

Factor Horario de Emisiones de CO₂ Producido por el Parque Generador del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador: Herramienta Metodológica

J. Oscullo

Centro Nacional de Control de Energía - CENACE

Resumen - El calentamiento global, generado por las actividades desarrolladas por la sociedad desde la revolución industrial, ha dado como resultado el incremento en la concentración de los gases de efecto invernadero -GEI- en la atmósfera, siendo el CO₂ el gas más representativo de los GEI; situación que ha propiciado la atención mundial de la comunidad política y científica. Las evidencias a nivel mundial, regional y nacional, sobre el ambiente y los impactos en la naturaleza de los GEI por parte de los expertos de la Convención Marco sobre el Cambio Climático cuyas siglas en inglés es UNFCCC, han obligado a intensificar las acciones para enfrentar esta problemática mundial.

Uno de los componentes importantes de la matriz energética del planeta, lo constituye el sistema eléctrico el cual está formado por unidades de generación y una de las formas para producir la energía eléctrica es en base a la quema de combustibles fósiles, que representó aproximadamente el 79% de la matriz energética mundial para el año 2009, según la Agencia Internacional de Energía, así, la red eléctrica es una fuente representativa de emisiones de CO₂ al ambiente.

El compromiso de las instituciones que llevan adelante la expansión y operación de la red eléctrica de un país, deben considerar los lineamientos del desarrollo de un sistema energético sostenible. Debido a que los requerimientos de energía cada vez son crecientes en los países en vías de desarrollo, los cuales se adicionan; de por sí solo enorme consumo de energía de los países industrializados; así el sector energético mundial es el responsable del 25% de las emisiones totales de GEI, como lo indica el programa de las Naciones Unidas para el medio ambiente (PNUMA). Esta situación ha planteado importantes análisis y cambios en la política de explotación de recursos creando foros de diálogo mundial para buscar estrategias de no afectación a la naturaleza por medio de efectos nocivos como es la excesiva producción de GEI, debido al consumo de energía de las diferentes actividades humanas.

Así, el factor de emisiones de CO₂ de una red eléctrica, muestra la cantidad de emisiones

de CO₂ que se generan por mega vatios por hora (MWh) de electricidad producida, por el sistema eléctrico de un país; con la finalidad de estandarizar su cálculo, la UNFCCC, a través de la Junta Ejecutiva del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) proporciona una metodología para la determinación del factor de emisión de CO₂ de una red eléctrica; denominada “ACM0002”, la cual establece varios métodos de cálculo del factor de emisión de CO₂ en un sistema eléctrico.

El MDL, parte integrante del Protocolo de Kioto, permite que a los gobiernos y/o empresas de los países desarrollados financien “proyectos de ahorro de emisiones de CO₂” fuera de su territorio, siempre que sean países en desarrollo y que sean suscriptores del protocolo de Kioto; este mecanismo que es administrado por las Naciones Unidas, el cual permite convertir las reducciones de emisiones de CO₂ del proyecto calificado, a través de los certificados de reducción de emisiones (CER). Así, para el caso de los proyectos del sector eléctrico para contabilizar la reducción de emisiones se debe utilizar el factor de emisión de CO₂ de la red eléctrica en toneladas de CO₂ por MWh (TCO₂/MWh).

Para que el SNI cuente con una herramienta metodológica; en el presente trabajo se desarrolla una aplicación de la metodología propuesta por la UNFCCC sobre el cálculo del factor horario de emisiones de CO₂, asociado a la operación del parque generador de un sistema eléctrico.

Palabras clave - Parque de generación, Cambio climático, Efecto invernadero, Emisiones de CO₂

1. EL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO Y EL CAMBIO CLIMÁTICO

Un sistema eléctrico debe estar diseñado para soportar el incremento sistemático de la demanda, debido al aumento de las necesidades de la población en términos de energía la cual permita llevar adelante el “desarrollo” del país, más este desarrollo debe buscar un equilibrio entre las emisiones de CO₂ y el ambiente.

El sector eléctrico ecuatoriano para el año 2009 está constituido en su fase de generación por 7 empresas generadoras (privadas o públicas) que abastecen el 92.3% de la demanda nacional anual y el 7.7% se encuentra conformado por la generación de las empresas de distribución, autoprodutores y generación no convencional.

Las empresas de generación operan centrales hidroeléctricas y térmicas mayoritariamente; representando esta última en el año 2009 un 39% de la generación que abasteció la demanda nacional de SNI. La transmisión lo efectúa la empresa de transmisión CELEC-EP-TRANSELECTRIC, la distribución de energía eléctrica se realiza por medio de 9 empresas que poseen la respectiva concesión para suministrar el servicio, debido a que se agrupó a 10 empresas de distribución en la Corporación Nacional de Electricidad - CNEL.

El sistema eléctrico ecuatoriano posee una capacidad efectiva a diciembre de 2009 de 3527 MW de los cuales 2020 MW son de generación hidráulica, la indisponibilidad en generación que presentó en promedio el SNI fue de 841.5 MW-mes, lo cual representa una disminución del 6.1% respecto a la indisponibilidad del año anterior.

La demanda máxima de potencia del año 2009 alcanzó el valor de 2759.8 MW, mientras que el consumo en energía en los puntos de entrega fue de 15763.08 GWh que fue abastecida por la producción de generación 16418.3 GWh, de los cuales 1120.2 GWh provienen de las interconexiones eléctricas de Colombia y Perú.

La estructura de la demanda es la siguiente: un 49.11% se presenta en el ámbito de concesión de la Empresa Eléctrica Quito (21.27%) y Eléctrica de Guayaquil –EG- (27.84%), distribuidoras encargadas de suministrar a las ciudades de Quito y Guayaquil, el 50.89% representa a 7 empresas de distribución y 15 Grandes consumidores.

La operación y administración del SNI la realiza la Corporación Centro Nacional de Control de Energía –CENACE-, la planificación operativa, se realiza por medio de dos macro-procesos principales:

- Planificar la Operación Energética y Eléctrica del Sistema Nacional Interconectado.
- Elaborar y coordinar la ejecución del Despacho Económico de las centrales de generación y las interconexiones internacionales.

Por medio de los cuales se determina el uso de los recursos de generación y del sistema de transmisión.

El vínculo claro entre el cambio climático y el sector eléctrico se da; en primer lugar, como sector generador de emisiones de CO₂ producidas por la operación de las centrales/unidades que utilizan combustibles fósiles; en segundo lugar, como sector receptor de los efectos del cambio climático debido a la influencia en el consumo de energía, por la variación de la temperatura los usuarios modifican sus patrones de consumo; así como las alteraciones del ciclo hidrológico (lluvias), el cual influye directamente en la operación y/o disponibilidad de las centrales/unidades hidroeléctricas.

De acuerdo con el informe del BID “Desarrollo y Cambio Climático” y con la finalidad de poder tener una idea de la dimensión de emisiones de CO₂ se tiene que al quemar un galón de gasolina, se emiten 10 kg CO₂ y se consumen 11 m³ de oxígeno (un niño respira 11 m³ de oxígeno en seis meses), para el caso del sector eléctrico del Ecuador en el abastecimiento de la demanda de energía del SNI; en un día laborable del periodo de estiaje, es decir, cuando operan todas las unidades de generación térmica se emite en promedio a la atmósfera 18500 TCO₂.

Por lo tanto se hace necesario conocer la situación actual en cuanto a las emisiones de CO₂ y con ello analizar la naturaleza de la producción de la energía eléctrica y definir los diferentes mecanismos para producir más utilizando menos recursos y de esa manera enfrentar el crecimiento “normal” del consumo de energía eléctrica en el Ecuador.

Como base del proceso de determinación de la cantidad de emisiones de CO₂ y a fin de poder comparar el nivel de las emisiones de los diferentes sistemas eléctricos, se considera adecuado calcular el factor de emisión de CO₂ producido por la operación de la red eléctrica en TCO₂/MWh.

Así, uno de los más grandes desafíos que surge, entonces, es lograr que los modelos de desarrollo que no tuvieron en cuenta las restricciones en lo concerniente al ámbito ambiental, evolucionen de ser una amenaza para la naturaleza a ser una oportunidad para lograr un desarrollo sostenible. Esto depende del grado en que se transformen los patrones de producción y consumo de energía hacia unos eficientes económicamente, pero compatibles con el ambiente.

2. METODOLOGÍA ACM0002 DE CÁLCULO DEL FACTOR DE EMISIONES DE CO₂ DE UNA RED ELÉCTRICA.

La UNFCCC presenta la metodología ACM0002; la cual indica varios mecanismos para obtener el factor de

emisión de CO₂ de la red eléctrica, en el presente trabajo el mecanismo de cálculo de los factores de emisión de CO₂ se lo realiza a partir del despacho de las unidades del SNI, en especial de las termoeléctricas.

El factor de emisión de CO₂, obtenido a través de la metodología ACM0002 permite a los proyectos MDL que ofertan energía eléctrica conectada al SNI; construidos en los países en vías de desarrollo, como Ecuador, puedan generar CER's. Estos proyectos para contabilizar la reducción, deben utilizar el factor de emisión de CO₂ de la red eléctrica -FE- mediante la ecuación 1:

$$CER's_{(reducción)} = MWh_{generados} * FE_{SNI} \quad (1)$$

Mediante la metodología ACM0002, el factor de emisión de CO₂ de la red eléctrica es calculada por medio de la combinación del factor de emisión de CO₂ debido a la operación del parque generador del Sistema Eléctrico al cual se le denomina "Margen de Operación"-FE_O- .

El método de cálculo del factor de emisión de CO₂ del margen de operación, se lo realiza por medio del análisis de despacho; es el mecanismo que demanda la mayor cantidad de datos de la metodología ACM0002; más, es el mecanismo que provee un cálculo con mayor precisión respecto a los demás mecanismos de la metodología, como lo indica la referencia [3] y [4].

La información del despacho indica por un lado la energía generada en MWh de cada unidad hora a hora y el orden económico del despacho de las unidades.

El factor de emisión de CO₂ FE_O se determina como se muestra en la ecuación 2; en función de las unidades de generación que se encuentren despachadas, donde las emisiones dependen del factor de emisión de CO₂ de cada tipo de combustible utilizado por las unidades despachadas.

$$FE_O = \frac{\sum_{j=1}^{NT} G_j * fc_k}{\sum_{j=1}^{NT} G_j} \quad (2)$$

Dónde:

FE_O = Factor de emisión horario de CO₂ del margen de operación.

G_j = Generación MWh de la unidad térmica j

fc_k = Factor de emisión del combustible k

NT = Grupo de unidades térmicas.

El sector eléctrico ecuatoriano no cuenta al momento con la determinación de los fc_k para cada tipo de combustibles utilizados en las unidades térmicas, por lo que fue necesario manejarla información que presentan estándares de fc_k de cada combustible del Panel Intergubernamental de Científicos sobre el Cambio Climático -IPCC.

La metodología ACM0002 a fin de obtener el factor de emisión de CO₂ de la red eléctrica analizada considera a más de la operación, la expansión del sistema eléctrico; el grupo de nuevos generadores debe representar el 20% de la energía (MWh) del sistema y que hayan sido construidas en los últimos 3 ó 5 años al año vigente de análisis; el factor de emisión de CO₂ obtenido mediante este cálculo es denominado "Margen de Construcción" -FE_C- y no es analizado en el presente trabajo.

Las incorporaciones de incremento o mejoras en la capacidad de los generadores existentes, y generadores debido a proyectos MDL no deben ser incluidas en el cálculo del factor de emisión del "Margen de Construcción".

El factor de emisión de CO₂ de la red eléctrica -FE_{SNI}- se obtiene por medio de la ecuación 3:

$$FE_{SNI} = w_i * FE_O + w_j * FE_C \quad (3)$$

Dónde:

w_i = Factor de ponderación del factor de emisión de CO₂ debido al Margen de operación.

w_j = Factor de ponderación del factor de emisión de CO₂ debido al Margen de construcción.

Cada país puede proponer los valores de w_i y w_j de acuerdo a la justificación de proyectos MDL que posea el sistema; con la condición de que w_i+w_j=1.

El presente trabajo, muestra el cálculo de FE_O horario y su evolución en el SNI.

3. ALGORITMO PROPUESTO

Mediante la herramienta metodológica desarrollada, se realiza el cálculo de las emisiones de CO₂ asociadas al parque generador del SNI del Ecuador.

El algoritmo propuesto considera los siguientes pasos:

Paso 1: Identificar el sistema eléctrico relevante, con la finalidad de determinar las unidades de generación conectadas a la red eléctrica; para el caso del estudio es el SNI

Para el caso de los proyectos MDL y las importaciones a través de las interconexiones internacionales se considera un factor horario de emisión de CO₂ nulo; más, las exportaciones son consideradas como demanda a ser abastecida por los recursos del sistema eléctrico.

Paso 2: El método de cálculo del margen de operación en el caso del presente trabajo es el de despacho, debido a que se cuenta con la información de generación horaria (MW) de las centrales/unidades, el consumo de combustible horario de cada unidad térmica (kWh/gal), el factor de emisión de cada tipo de combustible (TCO_2/gal), la demanda horaria a ser abastecida (MW).

Paso 3: Determinación de la tasa de emisión de CO_2 asociada a cada fuente de energía, obtenida por medio de la multiplicación de factor de emisión de CO_2 para cada tipo de combustible por el consumo de combustible de la unidad en función de la energía generada en el despacho horario (constituye el numerador de la ecuación 2).

Paso 4: Determinación del factor de emisión de CO_2 debido a la operación FE_0 obtenido por medio de la ecuación 2, al conocer la energía térmica total despachada.

4. RESULTADOS

Los resultados que se presentan, para el caso de los despachos del parque generador se utilizó la estadística de los despachos programados del año 2010 de la base de datos del CENACE.

Para el caso del estudio, se analizó la información necesaria para obtener el factor horario de emisión de CO_2 de la red eléctrica para una semana operativa y obtener los FE_0 tanto de los días laborables y días de fin de semana o especiales; así como se presenta el FE_0 mensual del primer semestre, con la finalidad de observar su evolución.

Esta información colocada en el programa SIFE® desarrollado en EXCEL® constituye los datos de ingreso al modelo, conjuntamente con los factores de emisión de CO_2 para cada tipo de combustible y el consumo de combustible horario de cada unidad térmica.

A continuación en la Fig. 1, se muestra la pantalla de manejo del programa desarrollado para la obtención del factor horario de emisión de CO_2 FE_0 , debido al Margen de Operación.

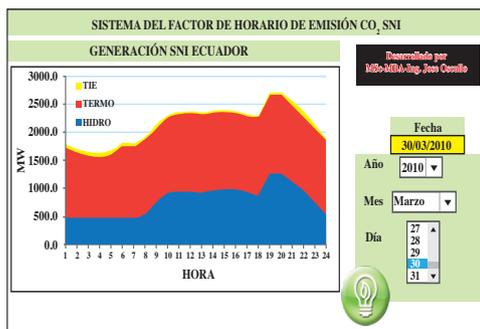


Figura 1. Pantalla del modelo

Con la finalidad de analizar la evolución del FE_0 horario, a continuación se presenta los siguientes casos considerando una afluencia hidrológica baja y alta a las centrales hidráulicas; lo que determina su energía disponible provocando el ingreso en mayor o menor grado respectivamente de las unidades térmicas con la finalidad de abastecer la demanda.

• Caso día laborable-baja hidrología

Considerando la demanda del SNI para un día laborable y en la presencia de baja hidrología a las centrales hidráulicas; el despacho de la generación térmica correspondió al de todas las unidades disponibles. El 30 de marzo de 2010 presentó una demanda diaria de 52 GWh/día la cual fue abastecida por medio de 36.8% de generación hidroeléctrica, 61.4% de generación termoeléctrica y 1.8% en las interconexiones; en la Fig. 2 muestra la composición de generación para abastecer la demanda.

La Fig. 3, indica la evolución de los FE_0 horarios del SNI para el despacho programado realizado en ese día. Así; se tiene que en promedio el SNI emite 0.713 TCO_2/MWh , mientras que para cada banda se tiene en TCO_2/MWh , los siguientes FE_0 :

Base	0.707
Media	0.715
Máxima	0.719

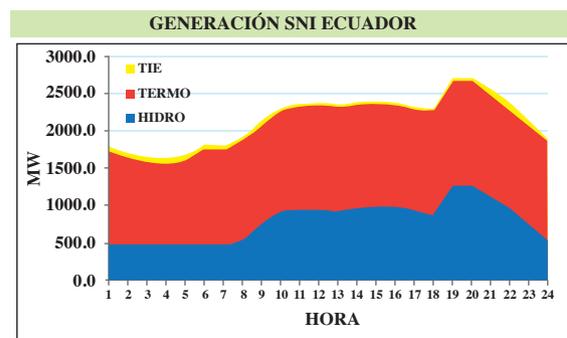


Figura 2. Composición de generación

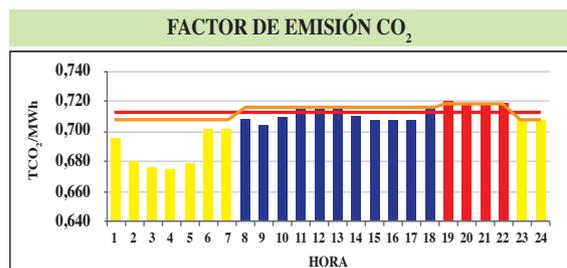


Figura 3. Factor de Emisión Horario día laborable – baja hidrología

• **Caso día laborable-alta hidrología**

Cuando en el SNI, se presentan caudales afluentes altos el requerimiento de las unidades térmicas se realiza con la finalidad de:

- Abastecer el consumo de los usuarios en periodos de demanda media y máxima;
- Restricciones operativas de las unidades térmicas.
- Condiciones de calidad de servicio (tensión) y seguridad (estabilidad).
- Condiciones de operación de elementos de la red de transmisión.

La Fig. 4; indica esta situación operativa presentada en el SNI el 13 de mayo de 2010 con una demanda de 53 GWh/día la cual fue abastecida por medio de 74.8% de generación hidroeléctrica, 25.2% de generación termoeléctrica y 0% de las interconexiones.

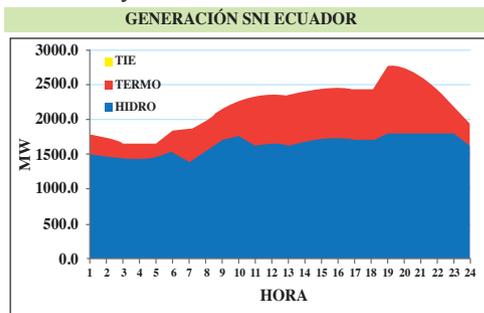


Figura 4. Composición de generación

En la Fig. 5, se observa la evolución de los FE_O horarios del SNI para el despacho programado realizado en ese día. Así; se tiene que en promedio el SNI emite 0.547 TCO₂/MWh, mientras que para cada banda se tiene en TCO₂/MWh, los siguientes FE_O:

Base	0.561
Media	0.616
Máxima	0.641

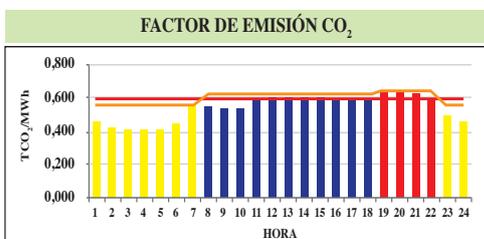


Figura 5. Factor de Emisión Horario día laborable – alta hidrología

Para el caso de los días de fin de semana y/o feriados se tiene que al disminuir la demanda también se presenta un menor requerimiento de las unidades térmicas por lo que el FE_O es menor; siendo en

promedio inferiores para el caso de alta hidrología de 3.1% y de baja hidrología de 1.4%.

• **Evolución primer semestre de 2010**

En la Fig. 6, se muestra la evolución mensual del factor de emisión de CO₂FE_O. Así; se tiene que en promedio el SNI durante el primer semestre del año 2010 emite 0.6844 TCO₂/MWh, teniendo el valor máximo en el mes de marzo de 2010 de 0.7083 TCO₂/MWh.

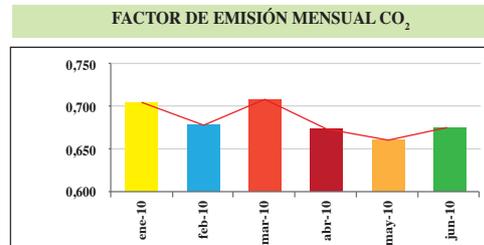


Figura 6. Evolución Mensual del Factor de Emisión de CO₂

La evolución mensual del factor de emisión de CO₂ constituye un espejo de la evolución del caudal afluente del embalse Amaluza de la central hidroeléctrica Paute, como se indica en la Fig. 7.

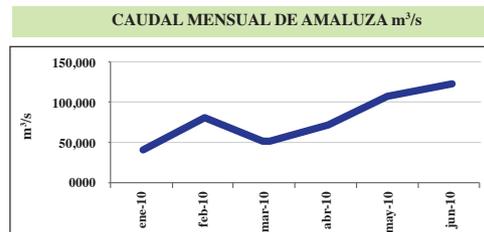


Figura 7. Evolución de caudal afluente al embalse Amaluza

5. CONCLUSIONES

- Debido a las características tecnológicas de las unidades de generación térmicas de la matriz eléctrica del SNI, a pesar de que se presenten elevados caudales a las centrales hidráulicas, el sistema eléctrico presente un factor horario de emisión de CO₂ por la operación de las unidades de generación que consumen combustibles fósiles; con un mínimo de 0.661 TCO₂/MWh en el mes de mayo y un máximo de 0.7083 TCO₂/MWh en el mes de marzo que representa una banda de 0.047 TCO₂/MWh. Esta operación se realiza para cubrir condiciones de calidad, seguridad y confiabilidad en la operación del SNI a fin de abastecer el consumo eléctrico cada vez creciente.
- El SNI al disponer de una oferta de generación, cuya capacidad depende de los caudales afluentes a las centrales hidroeléctricas para

abastecer la demanda; situación que determina la intensidad de uso de las unidades térmicas, y con ello la evolución de los factores de emisión de CO₂ del SNI, tengan una variación en términos medios de aproximadamente de 0.12 TCO₂/MWh durante el primer semestre de 2010.

- Con el fin de aprovechar las fuentes de ingreso adicionales a los proyectos del sector eléctrico (en especial a los de pequeña escala) mediante el mecanismo MDL, es necesario que el SNI cuente con un valor de factor de emisión de CO₂ de la red eléctrica nacional oficial. Ya que el financiamiento por medio del MDL incrementa los índices financieros de los proyectos debido a los ingresos generados por la venta de los CER's. Siendo para algunos proyectos; la única fuente de ingreso para la ejecución y/o sostenibilidad financiera del mismo.
- Para un sistema tener la posibilidad de contar con una herramienta que permita analizar los factores de emisión de CO₂ del SNI, mediante el despacho horario de los recursos disponibles del sistema eléctrico nacional, permite al sector sistematizar el proceso de verificación y validación para el ciclo MDL de los proyectos del sector eléctrico con lo que se optimiza los recursos de tiempo y económico en el proceso de certificar los CER's; los cuales son adjudicados por las validadoras de la ONU.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Metodología de la Secretaria de la Convención Marco sobre el Cambio Climático (United Nations Framework Convention on Climate Change) – UNFCCC- <http://unfccc.int/documentation/items/2643.php>
- [2] Oscullo José, Análisis de la Metodología de la Convención Marco sobre el Cambio Climático para la determinación del Factor Horario de Emisiones de CO₂ producido por el parque generador en un Sistema Eléctrico: perspectivas de aplicación al Sistema Nacional Interconectado del Ecuador. Monografía de Especialización UASB Sep.-2010.
- [3] Haro Lenin y Oscullo José, Determinación Mensual del Factor de Emisiones de CO₂ producido por el Parque Generador en el Sistema Nacional Interconectado del Ecuador, Mediante la Aplicación de la Metodología de la Convención Marco sobre el Cambio Climático UNFCCC, para el periodo 2005-2009. Tesis EPN Sep.-2010.
- [4] Curso: Factor de Emisión de una red eléctrica de acuerdo a la metodología propuesta por la UNFCCC, OLADE, Abr.-2009.
- [5] Curso: Cambio Climático y Energía Renovables, FLACSO-Ecuador, Jul.-2009.
- [6] Curso: Mercados de Carbono o Sector de Energía, Acende Brasil, Jun.-2010.
- [7] Taller Cambio Climático y el Sector Eléctrico en la Región CIER: Implicaciones de los Acuerdos alcanzados en la Cumbre de Cambio Climático de Copenhague, BRACIER, May.-2010.
- [8] Corporación Centro Nacional de Control de Energía-CENACE-, información operativa y administrativa del mercado eléctrico ecuatoriano <http://www.cenace.org.ec>
- [9] Consejo Nacional de Electrificación – CONELEC- Información general y normativa del mercado eléctrico ecuatoriano <http://www.conelec.gob.ec>



Oscullo L. José.- Nació en Sangolquí, Ecuador, en 1971. Recibió su título de ingeniero eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional en 1996, Máster en ingeniería eléctrica de la Universidad Estatal de Campinas, Sao Paulo en 2002, Magister en Dirección de Empresas de la Universidad Andina Simón Bolívar Sede Ecuador en 2008, Especialista en Proyectos de Desarrollo mención Ambiental en la Universidad Andina Simón Bolívar Sede Ecuador 2010.

Actualmente se desempeña como ingeniero en la Dirección de Planeamiento, encontrándose en una comisión de servicios de asesoría al Ministerio de Electricidad y Energías Renovables (MEER), es director de tesis de grado sobre Planificación de SEP, Sector Eléctrico y el Cambio Climático.

Su campo de investigación se encuentra relacionado a la aplicación de sistemas expertos y financieros en SEP; la inclusión técnico-económica de recursos renovables en la Matriz Energética; así como análisis técnico, económico y financiero de expansión de sistemas eléctricos.