

# **Caracterización de las Emisiones de las Tecnologías de Generación Térmica en el Ecuador**

**Andrea Boero**

Instituto Nacional de Eficiencia Energética y Energías Renovables, Guayaquil, Ecuador,  
andrea.boero@iner.gob.ec

**Ana María Melendres**

Instituto Nacional de Eficiencia Energética y Energías Renovables, Guayaquil, Ecuador,  
ana.melendres@iner.gob.ec

**Jorge Duque-Rivera**

Escuela Superior Politécnica del Litoral, Guayaquil, Ecuador, jduque@espol.edu.ec

**Ángel D. Ramírez**

Escuela Superior Politécnica del Litoral, Guayaquil, Ecuador, aramire@espol.edu.ec

## **ABSTRACT**

This work presents the characterization of air emissions of the main thermal power plants operating in the National Interconnected System of Ecuador, with 2012 as the reference year for data collection. Three types of thermal power technologies were studied: steam turbines, gas turbines and internal combustion engines. From the results obtained it is concluded that the emission rates for the evaluated substances depend on: the type of generation technology, the type and quality of fuel, the age of the plant, and specific factors of plant operation. The emission coefficients obtained were also compared with those in the AP42 guide; which validates the procedure for obtaining the specific emission factors for the Ecuadorian thermoelectric sector.

**Keywords:** Thermal power plants, air emissions, emission factors, fossil fuels.

## **RESUMEN**

Este trabajo presenta la caracterización de las emisiones al aire de las principales centrales termoeléctricas que operan en el Sistema Nacional Interconectado del Ecuador, siendo el 2012 el año de referencia para la colección de los datos. Tres tipos de tecnología fueron estudiadas: turbinas a vapor, turbinas a gas y motores de combustión interna. De los resultados obtenidos se concluye que las tasas de emisión para las sustancias evaluadas dependen de: el tipo de tecnología para la generación, el tipo y calidad del combustible, la antigüedad de la planta, y de factores específicos de operación de las centrales. Los coeficientes de emisión obtenidos fueron también comparados con las guías del AP42, con los cuales se observa congruencia; esto valida el procedimiento empleado para la obtención de los factores de emisión específicos para el sector termoeléctrico ecuatoriano.

**Palabras claves:** Centrales termoeléctricas, emisiones al aire, factores de emisión, combustible fósiles.

## **1. INTRODUCCIÓN**

Todas las formas de producción de electricidad tienen un cierto grado de impacto sobre el ambiente; los cuales varían ampliamente en función de las diferentes tecnologías de generación. Por ejemplo, los principales impactos asociados a la hidroelectricidad son el uso del recurso agua y cambios en el uso de suelo, con la consecuente alteración de ecosistemas; mientras que en el caso de la generación termoeléctrica usando combustibles fósiles, los principales impactos asociados están relacionados con la quema de estos combustibles y la generación de

emisiones al aire, además del uso del recuso agua, la generación de efluentes con contenido de compuestos contaminantes y la generación de desechos peligrosos (EPA, 2013).

Respecto a la generación termoeléctrica usando combustibles fósiles, tal como se mencionó, los principales impactos asociados están relacionados a la emisión directa de contaminantes al aire. La Agencia Internacional de Energía (IEA por sus siglas en inglés) (2013) estimó que más del 40% de las emisiones mundiales de gases de efecto invernadero (GEI) para el 2011 corresponden al sector de la producción de electricidad y calor. Respecto a otros compuestos se ha estimado que el sector de la energía contribuye con el 19% del total de emisiones de óxidos de nitrógeno (NO<sub>x</sub>) y el 56% del total de emisiones de dióxido de azufre (SO<sub>2</sub>) (European Environment Agency, 2011 citado por Turconi, Boldrin, & Astrup, 2013).

Turconi et al. (2013) realizaron una revisión de 76 estudios de análisis de ciclo de vida (ACV) de tecnologías para la generación termoeléctrica que usan combustibles fósiles, en el cual concluyen que las emisiones de GEI y NO<sub>x</sub> están relacionadas principalmente a la operación de las centrales. Los factores más importantes en la emisión de estos compuestos son la eficiencia de la planta, los sistemas de control de emisiones, y para el caso de SO<sub>2</sub> el contenido de azufre en el combustible.

En el Ecuador, el sector de generación eléctrica tiene a la hidroelectricidad y a la termoeléctrica usando combustibles fósiles como sus principales contribuyentes. La generación de electricidad de las centrales termoeléctricas ha crecido de manera sostenida en los últimos años; en el periodo 2000 - 2012 la potencia instalada creció en 84% mientras que la producción de electricidad creció en 217%, principalmente en las centrales con tecnologías de motores de combustión interna (MCI) (CONELEC, 2013). Al 2012, la potencia instalada de centrales termoeléctricas que usan combustibles fósiles fue del 46% versus un 37% de hidroeléctricas, 7% de térmicas que usan biomasa, 10% la interconexión con países vecinos, y menos del 1% para centrales de fuentes renovables alternativas de energía como son la eólica y fotovoltaica. Considerando solamente el Sistema Nacional Interconectado (SNI), que represeneta el 89% de la capacidad total del sistema eléctrico ecuatoriano, estos porcentajes varían ligeramente, siendo: 42% la capacidad instalada de centrales termoeléctricas que usan combustibles fósiles, 44% de centrales hidroeléctricas, 2% de centrales termoeléctricas que usan biomasa y 12% la interconexión con Colombia y Perú.

Son tres los tipos de tecnología de generación termoeléctrica: las centrales con turbinas a vapor, que principalmente usan fuel oil como combustible, las centrales con turbinas a gas, que usan gas natural o diesel como combsutible, y las centrales con motores de combustión interna, que principalmente usan fuel oil. Una descripción más detallada de los diferentes tipos de centrales que se incluyen en este trabajo se presenta en la Sección 2.

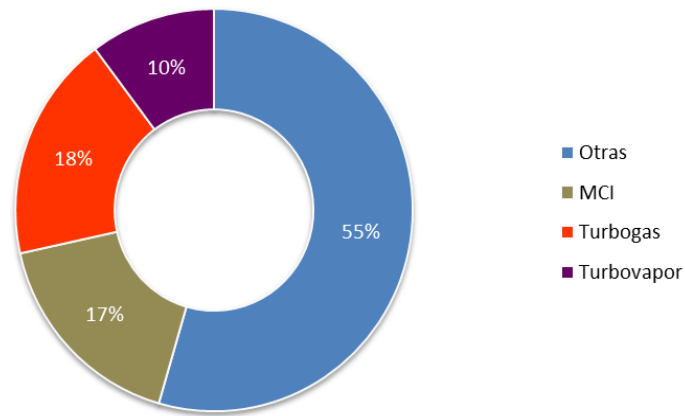
Respecto al sector eléctrico y en particular el sector de la generación de electricidad, la legislación ecuatoriana contempla un marco regulatorio para este sector. Dentro de este marco se encuentra el Texto Unificado de Legislación Ambiental Secundaria del Ministerio de Ambiente (TULSMA), expedido en el 2002. En el 2007 se expidieron normas técnicas ambientales específicas para el sector eléctrico ecuatoriano, las mismas que forman parte del Libro VI: De la Calidad Ambiental del TULSMA, siendo el Anexo 3A la Norma de emisiones al aire desde centrales termoeléctricas, el documento en el cual se definen los límites máximos permisibles para fuentes fijas de combustión para los contaminantes Dióxido de Azufre (SO<sub>2</sub>), Óxidos de Nitrógeno (NO<sub>x</sub>) y Material Particulado (MP). En esta norma se hace una distinción respecto a la antigüedad de las fuentes de emisión, siendo el año de referencia el 2003.

Considerando lo expuesto, y dada la importancia que tiene en el sector eléctrico ecuatoriano el aporte de la generación termoeléctrica en base a combustibles fósiles, es de suma importancia contar con una caracterización de las emisiones del sector termoeléctrico en el Ecuador, tomando en consideración la situación operativa de las diferentes centrales así como las características de los combustibles empleados. En este análisis se incluye las principales centrales de generación termoeléctrica del SNI. El periodo de estudio corresponde al año 2012, a excepción de una de las centrales, donde se utilizó información levantada en el 2014.

## 2. METODOLOGÍA

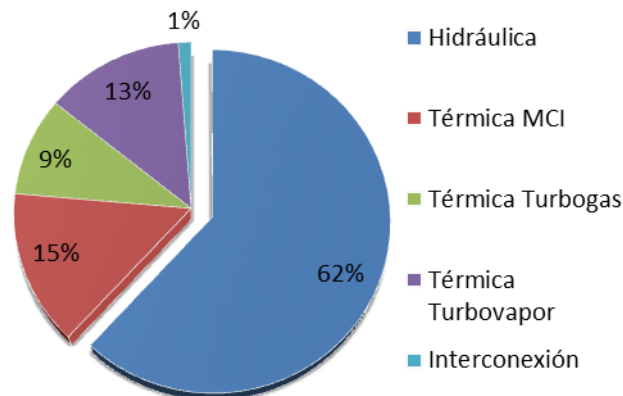
### 2.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

En la Figura 1 se presenta la capacidad de generación de las centrales térmicas, la cual representa en promedio el 45% de la potencia nominal del SNI; la capacidad restante está compuesta por tecnología hidráulica y la interconexión con Perú y Colombia. Las centrales térmicas utilizan en su mayoría los derivados de petróleo y el gas natural para su operación, cabe anotar que el 19% de la potencia nominal de las centrales de turbina a vapor 101.30 MW en el 2012, corresponde a centrales que usan biomasa (bagazo de caña de azúcar) como combustible.



**Figura 1: Capacidad de Generación por Tipo de Tecnología del SNI, Año 2012**  
(CONELEC, 2013)

En el país la producción neta de energía fue de 19688,80 GWh, de los cuales 7271,72 GWh son de producción térmica, que corresponde al 35,56% del total nacional; el porcentaje restante corresponde a la generación hidráulica, generación no convencional y a las importaciones (CONELEC, 2013).



**Figura 2. Porcentaje de Electricidad Neta Generada por tipo de tecnología, Año 2012**  
(CONELEC, 2013)

Se seleccionó el año 2012 para realizar la caracterización debido a que para este año existe mayor información para todo el sistema de producto. Se determinó como unidad funcional de la caracterización al kWh electricidad neta entregada al SNI.

El sistema eléctrico Ecuatoriano cuenta con 35 centrales térmicas, para nuestro estudio se identificó cuales de éstas representan la mayor contribución, tomando como base el porcentaje de aportación de energía neta al SNI. En la Tabla 1 se describe las centrales caracterizadas por tipo de tecnología y sus características.

**Tabla 1. Descripción de centrales térmicas**

Tipo de Central	No. De Plantas	Combustible principal	No. de chimeneas	Capacidad (MW)
Turbina a vapor	2	Fuel Oil No. 4	3	130-175
Turbina a gas	2	Gas natural	6	130
	1	Diesel	4	180
Motores de combustión interna	1	Fuel Oil No. 4	31	90

## 2.2 PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO

El perfil de emisiones al aire de las centrales termoeléctricas en estudio se ha realizado en base a cinco sustancias: dióxido de azufre, óxidos de nitrógeno y material particulado (reguladas en la legislación ambiental ecuatoriana), además de dióxido de carbono y monóxido de carbono. La información de la caracterización de estas emisiones fue tomada de los reportes de monitoreo ambiental gestionados por los operadores de las centrales termoeléctricas, el cual es un requerimiento que indica la normativa ambiental vigente aplicable a estas instalaciones. La información de la producción neta de electricidad así como el consumo de combustible asociado a esa producción, fueron obtenidos de los reportes del Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC) para el año de referencia, 2012.

Cabe indicar que para las centrales de turbina a gas con combustible gas natural, los datos de la caracterización de emisiones al aire fueron obtenidos de un monitoreo de emisiones completo realizado en enero del 2014. Así mismos, los datos de la producción neta de electricidad corresponden a ese periodo.

En el caso de las emisiones de CO<sub>2</sub>, éstas fueron calculadas en base a factores de emisión en función del tipo y cantidad de combustible empleado. Los factores fueron tomados del Anexo 1 de las Guías para la Contabilización y Reporte de las Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) provisto por el Greenhouse Gas Protocol (2011).

Los parámetros a evaluar para la caracterización se relacionaron con el flujo de aire de la chimenea y con la electricidad neta entregada al sistema y de esta manera se obtuvo los factores de emisión en kg/kWh. Estos factores fueron comparados con los factores de emisión en función al tipo de tecnología y combustible obtenidos del AP42 (EPA, 1995). Los factores de emisión provistos en el AP42 están en función de la cantidad de combustible quemado en la central, y en el caso del parámetro SO<sub>2</sub>, también del contenido de azufre en el combustible, por tanto tomando los valores anuales del consumo de combustible y la producción neta de electricidad se obtuvieron los factores en kg/kWh, de tal manera que puedan ser comparados con los resultados obtenidos para las centrales en estudio.

Conjuntamente se determinó un factor que relaciona la cantidad de combustible usado en la central y la producción de electricidad neta, en términos de gal/kWh, y en el caso de la central de turbina a gas con gas natural como combustible en ft<sup>3</sup>/kWh; lo cual proporciona una medida de la eficiencia de las centrales objeto de estudio.

## 3. RESULTADOS

La producción de electricidad en centrales térmicas en base a combustibles fósiles resulta en la emisión a la atmósfera de diferentes tipos de compuestos, cuya cantidad y naturaleza dependen básicamente de las propiedades del combustible usado y las características operativas del proceso de combustión. Dada la cantidad emitida el principal gas producto de la combustión corresponde a dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), el cual es uno de lo más importantes gases de efecto de invernadero, debido a su concentración en la atmósfera terrestre y no por su poder calorífico. Los gases dióxido de azufre (SO<sub>2</sub>) y óxidos de nitrógeno (NO<sub>x</sub>) son de significancia ambiental debido a su impacto negativo al aire puesto que son los precursores de la lluvia ácida.

Tres diferentes tipos de tecnologías de generación termoeléctrica fueron estudiadas por medio de los resultados de los monitoreos ambientales correspondientes al año de referencia, 2012, para seis centrales térmicas.

Los resultados de las concentraciones de los gases objeto de estudio se presentan en la Tabla 2. La Tabla 3 resume los rangos y valores promedio de las emisiones relacionadas a la cantidad de electricidad neta generada, kg/kWh.

**Tabla 2. Datos promedio de emisiones para diferentes tecnologías de centrales termoeléctricas**

Tipo	Combustible principal	Central	Emisión (mg/m <sup>3</sup> )				
				CO	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	MP
Turbina a vapor	Fuel Oil No. 4	A	promedio	<b>41.783</b>	<b>1853.225</b>	<b>794.278</b>	<b>183.383</b>
			rango	5.5 - 122.7	1619.1 - 2166.2	752.52 - 833.3	93.1 - 278.5
		B	promedio	<b>129.350</b>	<b>1852.250</b>	<b>603.000</b>	<b>198.325</b>
			rango	4.4 - 426.0	1524.0 - 2244.0	571.0 - 664.0	93.1 - 278.5
Turbina a gas	Gas natural	C	promedio	<b>10.400</b>	<b>49.900</b>	<b>32.500</b>	<b>N.D.</b>
			rango	6.6 - 14.2	35.5 - 64.3	27.7 - 37.3	N.D.
		D	promedio	<b>28.783</b>	<b>24.633</b>	<b>341.717</b>	<b>N.D.</b>
			rango	14.6 - 77.6	2.7 - 124.1	316.7 - 364.0	N.D.
	Diesel	E	promedio	<b>22.875</b>	<b>89.500</b>	<b>122.125</b>	<b>80.736</b>
			rango	12.0 - 55.0	28.0 - 158.0	50.0 - 171.0	59.0 - 101.3
MCI	Fuel Oil No. 4	F	promedio	<b>94.956</b>	<b>505.827</b>	<b>1415.929</b>	<b>73.680</b>
			rango	40.9 - 186.5	247.5 - 647.4	1230.2 - 1629.7	1.3 - 286.6

En el caso de las centrales con tecnología de turbina a vapor, las concentraciones de SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> y MP se mantienen dentro de rangos similares para ambas centrales analizadas, inclusive los valores promedios obtenidos son muy semejantes. No es así para las emisiones de CO, donde se ha obtenido una variación mucho más significativa en los valores registrados en los monitoreos. Esta tendencia, la amplia variación reportada en las emisiones de CO se observa en todas las centrales objeto de estudio, que cuentan con diferentes tecnologías y combustibles para la generación.

Para las centrales con turbinas a gas que usan gas natural como combustible, no se monitorean las emisiones de material particulado, puesto que son nulas. Se observa una diferencia significativa entre las emisiones de la planta C, la misma que cuenta con 2 unidades de generación, y la planta D, que cuenta con 6 unidades; esto debido al sistema de control de emisiones con los que cuentan las unidades de la primera planta, a diferencia de la segunda. En el caso de las emisiones de SO<sub>2</sub> y CO los valores registrados varían en un rango significativo en ambas centrales.

En la central con tecnología turbina a gas con diesel como combustible, las concentraciones de SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> y MP se mantienen en rangos similares. Por su parte, la central con tecnología de motores de combustión interna (MCI) presenta un amplio rango de variación para las emisiones de material particulado, lo cual se destaca en comparación con las otras sustancias evaluadas.

**Tabla 3. Coeficientes de emisión promedio para diferentes tecnologías de centrales termoeléctricas**

Tipo	Combustible principal	Central	Emisión (kg/kWh)					
				CO <sub>2</sub>	CO	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	MP
Turbina a vapor	Fuel Oil No. 4	A	Prom.	<b>0.9434</b>	<b>0.0002</b>	<b>0.0075</b>	<b>0.0032</b>	<b>0.0007</b>
			rango	0.8833 - 1.0020	0.00002 - 0.00049	0.0065 - 0.0092	0.0030 - 0.0033	0.0004 - 0.0011
		B	Prom.	<b>0.7776</b>	<b>0.0005</b>	<b>0.0086</b>	<b>0.0028</b>	<b>0.0012</b>
			rango	0.7612 - 0.8039	0.00003 - 0.00167	0.0064 - 0.0134	0.0022 - 0.0040	0.0007 - 0.0019
Turbina a gas	Gas natural	C	Prom.	<b>0.6753</b>	<b>0.0001</b>	<b>0.0006</b>	<b>0.0004</b>	<b>N.D.</b>
			rango	0.638 - 0.757	0.00007 - 0.0002	0.0004 - 0.0008	0.00036 - 0.00042	N.D.
		D	Prom.	<b>0.6349</b>	<b>0.0004</b>	<b>0.0003</b>	<b>0.0045</b>	<b>N.D.</b>
			rango	0.537 - 1.090	0.00019 - 0.00093	0.00003 - 0.00149	0.0038 - 0.0058	N.D.
	Diesel	E	Prom.	<b>0.9014</b>	<b>0.0011</b>	<b>0.0051</b>	<b>0.0074</b>	<b>0.0051</b>
			rango	0.7664 - 1.1318	0.0001 - 0.0032	0.0005 - 0.0122	0.0011 - 0.0191	0.0005 - 0.0146
MCI	Fuel Oil No. 4	F	Prom.	<b>0.7651</b>	<b>0.0004</b>	<b>0.0021</b>	<b>0.0059</b>	<b>0.0003</b>
			rango	0.7342 - 0.8137	0.0001 - 0.0011	0.0003 - 0.0048	0.0019 - 0.0119	0.000003 - 0.00177

En el caso de las dos centrales con tecnología de turbina a vapor, la central B, la cual es más moderna, presenta factores de emisión más bajos para el parámetro NO<sub>x</sub>. La formación de CO depende en gran medida de la eficiencia en la combustión, el cual resta de las emisiones de CO<sub>2</sub>, lo cual se evidencia en los resultados obtenidos en la Tabla 3. Tanto para las emisiones de SO<sub>2</sub> y MP, los factores de emisión de la central de 133 MW son ligeramente superiores.

Comparando las dos centrales con tecnología de turbina a gas, para el caso de las emisiones de CO<sub>2</sub> y CO se observa la misma tendencia que en las dos centrales con turbina a vapor. Los factores de emisiones de SO<sub>2</sub> presentan un variación más amplia para la central D. Como ya se indicó previamente, dada la diferencia en ambas centrales respecto al sistema de control de emisiones de NO<sub>x</sub>, el factor de emisión para este parámetro en la central que no cuenta con este sistema, son mucho más altas.

La central térmica con turbina a gas que usa diesel como combustible, presenta un rango amplio de variación para los factores de emisión de SO<sub>2</sub> y MP. Una situación similar se observa para la central con tecnología de motores de combustión interna, para casi todos los parámetros evaluados, en particular para MP.

Las Tablas 4 y 5 presentan los factores de emisión obtenidos de la guía AP42 para las tecnologías objeto de estudio. Del AP42 se obtuvieron los factores para turbina a vapor con fuel oil como combustible principal y turbina a gas con gas natural, además de los correspondientes a la tecnología turbina a gas usando diesel como combustible. En estas bases de datos no se encuentran los factores para unidades de motores de combustión interna que usan fuel oil como combustible, por tanto no se obtuvo la base para la comparación de los factores obtenidos para este tipo de central que opera en el Ecuador; no obstante, los resultados obtenidos son comparados con las otras tecnologías evaluadas.

**Tabla 4. Factores de emisión tomados del AP42**

Tipo de Central	Combustible principal	Sistema de control de emisiones	CO <sub>2</sub>	CO	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	MP
<b>Factor de emisión (lb/10<sup>3</sup> gal)</b>							
Turbina a vapor	Fuel Oil	Sin SCE	24400	5	214.5	47	6.972
<b>Factor de emisión (lb/MMBtu)</b>							
Turbina a gas	Gas Natural	Sin SCE	110	0.082	0.003	0.320	0.007
		Con SCE	110	0.030	0.003	0.130	0.007
	Diesel	Sin SCE	157	0.003	0.339	0.880	0.012
		Con SCE	157	0.076	0.339	0.240	0.012

**Tabla 5. Coeficientes de emisión promedio calculados en base a los factores del AP42**

Tipo	Combustible principal	Central	Emisión (kg/kWh)				
			CO <sub>2</sub>	CO	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	MP
Turbina a vapor	Fuel Oil No. 4	A	0.89386	0.00018	0.00786	0.00172	0.00026
		B	0.73703	0.00015	0.00648	0.00142	0.00021
Turbina a gas	Gas natural	C	0.59417	0.00016	0.00002	0.00070	0.00004
		D	0.55285	0.00041	0.00002	0.00161	0.00003
	Diesel	E	0.75379	0.00002	0.00163	0.00423	0.00006

La relación entre la cantidad de combustible usado y la producción neta de electricidad se presenta en la Tabla 6.

**Tabla 6. Consumo de combustible versus producción neta de electricidad por tipo de central**

Tipo	Central	Factor (gal/kWh)	
		Combustible principal	Combustible auxiliar
Turbina a vapor	A	Fuel oil 0.08078	Diesel 0.00012
	B	Fuel oil 0.06661	Diesel 0.00007
Turbina a gas	C	Gas natural* 11.64865	N.A.
	D	Gas natural* 10.9407	N.A.
	E	Diesel 0.07728	N.A.
MCI	F	Fuel oil 0.06195	Diesel 0.00331

\* El factor del consumo de combustible por producción neta de electricidad para gas natural está dado en ft<sup>3</sup>/kWh.

#### 4. DISCUSIÓN

En la Sección 3 se presentaron los valores promedio de las emisiones de las sustancias  $\text{CO}_2$ ,  $\text{CO}$ ,  $\text{SO}_2$ ,  $\text{NO}_x$  y MP, para tres diferentes tipos de tecnología para la generación termoeléctrica; donde además se comentó de manera breve los resultados obtenidos para cada una de las tecnologías en estudio. Además se presentó los factores de emisión obtenidos de las guías P42, a fin de tener una base de comparación y validación de los resultados obtenidos para las centrales termoeléctricas representativas de la situación actual del Ecuador.

Comparando las diferentes centrales objeto de estudio se observa que las concentraciones de  $\text{SO}_2$  son más altas en aquellas que usan fuel oil como combustible, dado el alto contenido de azufre que tiene éste en comparación con los otros combustibles. Así mismo, se observan las concentraciones de  $\text{SO}_2$  más bajas en las centrales que usan gas natural. Referente a la sustancia material particulado, se observa en las centrales con tecnología turbina a vapor con fuel oil como combustible presentan valores más altos.

Las emisiones de  $\text{CO}$  en todas las tecnologías evaluadas presentan un rango amplio de variación, esto debido principalmente a las condiciones específicas de operación de las centrales termoeléctricas. Las concentraciones de  $\text{CO}$  más altas se registran para las tecnologías de motores de combustión interna y turbina a vapor que usan fuel oil como combustible.

La formación de  $\text{NO}_x$  durante la combustión en las tecnologías evaluadas depende de dos mecanismos: (1) la conversión química del nitrógeno contenido en el combustible y (2) la conversión térmica del nitrógeno contenido en el aire usado para la combustión. En el caso de la tecnología con turbinas a gas, la contribución principal para la formación de  $\text{NO}_x$  es debido al segundo mecanismo. De las tres centrales con tecnología de turbina a gas, las mayores concentraciones de  $\text{NO}_x$  se registran en la central que usa gas natural, central D, la cual no cuenta con un sistema para el control de sus emisiones. Entre todas las tecnologías evaluadas, las que usan fuel oil como combustible son las que registran las más altas concentraciones de  $\text{NO}_x$ , en particular la central con MCI.

Relacionando las emisiones con la producción neta de electricidad, se observa que las mismas tendencias en la variación de los rangos determinados se mantienen; no así donde se registran los valores máximos y mínimos.

En el caso de los coeficientes de emisión para la sustancia  $\text{CO}$  se presentan los mayores valores en la central con tecnología de turbina a gas que usa diesel como combustible. De igual manera, en este tipo de central se presentan los valores más altos para los coeficientes promedio de emisión de  $\text{NO}_x$  y MP.

En las centrales con tecnología de turbina a vapor que usan fuel oil como combustible se obtienen los mayores valores para los factores de emisión de  $\text{SO}_2$ , seguido de la central con turbina a gas que usa diesel. Los valores más bajos se registran en las centrales que usan gas natural.

De la comparación con los coeficientes de emisión obtenidos de AP 42, se observa congruencia con los resultados obtenidos para las centrales termoeléctricas ecuatorianas objeto de estudio.

Los coeficientes de emisión de  $\text{CO}_2$  determinados para las centrales termoeléctricas ecuatorianas son levemente mayores que los del AP42. En el caso de  $\text{CO}$ , los coeficientes determinados son bastante similares con la referencia mencionada para todas las centrales evaluadas.

En el caso de la sustancia  $\text{SO}_2$  cuando se compara con los coeficientes obtenidos de las guías del AP42, donde se consideró el contenido de azufre del fuel oil ecuatoriano, se registran valores similares. Para las centrales con tecnología de turbina a gas, tanto las que usan gas natural como diesel como combustible, los valores obtenidos de la referencia son menores que los determinados determinados de los datos de las centrales termoeléctricas estudiadas.

Respecto a las emisiones de  $\text{NO}_x$  desde centrales con tecnología de turbinas a vapor con fuel oil como combustible, los coeficientes obtenidos para las centrales ecuatorianas están un orden de magnitud por debajo de los obtenidos de la guía AP42. En el caso de las centrales con tecnología de turbina a gas, los coeficientes calculados para las centrales que operan en Ecuador, son ligeramente superiores a los obtenidos de la guía AP42.



La emisión de material particulado depende en gran medida de la calidad del combustible. Dado que las emisiones de este compuesto en centrales que usan gas natural como combustible son prácticamente nulas, la comparación con los factores de emisión obtenidos de la literatura se enfoca en las centrales que usan fuel oil o diesel. Se observa que los valores obtenidos para las centrales termoeléctricas (ver Tabla 3) son significativamente mayores que los obtenidos de las guías de AP42.

Respecto a la cantidad de combustible empleado para la producción de 1 kWh neto de electricidad entregada al SNI, se observa que de las dos centrales con tecnología de turbina a vapor, la más moderna tiene un menor consumo, lo cual indica que es más eficiente. De igual manera se observa una pequeña diferencia entre las dos centrales que usan gas natural como combustible, en la cual la de 136.8 MW presenta un menor consumo.

Como ruta a seguir luego de este trabajo, está compilar los datos de otras centrales térmicas e hidroléctricas del Ecuador. Este estudio forma parte del proyecto de análisis de ciclo de vida de la electricidad producida en Ecuador. Este proyecto, que cuenta con fondos de la Secretaría Nacional de Planificación y Desarrollo, evaluará la carga ambiental de una forma holística asociada al sistema eléctrico ecuatoriano, incluyendo no solo generación sino también: extracción de recursos, procesamiento y transporte de combustible, y transmisión y distribución de electricidad a los usuarios.

## 5. CONCLUSIONES

Este trabajo presenta la caracterización de las emisiones al aire de los tres principales tipos de centrales termoeléctricas que operan en el Sistema Nacional Interconectado del Ecuador, tomando como año de referencia el 2012. Debido a la relevancia ambiental en temas como calentamiento global y lluvia ácida, las sustancias objeto de estudio fueron: dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ), monóxido de carbono ( $\text{CO}$ ), dióxido de azufre ( $\text{SO}_2$ ), óxidos de nitrógeno ( $\text{NO}_x$ ) y material particulado (MP).

El análisis de los resultados obtenidos muestra que la tasa de emisiones al aire para las diferentes sustancias evaluadas, así como el consumo de combustible, varían en función de los siguientes parámetros:

- a) Tipo de tecnología de generación;
- b) Tipo y calidad del combustible;
- c) Antigüedad de la planta; y
- d) Factores específicos de operación de las unidades de generación.

Los factores de emisión para  $\text{CO}_2$  y  $\text{SO}_2$  se obtuvieron más altos para las centrales con tecnología de turbina a vapor que usan fuel oil como combustible. En el caso de  $\text{SO}_2$  estos valores sobrepasan levemente los coeficientes obtenidos de la guía AP42 para este tipo de central; lo cual está relacionado directamente con la calidad de combustible empleado en esas centrales.

La central con tecnología de turbina a gas que usa diesel como combustible registra las mayores tasas de emisión respecto a su producción neta de electricidad para las sustancias  $\text{CO}$ ,  $\text{NO}_x$  y MP. Inclusive los valores obtenidos son mayores que los coeficientes obtenidos de la guía AP42. Para este tipo de tecnología, la emisión de estas tres sustancias depende en gran medida de factores operativos de las unidades de generación.

La guía AP42 no incluye factores de emisión para centrales de motores de combustión interna que usen fuel oil como combustible; sin embargo, comparando este tipo de central con las centrales A y B que también usan fuel oil con tecnología turbina a vapor, las emisiones por kWh de las sustancias  $\text{CO}_2$ ,  $\text{CO}$ ,  $\text{SO}_2$ ,  $\text{NO}_x$  y MP están en el mismo orden de magnitud. Se observa que las emisiones de  $\text{SO}_2$  y material particulado de las centrales con MCI son menores que en las centrales con turbinas a vapor, mientras que las emisiones de  $\text{NO}_x$  son mayores.

## REFERENCIAS

- CONELEC. (2013). SISDAT: Sistematización de Datos del Sector Eléctrico. <http://www.conelec.gob.ec/contenido.php?cd=115&l=1>, 01/15/2014.
- EPA. (1995). *AP42, Compilation of Air Pollutant Emission Factors*, 5<sup>ta</sup> edición, U.S. Environmental Protection Agency, EUA.
- EPA. (2013). How does electricity affect the environment? <http://www.epa.gov/cleanenergy/energy-and-you/affect/>, 01/20/2014.
- Greenhouse Gas Protocol. (2011). *Guidelines Conversion Factors*. <http://www.ghgprotocol.org>, 11/15/2013.
- IEA. (2013). *World Energy Outlook 2013. Executive summary* (p. 112). Paris. [www.iea.org](http://www.iea.org), 01/15/2014.
- Swiss Centre for Life Cycle Inventories. (2013). Base de datos ECOINVENT.
- Turconi, R., Boldrin, A., & Astrup, T. (2013). “Life cycle assessment (LCA) of electricity generation technologies: Overview, comparability and limitations”. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 28, 555–565. doi:10.1016/j.rser.2013.08.013

### ***Authorization and Disclaimer***

*Authors authorize LACCEI to publish the paper in the conference proceedings. Neither LACCEI nor the editors are responsible either for the content or for the implications of what is expressed in the paper.*