se da la primera reunión de CIN,

en 1992 el CIN adopta el texto de la CMNUCC, la CMNUCC se firma y entra en vigencia en 1994 y en 1995 se desarrolla la primera Conferencia de las Partes (COP) de Berlín [11].

La primera CMNUCC, en la cual se contó con la colaboración de 155 países los cuales llegaron a acuerdos sobre tomar conciencia y tratar de conseguir soluciones a la problemática del calentamiento global. Se lo denominó como Marco debido a que se lo reconoce como un documento que se debe ir mejorando con el tiempo para poder enfocar mejor los esfuerzos frente al calentamiento global. Hoy en día se cuentan con un número total de 195 países que han ratificado su apoyo y colaboración a la CMNUCC. Todos los países miembros buscan el principal objetivo de la convención que es estabilizar los niveles de concentración de gases de efecto invernadero emitidos hacia la atmósfera situándolas en un nivel que impida futuras interferencias humanas nocivas en el sistema climático en un determinado plazo lo suficientemente extenso para poder permitir la adaptación de los ecosistemas a este cambio climático.

Los elementos claves de la convención son: “el fin último” y “los principios básicos que la regulan”. El primer punto divide a los países, y son llamados como las partes de la convención, son los representantes de los países que las conforman, el ANEXO I (OECD/EIT) corresponden a los países miembros de la ex Unión Soviética, el ANEXO II (OECD), son los que tienen que brindar asistencia financiera a los países en desarrollo y también promover la transferencia de tecnología.

El fin último se define en la CMNUCC como “Estabilización de la concentración atmosférica de GEI a niveles que prevengan interferencias antrópicas dañinas sobre el sistema climático”, teóricamente la convención se concentra en emisiones de GEI. Al hablar de interferencia humana se hace referencia a todas aquellas actividades adicionales a la variabilidad natural del clima comparado con diversos períodos históricos y que son atribuibles directa o indirectamente a las actividades humanas.

En cuanto a los principios de la CMNUCC, están la colaboración en la aplicación de políticas, responsabilidad de países industrializados (OCDE/EIT). Prioridad de Desarrollo para los países en vías de desarrollo, compromisos de Información –

Comunicaciones Nacionales – Inventarios, financiamiento a los países del ANEXO II, ratificación. En cuanto al principio de equidad, donde los países tienen responsabilidades comunes pero diferenciadas, no todos los países tienen la misma responsabilidad histórica. [12]

1.3.2 PANEL INTERGUBERNAMENTAL DE EXPERTOS SOBRE EL CAMBIO CLIMÁTICO (IPCC).

La Organización Meteorológica Mundial (OMM) en colaboración con el Programa de Naciones Unidas Para el Medio Ambiente (PNUMA) conformaron el Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático (o IPCC por sus siglas en inglés) en el año de 1988 funcionó como una entidad intergubernamental para dirigir los estudios acerca de la problemática ambiental causada por el calentamiento global.

Actualmente el IPCC es un órgano científico el cual está a cargo de examinar y evaluar las más recientes investigaciones científicas y técnicas a nivel mundial sobre todo lo que concierne al cambio climático; actualmente no lleva a cabo investigaciones ni supervisa datos referidos al clima.

Hoy en día, el IPCC lo componen 3 grupos de trabajo y un grupo especial; las cuales reciben apoyo de Unidades de Apoyo Técnico (UAT), acogidas por el gobierno del país desarrollado que copreside el grupo de trabajo o el grupo especial. Cada grupo de trabajo le corresponde una finalidad en específico; el Grupo de trabajo I se encarga de las bases físicas del cambio climático, el Grupo de trabajo II, del impacto, la adaptación y la vulnerabilidad, mientras que el Grupo de trabajo III, de la mitigación del cambio climático, como se describe en la Figura 1.3.

El Grupo especial de trabajo sobre los inventarios de gases de efecto invernadero está a cargo de la formulación y pruebas de nuevas metodologías para el cálculo y la notificación de emisiones y las absorciones nacionales de gases de efecto invernadero. [13]



Figura 1.3 Estructura de trabajo del IPCC. [13]

1.3.3 LA CONVENCION MARCO DE LAS NACIONES UNIDAS SOBRE EL CAMBIO CLIMÁTICO.

La CMNUCC trata de establecer una estructura general de los esfuerzos internacionales encaminados a resolver la problemática sobre el cambio climático. Como primera acción reconoce que el sistema climático mundial es un recurso que todos comparten cuya responsabilidad se ve afectada por las actividades industriales y de cualquier tipo de actividad que emita GEI.

Para lograr los objetivos de la Convención en estabilizar las concentraciones de GEI los países descritos en el ANEXO I (países desarrollados miembros de la CMNUCC) se comprometieron a reducir sus niveles de emisiones de GEI hasta el año 2000; por otra parte, los países no incluidos en el ANEXO I mostrados en el ANEXO II miembros de CMNUCC acordaron proteger el sistema climático de acuerdo a sus capacidades. [14]

Las principales actividades de los gobiernos pertenecientes a la CMNUCC son:

- Recoger, almacenar y proporcionar información sobre sus niveles de emisión de GEI, sus normativas internas y nuevas formas de optimizar sus niveles de emisión.
- Acogerse a las estrategias para afrontar el problema de emisiones de GEI y adaptarse a los posibles efectos futuros del cambio climático; para el caso de los países incluidos en el ANEXO I apoyar financiera y tecnológicamente a los países en vías de desarrollo.
- Crear la cooperación para hacer frente al cambio climático.

1.3.4 MARCO GENERAL DEL PROTOCOLO DE KYOTO.

El 11 de diciembre de 1997 se adoptó el Protocolo de Kyoto, dentro del marco de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC). El acuerdo entro en vigor el pasado 16 de febrero del 2005 sólo después de que 55 naciones que suman el 55% de las emisiones de gases de efecto invernadero lo han ratificado. El objetivo del Protocolo de Kyoto es reducir un 5.2% de las emisiones de gases de efecto invernadero globales sobre los niveles de 1990 para el período 2008-2012, este es el único mecanismo internacional que empieza a hacer frente al cambio climático y minimizar sus impactos, para esto el protocolo contiene objetivos legalmente obligatorios para que los países industrializados reduzcan las emisiones de gases de origen humano como: dióxido de carbono, metano, y óxido nitroso además de tres gases industriales plurados hidrofluorocarburo, perfluorocarbonos y hexafluoruro de azufre. [15]

En la decimoctava COP celebrada en la ciudad de Durban se ratificó el segundo período de vigencia del protocolo de Kyoto desde el 1 de enero del 2013 hasta el 31 de diciembre de 2020. La lista de países que ratificaron el Protocolo de Kioto se muestra en el ANEXO I y los países en vía de desarrollo que ratifican el protocolo de Kyoto se muestran en el ANEXO II. El protocolo de Kyoto establece 3 mecanismos que garantizan los compromisos en la reducción de emisiones:

- Comercio Internacional de emisiones (IET).
- Mecanismo de desarrollo limpio (MDL/CDM).
- La implementación conjunta (JI).

1.4 CONFERENCIA INTERNACIONAL SOBRE CAMBIO CLIMÁTICO XXI.

La Vigésima Conferencia de las Partes (COP XXI) se llevó a cabo del 30 de noviembre al 11 de diciembre del 2015, entró en vigor el 4 de noviembre de 2016, reunió a los representantes de 195 países que firmaron la CMNUCC, de este número de países, 159 países ratificaron. La COP XXI tiene por objetivo de cerrar el acuerdo global para intentar detener el cambio climático.

Una vez que los países firman las partes se unen al acuerdo, mediante instrumento de ratificación, aceptación o aprobación, si algún país no firma, en un plazo de un año ingresa con un documento denominado de adhesión. [16]

1.4.1 PROPÓSITOS Y METAS PLANTEADAS EN LA COP XXI.

La conferencia busca alcanzar un esquema que reemplace el protocolo de Kioto a partir del 2020. Reforzar la respuesta mundial a la amenaza del cambio climático, en el contexto del desarrollo sostenible y de los esfuerzos por erradicar la pobreza, para ello:

- Mantener el aumento de la temperatura a nivel mundial en un valor menor a 2°C con respecto a los niveles preindustriales, cada país se compromete en manera individual a preparar, comunicar y mantener un compromiso voluntario para la reducción de emisiones.
- Aumentar la capacidad de adaptación a los efectos adversos del cambio climático y promover la resiliencia al clima y un desarrollo con bajas emisiones de GEI, sin comprometer la producción de alimentos.

- Situar los flujos financieros a nivel compatible con una trayectoria que conduzca a un desarrollo resiliente y con bajas emisiones de gases de efecto invernadero.

Los países desarrollados tienen un mayor grado de compromiso sobre los países en desarrollo, las metas planteadas por estos países son absolutas mientras que los países menos adelantados y los pequeños Estados Insulares en desarrollo deben presentar, preparar y comunicar estrategias, planes y medidas que muestre un desarrollo con bajas emisiones de gases de efecto invernadero. Al mismo tiempo se busca brindar el apoyo a los países en camino de desarrollo.

Cada parte debe comunicar su contribución determinada a nivel nacional cada 5 años siendo la COP la responsable de tener en cuenta los resultados del balance mundial de ingreso por las contribuciones. Se busca contar con un Fondo Verde para el Clima hasta el 2020 que cuente con cerca de 100 000 millones de dólares anuales que aportan los países desarrollados en ayuda a los países en desarrollo, así como gastos administrativos, sin embargo, China está fuera de esta categoría.

Otro objetivo importante es el intercambio de información, buenas prácticas, experiencias y enseñanzas extraídas, así; como la inclusión en la investigación, la observación del sistema climático, los sistemas de alerta de temperatura para dar una adecuada orientación técnica a los países miembros y que estos puedan tomar las mejores decisiones en cuanto a las emisiones individuales que generan.

Los miembros deben cooperar en todas las medidas que implique mejorar la educación, la formación, la sensibilización y la participación de los ciudadanos sobre el cambio climático. Existe un compromiso de cada país para presentar un informe sobre el inventario nacional de las emisiones generadas basado en las metodologías adaptadas por el Grupo Intergubernamental de expertos sobre el cambio Climático adoptado en la reunión, también se debe suministrar la información financiera si se realizó la aportación voluntaria, la transferencia de tecnología.

Se establece un comité compuesto por expertos que funcionara de manera transparente que prestara informes anuales detallando la contribución de cada país miembro, reflejando la equidad y el principio de las responsabilidades comunes pero diferenciadas y las capacidades respectivas a la luz de las diferentes circunstancias nacionales.

1.4.2 TRANSFERENCIA DE UNIDADES DE MITIGACIÓN ANTES DE LA COP XXI.

El MDL ha sido previo a la COP XXI la experiencia más importante a nivel internacional para la venta y compra de créditos de reducción de emisiones de GEI, mediante la demostración probable de que las actividades del proyecto demuestren que reducen las emisiones de GEI en comparación en lo que hubiera ocurrido en ausencia de las mismas; generan Reducciones Certificadas de Emisiones (CER por sus siglas en ingles). Los CER son créditos que pueden ser transferidos entre gobiernos o empresas mediante contratos. [17]

Los valores monetarios de los CER han ido disminuyendo a través de los años hasta alcanzar valores insuficientes para generar un impacto en la reducción de GEI, por tanto, se ha visto reducida la demanda de CER todo esto debido a políticas respecto a los participantes incluidos como oferentes en este mercado. Los valores fluctúan debido a condiciones de fuerza mayor como la naturaleza, rendimiento del proyecto, etc. No obstante, el precio por tonelada de carbono no ha superado los 40\$ en su punto más alto en 2008, esta tendencia ha ido a la baja teniendo en el año 2015 valores de 5\$ por tonelada de carbono.

El desplome del mercado europeo tuvo un fuerte repercusiones en el mercado de CER, esto redujo fuertemente los incentivos a iniciar actividades de proyecto en países en vías de desarrollo, para ser inscritas en el MDL.

Hasta el 2012, último año de vigencia de los compromisos del protocolo de Kyoto se habían aprobado más de 4000 proyectos en el mundo por la IPCC representando cerca del billón de CER. Actualmente la situación es diferente principalmente en que ahora los estados, países e incluso ciudades crearon sus

propios sistemas y mercados para la comercialización de carbono que pueden tener vinculación entre sí, esto ha reducido la demanda de bonos de carbono a nivel internacional. [18]

La COP XXI, no establece la compensación de las emisiones o el MDL ni tampoco la desaparición de los proyectos MDL o los CER.

1.4.3 TRANSFERENCIA DE UNIDADES DE MITIGACIÓN DESPUÉS DE LA COP XXI.

La COP XXI establece entre las disposiciones facilitar la Transferencia Internacional de Unidades de Mitigación (ITMOS por sus siglas en inglés). Los ITMOS contribuyen a los estados, países o ciudades que ya cuenten con un mecanismo definido de precio del carbono implementar mecanismos para la cooperación internacional. La cooperación internacional ayudará a los países a incrementar la ambición de participar en mercados de carbono mayores, reduciendo así el nivel de emisiones a menores precios; cumpliendo así metas por encima de las planteadas nacionalmente. El nuevo mercado de carbono incrementará el número de países participantes lo que ayudará al establecimiento de un precio de carbono definido. [19]

El nuevo mercado de carbono se basará en el reglamento del acuerdo de París el cual es un conjunto de normativas para regular y materializar los compromisos planteados en la COP XXI que entrarán en vigor a partir del 2020; en donde los más importantes problemas a resolver son: [20]

1.4.3.1 Establecer el mecanismo de desarrollo sostenible.

El Mecanismo de Desarrollo Sostenible (MDS), se implementará a partir de la necesidad planteada en el artículo 6.4 de la COP XXI, en establecer un mecanismo para la contribución a la mitigación de las emisiones de GEI y apoyar el desarrollo sostenible. La MDS funcionará bajo la autoridad y guía de la COP y podrá ser utilizado por cualquiera de los integrantes de la COP XXI de manera voluntaria. Entre sus funciones principales tendrá la de incentivar la participación en la

mitigación de GEI en las entidades privadas y públicas con previa autorización de las partes involucradas, contribuir a la reducción de las emisiones de GEI en las zonas de implementación de proyectos la cual no solo se beneficiará con la reducción del nivel de emisiones sino también aportará a la reducción a nivel nacional y mundial.

El MDS estableciera un plan financiero enfocado en la acción climática que estará basado en los resultados para que se garantice resultados efectivos y no solo desplazar emisiones.

1.4.3.2 Medidas para la doble contabilización.

Para evitar la doble contabilización en el registro de emisión de GEI se propone establecer un registro internacional en el MDS para controlar las emisiones, cancelación y comercialización o propiamente el uso de los créditos por las entidades gubernamentales. Con esta medida se podrá identificar los créditos reclamados o cancelados por un país en el fondo de contabilización de créditos comercializados.

1.4.3.3 Problemas de la adicionalidad.

Para garantizar la adicionalidad de un proyecto que represente la reducción de emisiones de GEI se debe probar con la documentación respectiva el nivel de emisiones a reducir que de otra manera no habría ocurrido, para esto se limitará la asignación de créditos a aquellas reducciones adicionales a los compromisos nacionales con la COP XXI.

1.4.3.4 Problema con las comunidades afectadas.

A partir del artículo 6 de la COP XXI, se formulará un conjunto normativo para regular y proteger a la comunidad local con un especial enfoque a los pueblos indígenas. Se deberá socializar con la población local y realizar consultas de manera transparente por si se viera afectada, se puedan recibir las respectivas quejas en la implementación y funcionamiento del proyecto.

1.5 ECUADOR CON RESPECTO A LA COP XXI.

Ecuador como país integrante de las Naciones Unidas ha acatado y suscrito a la COP XXI, el principal compromiso es la elaboración de Comunicaciones Nacionales (CN), en donde se informa a la COP los niveles de emisión y absorción de GEI producidas por la actividad antropogénica de la población. Además de las medidas de adaptación y mitigación al cambio climático.

La propuesta para la participación de Ecuador en la COP XXI, se establece en la Contribución Tentativa Nacionalmente Determinada de Ecuador (INDC, por sus siglas en ingles), en donde las principales propuestas para la participación en la COP son: La introducción de las 1500 000 cocinas de inducción en el primer escenario y terminar con 4 300 000 en el segundo, Generación de electricidad con el gas asociado resultados de la explotación de crudo mediante la optimización en diferentes niveles, en la primera etapa será empleada para el consumo en la región amazónica y en segunda fase esta generación será conectada al SNI y la introducción de la capacidad instalada de generación eléctrica por medio de la utilización de energía hidroeléctrica en la primera etapa de 2828 MW adicionales estimados a 4382 estimados en la segunda etapa. [21]

1.5.1 ACCIONES NACIONALES APROPIADAS DE MITIGACIÓN.

Las Acciones Nacionales Apropiadas de Mitigación (NAMA, por sus siglas en inglés) corresponde a las acciones llevadas a nivel país desde el año 2012 tiene como objetivo la formulación de tres acciones apropiadas a la realidad nacional del Ecuador enfocada al mayor causante de contaminación de GEI que es el sector eléctrico a través del cambio de la matriz energética.

En la figura 1.4 se muestra la descripción de las tres principales NAMA diseñadas para el sector eléctrico.

Nº	Subsector	Nombre del proyecto	PropONENTE / Responsable	Potencial mitigación (tCO _{2-eq}) (proyecto completo)	Reducción estimada al año 2015	Estado del proyecto a 2015	Observaciones
1	Generación de energía	Desarrollo de centrales hidroeléctricas	MEER	8,73 millones tCO _{2-eq} promedio año para el periodo 2016-2025	N/A ²⁷	Fase de ejecución (construcción)	La construcción y entrada en operación de los ocho proyectos emblemáticos y el desarrollo de la planificación hidroeléctrica al año 2025.
2	Eficiencia energética	OGE&EE	Petroamazonas EP	1,69 millones tCO _{2-eq} promedio año para el periodo 2016-2025	344 056,00 tCO _{2-eq} (periodo 2011-2013)	Fase de ejecución (operación)	Según el cronograma establecido en el Plan de Desarrollo OGE&EE (2013-2017), se espera que la implementación total del proyecto se dé en el año 2017.
3	Eficiencia energética	Programa de eficiencia energética para cocción por inducción, y calentamiento de agua con electricidad en el sector residencial (PEC)	MEER	1,04 millones de tCO _{2-eq} promedio año para el periodo 2016-2025	N/A	Fase de ejecución (sustitución)	Según lo establecido, la implementación del proyecto se realizará en el periodo 2014-2016.

Figura 1.4 Descripción de tres NAMA para el sector energético. [22]

1.6 SITUACIÓN ENERGÉTICA DEL ECUADOR.

Desde la última década la matriz de energía eléctrica ha sufrido varios cambios y se ha visto fortalecida en las cadenas de suministro, lo cual ha incrementado la explotación de los recursos energéticos nacionales. Desde 2006 la potencia instalada se ha incrementado en 1940 MW, teniendo en total a 2015 un valor de 6010 MW. La nueva potencia instalada agregada es principalmente de fuentes de energía hidráulica que en conjunto con un manejo eficiente del parque térmico de generación a resultado en una matriz energética más diversificada y limpia [23].

El más relevante avance en generación de electricidad eficiente en el año 2016 fue la entrada en operación de Coca Codo Sinclair con una potencia nominal de 1500

MW y de la central Sopladora con 487 MW, teniendo así en el SNI una potencia nominal total de 8226,42 MW con un total de 27313,86 GWh de energía producida. [24] La entrada en operación de estos nuevos proyectos en principio aumenta la seguridad energética nacional del SNI, pero además aportan a la mitigación de las emisiones de CO₂ en aproximadamente 4,45 miles de millones de toneladas anuales. [25] [26] El sector eléctrico trabaja para aumentar la participación de fuentes de energía renovables no convencionales considerando el vasto potencial de generación con el que cuenta el Ecuador, siendo un complemento con la generación hidroeléctrica que es el mayor recurso de generación en el país.

1.6.1 BALANCE DE ENERGÍA POR TIPO DE TECNOLOGÍA EN EL SNI DEL 2016.

En la Figura 1.5, se presenta el balance de energía eléctrica por tipo de tecnología del 2016.

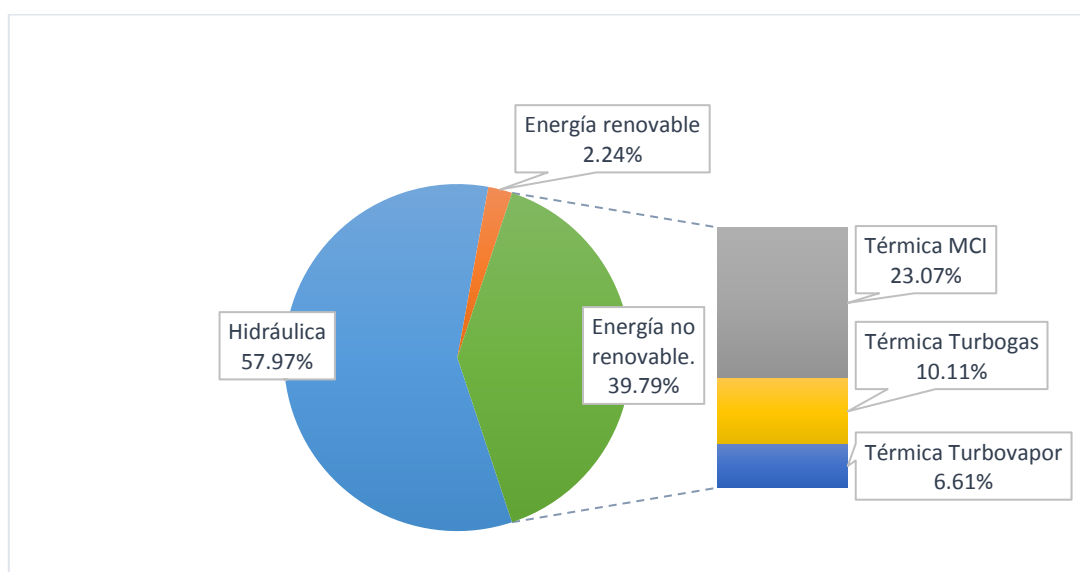


Figura 1.5 Balance Nacional de Energía del 2016. [24]

En la Figura 1.5, se muestra que la producción total de energía eléctrica renovable representa el 60,21% del total, mientras que la no renovable es un 39,79%.

La producción de energía debido a fuentes no renovables sigue representando un porcentaje importante; siendo la fuente de generación no renovable más

representativa la generación Térmica MCI con 23,07% con respecto al total, esto es debido a que en el SNI contamos con 196 centrales operativa con este tipo de tecnología las cuales presentan una generación efectiva de 3003,80 MW. [24]

1.6.2 DEMANDA DE ENERGÍA DEL SNI.

La Figura 1.6, muestra la evolución de la demanda de energía máxima para el período 2007 - 2016.

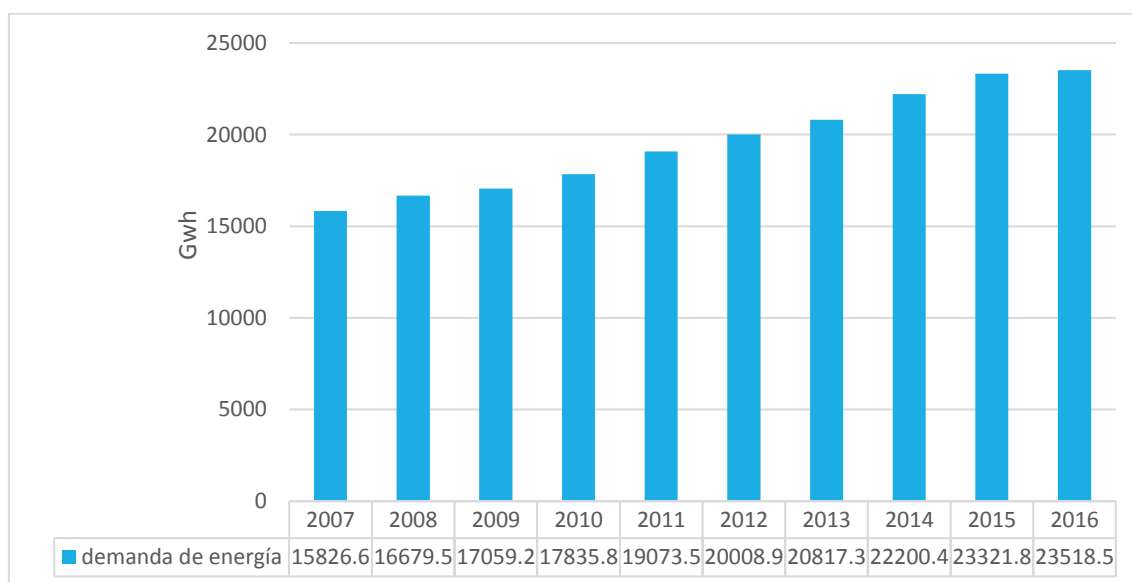


Figura 1.6 Demanda de energía eléctrica para el período 2007 - 2016 [27].

En la Figura 1.6, se observa que en el último año se tiene un crecimiento de energía del 0,84% con respecto al año 2015, esto se debe al incremento de los sectores residencial, industrial, comercial, al cambio de matriz productiva del país entre otros; además se observa un crecimiento tendencial de la demanda eléctrica con una tasa promedio de crecimiento durante el período 2007- 2016 de 4,63%.

En la Figura 1.7, se puede observar la demanda del SNI para el año 2016.

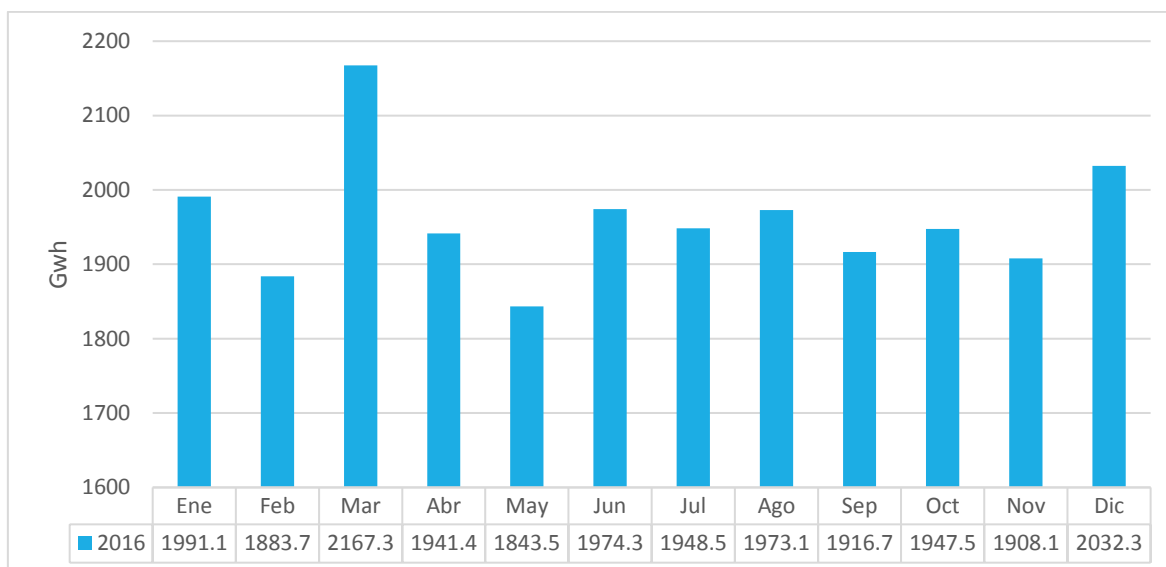


Figura 1.7 Demanda de energía eléctrica en 2016. [27]

En la Figura 1.7, se muestra la demanda máxima de energía durante el año 2016, que se registró el mes de marzo, alcanzando el valor de 2167,3 MW.

1.7 PROYECTO HIDROELÉCTRICO RÍO SANTIAGO.

1.7.1 DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO.

El proyecto hidroeléctrico Río Santiago tiene como objetivo contribuir a la cobertura energética nacional del SNI en mediano y largo plazo. Se encuentra ubicado en la región suroriental del Ecuador sobre el río que tiene el mismo nombre del proyecto. Río Santiago nace de las afluencias de los ríos Namangoza y Zamora, y es afluente directo del río Marañon que pertenece a la cuenca del río Amazonas. En la Figura 1.8, se muestra la ubicación del proyecto Río Santiago.

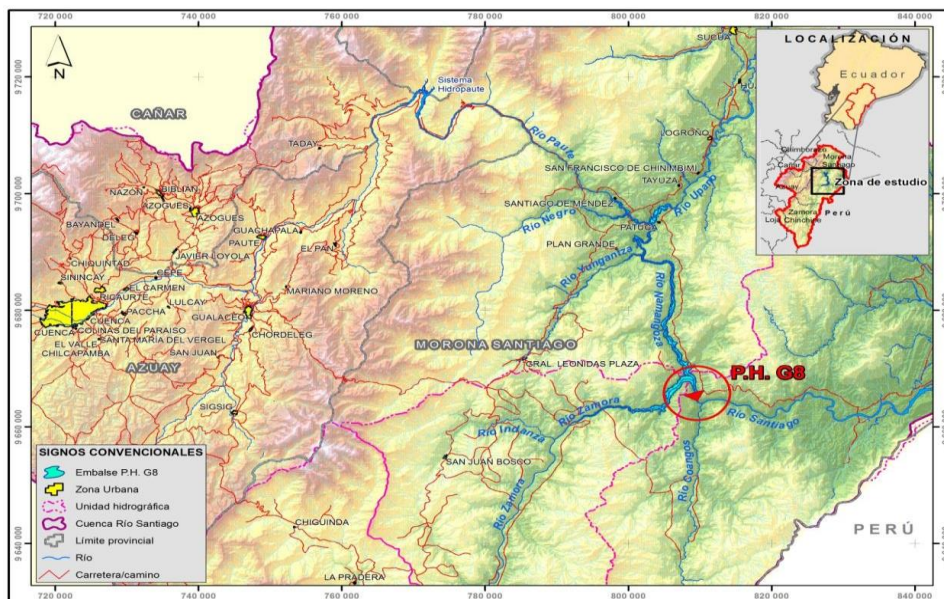


Figura 1.8 Ubicación del Proyecto Río Santiago. [28]

Los resultados de los estudios de prefactibilidad concluyeron que la selección del aprovechamiento más óptimo en la región se compone del proyecto hidroeléctrico G9 que se encuentra localizado sobre el río Zamora y del G8 sobre el río Santiago. En la Figura 1.9, se muestra el detalle de los aprovechamientos seleccionados para el proyecto.

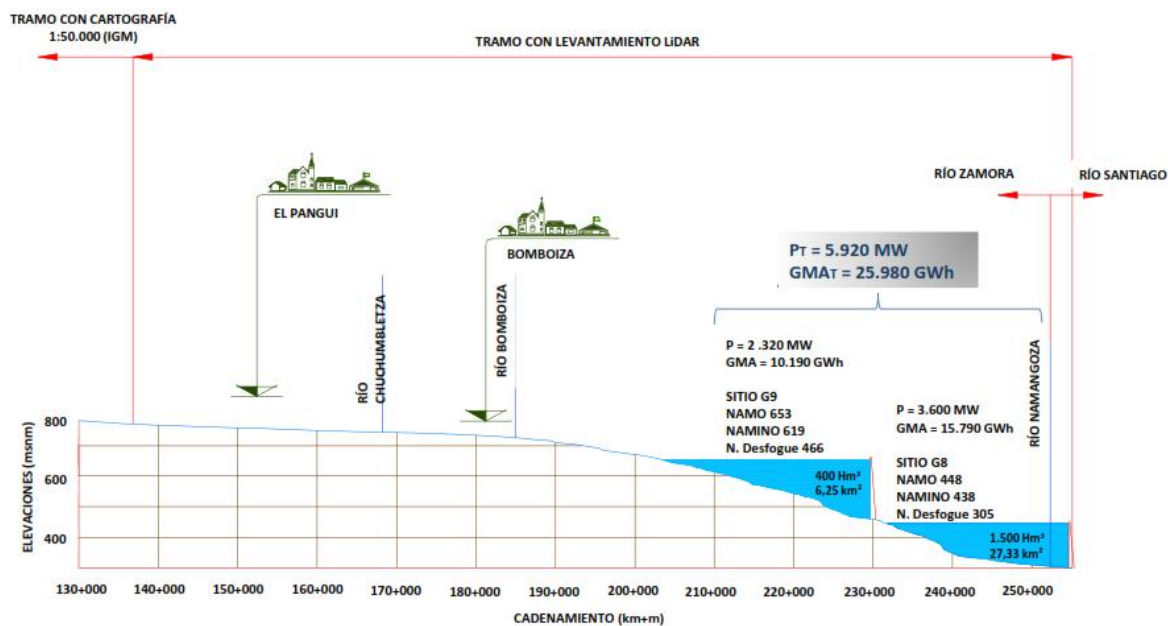


Figura 1.9 Alternativa de los aprovechamientos resultado de los estudios de prefactibilidad del proyecto Río Santiago. [28]

Al analizar los estudios de prefactibilidad como proyectos aislados, se llegó a la conclusión que G8 resultó con la mayor producción de hidroenergía con una potencia instalable de 3600 MW y una generación anual promedio de 15 650 GWh. Las principales características del proyecto Río Santiago se muestran en la Tabla 1.1.

Tabla 1.1 Principales características del Proyecto Río Santiago.

Proyecto Río Santiago	
Datos	Unidad
Caudal mínimo y máximo de turbinamiento	488.25 m ³ /s; 2940 m ³ /s
Número de unidades	6
Caudal ecológico	488.25 m ³ /s
Cota promedio del canal de desfogue	302.62 m.s.n.m
Capacidad	3600 MW
Central de embalse o pasada	embalse
Energía primaria	12398 GWh/año
Energía secundaria	2661 GWh/año
Energía media	15059 GWh/año
Factor de planta	47,50%
Caudal de diseño	2940 m ³ /s
Caída bruta	139.24 m
Caída neta	134.99 m
Caudal medio	1385 m ³ /s
Caudal 90%	834.19 m ³ /s

CAPÍTULO 2

METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE FACTOR DE EMISIONES DE CO₂ EN REDES ELÉCTRICAS.

2.1 ANTECEDENTES

La CMNUCC ha sido la encargada de la normalización de la cuantificación de los niveles de emisión de GEI generados por actividades humanas; principalmente los niveles de emisiones de CO₂. Para lo cual emplea la metodología ACM0002 que determina el factor de emisión de CO₂ que produce un sistema eléctrico, el cual es utilizado para cuantificar la cantidad de toneladas de CO₂ en un determinado período de tiempo, debido a la operación y despacho de centrales de generación térmica existente en la red del sistema eléctrico.

2.2 DETERMINACIÓN DEL FACTOR DE EMISIÓN DE CO₂ DE UNA RED ELÉCTRICA, MEDIANTE LA METODOLOGÍA ACM0002.

La herramienta metodológica ACM0002 versión 16 será utilizada para el cálculo del factor de emisión de CO₂ en sistemas con generación de electricidad conectada a una red. Existen varios esquemas para obtener el factor de emisión de CO₂ considerando la operación y la expansión de un sistema eléctrico de acuerdo al nivel y detalle de la información de producción, ingreso y consumo de las unidades de generación termoeléctricas de la red eléctrica analizada. Para la determinación del factor de emisión de CO₂ la metodología ACM0002 utiliza la ponderación de dos factores que muestran el estado del sistema eléctrico en el período analizado. En la Figura 2.1, se muestra los factores usados en la metodología ACM0002. [29]

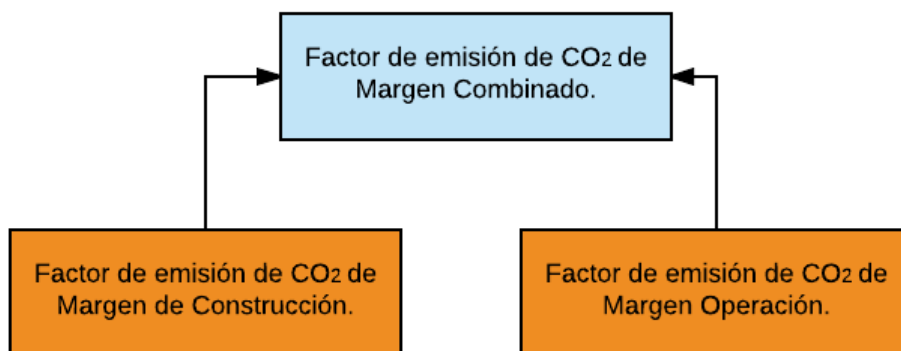


Figura 2.1 Factores de Emisión calculados por la metodología ACM0002.

2.2.1 ALCANCE DE LA METODOLOGÍA ACM0002.

El resultado de la aplicación de la metodología ACM0002 será el Factor de Emisión Combinado (CM por sus siglas en inglés), que es el promedio ponderado de los factores de emisión pertenecientes al sistema eléctrico que son el Factor de Emisión de Operación (OM por sus siglas en inglés), y el Factor de Emisión de Construcción (BM por sus siglas en inglés).

El factor de emisión OM es el factor de emisión que se refiere al grupo de centrales eléctricas existentes y disponibles cuya generación de electricidad actual se verá afectada por la actividad del sistema implementado propuesto.

El factor de emisión BM es el factor de emisión que se refiere al grupo de plantas potenciales cuya construcción y operación futura será afectada por la actividad del sistema implementado propuesto [30].

El factor de emisión de CO₂ CM es utilizando para estimar la reducción de emisiones de CO₂ aplicados a un proyecto eléctrico en particular que entrará en operación en la red eléctrica. Mientras que el factor de emisión de CO₂ OM es utilizado para estimar las emisiones de CO₂ emitidas a la atmósfera por la operación de la red eléctrica. [31]

2.2.2 APLICABILIDAD DE LA METODOLOGÍA ACM0002.

La herramienta ACM0002 puede ser aplicada para estimar el CM, OM y BM al calcular el escenario de línea base con el proyecto implementado, considerando que sustituye la electricidad de la red o un proyecto que realice cierta actividad que resulta en ahorros de electricidad proporcionado a la red.

En esta herramienta, el factor de emisión solamente podrá ser calculado para plantas de generación que estén conectadas a la red; como carácter opcional se puede incluir a plantas no conectadas a la red eléctrica. Si se decide considerar a las centrales fuera del sistema eléctrico, se debe cumplir los siguientes requisitos [30]:

- La capacidad total de las centrales de generación eléctrica (MW) fuera de la red deben ser al menos el 10% de la capacidad total de las centrales eléctricas de la red.
- La generación total de electricidad de las centrales eléctricas fuera de la red (MWh) debe ser al menos el 10% total de electricidad generada por las centrales eléctricas de la red en el sistema eléctrico.
- Los factores que afectan negativamente a la fiabilidad y estabilidad de la red son principalmente por limitaciones en la generación y no por otros aspectos como la capacidad de transmisión.

2.2.3 ESCENARIOS DE LA METODOLOGÍA ACM0002.

La metodología ACM0002 plantea dos posibles escenarios de cálculo, sea este el escenario base o el escenario del sistema implementado. De tal manera, que puedan ser comparados, para así determinar el incremento o reducción del nivel de emisiones de CO₂. [32]

2.2.3.1 Escenario base.

El escenario base es aquel en donde no consideramos la implementación, sustitución, adición de su capacidad o renovación de una nueva central de energía renovable. En este escenario se contará con un mayor número de emisiones de GEI, debido a que para poder suplir con la demanda de energía eléctrica se recurre al uso de otras fuentes de energía no renovable.

2.2.3.2 Escenario de la inclusión de la central.

Este escenario es aquel en donde consideramos la instalación de una central de energía renovable o la renovación, sustitución o adición de capacidad de una central de energía renovable existente. En este escenario se contará con una reducción de los niveles de GEI emitidos, debido al desplazamiento de generación que producirá el proyecto sobre la generación de energía eléctrica mediante fuentes de energía no renovable.

2.2.4 PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO DE LA METODOLOGÍA ACM0002 DE REFERENCIA.

La metodología ACM0002 en su versión 16 plantea 6 pasos a seguir para la determinación del CM en un sistema eléctrico, tanto para el escenario base como para el escenario del proyecto. La ecuación 2.1 muestra como la metodología calcula el nivel de emisiones de CO₂ en un sistema eléctrico.

$$Emisiones\ CO_{2T} = EG_{netaT} * FE_{CM\ sistema} \quad (2.1)$$

Donde:

Emisiones CO_{2T}: El número de emisiones proveniente del sistema eléctrico a analizar (Ton CO₂).

- EG_{netaT} : Energía generada neta por cada unidad de generación conectada a la red eléctrica (MWh).
- $FE_{CM\ sistema}$: Factor de emisión de margen combinado del sistema eléctrico a analizar (Ton CO₂/MWh).
- T : Período de análisis para el cálculo del factor de emisión del proyecto (años).

El factor de emisión de margen combinado tanto de línea base como de escenario del proyecto son calculados mediante la combinación de OM y del BM. Los pasos a seguir se muestran en la Figura 2.1, el camino a seguir dependerá de la cantidad de datos disponibles de la red eléctrica a analizar.

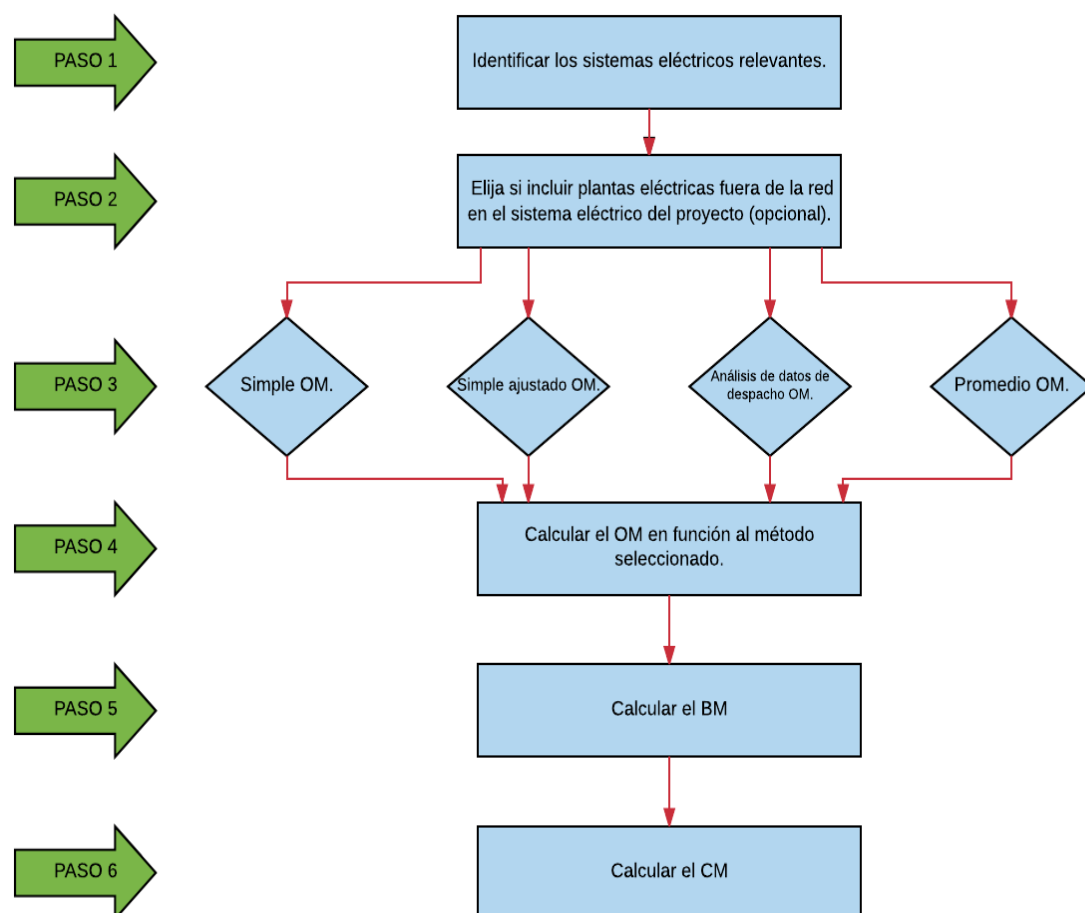


Figura 2.1 Pasos para los cálculos de la metodología ACM0002 para fuentes renovables.

2.2.4.1 Paso 1: Identificar los sistemas relevantes.

Se crea una base de datos con todas las unidades de generación a ser consideradas dentro del sistema eléctrico analizado; esta base de datos contará con las principales características de la planta y también donde se especificará el tipo y cantidad de combustible utilizado.

Para el propósito de la herramienta, el sistema empleará el escenario base como referencia, por lo tanto, las transferencias de electricidad del sistema eléctrico se definirán como importaciones de electricidad, mientras que las transferencias de electricidad del sistema eléctrico a los sistemas conectados se definen como exportaciones de electricidad. La inclusión de sistemas interconectados al cálculo es opcional.

Las exportaciones de electricidad no deben restarse de los datos de generación de electricidad que son empleados en el cálculo y supervisión de los factores de emisión del sistema.

2.2.4.2 Paso 2: Elija si desea incluir las plantas de energía fuera de la red en el sistema eléctrico del proyecto (opcional).

2.2.4.2.1 Opción I para el cálculo de inclusión de plantas fuera del sistema eléctrico del proyecto.

Las plantas de energía de la red sólo se incluyen en el cálculo.

2.2.4.2.2 *Opción II para el cálculo de inclusión de plantas fuera del sistema eléctrico del proyecto.*

La opción dos, permite la inclusión de potencia de generación desconectada de la red, para calcular el factor de emisión. Esta opción puede ser tomada en cuenta para países en donde la generación desconectada de la red eléctrica es importante; se puede seleccionar sólo para determinar el OM o para determinar el BM y el factor de emisión del margen operativo, pero no para determinar el BM solamente. Dos enfoques son aprovechados para determinar la generación de electricidad por las plantas de energía fuera de la red y el factor de emisión de CO₂.

2.2.4.3 **Paso 3: Seleccionar el método a determinar el margen de operación.**

La operación para el cálculo del OM es basado en uno de los siguientes métodos:

2.2.4.3.1 *Margen de operación simple.*

El factor de emisión OM simple se calcula como el promedio de emisiones ponderadas de CO₂ por unidad de generación de electricidad neta ($t\ CO_2/MWh$) de todas las centrales generadoras que operen en el sistema, sin incluir todo lo que se refiera a centrales de costo bajo o con operación obligatoria.

El método OM simple, sólo puede ser usado cuando se cumple que la suma de las capacidades de generación de las unidades de bajo costo y de operación obligatoria constituye menos del 50% de la generación total del sistema, excluyendo la generación que no esté conectada físicamente al sistema [32].

2.2.4.3.2 Margen de operación simple opción A.

Está basado en la generación neta de electricidad y el factor de emisión de cada central térmica. Todas las unidades térmicas deben ser consideradas incluso si alguna de ellas fuera a ser una unidad de bajo costo, o con operación obligatoria siguiendo la única condición de que permanezcan en el mismo grupo de unidades de bajo coste o de operación obligatoria inicial.

La ecuación 2.2 muestra el cálculo del factor de emisión de OM simple, considerando la generación de electricidad neta de cada unidad de potencia y un factor de emisión para cada unidad de potencia.

$$FE_{red,OM\ simple_A,T} = \frac{\sum_m EG_{m,T} \times FE_{El,m,T}}{\sum_m EG_{m,T}} \quad (2.2)$$

Donde:

$FE_{red,OM-simple_A,T}$: Factor emisión de CO₂ del margen de operación simple promedio en el año T utilizando la versión A (t CO₂/MWh).

$EG_{m,T}$ Cantidad de energía eléctrica neta generada y entregada a la red por unidad de generación en el año T. (MWh)

$FE_{El,m,T}$ Factor de emisiones de CO₂ por unidad de potencia en el año T (t CO₂/MWh).

m Todas las centrales de generación de energía eléctrica que sirven a la red en el año, excepto las centrales de bajo costo y generación forzada.

T Período de análisis para el cálculo del factor de emisión (años).

2.2.4.3.3 Margen de operación simple opción B.

Está basado en la generación neta total de electricidad de todas las centrales eléctricas que aportan al sistema, con los tipos de combustible y consumo total de combustible del sistema eléctrico analizado. La opción B puede ser usada solamente cuando se cumple con las siguientes condiciones:

- Cuando los datos necesarios en el margen de operación simple opción A no están disponibles.
- Solamente la fuente de generación nuclear y renovable son consideradas centrales de bajo costo o centrales de operación obligatoria, y se conoce la generación de electricidad que proporcionan a la red.
- Las plantas no conectadas a la red no son incluidas en el cálculo.

La ecuación 2.3 muestra el procedimiento de cálculo para el OM, usando el método de OM simple opción B:

$$FE_{red,OM-simple_B,T} = \frac{\sum_i CC_{i,T} \times FE_{CO_2,i,T}}{\sum_m EG_{m,T}} \quad (2.3)$$

Donde:

$FE_{red,OM-simple_B,T}$: Factor emisión de CO₂ del margen de operación simple promedio en el año T utilizando la versión B (t CO₂/MWh).

$CC_{i,T}$ Cantidad de combustible tipo i consumido por una central de generación de energía eléctrica en el año T (Galones, pies cúbicos, etc).

$FE_{CO_2,i,T}$ Factor de emisiones de CO₂ de combustible fósil tipo i en el año T. (Ton CO₂ /Galones, pies cúbicos, etc).

$EG_{m,T}$ Cantidad de energía neta entregada a la red por la central de generación en el año T. (MWh)

m	Todas las centrales de generación de energía eléctrica que sirven a la red en el año, excepto las centrales de bajo costo y generación forzada.
i	Todos los tipos de combustibles fósiles que fueron usados en las centrales de generación.
T	Período de análisis para el cálculo del factor de emisión (años).

2.2.4.3.4 Margen de operación simple ajustado.

El factor de emisión OM simple ajustado es una variación de la OM simple, donde las plantas de energía y las importaciones de generación se separan en fuentes de bajo costo y de operación obligatoria, así como otras fuentes de energía. Como en la Opción A del OM simple, se calcula sobre la base de generación total neta de electricidad de cada unidad de potencia, con un factor de emisión por cada unidad de potencia.

Se calcula basado en la red eléctrica, en donde se considera por cada unidad de potencia un factor de emisión, el procedimiento se describe en la ecuación 2.4.

$$FE_{red,OM-aj,T} = (1 - \gamma_T) \frac{\sum m EG_{m,T} \times FE_{EL,m,T}}{\sum m EG_{m,T}} + \gamma_T \times \frac{\sum k EG_{k,T} \times FE_{EL,k,T}}{\sum k EG_{k,T}} \quad (2.4)$$

Donde:

$FE_{red,OM-aj,T}$: Factor emisión de CO₂ del margen de operación simple ajustado promedio en el año T (t CO₂/MWh).

γ_T :	Factor que expresa el porcentaje de tiempo que las unidades de potencia de bajo costo y de operación obligatoria son incluidas en el margen en el año T (años).
$EG_{m,T}$:	Cantidad de energía neta entregada a la red por la central m de generación en el año T. (MWh)
$EG_{k,T}$:	Cantidad de energía neta entregada a la red por la central k de generación en el año T. (MWh)
$FE_{EL,m,T}$:	Factor de emisiones de CO ₂ por unidad de potencia m en el año T (t CO ₂ /MWh).
$FE_{EL,k,T}$:	Factor de emisiones de CO ₂ por unidad de potencia k en el año T (t CO ₂ /MWh).
m :	Todas las unidades de potencia operan en la red en el año T excepto las unidades de potencia de operación obligatoria y las unidades de potencia de bajo costo de operación.
k :	Todas las unidades de potencia de operación obligatoria y las unidades de potencia de bajo costo de operación.
T	Período de análisis para el cálculo del factor de emisión (años).

2.2.4.3.5 *Análisis de datos de despacho de OM.*

El factor de emisión OM considerando el análisis de datos de despacho, se determina sobre la base de las unidades de energía de la red, que son realmente despachados durante cada hora, donde el proyecto está desplazando la generación de la red eléctrica. Este enfoque no es aplicable a datos históricos y, por lo tanto, requiere un seguimiento anual.

El procedimiento para el cálculo del factor de emisión OM considerando un análisis de despacho se muestra en ecuación 2.5.

$$FE_{red,OM-DD,T} = \frac{\sum_h EG_{Pj,h} \times FE_{EL,DD,h}}{EG_{Pj,T}} \quad (2.5)$$

Donde:

$FE_{red,OM-DD,T}$: Factor emisión de CO₂ del margen de operación considerando un análisis de datos de despacho promedio en el año T (t CO₂/MWh).

$EG_{Pj,h}$: Electricidad desplazada por el despacho del proyecto en horas h en el año T (MWh).

$FE_{EL,DD,h}$: Factor de emisión de CO₂ de las unidades de potencia de mayor despacho ordenadas en orden descendente por hora h en el año T (t CO₂/MWh).

$EG_{Pj,T}$: Total de energía entregada a la red por el despacho del proyecto en el año T (MWh).

h : Horas en el año T en las cuales el despacho del proyecto desplazo energía en la red (horas).

y : Año en el cual el despacho del proyecto desplazó energía en la red (años).

2.2.4.3.6 Promedio OM.

El promedio OM se calcula como el promedio de emisiones de todas las centrales que sirven a la red, utilizando la guía metodológica que se emplea en el OM simple, incluyendo a todas las centrales de bajo costo y de operación obligatoria en las ecuaciones.

2.2.4.4 Paso 4: Calcular el OM acorde al método seleccionado.

La selección del método apropiado para el cálculo del factor de emisión OM dependerá tanto de la composición del sistema, así como la disponibilidad de datos requeridos para los cálculos necesarios; y que estos cumplan con la totalidad de los requerimientos del método seleccionado.

2.2.4.5 Paso 5: Calcular el BM:

El factor de emisión BM muestra la relación entre la generación promedio de todas las unidades de generación m , durante el más reciente año para los cuales se encuentra disponible los datos de generación. El procedimiento de cálculo se muestra en la ecuación 2.6.

$$FE_{red,BM,T} = \frac{\sum EG_{m,T} FE_{EL,m,T}}{\sum EG_{m,T}} \quad (2.6)$$

Donde:

$FE_{red,BM,T}$:	Factor de emisiones de CO ₂ del margen de construcción en el año T. (Ton CO ₂ /MWh).
$EG_{m,T}$:	Cantidad neta de energía generada y entregada a la red por las centrales de generación m , en el año T (MWh).
$FE_{EL,m,T}$:	Factor de emisiones de la unidad de generación m en el año T. (Ton CO ₂ /MWh).
m :	Unidades de generación de energía incluidas en el margen de construcción.
T:	Todos los tipos de combustibles fósiles que fueron usados en las centrales de generación.

El grupo de unidades que se usarán para el cálculo del factor de emisión BM se determina mediante los siguientes pasos.

2.2.4.5.1 Primer paso en el cálculo de BM.

Identificar el grupo de las 5 primeras unidades de potencia registradas, excluyendo cualquier proyecto catalogado como MDL, que comenzó a suministrar energía recientemente al sistema. De estas 5 unidades se determina su generación anual (MWh).

2.2.4.5.2 Segundo paso en el cálculo de BM.

Determinar la generación anual de electricidad (MWh), excluyendo el aporte de cualquier proyecto catalogado como MDL. Se identifica cada conjunto de unidades de potencia en el sistema, excluyendo cualquier actividad de proyectos MDL registrados que comenzaron a suministrar a la red recientemente y que comprende un 20% sobre la base total de generación anual. Si cualquier proyecto que esté aportando energía a la red sobrepasa el límite del 20% este se excluye del análisis.

2.2.4.5.3 Tercer paso en el cálculo de BM.

Se compara la generación producida por las 5 primeras unidades de potencia registradas en el primer paso, con las unidades cuya sumatoria de generación corresponda al 20% sobre la base de generación neta anual encontrada en el segundo paso. Se compara ambos grupos de unidades y se escoge entre quien compromete la mayor generación anual del sistema.

Si en ambos grupos no se alcanzase el límite de generación del 20% sobre la base de generación neta anual en los últimos 10 años se considera el grupo seleccionado como el grupo objetivo y se ignora los pasos cuarto, quinto y sexto.

2.2.4.5.4 Cuarto paso en el cálculo de BM.

Se excluye las unidades que comenzaron a suministrar energía hace más de 10 años y se incluye las unidades catalogadas como proyectos MDL, empezando por las unidades de energía más reciente hasta que la generación total del grupo objetivo sea al menos el 20% sobre la base de generación neta anual de electricidad. Si alguna unidad fuese a caer fuera del 20% de la generación neta anual de electricidad es excluida. Este grupo se convertirá en el grupo objetivo de unidades. Si con la inclusión de proyectos MDL no se alcanza a suplir el 20% se procede al quinto paso.

2.2.4.5.5 Quinto paso en el cálculo de BM.

Se incluye las unidades de potencia que comenzaron a suministrar energía hace más de 10 años, hasta que la generación de electricidad neta del nuevo conjunto sea al menos el 20% de la generación neta anual de electricidad. Si el 20% cae en la parte de generación de una unidad, esta se excluye del cálculo.

2.2.4.5.6 Sexto paso en el cálculo de BM.

El grupo objetivo seleccionado será utilizado para el cálculo del BM.

El procedimiento del cálculo del factor de construcción se muestra en la Figura 2.2. en donde se indica los posibles caminos para cálculo.

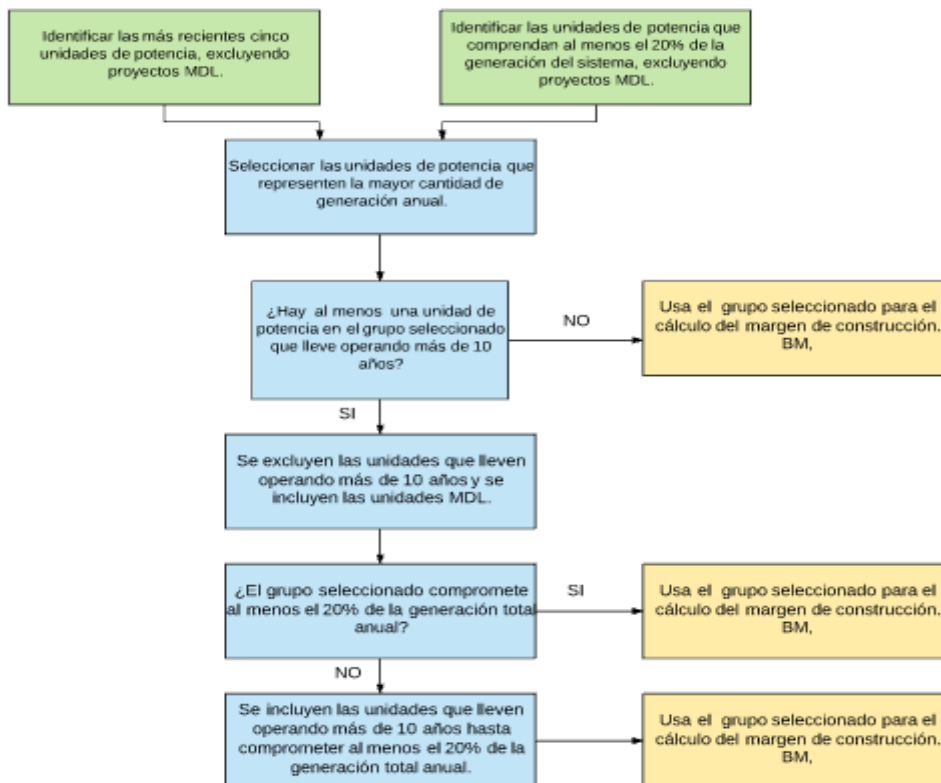


Figura 2.2 Pasos para el cálculo del factor de construcción [32].

2.2.4.6 Paso 6: Calcular el CM:

El factor de emisión de CO₂ de CM muestra la relación entre el factor de emisión de CO₂ de OM y el factor de emisión de CO₂ de BM. El factor de emisión de CO₂ de CM se calcula mediante la ecuación 2.7.

$$FE_{red,CM,T} = FE_{red,OM,T} \times W_{OM} + FE_{red,BM,T} \times W_{BM} \quad (2.7)$$

Donde:

$FE_{red,CM,T}$: Factor de emisión del margen de construcción en el año T (tCO₂/MWh).

$FE_{red,OM,T}$: Factor de emisión de margen de operación en el año T (tCO₂/MWh).

W_{OM} : Ponderación del factor de emisión del margen operativo (por unidad).

W_{BM} : Ponderación del factor de emisión del margen de operación (por unidad).

Los siguientes valores de W_{OM} y W_{BM} son preestablecidos de acuerdo a lo siguiente:

- a) Contando con generación eólica y solar $W_{OM} = 0.75$ y $W_{BM} = 0.25$ (debido a su naturaleza intermitente y no gestionable) para el primer período de acreditación y por períodos subsiguientes de acreditación.
- b) Para el resto de proyectos: $W_{OM} = 0.5$ y $W_{BM} = 0.5$ para el primer período de acreditación, y $W_{OM} = 0.25$ y $W_{BM} = 0.75$ para el segundo y tercer período de acreditación a menos que se especifique lo contrario en la metodología aprobada que se refiere a esta herramienta.

2.3 PROGRAMA DE OPTIMIZACIÓN ESTOCÁSTICA PARA EL CÁLCULO DE LA OPERACIÓN ÓPTIMA DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS.

2.3.1 INTRODUCCIÓN.

Los programas de optimización estocástica empleados en el cálculo de la operación óptima de sistemas hidrotérmicos permiten el análisis de sistemas eléctricos de manera autónoma e interconectada, con el propósito de optimizar la operación y conseguir los objetivos de planteamiento energético. La herramienta proporciona ayuda en cuanto a la toma de decisiones presentes, para que no afecten a futuro, a mediano y largo plazo. [33]

2.3.2 SOLUCIÓN DEL PLANTEAMIENTO OPERATIVO.

El planteamiento operativo busca optimizar la operación de centrales hidroeléctricas y térmicas, considerando que para la producción de energía hidroeléctrica se utiliza energía gratis que se encuentra almacenada en embalses para poder cubrir la demanda, evitando los gastos de combustible que emplean las centrales termoeléctricas; siendo el limitante de la energía hidroeléctrica la capacidad de almacenamiento de los embalses.

El principal problema incide sobre si se utilizará las reservas de energía hidroeléctrica, con el objetivo de minimizar los costos térmicos, no se tendrá la capacidad de afrontar una posible sequía en un futuro; lo cual recae en que se tendrá que incurrir en un racionamiento con un elevado costo de operación. Por otro lado, se conserva las reservas de energía hidroeléctrica con el uso intensivo de generación térmica, y las afluencias futuras son considerables, esto puede llevar a un vertimiento de las reservas del embalse, lo que representa un desperdicio de energía que pudo ser aprovechada para la producción de electricidad y, consecuentemente un aumento en el costo operativo. La toma de decisiones está ilustrada en la Figura 2.3.

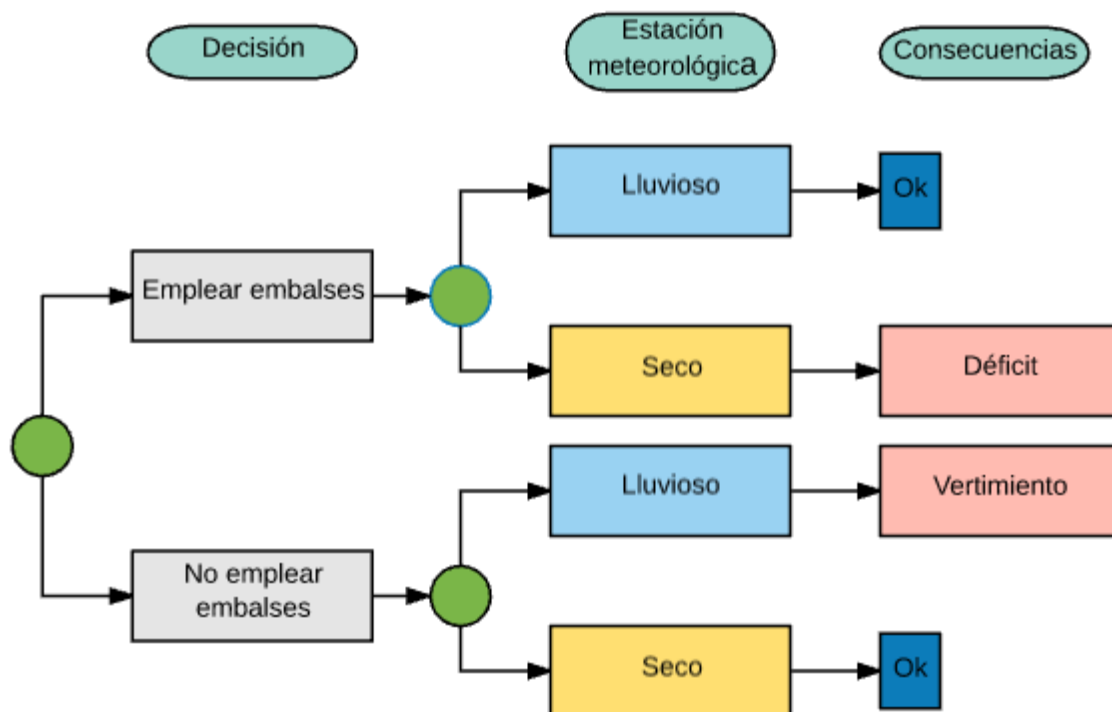


Figura 2.3 Proceso de decisión en un sistema hidro-térmico [33].

2.3.3 COSTO INMEDIATO Y COSTO FUTURO.

La Función Costo Futuro (FCF), está asociada al costo que se espera de la generación térmica y al racionamiento del final de la etapa hasta la conclusión del período de estudio. El FCF es inversamente proporcional a la medida que aumenta el almacenamiento final de los embalses en la etapa de estudio, pues se tendrá más energía disponible para el futuro.

La Función Costo Inmediato (FCI), representa los costos de generación térmica en la etapa. La FCI es inversamente proporcional a la energía hidroeléctrica disponible en la etapa de estudio.

La función a ser minimizada por el programa, es la función $FCI + FCF$, para que de esta manera se obtenga un óptimo uso de los embalses. El problema se muestra en la Figura 2.4.

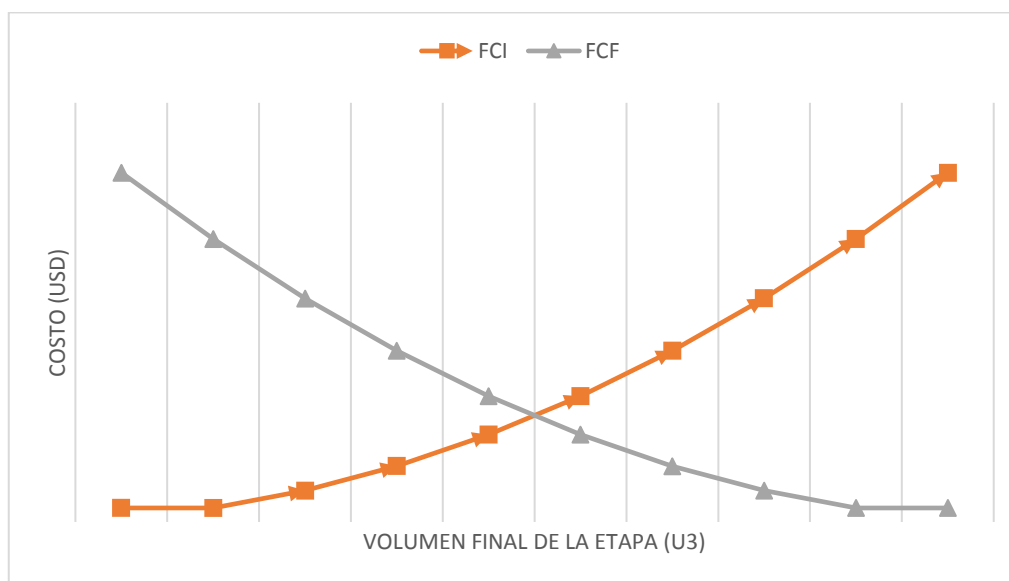


Figura 2.4 Función FCI y FCF [33].

El despacho de un sistema eléctrico con fuentes de generación tanto hidroeléctricas como térmicas incide en la solución de un problema de minimización en donde se tiene los siguientes elementos:

- Minimizar la función objetivo $FCI + FCF$

- Sujeto a las funciones de restricción operativas básicas.

2.3.4 CÁLCULO DE LA FCI Y FCF.

La FCI se calcula como el costo térmico operativo que se necesita para completar la generación hidroeléctrica disponible en la etapa analizada, mientras que la FCF se calcula en términos conceptuales mediante simulaciones operativas del sistema para diferentes niveles de almacenamiento en los embalses, su limitante es la capacidad de los embalses.

El programa de optimización estocástica maneja de manera probabilística los caudales afluentes a los embalses, debido a su complejidad y la variabilidad. La Figura 2.5 muestra el proceso de simulación.

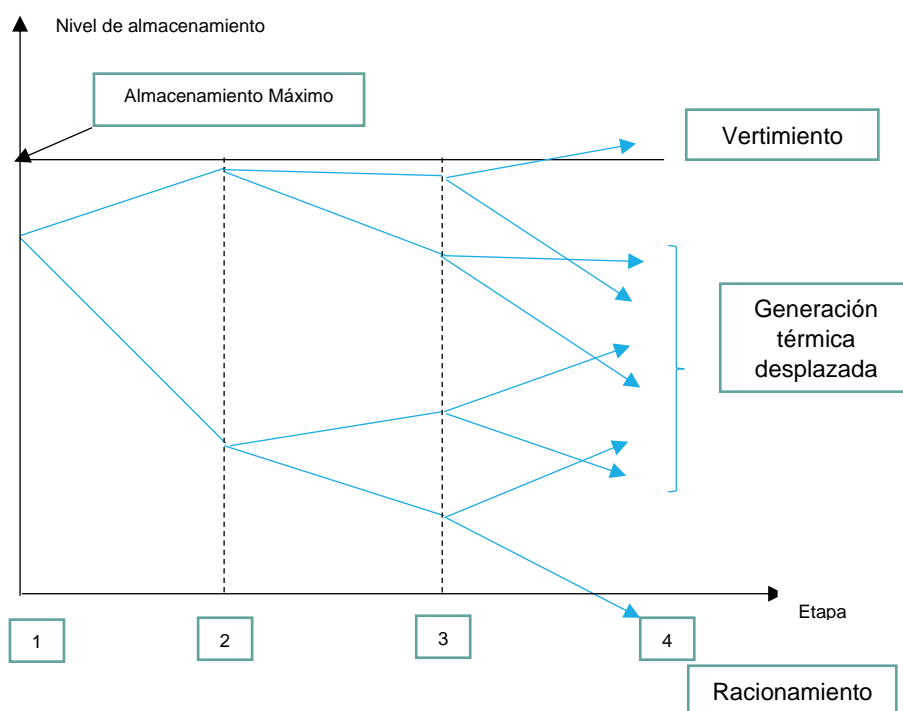


Figura 2.5 Cálculo FCF [33].

CAPÍTULO 3

IDENTIFICACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO Y OBTENCIÓN DE DATOS.

3.1 INTRODUCCIÓN.

Como se describió en el capítulo anterior, la metodología ACM0002 en su versión 16, permite el cálculo del factor de emisión para redes eléctricas, para esto, se hace uso de varias herramientas metodológicas que se adaptan a la situación y disponibilidad de datos de la red eléctrica a analizar.

Para el estudio sobre el impacto de la entrada de operación de la central hidroeléctrica Río Santiago, se hace imprescindible la validación de los diferentes datos que serán necesarios para el análisis de los casos de estudio, por lo cual, en primera instancia se contemplará que herramienta metodológica se empleará y que clase de datos están disponibles actualmente para su análisis.

3.2 INFORMACIÓN REQUERIDA PARA LA APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA ACM0002.

3.2.1 APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA ACM0002 PARA EL CÁLCULO DEL FACTOR DE EMISIÓN COMBINADO.

En el capítulo anterior se presentó la herramienta metodológica propuesta por la UNFCCC para el cálculo del factor de emisión de CO₂ para una red eléctrica ACM0002, se ha definido el procedimiento de cálculo para la obtención del CM, en el cual se considera:

- Identificar el sistema eléctrico relevante a ser considerado en el cálculo del factor de emisión de CO₂. Se considerará las centrales de generación

conectadas físicamente al SNI, excluyendo los sistemas aislados, y se recolectará la información necesaria requerida por la metodología, que es la generación y el consumo de combustible mensual de la central.

- Recopilación del poder calórico por tipo de combustible que son empleados en el proceso de generación térmica en el SNI.
- Determinación del procedimiento de cálculo del factor de emisión de CO₂ OM apropiado a disponibilidad de información del SNI.
- Identificación las unidades de generación a ser incluido en el cálculo del factor de emisión de BM, de acuerdo con la expansión de la capacidad de generación.
- Cálculo del factor de emisión de CO₂ BM.
- Determinación del factor de emisión de CO₂ de CM del SNI.

3.2.2 FUENTES DE INFORMACIÓN.

La información necesaria para la aplicación de las herramientas metodológicas es proporcionada de boletines estadísticos, sistemas de gestión de información y publicaciones de entidades públicas nacionales encargadas en el manejo, gestión y control de la energía en el SNI.

La Corporación Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), tiene como funciones principales: la de operador técnico del SNI, administrador comercial de transacciones de bloques energéticos en el Ecuador, conforme a las condiciones de seguridad y calidad que expida de la Agencia y Control de Electricidad (ARCONEL). CENACE posee la información de la producción de electricidad neta de las centrales de generación conectadas al SNI y el consumo de combustibles de cada unidad térmica dependiendo de la tecnología de consumo [34].

ARCONEL en sus funciones como administrador de la información estadística del sector eléctrico nacional, está encargada de la coordinación y entrega de información válida tanto de generación, transmisión y distribución del SNI.

El Ministerio de Electricidad y Energía Renovable posee un compendio de toda la información emitida por CENACE y ARCONEL dentro de la cual se encuentran las fechas de ingreso de cada central de generación y de las capacidades de los embalses publicadas en el Plan Maestro de Electricidad [35].

La Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador (EP Petroecuador) exporta, produce, almacena, refina y comercializa el crudo ecuatoriano. Además, EP Petroecuador determina los poderes calóricos de los combustibles usados en la generación de electricidad en el SNI [36].

3.3 GENERACIÓN NETA POR TIPO DE TECNOLOGÍA DEL SNI EN EL ECUADOR.

El SNI está conformado por empresas de generación, distribuidoras, auto generadoras y, además, por la interconexión con los países vecinos de Colombia y Perú. El factor de emisión de CO₂ CM del SNI del Ecuador es definido únicamente por las centrales que están conectadas físicamente al sistema mediante líneas de transmisión y distribución en funcionamiento. Por tanto, la información necesaria para el análisis es la generación mensual neta en el período 2016 al 2026. En este análisis es importante la información en el año 2023, puesto que, se estima la entrada en operación de la Central Hidroeléctrica Río Santiago.

La generación neta anual por tipo de tecnología en el período 2016-2026 se muestra en la Tabla 3.1 considerando la entrada en operación de la central Río Santiago, en donde la generación hidroeléctrica para el año 2023 llega a alcanzar un 88,18% con el ingreso del proyecto Río Santiago, desplazando la generación hidroeléctrica existente y la generación térmica [37].

Tabla 3.1 Generación neta total porcentual del SNI incluyendo el Proyecto Río Santiago en el período 2016-2026.

Energía [GWh]	Período (años)										
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Río Santiago	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4748,7	4751,3	10008,8	10105,0
	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	13,5%	12,9%	26,2%	25,0%
Hidroeléctrica	20100,6	21118,3	22926,3	24557,5	25999,4	26638,4	27283,5	26250,9	28261,9	24941,1	26919,6
	84,9%	86,7%	87,6%	87,7%	87,2%	84,2%	81,6%	74,7%	77,3%	65,3%	66,6%
Térmica	3416,9	2921,7	2951,1	3152,8	3523,4	4689,6	5860,3	3862,2	3279,5	2961,6	3095,1
	14,4%	12,1%	11,3%	11,3%	11,8%	14,8%	17,5%	11,0%	8,9%	7,8%	7,7%
No convencionales	271,9	269,0	275,3	284,3	291,3	294,8	295,5	291,7	292,9	275,2	280,6
	1,1%	1,1%	1,1%	1,0%	1,0%	1,0%	0,9%	0,8%	0,8%	0,7%	0,7%

Fuente: Información de boletines de instituciones del sector eléctrico ecuatoriano.

La entrada en operación de la central hidroeléctrica Río Santiago, cuenta con dos etapas de ingreso; a partir del año 2023 está en funcionamiento la primera mitad de su capacidad y la segunda mitad será a partir de 2025. La generación neta anual por tipo de tecnología en el período 2016-2026 se muestra en la Tabla 3.2, en la cual no se considera la entrada en operación de la central hidroeléctrica Río Santiago, la misma hace referencia que sin la entrada en operación del proyecto; su energía es desplazada por generación hidroeléctrica y térmica.

Tabla 3.2 Generación neta total porcentual del SNI sin el Proyecto Río Santiago en el período 2016-2026.

Energía [GWh]	Período (años)										
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Río Santiago	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Hidroeléctrica	20106,3	21135,3	22926,1	24558,9	25959,9	26561,1	26898,5	28049,4	30587,3	30660,6	31948,6
	84,5%	86,9%	87,6%	87,7%	87,1%	83,9%	80,4%	79,8%	83,6%	80,3%	79,1%
Térmica	3411,1	2904,9	2951,3	3151,4	3562,8	4767,0	6245,2	6812,5	5705,5	7251,2	8165,1
	14,3%	11,9%	11,3%	11,3%	11,9%	15,1%	18,7%	19,4%	15,6%	18,9%	20,2%
No convencionales	272,0	268,8	275,3	284,4	291,0	294,8	295,4	295,5	295,5	295,5	295,5
	1,1%	1,1%	1,1%	1,0%	1,0%	0,9%	0,9%	0,8%	0,8%	0,7%	0,7%

Fuente: Información de boletines de instituciones del sector eléctrico ecuatoriano.

3.4 CONSUMO DE COMBUSTIBLE EN EL SNI.

Para la determinación del factor de emisión de CO₂, por cualquiera que sea el método elegido dependiendo de la disponibilidad de información, es necesario el consumo de combustible por cada unidad térmica o por tipo de tecnología que emplee para su operación. En la Tabla 3.3, se muestra el consumo de combustible de unidades conectadas al SNI considerando la operación del proyecto hidroeléctrico Río Santiago.

Tabla 3.3 Consumo de combustible anual considerando la entrada en operación del proyecto hidroeléctrico Río Santiago en el período 2016-2026.

Tipo de combustible [millones de unidades]	Período (años)										
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Diésel [gal]	7,64	6,25	6,25	6,25	6,25	6,25	6,32	6,25	6,25	6,25	6,25
Fuel Oil [gal]	89,61	61,05	62,46	66,51	80,88	137,46	208,37	95,17	72,75	62,70	67,14
Gas Natural [Kpc]	4907,87	2982,39	3127,52	6973,77	15291,96	28282,05	44604,84	18365,90	7527,98	3641,72	5370,16
Biogás[pc]	0,01	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02

Fuente: Información de boletines de instituciones del sector eléctrico ecuatoriano.

En la Tabla 3.4 se muestra la generación térmica por tipo de combustible considerando la entrada en operación del proyecto hidroeléctrico Río Santiago. Para el año 2023 se produce una fuerte disminución del consumo promedio de los combustibles, principalmente el Fuel Oil.

Tabla 3.4 Generación Térmica por tipo de combustible considerando la entrada en operación de la central hidroeléctrica Río Santiago en el período 2016-2026.

Tipo de combustible [GWh]	Período (años)										
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Diésel	177	160	160	160	160	160	163	160	160	160	160
Fuel Oil	1419	968	980	1054	1224	2126	3043	1525	1147	983	1056
Gas Natural	60	36	39	123	298	548	788	332	123	50	78
Biogás	7	11	19	20	21	21	21	21	21	19	20

Fuente: Información de boletines de instituciones del sector eléctrico ecuatoriano.

El consumo por tipo de combustible de cada unidad conectada al SNI sin considerar la operación de la central hidroeléctrica Río Santiago en el período 2016-2026 se muestra en la Tabla 3.5.

Tabla 3.5 Consumo de combustible anual sin considerar la entrada en operación del proyecto hidroeléctrico Río Santiago en el período 2016-2026.

Tipo de combustible [millones de unidades]	Período (años)										
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Diésel [gal]	7,64	6,25	6,25	6,25	6,25	6,25	6,32	6,88	6,44	7,19	11,58
Fuel Oil [gal]	89,61	61,05	62,46	66,51	80,88	137,46	208,37	230,74	184,27	250,06	281,69
Gas Natural [Kpc]	4907,87	2982,39	3127,52	6973,77	15291,96	28282,05	44604,84	18365,90	7527,98	3641,72	5370,16
Biogas[pc]	0,01	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02

Fuente: Información de boletines de instituciones del sector eléctrico ecuatoriano.

En la Tabla 3.6 se muestra la generación térmica por tipo de combustible sin considerar la entrada en operación de la central hidroeléctrica Río Santiago. Para el año 2023 los valores de consumo de combustible se mantienen en la misma proporción que en anteriores años.

Tabla 3.6 Generación Térmica por tipo de combustible sin considerar la entrada en operación de la central hidroeléctrica Río Santiago en el período 2016-2026.

Tipo de combustible [GWh]	Período (años)										
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Diésel	177,8	160,7	160,6	160,7	160,7	160,7	161,7	169,1	163,3	173,2	223,6
Fuel Oil	1422,2	968,1	979,4	1057,5	1279,9	2215,3	3361,8	3735,2	2962,5	4031,1	4501,6
Gas Natural	59,9	36,0	39,7	119,6	281,5	536,5	860,6	1038,8	714,6	1170,5	1542,0
Biogás	7,7	7,7	7,7	7,7	7,6	7,5	7,3	7,3	7,5	8,6	9,7

Fuente: Información de boletines de instituciones del sector eléctrico ecuatoriano.

3.5 FACTOR DE EMISIÓN DE CO₂ POR TIPO DE COMBUSTIBLE.

Los factores de emisión de CO₂ por tipo de combustible reflejan el contenido total del carbono del combustible al ser oxidado para la obtención de energía. La generación térmica de energía eléctrica es estacionaria; por tanto, la porción del combustible no oxidado, no se considera en el factor de emisión de CO₂. El factor de emisión por tipo de combustible utilizado en el SNI es mostrado en la Tabla 3.7 tomado de las directrices del IPCC 2006 para inventarios nacionales de GEI, relacionados con combustión estacionaria. En el Anexo A se muestra los valores del poder calórico de los combustibles usados en el SNI. [38]

Tabla 3.7 Factores de emisión de CO₂ por tipo de combustible [38].

Tipo de combustible	Factor de emisión [tCO ₂ /TJ]	Factor de emisión [tCO ₂ /unidad de volumen]
Fuel Oil [Ton CO₂/gal]	77,4	1,093E-02
Diésel [Ton CO₂/gal]	74,1	1,001E-02
Gas Natural [Ton CO₂/Kpie3]	64,2	5,288E-05
Nafta [Ton CO₂/gal]	73,3	7,903E-03
Biogás [Ton CO₂/Kpie3]	54,6	1,057E-05

3.6 INGRESO DE GENERACIÓN EN EL PERÍODO 2016-2026.

En la Tabla 3.8 se presenta la fecha de ingreso de las principales unidades de generación añadidas al SNI según el Plan Nacional de Electricidad (PME) en el período 2016-2025.

Tabla 3.8 Principales proyectos del PME [39].

Proyecto de Generación Eléctrica	Potencia [MW]	Tipo	Fecha de ingreso
Coca Codo Sinclair primera etapa	360	Hidroeléctrica	feb-16
Minas	276	Hidroeléctrica	feb-16
Coca Codo Sinclair segunda etapa	720	Hidroeléctrica	may-16
Coca Codo Sinclair tercera etapa	1080	Hidroeléctrica	ago-16
Sopladora	487	Hidroeléctrica	ago-16
Coca Codo Sinclair cuarta etapa	1486	Hidroeléctrica	nov-16
Delsintanisagua	180	Hidroeléctrica	ago-17
Due	49,7	Hidroeléctrica	ago-17
Palmira	10	Hidroeléctrica	ago-17
TG Machala Unidad 7	20	Térmica	ago-17
Inga II	3	No convencional	ago-17
Machala Gas Tercera Unidad	77	Térmica	sep-17
Machala Gas ciclo combinado	110	Térmica	feb-18
Sabanilla	30,9	Hidroeléctrica	may-18
Quijos	50	Hidroeléctrica	may-18
Normandía	48,1	Hidroeléctrica	may-18
Sigchos	18,6	Hidroeléctrica	may-18
Cardenillo	574	Hidroeléctrica	nov-23
Santa Cruz	129	Hidroeléctrica	nov-23
Río Santiago primera etapa	1200	Hidroeléctrica	ene-23
Río Santiago segunda etapa	2400	Hidroeléctrica	ene-25

3.7 SELECCIÓN DEL MÉTODO DE CÁLCULO PARA EL FACTOR DE EMISIÓN DE CO₂ DE MARGEN DE OPERACIÓN.

Debido a la disponibilidad de datos, el método seleccionado para el cálculo de OM es el método de Margen de Operación Promedio, empleando el procedimiento del Margen de Operación promedio expresada en la ecuación 2.3; se da por las siguientes razones:

- Tiene disponibilidad de los datos de generación neta de electricidad y consumo de combustible por cada unidad térmica en el SNI.
- Dispone los Factores de Emisión por tipo de combustible.
- Considera la operación de las unidades de bajo costo y de operación obligatoria.
- No se considera dentro del cálculo a sistemas aislados del SNI.
- Las exportaciones de electricidad no son restadas de los datos de generación de electricidad que son utilizados en el cálculo.

3.8 EJEMPLO DE CÁLCULO DE LA METODOLOGÍA ACM0002.

3.8.1 CÁLCULO DEL FACTOR DE EMISIÓN DE CO₂ DE UN SISTEMA ELÉCTRICO CON EL MÉTODO PROMEDIO.

Se procede al cálculo del CM del SNI para el año 2023 sin considerar la generación de la central hidroeléctrica Río Santiago. En la Tabla 3.9, se presenta el despacho del parque generador del año 2023, por tipo de combustible y el consumo anual de combustible, entonces, para el parque generador del SNI.

Tabla 3.9 Datos de generación y consumo de combustible por tipo de tecnología usada en la generación térmica en el año 2023.

Tipo de Combustible [millones de unidades]	Energía (GWh)	Consumo Combustible
Diésel [gal]	169,121	6,884
Fuel Oil [gal]	3735,241	230,737
Gas Natural [Kpc]	1038,762	8,134
Biogás [gal]	21,462	21,462

Para el factor de emisión por tipo de combustible se empleará los datos certificados por la IPCC de la Tabla 3.7.

3.8.1.1 Cálculo del OM en el SNI para el año 2023.

Para el cálculo del factor de emisión de CO₂, OM método promedio, se utiliza los datos de la Tabla 3.13 y de la Tabla 3.7 en la ecuación 2.3. El resultado del factor de emisión de CO₂ OM para el año 2023 se muestra en la Tabla 3.10.

Tabla 3.10 Resultado del cálculo del OM promedio para el año 2023.

Emisiones totales anuales de CO₂ (millones de t CO₂)	3,021
Generación total (GWh)	4964,586
OM [t CO₂/MWh]	0,608

3.8.1.2 Cálculo del BM en el SNI para el año 2023.

Para el cálculo del factor de emisión de CO₂ BM, se debe fijar el grupo objetivo de generación para el 2023. Se toma los datos de la Tabla 3.8 y considerando las centrales que ingresaron anteriormente hasta que el porcentaje acumulado de generación sea al menos el 20%, se excluye los proyectos MDL. Se considera que la base de generación neta anual para el año 2023 es 34861,943 GWh. [27]

En la Tabla 3.8, se obtiene que las 5 últimas centrales en ingresar al sistema representan menos del 5% sobre la base de generación anual neta en el año 2023. Por tanto, se considera como el grupo objetivo para el cálculo del BM son las unidades cuya generación anual neta representa más del 20% sobre la base de generación anual neta registrada en el 2023 y no llevan operando por más de 10 años.

La Tabla 3.11, muestra los niveles de emisión de CO₂ de las centrales termoeléctricas del grupo objetivo en el año de estudio 2023.

Tabla 3.11 Emisiones de CO₂ del grupo objetivo.

Nombre de la central	Fecha de Ingreso	Generación (GWh)	Generación acumulada (GWh)	Porcentaje acumulado	Diesel [Gal]	Fuel Oil [Gal]	Gas natural [K Pie3]	Biogás [Kpie3]	Emisiones (t CO2)
Cardenillo	11/23	523,0	523,0	1,5%	0	0	0	0	0
Santa Cruz	11/23	125,4	648,4	1,9%	0	0	0	0	0
Sabanilla	05/18	200,9	849,3	2,4%	0	0	0	0	0
Quijos	05/18	396,9	1246,2	3,6%	0	0	0	0	0
Normandia	05/18	267,8	1514,0	4,3%	0	0	0	0	0
Sigchos	05/18	113,2	1627,2	4,7%	0	0	0	0	0
CC TG Machala	02/18	639,1	2266,3	6,5%	0	0	3834,5	0	202,8
Machala Gas Tercera Unidad	10/17	19,7	2286,0	6,6%	0	0	221,0	0	11,7
TG machala Unidad 7	09/17	21,8	2307,8	6,6%	0	0	230,6	0	12,2
Inga II	09/17	12,9	2320,7	6,7%	0	0	0	14,3	0,2
Due	08/17	390,9	2711,6	7,8%	0	0	0	0	0
Palmira	08/17	79,6	2791,2	8,0%	0	0	0	0	0
Delsintanisagua	08/17	737,5	3528,7	10,1%	0	0	0	0	0
Coca Codo Sinclair	11/16	3.454,4	6983,1	20,0%	0	0	0	0	0
Total		6.983,071							226,8

La Tabla 3.12 muestra el BM resultado de aplicar la ecuación 2.6 en el grupo objetivo fijado en la Tabla 3.11.

Tabla 3.12 Emisiones de CO₂ del grupo objetivo.

Emisiones totales anuales del grupo objetivo (millones de t CO₂)	0,226
Generación total neta en 2023 (GWh)	6983,071
BM	0,032

3.8.1.3 Cálculo del CM en el SNI para el año 2023.

La Tabla 3.13 muestra el resultado del cálculo de CM, utilizando la ecuación 2.7 y los resultados de la Tabla 3.10 y la Tabla 3.12.

Tabla 3.13 Factor de emisión de CO₂ CM para el año 2023.

Factor de Emisión de CO₂ OM [t/MWh]	0,608
Factor de Emisión de CO ₂ BM [t/MWh]	0,032
W _{OM}	0,500
W _{BM}	0,500
Factor de Emisión de CO₂ CM [t/MWh]	0,320

CAPÍTULO 4

PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO DEL FACTOR DE EMISIÓN DE CO₂ EN EL SNI.

4.1 INTRODUCCIÓN.

La herramienta metodológica ACM0002 en su versión 16 determina el procedimiento de cálculo del factor de emisión de CO₂ para una red eléctrica; considerando para el caso de la matriz eléctrica del país la red representativa es el SNI y el mismo es ampliamente examinado por medio del sistema de Supervisión, Control y Adquisición de Datos (SCADA, por sus siglas en inglés), que genera estadística en detalle que es utilizada para la planificación a mediano plazo. Dicha información, a través de programas especializados en sistemas hidrotérmicos permiten obtener el detalle del consumo de combustibles por cada tipo de tecnología de generación eléctrica y el nivel de producción de cada tipo de generación, conectada a la red.

A continuación, se detalla la aplicación de la metodología ACM0002 para el cálculo del factor de emisión de CO₂ en una red eléctrica. Para el caso del SNI considerando como fuente de información las distintas publicaciones como: El Operador Nacional de Electricidad CENACE, la Agencia de Regulación y Control del Sector Eléctrico (ARCONEL) y el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER) mencionados en el capítulo 3.

Para el cálculo del Factor de Emisión de CO₂ CM en el período 2016-2026, se muestra dos posibles escenarios; a partir del año 2023 considerando la entrada en operación de la central hidroeléctrica Río Santiago (CCRS) y sin considerar la entrada en operación de la central Río Santiago (SCRS). Se determinará el impacto en el SNI del ingreso de la central por el nivel de emisiones de CO₂ evitadas.

4.2 CÁLCULO DEL FACTOR DE EMISIÓN DE CO₂ DE MARGEN DE OPERACIÓN (OM) ANUAL Y MENSUAL PARA EL SNI EN EL PERÍODO 2016-2026.

La Figura 4.1 muestra el resultado de aplicar la ecuación 2.3, para obtener el Factor de Emisión de CO₂ de OM promedio anual para el período 2016-2026 considerando y sin considerar la entrada en operación de la central hidroeléctrica Río Santiago.

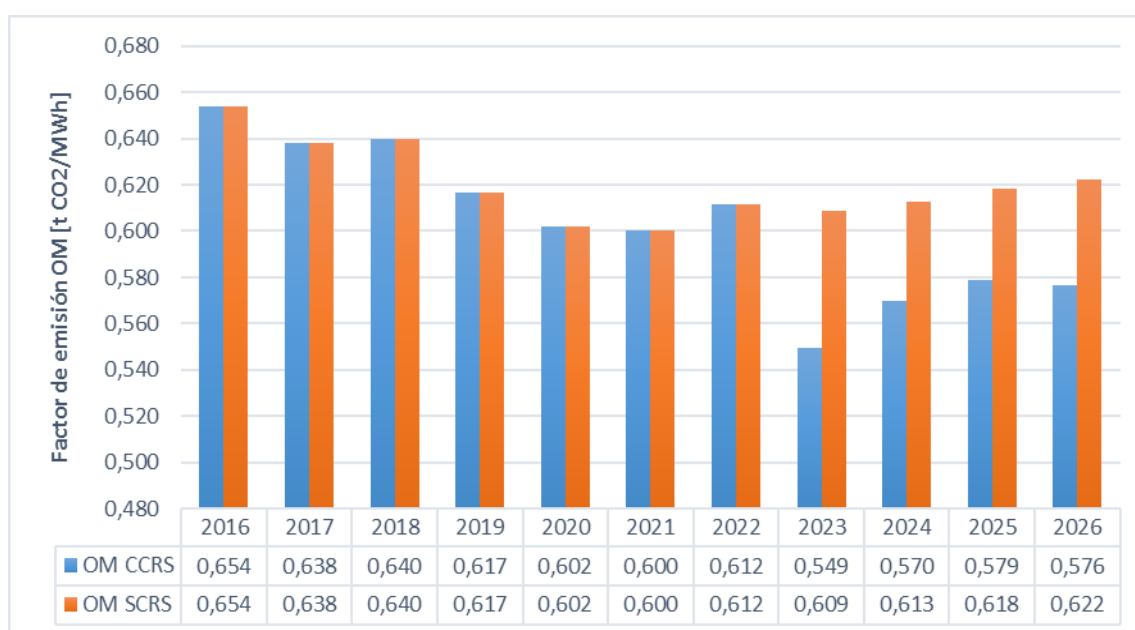


Figura 4.1 Cálculo del Factor de emisión de CO₂ OM promedio anual considerando y sin considerar la entrada en operación de la Central hidroeléctrica Río Santiago.

Fuente: Elaboración propia con los resultados obtenidos mediante la aplicación de la metodología ACM0002.

En la Figura 4.1, se aprecia que, a partir del año 2023, fecha de ingreso proyectada para la primera etapa de la central hidroeléctrica Río Santiago se tiene una disminución del Factor de emisión de CO₂ OM en un 9,72% con respecto al Factor de emisión de CO₂ sin considerar el proyecto. Esto se debe a que la central Río Santiago, como se observa en la Tabla 3.1, representa en el año 2023 el 13,51% de la generación total neta del SNI, y desplaza a la generación térmica en un 8,39% con respecto al caso de no considerar la entrada en operación del proyecto.

Se tiene para el período 2016-2026 considerando la generación del proyecto Río Santiago, el máximo valor de factor de emisión de CO₂ OM está presente en el año 2016 con 0,654 [t CO₂/MWh], mientras que el mínimo valor está presente en el año 2023 con 0,549 [t CO₂/MWh]. Entretanto que, sin considerar la generación de Río Santiago, el máximo valor del factor de emisión de CO₂ OM está presente en el año 2016 con 0,654 [t CO₂/MWh], y el mínimo valor en el año 2021 con 0,600 [t CO₂/MWh].

El factor de emisión de CO₂ OM promedio en el período 2016-2026, considerando y sin considerar la operación de la central Río Santiago es 0,602 [t CO₂/MWh] y 0,620 [t CO₂/MWh] respectivamente; mientras que el promedio ponderado del factor de emisión de CO₂ anual en el período 2023-2026 considerando la entrada en operación de la central hidroeléctrica Río Santiago es de 0,569 [t CO₂/MWh]; mientras que sin considerar la operación del proyecto es de 0,616 [t CO₂/MWh].

En el Anexo B y Anexo C se muestra los cálculos del factor de emisión de CO₂ OM anual considerando y sin considerar la operación de la central hidroeléctrica Río Santiago.

En la Figura 4.2, Figura 4,3 y Figura 4,4 se muestra el factor de emisión de CO₂ OM mensual para los años 2016, 2023 y 2025 respectivamente considerando y sin considerar la operación de la central hidroeléctrica Río Santiago.

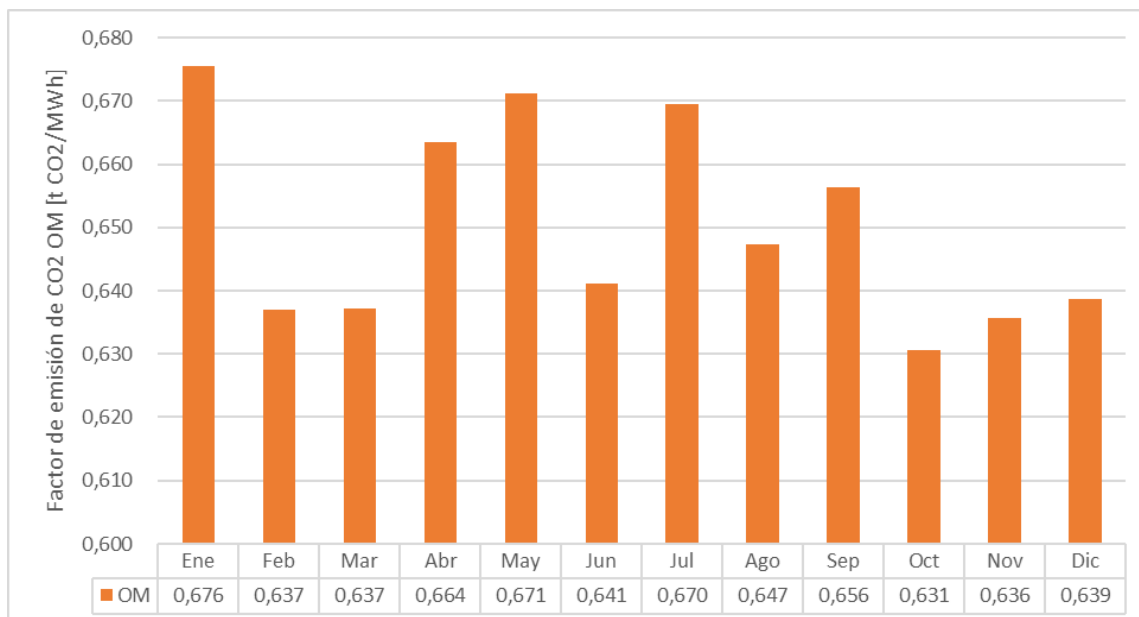


Figura 4.2 Cálculo del Factor de emisión de CO₂ OM promedio mensual para el año 2016.

Fuente: Elaboración propia con los resultados obtenidos mediante la aplicación de la metodología ACM0002.

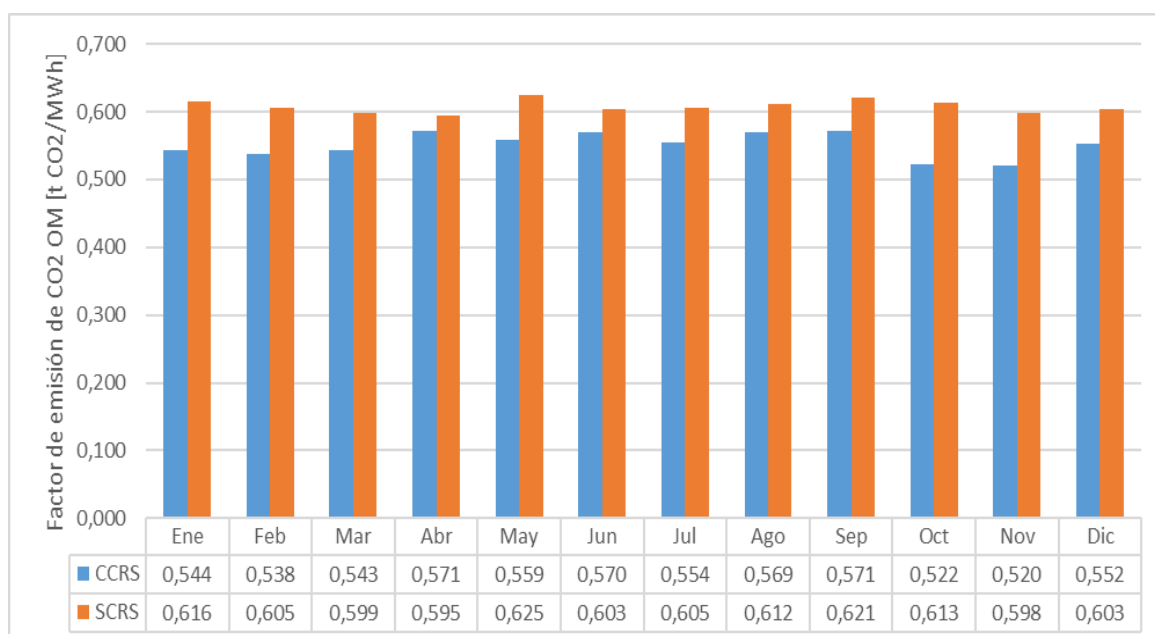


Figura 4.3 Cálculo del Factor de emisión de CO₂ OM promedio mensual para el año 2023 considerando y sin considerar el proyecto hidroeléctrico Río Santiago.

Fuente: Elaboración propia con los resultados obtenidos mediante la aplicación de la metodología ACM0002.

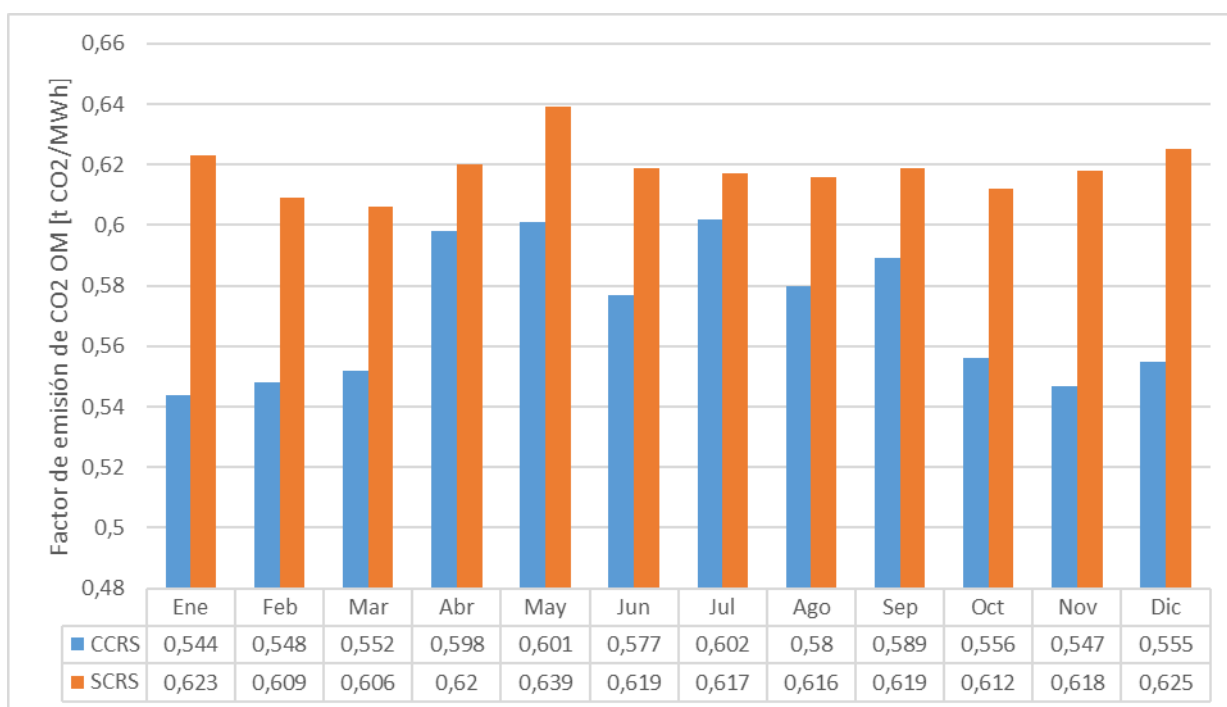


Figura 4.4 Cálculo del Factor de emisión de CO₂ OM promedio mensual para el año 2025 considerando y sin considerar el proyecto hidroeléctrico Río Santiago.

Fuente: Elaboración propia con los resultados obtenidos mediante la aplicación de la metodología ACM0002.

En la Figura 4.2, se observa variaciones bruscas del factor de emisión de CO₂ OM mensual debido a la hidrología promedio que presenta el SNI en cada mes. Para los meses con alta hidrología el factor de emisión de CO₂ disminuye debido a que la generación de las centrales termoeléctricas funcionan solo en condiciones de estabilidad en el SNI. Mientras que en los meses de baja hidrología las centrales térmicas tienden a cubrir la demanda de energía del sistema, por tanto, el factor de emisión es mayor.

En la Figura 4.3, se observa que considerando el ingreso de la central hidroeléctrica Río Santiago en el año 2023 en su primera etapa de ingreso presenta un factor de emisión de CO₂ OM promedio de 0,551 [t CO₂/MWh], mientras que sin considerar su operación de 0,608 [t CO₂/MWh], presentando un incremento del 9,35% con respecto al considerar la operación de la central Río Santiago.

En la Figura 4.4, se observa que considerando el ingreso de la central hidroeléctrica Río Santiago en el año 2025 en su segunda etapa de ingreso presenta un factor de

emisión de CO₂ OM promedio de 0,571 [t CO₂/MWh], mientras que sin considerar su operación de 0,619 [t CO₂/MWh], presentando un incremento del 7,73% con respecto al considerar la operación de la central Río Santiago.

4.3 CÁLCULO DEL FACTOR DE EMISIÓN DE CO₂ DE MARGEN DE CONSTRUCCIÓN (BM) ANUAL PARA EL SNI EN EL PERÍODO 2016-2016.

Para el cálculo del factor de emisión de CO₂ BM en el período 2016-2026 aplicado al SNI se tomó en cuenta las siguientes consideraciones:

- El factor de emisión de CO₂ BM se calcula anualmente, por tanto, se considera que para el cálculo del factor de emisión de CO₂ CM mensual el valor del factor de emisión de CO₂ BM se mantendrá fijo para cada mes del año analizado.
- Las unidades de generación MDL no son incluidas en el cálculo.
- Las unidades de generación entran en operación cuando inicia su suministro de energía al SNI.
- Se excluyen del cálculo las interconexiones y sistemas aislados al SNI.
- A partir del año 2023 se realiza dos escenarios a analizar: con y sin la entrada en operación de la central hidroeléctrica Río Santiago.
- El Factor de emisión de CO₂ BM es calculado considerando el 20% de generación neta acumulada anual con respecto a la generación total del SNI.

4.3.1 ESCENARIOS DE CÁLCULO DEL FACTOR DE EMISIÓN DE CO₂ BM ANUAL PARA EL PERÍODO 2016-2026.

Aplicando la ecuación 2.6 con los datos de la Tabla 3.8, se obtuvo los resultados presentados en la Figura 4.5.

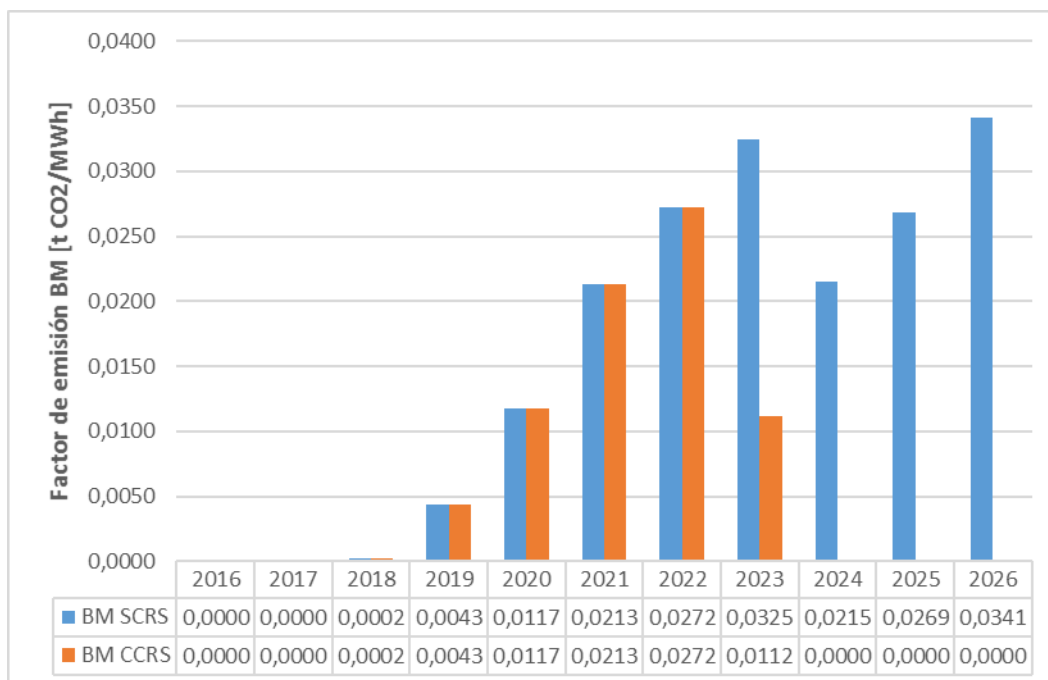


Figura 4.5 Cálculo del Factor de emisión de CO₂ BM promedio mensual considerando y sin considerar la entrada en operación de la Central Río Santiago.

Fuente: Elaboración propia con los resultados obtenidos mediante la aplicación de la metodología ACM0002

En la Figura 4.5, se muestra que el factor de emisión de CO₂ BM del año 2016 al 2022 es el mismo para ambos escenarios. En este período se puede notar que desde el año 2016 al año 2018, el factor de emisión de CO₂ BM es prácticamente 0; esto es debido a que la generación que aporta la Central Hidroeléctrica Coca Codo Sinclair (CCSC) abarca más del 20% de la generación total neta del SNI en los años 2016 y 2017. El factor de emisión de CO₂ BM en el año 2018 alcanza un valor de 0,0002 [t CO₂/MWh] debido a que, a inicios de este año se tiene el ingreso de las centrales térmicas Machala Unidad 7, Machala Gas Ciclo Combinado y Machala Gas Tercera Unidad.

En el año 2023, en el escenario donde se considera el ingreso de la central hidroeléctrica Río Santiago con una potencia en su primera etapa de 1200 MW, el factor de emisión de CO₂ BM es 0,0112 [t CO₂/MWh], pese al impacto del ingreso de la central, el factor no es 0. Esto es debido a que la central Río Santiago en 2023 representa el 13.51% de la generación neta total del SNI y para completar el 20% neto total es necesario contar con las centrales termoeléctricas que ingresaron desde el 2017.

A partir del año 2024 a 2026, considerando en 2025 se tiene la segunda etapa de ingreso de la central hidroeléctrica Río Santiago de 2400 MW, el factor de emisión de CO₂ BM es 0, debido a que la generación del proyecto junto con la generación de las centrales hidroeléctricas Cardenillo y Santa Cruz previstas a ingresar en el mismo año, abarcan más del 20% de la generación total neta del SNI del 2024 al 2026.

En el período 2016-2026, el factor de emisión de CO₂ BM considerando la entrada en operación de la central hidroeléctrica Río Santiago presenta un valor promedio de 0,0163 [t CO₂/MWh] y sin tener en cuenta el ingreso del proyecto presenta un valor promedio de 0,0069 [t CO₂/MWh]. Mientras que para el período 2023-2026, el factor de emisión de CO₂ BM tomando en cuenta el ingreso del proyecto presenta un valor promedio de 0,0028 [t CO₂/MWh] y sin valorar el ingreso del proyecto presenta un valor promedio de 0,0287 [t CO₂/MWh]; mostrando el alto impacto que tiene el ingreso de Río Santiago en este período.

4.4 CÁLCULO DEL FACTOR DE EMISIÓN DE CO₂ DE MARGEN COMBINADO (CM) ANUAL PARA EL SNI EN EL PERÍODO 2016-2026.

4.4.1 DEFINICIÓN DE LAS PONDERACIONES W_{OM} Y W_{BM} PARA EL CÁLCULO DEL FACTOR DE EMISIÓN DE CO₂ CM.

Los valores de las ponderaciones W_{OM} y W_{BM} varía dependiendo del enfoque de la metodología ACM0002. Si la metodología está enfocada en un sistema con

proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos; los valores de W_{OM} y W_{BM} serán 0,5. Mientras si la metodología está enfocada a un sistema con ingreso de centrales de generación no convencional como las centrales solares o eólicas los valores son $W_{OM}=0,75$ y $W_{BM}=0,25$. Como el SNI cuenta con una generación variada se incluyen ambos casos en este análisis.

4.4.2 CÁLCULO DEL FACTOR DE EMISIÓN DE CO₂ CM ANUAL Y MENSUAL EN EL SNI PARA EL PERÍODO 2016-2026.

Mediante la ecuación 2.1 y con los valores de factor de emisión de CO₂ OM y BM antes calculados (Figura 4.1 y Figura 4.5 respectivamente), se obtienen los resultados del factor de emisión CO₂ CM para ambos casos de ponderación (W_{OM} y W_{BM}) en los escenarios considerando y sin considerar el ingreso del proyecto Río Santiago. Se muestra en la Tabla 4.1 y Tabla 4.2, los resultados del cálculo del factor de emisión de CO₂ CM.

Tabla 4.1 Cálculo del Factor de emisión de CO₂ CM promedio anual considerando y sin considerar la entrada en operación de la Central Río Santiago con W_{OM} y W_{BM} igual a 0,5.

Con W_{om} y W_{bm} igual a 0,5		
Etapa	SCRS	CCRS
2016	0,327	0,327
2017	0,319	0,319
2018	0,320	0,320
2019	0,311	0,311
2020	0,307	0,307
2021	0,311	0,311
2022	0,319	0,319
2023	0,320	0,280
2024	0,317	0,285
2025	0,323	0,290
2026	0,328	0,288

Fuente: Elaboración propia con los resultados obtenidos mediante la aplicación de la metodología ACM0002.

Tabla 4.2 Cálculo del Factor de emisión de CO₂ CM promedio anual considerando y sin considerar la entrada en operación de la Central Río Santiago con W_{OM} igual a 0,75 y W_{BM} igual a 0,25.

Con $W_{om}=0,75$ y $W_{bm}=0,25$		
Etapa	SCRS	CCRS
2016	0,490	0,490
2017	0,479	0,479
2018	0,480	0,480
2019	0,464	0,464
2020	0,454	0,454
2021	0,455	0,455
2022	0,466	0,466
2023	0,465	0,415
2024	0,465	0,428
2025	0,470	0,434
2026	0,475	0,432

Fuente: Elaboración propia con los resultados obtenidos mediante la aplicación de la metodología ACM0002.

Se puede notar que el factor de emisión de CO₂ CM, para proyectos de energía renovable no convencionales como para proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos, presenta el mínimo valor en el año 2023 con 0.415 [t CO₂ /MWh] y 0,280 [t CO₂ /MWh] respectivamente; considerando el ingreso de la central hidroeléctrica Río Santiago.

En la Tabla 4.1 y la Tabla 4.2 para el año 2023, al no considerar el ingreso de la central hidroeléctrica Río Santiago el factor de emisión de CM tiene un incremento de 12,05% utilizando la ponderación para proyectos con energías renovables no convencionales y un 14,29% utilizando la ponderación para proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos, con respecto al escenario de proyecto.

En el período 2016-2026, el factor de emisión de CO₂ CM promedio anual considerando la operación de Río Santiago, utilizando la ponderación para

proyectos con energías renovables no convencionales es de 0,454 [t CO₂ /MWh], mientras que utilizando la ponderación para proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos es de 0,305 [t CO₂ /MWh]. En el mismo período, el factor de emisión de CO₂ CM promedio anual sin considerar la operación de Río Santiago, utilizando la ponderación para proyectos con energías renovables no convencionales es de 0,469 [t CO₂ /MWh], mientras que empleando la ponderación para proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos es de 0,318 [t CO₂ /MWh].

El período de mayor impacto ante el ingreso del proyecto Río Santiago es 2023-2026; el factor de emisión de CO₂ CM promedio anual considerando la operación del proyecto, utilizando la ponderación para proyectos de energías no convencionales renovables es de 0,427 [t CO₂ /MWh], mientras que utilizando la ponderación para proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos es de 0,286 [t CO₂ /MWh]. Sin considerar la operación del proyecto el factor de emisión de CO₂ anual promedio, utilizando la ponderación para proyectos de energías renovables no convencionales es 0,469 [t CO₂ /MWh] y utilizando la ponderación para proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos es de 0,322 [t CO₂ /MWh].

En la Figura 4.6, Figura 4.7 y Figura 4.8 se muestra el factor de emisión de CO₂ CM mensual para los años 2016, 2023 y 2025, considerando y sin considerar la operación de la central hidroeléctrica Río Santiago; usando las ponderaciones para proyectos de generación hidroeléctricos y termoeléctricos.

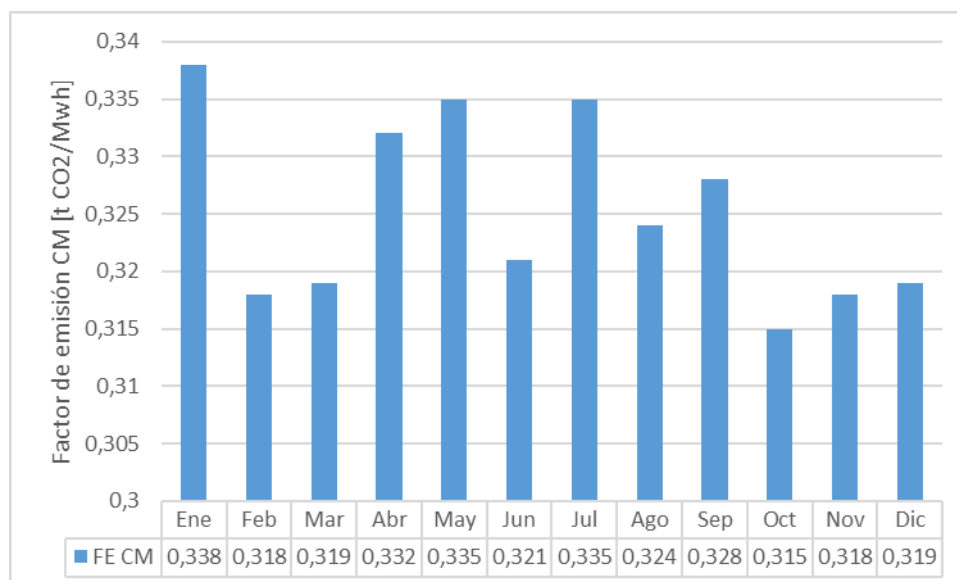


Figura 4.6 Cálculo del Factor de emisión de CO₂ CM mensual para el año 2016 usando las ponderaciones para centrales hidroeléctricas y termoeléctricas.

Fuente: Elaboración propia con los resultados obtenidos mediante la aplicación de la metodología ACM0002.

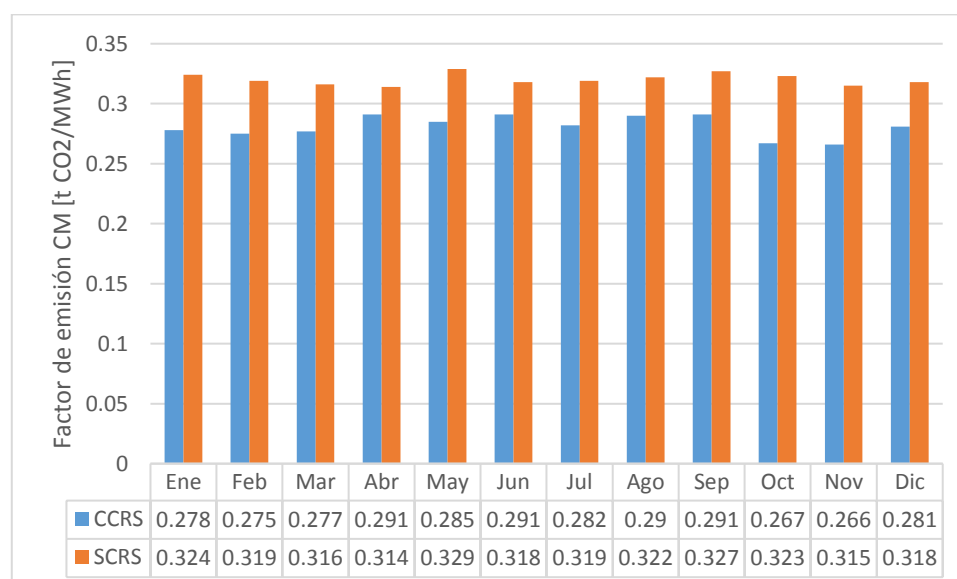


Figura 4.7 Cálculo del Factor de emisión de CO₂ CM mensual para el año 2023 usando las ponderaciones para centrales hidroeléctricas y termoeléctricas considerando y sin considerar la operación de la central hidroeléctrica Río Santiago.

Fuente: Elaboración propia con los resultados obtenidos mediante la aplicación de la metodología ACM0002.

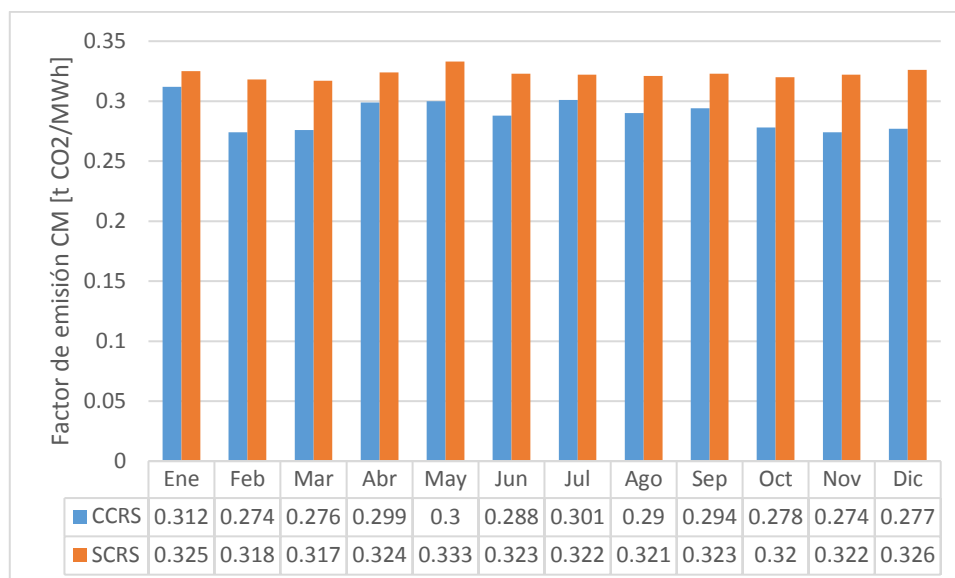


Figura 4.8 Cálculo del Factor de emisión de CO₂ CM mensual para el año 2025 usando las ponderaciones para centrales hidroeléctricas y termoeléctricas considerando y sin considerar la operación de la central hidroeléctrica Río Santiago.

Fuente: Elaboración propia con los resultados obtenidos mediante la aplicación de la metodología ACM0002

En la Figura 4.6, Figura 4.7 y Figura 4.8 se observa que variación mensual tiene similitud con la variación presentada en el factor de emisión de CO₂ OM.

En la Figura 4.7, se observa que considerando el ingreso de la central hidroeléctrica Río Santiago en el año 2023 en su primera etapa de ingreso presenta un factor de emisión de CO₂ CM promedio de 0,281 [t CO₂/MWh], mientras que sin considerar su operación de 0,320 [t CO₂/MWh], presentando un incremento del 12,23% con respecto al considerar la operación de la central Río Santiago.

En la Figura 4.8, se observa que considerando el ingreso de la central hidroeléctrica Río Santiago en el año 2025 en su segunda etapa de ingreso presenta un factor de emisión de CO₂ CM promedio de 0,289 [t CO₂/MWh], mientras que sin considerar su operación de 0,323 [t CO₂/MWh], presentando un incremento del 10,61% con respecto al considerar la operación de la central Río Santiago.

4.5 CÁLCULO DEL NIVEL DE EMISIONES DE CO₂ ANUAL PARA EL SNI CONSIDERANDO Y SIN CONSIDERAR EL INGRESO DE RÍO SANTIAGO EN EL PERÍODO 2016-2026.

4.5.1 EMISIONES DE CO₂ ANUAL EN EL SNI PARA EL PERÍODO 2016-2026 SIN CONSIDERAR EL INGRESO DE RÍO SANTIAGO.

En la Figura 4.9, se presenta el cálculo de emisiones de CO₂ del SNI en el período 2016-2026 sin considerar Río Santiago; utilizando la ecuación. 2.1 con los valores del factor de emisión OM anuales (Figura 4.1) y los valores de generación térmica tomados de la Tabla 3.2.

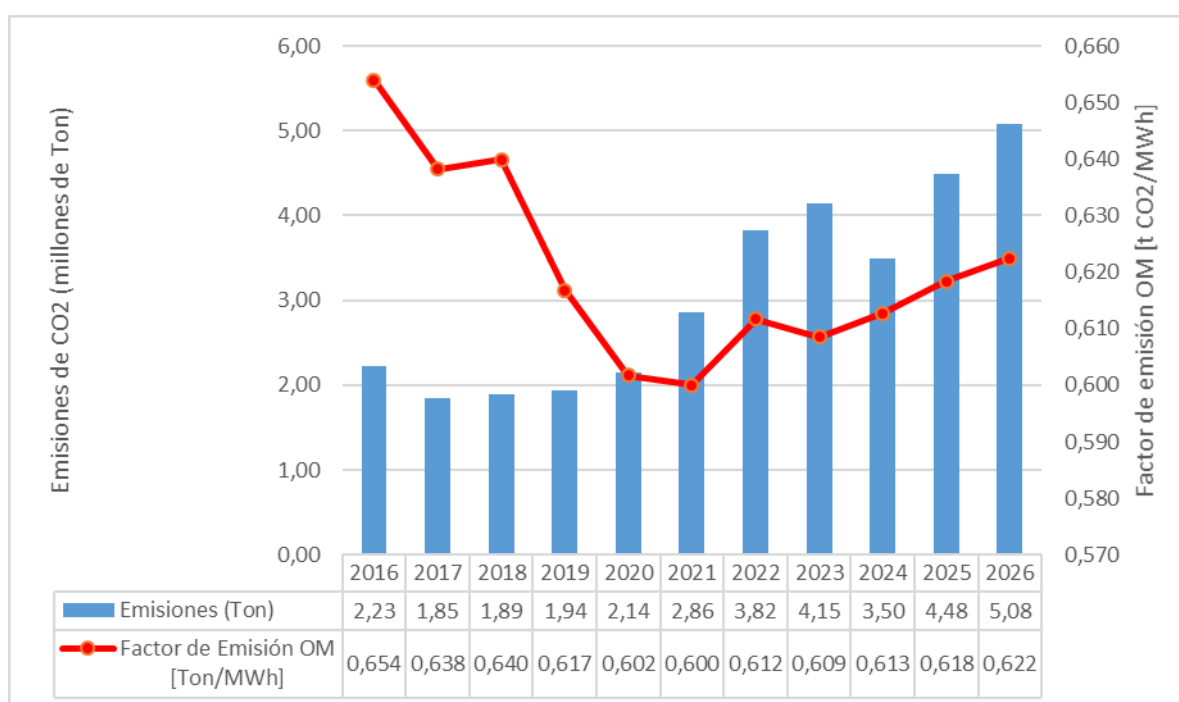


Figura 4.9 Cálculo de las emisiones de CO₂ anuales del SNI sin considerar la entrada en operación de la Central Río Santiago.

Fuente: Elaboración propia con los resultados obtenidos mediante la aplicación de la metodología ACM002

Los niveles de emisión de CO₂ siguen la misma tendencia de crecimiento y decrecimiento que el factor de emisión OM. En la Figura 4.9, se observa que el

máximo valor de emisiones de CO₂ está presente en el año 2026 con 5,08 millones de toneladas, esto es debido a que en el 2026 se alcanzó el mayor porcentaje de participación de generación térmica con 20,21% en el SNI en el período 2016-2026. El valor mínimo de emisiones de CO₂ anuales está presente en el año 2017 con 1,85 millones de toneladas, esto se debe al ingreso en operación del proyecto hidroeléctrico Coca Codo Sinclair que desplaza la generación térmica hasta 11,95%.

Se puede apreciar un incremento tendencial en las emisiones de CO₂ a partir del año 2020, únicamente interrumpido por un descenso del 15,67% en el año 2024 con respecto al año anterior; esto es resultado del ingreso de las centrales hidroeléctricas Cardenillo y Santa Cruz a finales del año 2023 que desplazan la generación térmica de 19,38% en 2023 a 15,60% en 2024. El promedio ponderado anual de emisiones de CO₂ en el período 2016-2026 es de 3,09 millones de toneladas anuales.

4.5.2 EMISIONES DE CO₂ ANUAL EN EL SNI PARA EL PERÍODO 2016-2026 CONSIDERANDO EL INGRESO DE RÍO SANTIAGO.

En la Figura 4.10, se presenta el cálculo de emisiones de CO₂ del SNI en el período 2016-2026; utilizando la ecuación 2.1 con los valores del factor de emisión OM anuales (Figura 4.1) y los valores de generación térmica tomados de la Tabla 3.1.

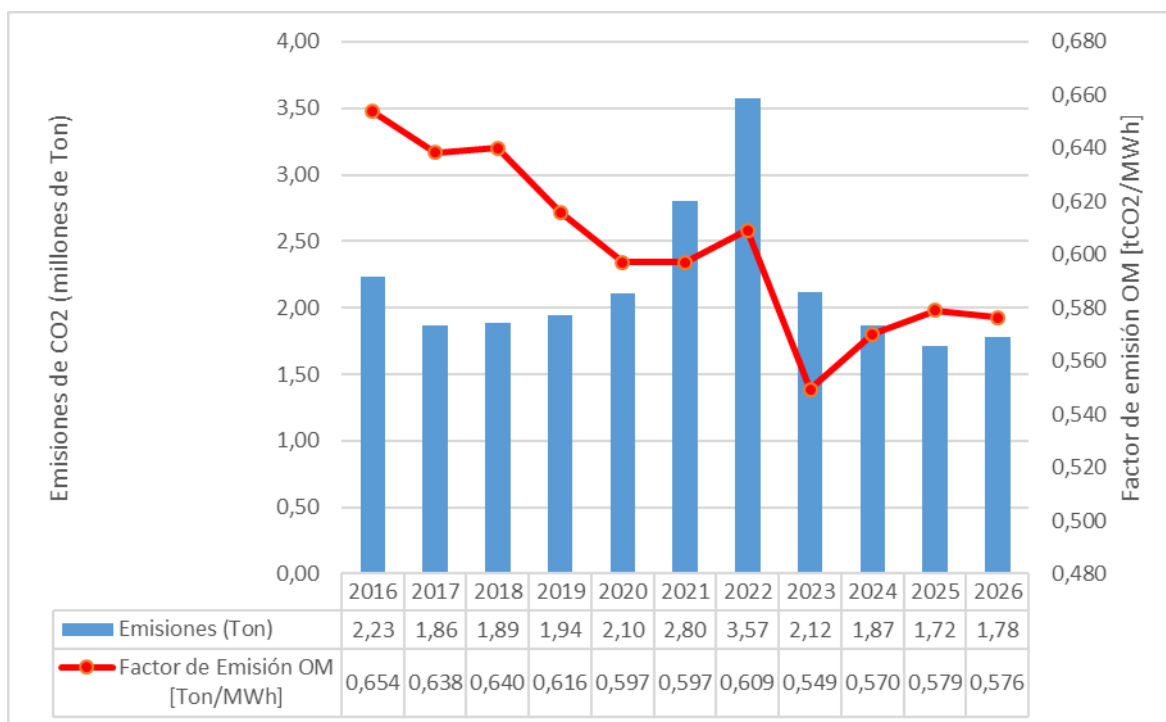


Figura 4.10 Cálculo de las emisiones de CO₂ anuales del SNI considerando la entrada en operación de la Central Río Santiago.

Fuente: Elaboración propia con los resultados obtenidos mediante la aplicación de la metodología ACM0002

En la Figura 4.10, se observa que el máximo valor de emisiones de CO₂ está presente en el año 2022 con 3,57 millones de toneladas de CO₂ esto es debido a que en el año 2022 se alcanzó el mayor porcentaje de participación de generación térmica con 17,53% en el SNI en el período 2016-2026. El valor mínimo de emisiones de CO₂ anuales está presente en el año 2025 con 1,72 millones de toneladas, esto se debe al ingreso en operación del proyecto hidroeléctrico Río Santiago con su segunda etapa de generación operativa que desplaza la generación térmica hasta 7,66%.

El ingreso del proyecto Río Santiago en su primera etapa de generación en 2023 reduce el nivel de emisiones de CO₂ en 40,50% con respecto al año anterior; esto se debe al desplazamiento de la generación térmica de 17,50% en 2022 a 10,98% en 2023. El promedio ponderado anual de emisiones de CO₂ en el período 2016-2026 es de 2,17 millones de toneladas anuales.

4.6 ESTIMACIÓN DE LA REDUCCIÓN DE EMISIONES DE CO₂ DEBIDO AL INGRESO DE RÍO SANTIAGO.

Las emisiones de CO₂ evitadas por la operación del proyecto Río Santiago se determina al multiplicar la generación anual del proyecto por el factor de emisión de CO₂ CM anual obtenido (Tabla 4.1). Se emplea el factor de emisión CM anual con ponderaciones W_{OM} y W_{BM} igual a 0,5; debido a que el proyecto Río Santiago es hidroeléctrico. Se presenta en la Tabla 4.3, la reducción de emisiones de CO₂ por la operación de Río Santiago.

Tabla 4.3: Reducción de las emisiones de CO₂ en el período 2016-2026 por la operación del proyecto Río Santiago.

Etapa	Factor de emisión de CO ₂ OM [t CO ₂ /MWh]	Factor de emisión de CO ₂ BM [t CO ₂ /MWh]	Factor de emisión de CO ₂ CM [t CO ₂ /MWh]	Generación anual Río Santiago [GWh]	Reducción de CO ₂ [millones de t]
2023	0,549	0,011	0,280	7 490	2,099
2024	0,570	0,000	0,285	7 490	2,135
2025	0,579	0,000	0,290	9 986	2,891
2026	0,576	0,000	0,288	9 986	2,878

Fuente: Elaboración propia con los resultados obtenidos mediante la aplicación de la metodología ACM0002

4.7 DESPLAZAMIENTO DE GENERACIÓN TÉRMICA EN EL PERÍODO 2016-2026 POR EL INGRESO DE RÍO SANTIAGO.

En la Figura 4.11, se muestra la producción neta de energía anual en el SNI para el período 2016-2026 por tipo de tecnología.

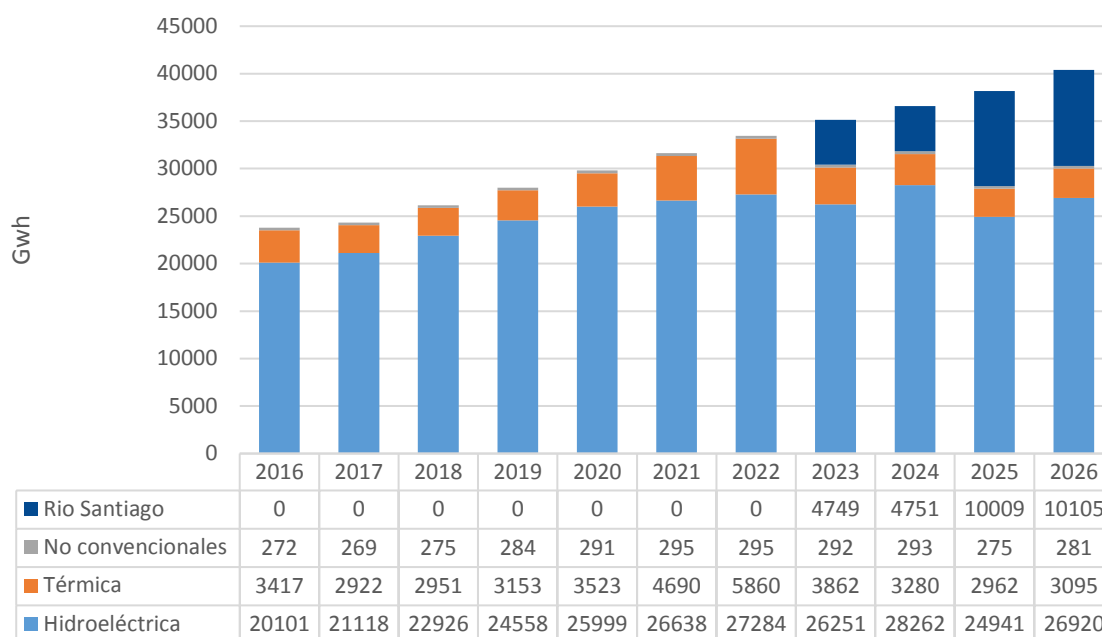


Figura 4.11 Producción neta de energía del SNI considerando la entrada en operación de la Central Río Santiago.

Fuente: Elaboración propia.

En la Figura 4.11, se puede observar que en año 2022, el aporte de la generación térmica es de 5860 GWh, mientras que, para el año siguiente, considerando el ingreso del proyecto Río Santiago la generación térmica es de 3862 GWh, por tanto, se puede afirmar que el aporte térmico se redujo en 1998 GWh, lo que representa un 34% de reducción en comparación al 2022.

En la Tabla 4.4, se presenta la reducción en el consumo de combustibles debido al ingreso del proyecto Río Santiago en el año 2023 con respecto al 2022.

Tabla 4.4: Reducción del consumo de combustibles en el año 2023 respecto al 2022.

Tipo de combustible	Consumo de combustible en 2022 [miles de gal]	Consumo de combustible en 2023 [miles de gal]	Reducción del consumo de combustibles con respecto al año 2022 [miles de gal]	Porcentaje de reducción del consumo de combustibles con respecto al año 2022 [%]
Diésel	6455	6249	206	3,19%
Fuel Oil	189136	95168	93968	49,68%
Gas Natural	44604845	18365896	26238949	58,83%
Biogás	21,5	21,2	0,3	1,29%

Fuente: Elaboración propia.

En la Tabla 4.4, se puede observar que la reducción más significativa de combustible se da en el consumo del Gas Natural con un 58,83%, mientras que consumo de Diésel varía apenas en un 3,19% con respecto al año 2022.

4.8 COMPARACIÓN CON ESTUDIOS REALIZADOS EN EL PAÍS.

La validación de resultados obtenidos en el periodo de 2016 a 2026; se compara con cálculos previamente realizados de un proyecto de titulación, donde se evalúa el sistema con un alcance de 2011 a 2020, considerando la entrada del proyecto hidroeléctrico Coca Codo Sinclair en el año 2016 [40].

Debido a la diferencia entre los períodos de análisis solo se tomará en cuenta el período común entre ambos estudios siendo este de 2016 a 2020. Los datos de referencia para la validación son tomados del escenario en el que se considera el ingreso de Coca Codo Sinclair.

En la Figura 4.12, se muestra la comparación de los valores del factor de emisión de CO₂ CM con ponderación proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos considerando el ingreso de la central Coca Codo Sinclair y Río Santiago respectivamente en el período 2016-2020.

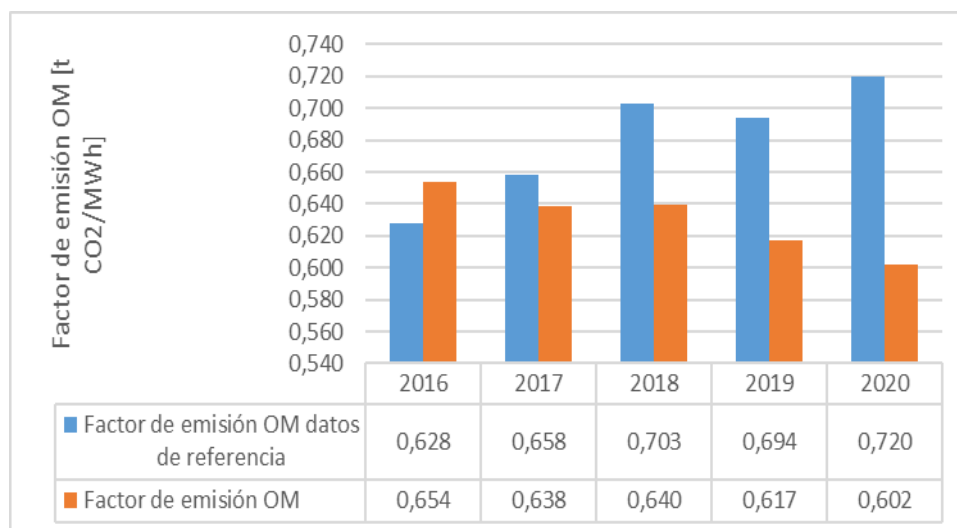


Figura 4.12 Comparativa entre Factores de emisión de CO₂ CM ponderación proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos [40].

En la Figura 4.12, se puede apreciar que la variación entre los resultados en el año 2016 alcanza el valor de 4,11% y para el año 2017 de 3,00%. Estas variaciones entre los factores de emisión de CO₂ CM son provocadas debido a las fechas de ingreso de las centrales al SNI presentados en los planes de expansión en generación vigentes en 2011, principalmente por considerar el ingreso de Coca Codo Sinclair en 2016 en una sola etapa, además de considerar la entrada en operación de Sopladora en 2014 y Chespí-Palma Real en 2015.

La variación entre los resultados aumenta desde el valor de 8,90% en 2018, hasta 15,46% en 2020. El crecimiento entre la diferencia de los resultados presentados es provocado por que en el plan nacional de generación 2009-2020, a partir del año 2016 ya no se tiene planificado el ingreso de ninguna central de generación térmica e hidroeléctrica.

En la Figura 4.13, se muestra la comparación de los valores del factor de emisión de CO₂ BM con ponderación proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos considerando el ingreso de la central Coca Codo Sinclair y Río Santiago respectivamente en el período 2016-2020.

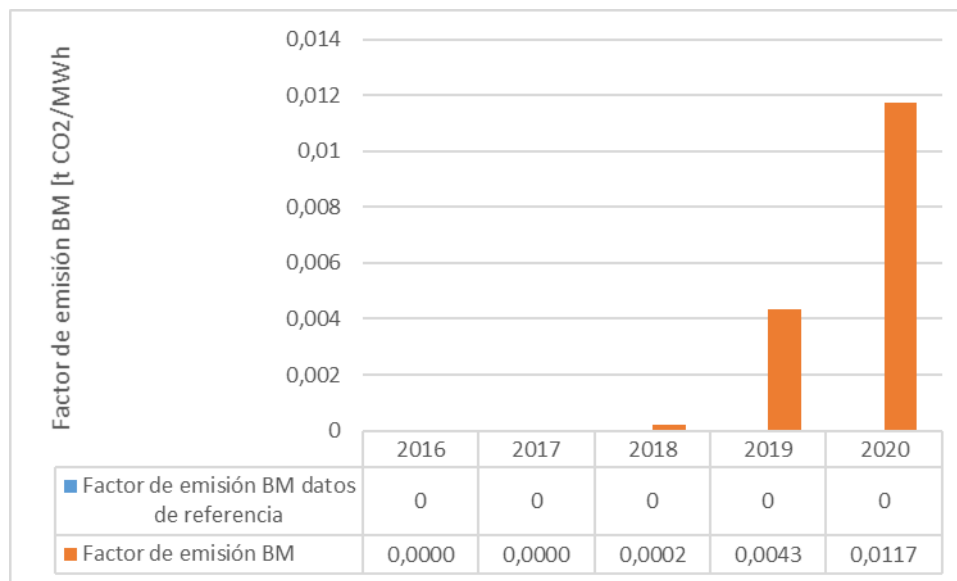


Figura 4.13 Comparativa entre Factores de emisión de CO₂ BM ponderación proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos [40].

En la Figura 4.13, se observa que el factor de emisión de CO₂ BM en el caso de validación se mantiene en 0 durante el período 2016-2020, esto es provocado debido a que se considera que la generación de Coca Codo Sinclair representa más de 20% sobre el total de generación del sistema, lo que causa que no se considere en el cálculo el ingreso u operación de otras centrales termoeléctricas. Mientras tanto, que para el caso considerando la operación de Rio Santiago, se tiene un ingreso importante en generación de centrales termoeléctricas en 2017 y 2018 que representan un 2% sobre la base en generación total en 2019.

Con el análisis del factor de emisión de CO₂ BM se puede apreciar que, entre los años 2018 y 2020 existe una mayor variación entre los estudios comparados debido a que en el presente proyecto, se considera versión vigente del Plan Nacional de electrificación 2016-2025.

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

5.1 CONCLUSIONES

- Con el ingreso de la primera etapa de la central hidroeléctrica Río Santiago en el 2023 el factor de emisión de CO₂ operativo (OM) en el SNI disminuye en un 9,83% con respecto al año anterior y con respecto al 2016 presenta un decremento de 15,98%. Lo cual representa un beneficio para el país en la cantidad de CO₂ emitido por MWh generado.
- Al considerar el ingreso de la central hidroeléctrica Río Santiago en el 2023, se tiene una disminución del factor de emisión de CO₂ OM en un 9,72% con respecto al factor de emisión de CO₂ OM sin considerar el ingreso del mismo, con lo cual se tiene un desplazamiento de la generación térmica en un 8,39% lo que le permitirá al país reducir el gasto en combustibles fósiles los costos por importación de combustible.
- La bondad de contar con los datos de generación eléctrica por central de generación, el consumo de combustible en las centrales térmicas y los valores de los poderes calóricos de los combustibles empleados en el SNI para el período 2016-2026, nos permite determinar el factor de emisión de CO₂ por el método del análisis promedio del margen de operación.
- En el período 2016-2026, el factor de emisión de CO₂ BM alcanza su máximo valor en el año 2022 con 0,0272 [t CO₂ /MWh] el cual hace referencia a las centrales térmicas cuya operación en el 2023 se verá afectada por el ingreso del proyecto Río Santiago. En los años 2016 y 2017 es cero debido a que la generación que aporta la Central hidroeléctrica Coca Codo Sinclair abarca más del 20% de la generación neta del SNI. De igual forma en los años 2024, 2025 y 2026 es cero debido a que la generación del proyecto hidroeléctrico Río Santiago junto con la generación de las centrales

hidroeléctricas Cardenillo y Santa Cruz abarcan más del 20% de la generación neta del SNI.

- El impacto en la reducción del factor de emisión de CO₂ CM por el ingreso de la central hidroeléctrica Río Santiago en el 2023 es de un 11,95% menor con respecto al factor del año anterior y un 14,35% menor con respecto al escenario base (sin considerar Río Santiago), lo cual evidencia la importancia en el ingreso del proyecto hidroeléctrico en mención en relación a la reducción del factor de emisión de CO₂.
- El período de mayor impacto ante el ingreso del proyecto Río Santiago es 2023-2026, para este período el factor de emisión de CO₂ CM promedio anual considerando la ponderación para proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos es de 0,286 [t CO₂ /MWh]. El cual es un 11,18% menor que sin considerar la operación del proyecto para la misma ponderación cuyo valor es 0,322 [t CO₂ /MWh]. Por lo que existe una reducción en el factor de emisión de CO₂ para el período en el que se considera el ingreso de todas las etapas de Río Santiago.
- El ingreso del proyecto Río Santiago en su primera etapa de generación en 2023 reduce el nivel de emisiones de CO₂ en 40,50% con respecto al año anterior; esto se debe al desplazamiento de la generación térmica de 17,50% en 2022 a 10,98% en 2023. El promedio ponderado anual de emisiones de CO₂ en el período 2016-2026 es de 2,17 millones de toneladas anuales que en comparación con el escenario base representa una reducción del 29,77%.
- Las emisiones promedio de CO₂ evitadas por la operación del proyecto Río Santiago para el período de mayor impacto (2023-2026) son de 2,5 millones de toneladas de CO₂ por año.

5.2 RECOMENDACIONES

- Se recomienda tener un seguimiento de los niveles de emisión de CO₂ presentes en embalses en proyectos de generación hidroeléctrica futuros;

para tener una correcta perspectiva de los niveles de reducción de emisiones de CO₂ debido al desplazamiento térmico.

- Se recomienda tener una base de datos consolidada para el SNI, de manera de poder tener acceso a la información requerida para el cálculo de los niveles de emisión de CO₂.
- A fin de comparar los resultados obtenidos por la aplicación de la metodología ACM0002 al SNI, se recomienda analizar otras metodologías para la obtención del factor de emisión y niveles de emisión de CO₂ producidos por el SNI:
- Se recomienda para investigaciones futuras sobre el factor de emisión de CO₂ en el SNI, se incluyan en el análisis, centrales de generación renovable.
- Se recomienda a las COP que para la regulación de metas de reducción de GEI a nivel nacional se considere como base los requerimientos mínimos implementados en los proyectos MDL.
- Se recomienda al Ministerio de Ambiente actualizar los valores calculados del factor de emisión de CO₂ previo a la emisión de los informes bienales presentados a la COP, para poder determinar si se alcanzaron las metas propuestas en el sector eléctrico.
- Se recomienda al Ministerio de Electricidad llevar un registro del factor de emisión de CO₂ de las principales centrales de generación térmica en el país para un registro más aproximado del nivel de emisiones desplazadas por los proyectos de energías renovables.
- Se recomienda al Gobierno Nacional dar apertura a los mercados internos de carbono, siendo esto un gran aporte a la economía sectorial, así como ayuda a cumplir las metas propuestas en la COP XXI.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICA

- [1] I. E. Agency, «Montly electricity statistics,» 1 agosto 2017. [En línea]. Available: <http://www.iea.org/media/statistics/surveys/electricity/mes.pdf>. [Último acceso: 1 agosto 2017].
- [2] M. Gallardo, «Cambio Climático Global,» 1 agosto 2017. [En línea]. Available: <http://cambioclimaticoglobal.com/causas-del-cambio-climatico>. [Último acceso: 15 agosto 2017].
- [3] H. Lenin y J. Oscullo, «Factor de Emisión de CO2 producido por el parque generador del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador, mediante la aplicación de la Metodología de la convención Marco Sobre el Cambio Climático UNFCCC, para el período 2009-2014.,» *Revista Politécnica*, vol. 37, nº 1, 2016.
- [4] IPCC, «Informe del grupo de trabajo I- Base de las ciencias físicas,» 2007. [En línea]. Available: https://www.ipcc.ch/publications_and_data/ar4/wg1/es/faq-1-3-figure-1.html. [Último acceso: 15 agosto 2017].
- [5] ONU, «Consecuencias del Cambio climático,» 1 1 2015. [En línea]. Available: <http://www.un.org/es/climatechange/consequences.shtml>. [Último acceso: 1 12 2016]].
- [6] I. E. Agency, «CO2 emissions by fuel,» de *Energy and climate change*, Francia, IEA 2015, 2015, p. 139.
- [7] L. E. Doman, A. Vipin y T. Huetteman, *International Energy Outlook 2016*, Washington DC: U.S. Energy Information Administration, 2015.
- [8] L. E. Doman, A. Vipin y T. Huetteman, « Electricity generation by fuel,» de *International Energy Outlook 2016*, Washington, DC, U.S. Energy Information Administration, 2015, p. 83.
- [9] NNUU, «Día Internacional de la Preservación de la capa de ozono,» ONU, 1 1 2016. [En línea]. Available: <http://www.un.org/es/events/ozoneday/background.shtml>. [Último acceso: 15 agosto 2017].
- [10] NNUU, «UN Conference on Environment and Development,» ONU, 14 junio 1992. [En línea]. Available: <http://www.un.org/geninfo/bp/enviro.html>. [Último acceso: 15 agosto 2017].
- [11] IPCC, «Resumen General, Prefacio al resumen general del IPCC,» IPCC, 1990. [En línea]. Available: http://www.ipcc.ch/ipccreports/1992%20IPCC%20Supplement/IPCC_1990_and_19

- 92_Assessments/Spanish/ipcc_90_92_assessments_far_overview_sp.pdf. [Último acceso: 15 agosto 2017].
- [12] NNUU, «Convención marco de las naciones unidas sobre el cambio climático,» 1992. [En línea]. Available: <http://unfccc.int/resource/docs/convkp/convsp.pdf>. [Último acceso: 15 agosto 2017].
- [13] IPCC, «¿Qué es el IPCC?,» 2012. [En línea]. Available: http://www.ipcc.ch/home_languages_main_spanish.shtml. [Último acceso: 15 agosto 2017].
- [14] CMNUCC, «Información básica sobre la CMNUCC y la respuesta internacional al cambio climático,» 2012. [En línea]. Available: http://unfccc.int/portal_espanol/informacion_basica/items/6168.php. [Último acceso: 15 agosto 2017].
- [15] NNUU, «Protocolo de Kyoto de la convención Marco de las Naciones Unidas sobre el cambio climático,» 1998. [En línea]. Available: <http://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpspan.pdf>. [Último acceso: 15 agosto 2017].
- [16] P. I. d. I. N. Unidas, «Convención Marco sobre el cambio climático,» 12 diciembre 2015. [En línea]. Available: <https://unfccc.int/resource/docs/2015/cop21/spa/109s.pdf>. [Último acceso: 1 08 2017].
- [17] F. Carbono, «Plataforma sobre financiamiento climático paa latinoamérica y el caribe,» 1 8 2017. [En línea]. Available: <http://finanzascarbono.org/impuestos-y-mercados-marco-conceptual/comercio-de-emisiones-y-mercados-de-carbono/>. [Último acceso: 1 8 2017].
- [18] M. C. Grand, «El futuro de los mercados de carbono en el mercado de París,» 15 agosto 2017. [En línea]. Available: <http://www.eleconomista.com.ar/2017-08-futuro-mercados-carbono-acuerdo-paris/#bevXEFTbT0ALrXb2.99>. [Último acceso: 1 septiembre 2017].
- [19] C. C. M. Solutions, «Artículo 6, COP 21,» octubre 2017. [En línea]. Available: <https://www.ieta.org/resources/Resources/101s/Article%206/ART%C3%8DCULO%206.pdf>. [Último acceso: 1 noviembre 2017].
- [20] A. d. P. s. e. c. climático, «Concilio de la Unión Europea,» 26 febrero 2018. [En línea]. Available: <http://www.consilium.europa.eu/media/32953/st06125-en18.pdf>. [Último acceso: 10 mayo 2018].
- [21] G. N. d. I. R. d. Ecuador, «Contribución Tentativa Nacionalmente Determinada de Ecuador,» 1 12 2015. [En línea]. Available: <http://www4.unfccc.int/submissions/INDC/Published%20Documents/Ecuador/1/Ecuador%20INDC%2001-10-2015.pdf>. [Último acceso: 1 agosto 2017].

- [22] M. d. A. (MAE), «Acciones de mitigación desarrolladas por el Ecuador,» de *Tercera Comunicación del Ecuador a COP*, Quito, 2017, pp. 234,235.
- [23] G. Msc. Delgado Noboa y B. Sec. Dávalos Villacrés, «Las cadenas energéticas, sus principales logros y retos,» de *Agenda Nacional de Energía 2016-2040*, Quito, www.sectoresestrategicos.gob.ec, 2016, pp. 24, 25, 26.
- [24] ARCONEL, «Estadística Anual y Multianual del sector Eléctrico Ecuatoriano,» 2016. [En línea]. Available: <http://www.regulacioneolica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2017/08/Estad%20stica-anual-y-multianual-sector-el%20ctrico-2016.pdf>. [Último acceso: 15 8 2017].
- [25] MEER, «Coca Codo Sinclair empezará su operación,» 13 abril 2016. [En línea]. Available: <http://www.energia.gob.ec/coca-codo-sinclair-empezara-a-generar-los-primeros-750-mv-de-energia-limpia-y-renovable/#>. [Último acceso: 15 agosto 2017].
- [26] MEER, «Paute-Sopladora,» agosto 2016. [En línea]. Available: <http://www.energia.gob.ec/paute-sopladora-la-tercera-hidroelectrica-mas-grande-del-pais-entra-en-operacion/>. [Último acceso: 15 agosto 2017].
- [27] MEER, de *Plan Maestro de Electricidad 2016-2025*, Quito, Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, 2016, pp. 40,41,42.
- [28] Comisión federal de electricidad, «Generalidades,» de *Estudio de Factibilidad y diseños definitivos del proyecto hidroeléctrico Santiago, en la republica del Ecuador*, Quito, 2015, pp. 1,2.
- [29] CMNUCC, CDM METHODOLOGY BOOKLET, Bonn, Alemania, 2014.
- [30] MDL, «Methodolical tool,» 2016. [En línea]. Available: <http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAMethodologies/tools/am-tool-07-v5.0.pdf>. [Último acceso: 15 agosto 2017].
- [31] MAE, Factor de Emisión de CO2 del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador, Quito, 2013.
- [32] MDL, «Methodological tool to calculate the emission factor for an electricity system,» 2016. [En línea]. Available: http://cdm.unfccc.int/filestorage/0/X/6/0X6IERWMG92J7V3B8OTKFSL1QZH5PA/EB81_repan09_ACM0002_ver16.0_clean.pdf?t=NDN8b3hsbnl4fDAv5R5IcuBEbWOIkijMKWtJ. [Último acceso: enero 2017].
- [33] PSRI, Modelo SDDP Manual de metodología, 2000.
- [34] CENACE, «Operador Nacional de Electricidad,» 2017. [En línea]. Available: http://www.cenace.org.ec/index.php?option=com_content&view=article&id=264&Itemid=53. [Último acceso: 15 agosto 2017].

- [35] MEER, «Plan Nacional de Electricidad,» de *Antecedentes*, Quito, 2016, p. 4.
- [36] E. PETROECUADOR, «Misión, visión y valores,» 2017. [En línea]. Available: <http://www.eppetroecuador.ec/?p=3729>. [Último acceso: 15 agosto 2017].
- [37] MEER, «Expansión de la Generación,» de *Plan Nacional de Electricidad 2016-2025*, Quito, 2016, pp. 134-142.
- [38] D. Gómez y J. Watterson, *Combustión estacionaria*, 2006.
- [39] MEER, «Plan de Expansión de generación 2016-2025,» de *Plan Nacional de Electrificación 2016-2025*, Quito, 2016, pp. 147- 151.
- [40] V. P. Cárdenas Ulloa, «Procedimiento para el cálculo del factor de emisión,» de *Impacto del ingreso de la central Coca Codo Sinclair en el año 2016 sobre el factor de emisión anual y mensual de CO2 de la red eléctrica del Sistema Nacional Interconectado.*, Quito, Proyecto de titulación, 2011, pp. 61-69.
- [41] E. A. Díaz, «Análisis de la Tasa interna de retorno,» de *Mecanismos de desarrollo limpio. Beneficio para los países en desarrollo*, madrid, Tesis de master, 2008, p. 98.
- [42] CMNUCC, «Categorization by applied technology type/measure,» 1 noviembre 2016. [En línea]. Available: https://cdm.unfccc.int/methodologies/documentation/1611/CDM-Methodology-Booklet_fullversion.pdf. [Último acceso: 15 agosto 2017].
- [43] MDL, «Large-scale Consolidated Methodology Grid-connected electricity generation from renewable sources,» 2016. [En línea]. Available: https://cdm.unfccc.int/filestorage/0/X/6/0X6IERWMG92J7V3B80TKFSL1QZH5PA/EB81_repan09_ACM0002_ver16.0_clean.pdf?t=OUI8b3hhODQxfDDJhqfU0dkJEZ1a7Mpavxif. [Último acceso: enero 2017].
- [44] MDL, «Methodological tool,» 2016. [En línea]. Available: <http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAMethodologies/tools/am-tool-07-v5.0.pdf>. [Último acceso: 15 agosto 2017].
- [45] M. A. Paucar Samaniego, «Embalses evaluados,» de *Estudio de emisiones de metano producidas por embalses en centrales hidroeléctricas en Ecuador*, Santiago de Chile, 2014, pp. 47 - 52.
- [46] C. L. Crexell, *Proyecto de ley (S-2818/14)*, Buenos Aires, 2014.
- [47] CONELEC, *Plan Maestro de electrificación 2009-2020*, Quito, 2009.
- [48] ARCONEL, «Estadísticas del sector eléctrico Producción,» 2017. [En línea]. Available: <http://www.regulacioneolica.gob.ec/estadistica-del-sector-electrico/produccion/>. [Último acceso: 15 agosto 2017].

- [49] CONELEC, «Plan de Expansión de la generación,» de *Plan Nacional de electrificación 2009-2020.*, Quito, 2009, p. 252.
- [50] MEER, «Fuentes de Energía no renovable,» de *Plan maestro de electricidad 2016-2025.*, Quito, 2016, p. 141.

ANEXOS

ANEXO A

PODERES CÁLORICOS DE LOS COMBUSTIBLES EMPLEADOS EN EL SNI.

Factores de emisión por defecto para la combustión estacionaria en las industrias energéticas (kg de CO2 por TJ sobre una base calórica neta)			
	Por defecto	Inferior	Superior
Fuel Oil	56100	54300	58300
Diesel	74100	72600	74800
Gas Natural	56100	54300	58300
Nafta	73300	69300	76300
Biogas	54600	46200	66000

ANEXO B

FACTORES DE EMISIÓN DE CO₂ ANUALES POR TIPO DE TECNOLOGÍA EN EL SNI EN EL PERÍODO 2016-2026 SIN CONSIDERAR LA OPERACIÓN DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA RÍO SANTIAGO.

Año	Generación por tipo de combustible anual [GWh]				Nivel de emisiones de CO ₂ por la operación por tipo de combustible anual [t]				FE OM SCRS[t CO ₂ /MWh]
	Diesel	Fuel Oil	Biogás	Gas natural	Diesel	Fuel Oil	Gas natural	Biogás	
2016	177,8	1422,2	7,7	59,9	76478,9	979393,7	34581,7	0,1	0,654
2017	160,7	968,1	11,9	36,0	62570,4	667311,2	21081,6	0,1	0,638
2018	160,6	979,4	19,7	39,7	62570,4	682643,2	22264,9	0,2	0,640
2019	160,7	1057,5	20,6	119,6	62570,4	726948,3	48322,5	0,2	0,617
2020	160,7	1279,9	21,1	281,5	62570,4	884009,9	102275,7	0,2	0,602
2021	160,7	2215,3	21,4	536,5	62570,4	1502485,5	195405,1	0,2	0,600
2022	161,7	3361,8	21,5	860,6	63265,4	2277456,3	354275,9	0,2	0,612
2023	169,1	3735,2	21,5	1038,8	68932,3	2521957,8	430147,4	0,2	0,609
2024	163,3	2962,5	21,5	714,6	64480,2	2014117,6	287604,6	0,2	0,613
2025	173,2	4031,1	21,5	1170,5	72011,3	2733104,3	531614,3	0,2	0,618
2026	223,6	4501,6	21,5	1542,0	115970,4	3078905,0	719515,5	0,2	0,622

ANEXO C

**FACTORES DE EMISIÓN DE CO₂ ANUALES POR TIPO DE
TECNOLOGÍA EN EL SNI EN EL PERÍODO 2016-2026
CONSIDERANDO LA OPERACIÓN DE LA CENTRAL
HIDROELÉCTRICA RÍO SANTIAGO.**

Año	Generación por tipo de combustible anual [GWh]				Nivel de emisiones de CO ₂ por la operación por tipo de combustible anual [t]				FE OM SCRS[t CO ₂ /MWh]
	Diesel	Fuel Oil	Biogás	Gas natural	Diesel	Fuel Oil	Gas natural	Biogás	
2016	177,8	1419,8	7,7	60,1	76478,9	977718,7	34692,3	0,1	0,654
2017	160,7	968,1	11,9	36,0	62570,4	667311,2	21081,6	0,1	0,638
2018	160,6	980,5	19,7	39,2	62570,4	683368,9	22107,5	0,2	0,640
2019	160,7	1054,2	20,6	123,2	62570,4	725046,1	49295,5	0,2	0,617
2020	160,7	1224,1	21,1	298,1	62570,4	846572,9	108094,5	0,2	0,602
2021	160,7	2126,4	21,4	548,1	62570,4	1443090,1	199917,7	0,2	0,600
2022	163,5	3043,1	21,5	788,7	64633,4	2067253,1	315298,8	0,2	0,612
2023	160,7	1525,4	21,2	332,3	62570,4	1040184,6	129823,2	0,2	0,549
2024	160,7	1147,8	21,3	123,0	62570,4	795180,8	53213,1	0,2	0,570
2025	160,6	983,5	19,7	50,7	62570,4	685259,7	25742,3	0,2	0,579
2026	160,6	1056,6	20,2	78,4	62570,4	733803,0	37960,1	0,2	0,576