

Impacto del Cambio de la Matriz Eléctrica en el Factor de Emisión de CO₂ del Sistema Nacional Interconectado para el período 2016-2025

J.A. Oscullo E.P. Pichucho

Escuela Politécnica Nacional, EPN

jose.oscullo@epn.edu.ec

edgar.pichucho@epn.edu.ec

Resumen

La Convención Marco Naciones Unidas para el Cambio Climático (CMNUCC), ha desarrollado metodologías mediante las cuales permiten determinar el factor de emisión de CO₂ de una red eléctrica. Para este caso de estudio se utiliza la metodología denominada ACM002: “Generación de energía eléctrica conectada a la red a partir de fuentes renovables” en su versión 17. [1]

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 generador de la matriz eléctrica del país. Esta situación modifica el despacho de centrales termoelectricas para el abastecimiento de la demanda del Sistema Nacional Interconectado (SNI); siendo las mismas en una red eléctrica la principal fuente de emisiones de CO₂.

En el presente trabajo se muestra un análisis de la evolución del factor de emisión de CO₂ para el periodo 2016-2025, considerando una actualización de las fechas estimadas de los proyectos de generación eléctrica planteados en el Plan Maestro de Electrificación 2013-2022 (PME 2013-2022) [2], en base a información disponible de documentos de las instituciones del sector eléctrico.

Palabras clave— Cambio Climático, Factor de Emisión de CO₂, gases de efecto invernadero, expansión de generación.

Abstract

United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC), has developed methodologies by which to determine a CO₂ emission factor of a power grid. For this case study methodology ACM002 used: “Electric power generation connected to the grid from renewable sources” on version 17. [1]

In recent years Ecuador as part of its energy policy has been implemented and is developing projects mainly hydroelectric power generation, which modifies the supply of electric generating capacity matrix of the country. This changes the dispatch of thermoelectric plants to supply the demand of the National Interconnected System (SNI); it is the same in a grid the main source of CO₂ emissions.

In this paper an analysis of the evolution of CO₂ emission factor for the period 2016-2025, considering the estimated power generation projects proposed in the Master Plan Electrification 2013-2022 (PME 2013-2022) [2], based on available information shows the same in the electricity sector institutions.

Index terms— Climate change, CO₂ emission factor, greenhouse gases, expansion generation.

Recibido: 24-08-2016, Aprobado tras revisión: 09-12-2016

Forma sugerida de citación: Oscullo, J; Pichucho, E. (2017). “Impacto del cambio de la Matriz Eléctrica en el Factor de Emisión de CO₂ para el período 2016-2025”. Revista Técnica “energía”. No. 13, Pp. 206-212 ISSN 1390-5074.

1. INTRODUCCIÓN

La cadena de producción de Energía eléctrica en un sistema hidrotérmico, para su operación demanda el abastecimiento del consumo de recursos primarios como son el hidráulico y de manera complementaria a través del arranque de unidades térmicas el consumo de combustibles fósiles que por sus características físico químicas al combustionar emiten al ambiente gases de efecto invernadero (GEI), dada su composición el principal es del CO₂ (Dióxido de Carbono) con el 90,00% de participación, CH₄ (Metano) con del 9,00% y otros con el 1,00%. [3]

La matriz eléctrica mundial para el 2015 presentó 4278,30 TWh y la Agencia Internacional de Energía (IEA por sus siglas en inglés) estima para el 2016 4250,40 TWh; es decir; se considera un decrecimiento del consumo energético de 0,70%. La composición energética en el 2015 por tipo de fuente de generación eléctrica fue de 56,70% proveniente de tecnologías en base a combustibles fósiles, un 18,90% de energía nuclear, 15,50% de energía hidroeléctrica y apenas el 9,00% de generación no convencional [4]. Así, la matriz energética mundial es un actor principal sobre el fenómeno denominado “*efecto invernadero*”.

Debido a que el CO₂ es el principal gas emitido durante la operación de unidades térmicas, para un sistema hidrotérmico se hace necesario analizar la evolución debido a la expansión de la matriz eléctrica, a través de escenarios de simulación que determinan el nivel de consumo de combustibles y por consiguiente por medio de factores de emisión de cada tipo de combustible determinar las emisiones y el factor de emisión de CO₂ equivalente de una red eléctrica.

Por lo general la expansión del parque generador responde a políticas gubernamentales y en los últimos años se está considerando reducir al mínimo posible la participación de tecnologías de producción de energía eléctrica a través de unidades térmicas. [2]

Esta situación, hace necesario analizar la evolución a futuro mediante escenarios de simulación que determina el consumo de combustibles estimados de las unidades térmicas. Para el caso del SNI el periodo analizado es 2016-2025 en base a fechas actualizadas del ingreso de los proyectos y en otros casos fechas estimadas para el ingreso. Considerando los lineamientos, políticas y otras variables consideradas en el PME 2013-2022. [2]

Para el caso del Ecuador durante el año 2015 la oferta de generación alcanzo los 22591,40 GWh; siendo la distribución por tipo de energía en la matriz eléctrica nacional el 54,95% corresponde a la

generación hidroeléctrica, el 2,00% a interconexiones con países vecinos, 38,61% a fuentes de energía de combustibles fósiles y el 4,19% de generación no convencional, como se presenta en la Fig. 1. [5]

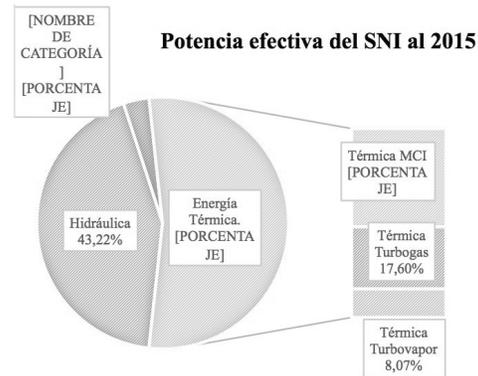


Figura 1: Potencia efectiva del SNI al 2015.
Fuente: ARCONEL, Informe Estadístico 2015

El factor de emisión de CO₂ representa las unidades de masa de CO₂ emitidas al ambiente por la producción del parque termoeléctrico; siendo sus unidades por lo general toneladas de CO₂ por cada unidad de energía en MWh. Así, en la fig. 1, se observa una considerable participación en la matriz eléctrica del país; corresponde a unidades de generación térmica (53.49%), cuya operación determina el nivel de emisiones de CO₂ y que al considerarlo por unidad de energía determina el factor de emisión de CO₂ del parque generador del SNI.

2. EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA EN EL ECUADOR

La operación de un sistema eléctrico debe considerar condiciones de calidad y seguridad en el abastecimiento de la energía eléctrica, esta característica hace necesario contar con fuentes de generación térmica por lo general junto a los centros de carga eléctrica, este esquema de operación característico de un sistema hidrotérmico permite contar con perfiles de voltaje y seguridad dentro de los límites establecidos en la normativa. [6]

La expansión de la matriz eléctrica del Ecuador a fin de considerar la característica operativa ha incrementado la capacidad instalada de centrales de tecnología de combustibles fósiles, en especial de unidades termoeléctricas que utilicen combustibles menos contaminantes como es el gas natural, a través del desarrollando del proyecto de ciclo combinado de la Central Termogas Machala I de 187 MW, mediante la implementación de una turbina de vapor con una capacidad de 110 MW y una tercera turbina de Gas Natural de 77 MW, cuyo ingreso a la matriz eléctrica se estima para el 2017. En el periodo del 2010 al 2015 a ingresado 576 MW de tecnologías de generación de residuo y fuel oil. [7]

La evolución de la participación de la capacidad de fuentes térmicas en el SNI al 2015 ha presentado un incremento del 55,1% respecto a los 2195.47 MW del 2006. [5]

Para el periodo 2016-2025 la participación promedio en la producción de energía de la generación termoeléctrica en el SNI, alcanzará de 36,73%. Partiendo en el 2016 de 7386,47 GWh a 11674,76 GWh en 2025, de acuerdo con las condiciones de operación que requiera la red eléctrica. Esta operación de las centrales termoeléctricas demanda un consumo de combustibles fósiles, como se indica en la Fig. 2. Debido al ingreso de los proyectos hidroeléctricos se puede observar que para el periodo 2016-2018, se presenta una reducción promedio del 3,00% de la energía producida por las centrales térmicas, siendo únicamente despachadas las tecnologías menos contaminantes como es el gas natural y fuel oil.

Con el crecimiento natural de la demanda y dado que en el PME 2013-2022, no incluye nuevos proyectos dentro del periodo 2018-2025; el despacho de las centrales y/o unidades termoeléctricas nuevamente presenta una estructura de producción similar al 2015, es decir, se cuenta con generación termoeléctrica de diésel, fuel oil, nafta y gas natural e incluso la central de ciclo combinado.

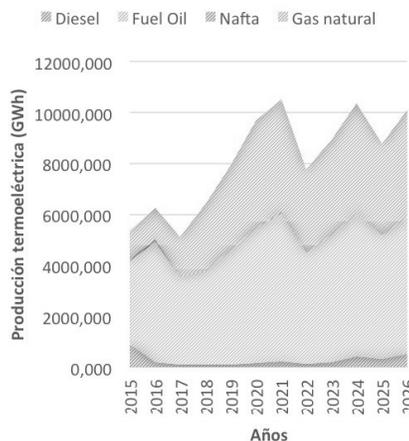


Figura 2: Estimación de la Producción Termoeléctrica en el SNI para el periodo 2016-2025

En la Fig. 2 se tiene picos de consumo de combustibles debido al ingreso de proyectos hidroeléctricos emblemáticos tales como para el año 2016, el ingreso a operación de la central hidroeléctrica Coca Codo Sinclair cuyo funcionamiento permite la disminución del 22,00% del consumo de combustible en el periodo 2016-2017, para el año 2021, se tiene previsto el ingreso de las centrales hidroeléctricas Cardenillo y Chontal- Chirapi que permite una

reducción del 35% del consumo de combustible en el periodo 2021-2022 y para finales de 2024 se tiene previsto el ingreso de las centrales hidroeléctricas La Unión, Chespi, Tortugo lo que provocará una disminución en el consumo de combustible del 18% en el periodo 2024-2025.

3. METODOLOGÍA ACM0002 PARA EL CÁLCULO DEL FACTOR DE EMISIÓN DE CO₂ PARA UNA RED ELÉCTRICA

La herramienta metodológica ACM0002 en su versión 17; determina el proceso de cálculo del factor de emisión de CO₂ para una red eléctrica. En el caso del Ecuador, considerando la matriz eléctrica del país, la red representativa es el SNI, siendo el mismo ampliamente supervisado, a través, del sistema Scada, mediante el cual se cuenta con estadística en detalle que es utilizada para la planificación a mediano plazo. Con esta información y por medio de programas especializados en sistemas hidrotérmicos como el SDDP© (Programación Dual Dinámica Estocástica) permite simular escenarios de operación energética de las centrales hidroeléctricas y unidades térmicas; mediante este último se determina con detalle el 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 eléctrica analizada. [8]

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 son 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), son utilizadas para crear escenarios de simulación del sistema hidrotérmico.

3.1. Información Requerida para el Cálculo del Factor de Emisión de CO₂

La metodología ACM0002 para la realización del cálculo del factor de emisión de CO₂ en una red eléctrica requiere contar con la siguiente información para el periodo de análisis, a través, de la simulación de los escenarios hidrológicos en un sistema hidrotérmico de acuerdo al periodo de análisis considerado para el sistema hidrotérmico:

- 1) Generación neta anual de las centrales con sus respectivas unidades conectadas a la red eléctrica analizada, obtenida de la simulación realizadas con el programa SDDP©, e información estadística disponible del SNI. [9]

- 2) Factor de emisión por tipo de combustible utilizado por las unidades del SNI como son: gas natural, fuel oil, residuo, diésel y nafta, obtenidos del informe del MAE. [10]

Debido a que el sector eléctrico ecuatoriano no cuenta con los factores de emisión de CO₂ para cada tipo de combustible empleado en el SNI; para el análisis se tomará en cuenta los valores estándar internacionales establecidos por el Panel Intergubernamental de Científicos sobre el Cambio Climático (IPCCC por sus siglas en inglés); las cuales son tabuladas en la Tabla 1. [11, 12]

Tabla 1: Factores de emisión de CO₂ por tipo de combustible

Tipo de combustible	Factor de emisión de CO ₂
	(ton CO ₂ /gal) , * (ton CO ₂ /pies ³)
Fuel Oil	0.010930
Diésel	0.010011979
Gas Natural *	5.28 776 E-05
Nafta	0.00790

- 3) Consumo de combustibles del parque térmico del SNI. En la Tabla 2; se presenta los consumos de combustible de las centrales termoeléctricas operativas en el SNI; obtenidos de la simulación realizadas con el programa SDDP©. [8]

Tabla 2: Evolución Estimada del Consumo de Combustible en el SNI

Etapa	Consumo de combustible anual			
	Diésel [miles Gal]	Fuel Oil [Miles Gal]	Gas	
			Natural [miles KPie ³]	Nafta [Miles Gal]
2016	28 657.8	329 776.9	13 741.1	9 128.2
2017	9 123.6	234 406.1	12 600.6	946.8
2018	7 402.9	230 559.4	16 802.4	222.3
2019	9 086.2	275 942.5	23 139.8	1 286.6
2020	14 015.3	329 924.4	30 969.2	1 787.8
2021	18 769.4	364 798.9	33 176.6	2 903.1
2022	12 239.7	270 122.9	23 162.8	1 756.8
2023	16 646.3	310 222.9	26 822.5	1 346.8
2024	29 598.7	349 408.5	32 546.2	1 079.0
2025	24 482.0	300 318.5	26 379.7	725.4
Total	170 021.8	2 995 480.9	239 340.9	21 182.6

El consumo de gas natural para el 2018 presentará un incremento del 56,00% con respecto al año anterior, debido al ingreso al SNI del Ciclo Combinado de la central Termogas Machala I.

Para el año 2022 se observa un decremento importante en el consumo de los combustibles de manera principal en el gas natural en 30,00% y el

diésel en 35,00%; debido a la entrada en operación de proyectos hidroeléctricos Chontal-Chirapi con 351,00MW y Cardenillo con 564,00MW.

En la Tabla 3; se presenta la producción anual de la energía por tipo de generación térmica en el SNI. Para las centrales de producción de fuel oil se considera incluida la producción de las centrales que consumen residuos.

Tabla 3: Evolución estimada de generación eléctrica por tipo de combustible empleado en el SNI

Etapa	Generación por tipo de combustible anual [GWh]			
	Diésel	Fuel Oil	Gas natural	Nafta
2016	202.815	4 738.007	73.367	1 238.696
2017	99.181	3 461.238	6.863	1 568.968
2018	90.899	3 709.388	2.329	2 607.146
2019	113.923	4 476.722	13.816	3 309.325
2020	172.911	5 290.301	19.239	4 209.193
2021	225.428	5 840.965	29.098	4 439.297
2022	149.998	4 355.204	17.814	3 253.168
2023	206.763	5 000.103	13.940	3 723.487
2024	436.193	5 597.087	11.210	4 325.066
2025	345.808	4 826.041	7.536	3 606.906
Total	2043.919	47 295.056	195.214	32 281.252

La generación producida debido a la utilización del gas natural para el año 2018 se incrementa en 83,00% con respecto al año anterior, esto se debe al ingreso de la central de ciclo combinado Termogas Machala I.

3.2. Proceso de la metodología ACM002 para el cálculo del factor de emisión de CO₂ en el SNI.

La metodología ACM002, establece para determinar el factor de emisión de CO₂ mediante la composición del denominado margen de operación y margen de construcción.

Margen de operación:

El factor de emisión obtenido depende del nivel de producción de las unidades térmicas y de las emisiones de CO₂, establecidas para cada unidad de la red eléctrica por medio de los factores de emisión de cada tipo de combustible. [1]

Como lo establece la ecuación 1:

$$EF_{MO,T} = \frac{\sum_i FC_{i,T} \times NCV_{i,T} \times EF_{CO_2,i,T}}{\sum_m EG_{m,T}} \quad (1)$$

Donde:

$EF_{MO,T}$: Factor de emisiones de CO₂ del margen de operación en el año T (tCO₂/MWh).

$FC_{i,m,T}$: Cantidad de combustible tipo i consumido por una central de generación de energía eléctrica en el año T (galones).

$FE_{CO_2,i,T}$: Factor de emisiones de CO₂ de combustible fósil tipo i en el año T .

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

m : Cantidad de las centrales de generación de energía eléctrica que operan en la red en el año, excepto las centrales de bajo costo y generación forzada.

T : Todos los tipos de combustibles fósiles que fueron usados en las centrales de generación.

Margen de Construcción:

Es el factor de emisión de la red eléctrica establecido por el ingreso de los proyectos de generación durante los últimos 5 años o que representan el 20% de la demanda del año analizado. El mismo se debe calcular de manera anual, debido a que considera las nuevas plantas o centrales de generación que ingresan a la red analizada. [1]

Mediante la ecuación 2, se indica las variables involucradas en el cálculo:

$$FE_{MC,T} = \frac{\sum EG_{m,T} FE_{EL,m,T}}{\sum EG_{m,T}} \quad (2)$$

Donde:

$EF_{MC,T}$: Factor de emisiones de CO₂ del margen de construcción en el año T (tCO₂/MWh).

$EG_{m,T}$: Cantidad neta de energía térmica generada y entregada a la red por las centrales termoeléctricas que ingresan m en el año T (MWh).

$FE_{EL,m,T}$: Factor de emisiones de la unidad de generación m en el año T .

m : Cantidad de 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.

Margen Combinado:

Es el factor de emisión de CO₂ para la red eléctrica y se obtiene de la combinación del margen de operación y el margen de construcción; por medio de factores de participación, establecidos en la herramienta; para el caso del SNI se consideran

$W_{OM}=0.5$ y $W_{BM}=0.5$; dado que la matriz eléctrica tiene proyectos principalmente hidroeléctricos, como lo establece la ecuación 3. [1]

$$EF_{MCOMB,T} = EF_{MO,T} \times W_{MO} + EF_{MC,T} \times W_{MC} \quad (3)$$

Donde:

$EF_{MCOMB,T}$: Factor de emisiones de CO₂ del margen de combinado en el año T (t CO₂/MWh).

EF_{MC} : Factor de emisión del margen de construcción en el año y (tCO₂/MWh).

$EF_{MO,T}$: Factor de emisión de margen de operación en el año y (tCO₂/MWh).

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

W_{MC} : Ponderación del factor de emisión del margen de construcción (por unidad).

4. APLICACIÓN AL SNI

Como fue presentado en el numeral anterior y debido a que resulta más atractivo conocer la aplicación a un sistema real, se presenta la evolución del factor de emisión de CO₂ para el SNI, considerando la actualización de la expansión del parque de generación establecida en el PME 2013-2022; como se muestra en la Tabla 4.

Tabla 4: Factor de emisión de CO₂ en el SNI en el período 2016-2025

Etapa	Margen de operación	Margen de construcción	Factor de emisión de CO ₂
	(tCO ₂ /MWh)	(tCO ₂ /MWh)	$W_{MO} = W_{MC} = 0,5$
2016	0.750	0.024	0.387
2017	0.648	0.058	0.353
2018	0.544	0.078	0.311
2019	0.549	0.086	0.317
2020	0.557	0.096	0.326
2021	0.565	0.092	0.329
2022	0.555	0.073	0.314
2023	0.557	0.082	0.320
2024	0.564	0.113	0.338
2025	0.561	0.063	0.312

El margen de operación presenta un valor máximo para el 2016 de 0,750 (tCO₂/MWh) y un valor mínimo en el 2018 con 0,544 (tCO₂/MWh), una tasa de crecimiento promedio anual de -2,95% en el periodo de análisis. Más; dado el crecimiento normal de la demanda para el periodo 2019-2025 nuevamente se incrementa a una tasa promedio anual de 0,45%;

debido a que no se considera el ingreso de nuevas centrales y/o unidades.

El margen de construcción presenta su nivel mínimo en el 2016 de 0,024 (tCO₂/MWh) debido a la elevada capacidad de potencia hidroeléctrica que ingresa al SNI, siendo la principal central hidroeléctrica Coca Codo Sinclair (1500 MW) y un valor máximo de 0,113 (tCO₂/MWh). Para el 2024; debido a que como no existen proyectos que ingresan en los años anteriores; con una tasa de crecimiento promedio anual de 0,50%

El factor de emisión de CO₂ del margen combinado presenta un 0,311(tCO₂/MWh) para el 2018 y 0,387 (tCO₂/MWh) en el año 2016 con una desviación estándar de 0,023, lo que nos indica que las emisiones van a tener un comportamiento similar y cerca de la media del periodo.

En la Fig. 3, se muestra la evolución del factor de emisión de CO₂ combinado para el SNI durante el periodo de análisis.

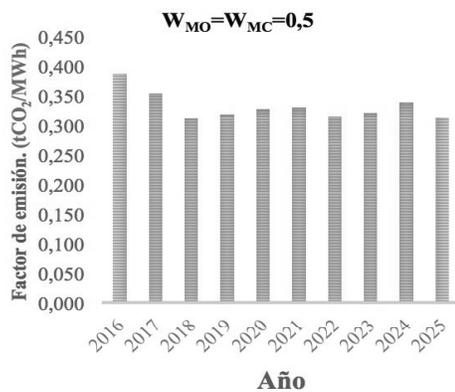


Figura 3: Evolución del Factor de Emisión del SNI para el periodo 2016-2025 ($W_{mo}=W_{mc}=0,5$)

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El factor de emisión de CO₂ analizado en este trabajo permite evaluar su evolución para el caso del SNI, como red eléctrica representativa del país se ha determinado para el SNI, una tasa de crecimiento del 48,00% para el periodo 2016-2025, debido al crecimiento de la generación térmica en un 0,85% en el mismo periodo analizado.

A pesar de que el país cuente con una matriz eléctrica con una alta participación de hidroelectricidad (aproximadamente 90,00%), debido a la característica de operación de un sistema hidrotérmico que por condiciones de calidad y seguridad; es necesario contar con la participación de centrales térmicas. Así el factor de emisión de la red presenta en el periodo de análisis un factor de emisiones de CO₂ promedio de 0,331tCO₂/MWh.

El factor de emisión debido al margen de construcción muestra que el ingreso de una central relevante para la capacidad instalada del sistema eléctrico como la central hidroeléctrica Coca Codo Sinclair determina que el factor está cerca de cero, así; el factor de emisión combinado depende exclusivamente de la operación del sistema.

Para sistemas hidrotérmicos el factor de emisión del margen de operación, mide el nivel de eficiencia ambiental, con que se utilizan las unidades térmicas debido al nivel de producción y al consumo de combustibles el sistema presenta en promedio 0.585 tCO₂/MWh.

Se recomienda actualizar el análisis del factor de emisión de CO₂ para el SNI, en conjunto con los diferentes planes del sector eléctrico a fin de contar con el mismo por parte de instituciones oficiales.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] UNFCCC (2016); ACM0002: Grid-Connected electricity generation from renewable sources, Version 17.
- [2] Consejo Nacional de Electricidad (2013); Plan Maestro de Electrificación 2013-2022, Quito-Ecuador.
- [3] International Energy Agency (2015); "Energy and climate change", Energy sector and CO2 emissions, pp 20-25.
- [4] International Energy Agency (2016); International Energy Outlook, Energy-related CO2 emissions.
- [5] Agencia de regulación y control de electricidad, (ARCONEL) (2016); Estadística Anual y multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2015. Quito-Ecuador.
- [6] Stevenson, W y Grainger J, (1996); Análisis de Sistemas de Potencia, 2da Ed.
- [7] Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos (MICSE), Informe de Rendición de Cuentas 2015. Quito-Ecuador.
- [8] PSR Inc. (2000), Manual de Metodología SDDP, versión 5.3.
- [9] Operador Nacional de Electricidad (CENACE) (2016), Informe anual 2015, Quito-Ecuador.
- [10] Ministerio de Ambiente (MAE) (2013); Factor de emisión de CO2 del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador, Quito-Ecuador.
- [11] H. Hondo (2013), Life cycle GHG emission analysis of power generation systems: Japanese

case, submitted to Energy the International Journal.

[12] IPCC (2006) Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Programme, IGES, Tokio, Japón



José Oscullo Lala.- Nació en Sangolquí, Ecuador, en 1971. Recibió su título de ingeniero eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional en 1996, Master en ingeniería eléctrica de la Universidad Estatal de Campinas, Sao Paulo Brasil en 2002 y Magister

en Dirección de Empresas de la Universidad Andina Simón Bolívar Sede Ecuador en 2008.

Actualmente se desempeña como profesor titular del Departamento de Energía Eléctrica de la Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica de la Escuela Politécnica Nacional y es candidato a Doctor en Ingeniería Eléctrica por parte de la EPN. Su campo de investigación se encuentra relacionado a la aplicación de herramientas de inteligencia artificial en la optimización de sistemas eléctricos de potencia; análisis técnico, económico y financiero de la operación y expansión de sistemas eléctricos.



Patricio Pichucho.- Nació en Quito, Ecuador, en 1991. Actualmente, está desarrollando su proyecto de titulación de pregrado en la Escuela Politécnica Nacional; para obtener su título de Ingeniero Eléctrico; sus áreas de interés son: Análisis

ambiental de sistemas eléctricos de potencia y la aplicación de optimización de la planificación de largo, mediano y corto plazo de sistemas hidrotérmicos.