



Emisión de gases de efecto invernadero en la planificación de la generación de energía del Sistema Eléctrico Interconectado del Perú

Douglas Sarango^{1*}, Teresa Velásquez^{1,2}, Jorge Gástelo¹, Guzmán Zorrilla¹, y Ricardo Alejos³

¹Universidad Nacional Mayor de San Marcos, Lima, Perú

²Universidad Nacional Agraria La Molina, Lima, Perú

³Osinergmin-Grt, Lima, Perú

Recibido 02 junio 2020 – Aceptado 08 diciembre 2020

Resumen

En esta investigación se determinó el impacto ambiental por uso de combustibles derivados de petróleo, carbón y gas natural en la planificación de la generación de energía del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) en el período 2016-2019. Se ha cuantificado la cantidad de C, CH₄, N₂O, NO_x, CO y NMCOV, emitidos al medio ambiente por uso de los combustibles Diesel 2, Residual 500, Residual 6, Carbón y Gas Natural. Las emisiones mencionadas están en función del tipo de combustible, la energía anual generada por cada grupo térmico y la aplicación de factores de emisión por quema de combustibles para el sector electricidad obtenidos en 1996 por del Panel Intergubernamental de Cambio Climático (IPCC). Se usó el modelo PERSEO para obtener la planificación de la optimización de la expansión de la generación del SEIN en el período 2016-2019. Este modelo fue desarrollado por la Comisión de Tarifas Eléctricas (CTE) el año 2002 y se viene utilizando por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN).

Palabras claves: gas natural, PERSEO, programación dinámica estocástica, centrales térmicas, centrales hidráulicas, hidrología, contaminantes, impacto ambiental.

Emission of Greenhouse Gases in Plant Planning Power Generation of the SEIN of Peru

Abstract

In this investigation, the environmental impact was determined by the use of fuels derived from petroleum, coal and natural gas in the planning of the generation of energy of the National Interconnected Electrical System (SEIN) in the period 2016-2019. The amount of C, CH₄, N₂O, NO_x, CO and NMCOV, emitted into the environment by the use of Diesel 2, Residual 500, Residual 6, Coal and Natural Gas fuels has been quantified. These emissions are depended of fuel type, thermoelectric power plant annual energy generation and other factors of emissions due to burning fuels in the Peru's Electric Sector obtained for Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) in 1996. The PERSEO model was used to obtain the optimization planning of the SEIN generation expansion in the period 2016-2019 and it is being used by the Supervisory Agency for Energy and Mining Investment (OSINERGMIN).

Keywords: natural gas, PERSEO, stochastic dynamic programming, thermoelectric power, hydropower, hydrology, contaminants, environment impact.

Introducción

El Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), está conformado por centrales hidráulicas y centrales térmicas, líneas de transmisión, subestaciones eléctricas, sistemas de compensación reactiva y cargas, que transfieren la energía desde los centrales de generación

hidráulica y térmica hacia los centros de demanda (Minen, 2009) y (Sarango, 2009). El SEIN cubre la demanda máxima de energía de nuestro país, que fue de 6275 MW en el año 2015, donde la generación hidráulica y térmica cubren la demanda eléctrica de la zona costera, desde Tacna por el sur hasta el departamento de Tumbes por el norte, y desde la ciudad de Ayacucho hasta la ciudad de Tingo María en la zona central del país, y por la parte sur

desde Quillabamba en el Cuzco hasta Ilave en Puno (Osinergmin, 2012) y (Sarango 2009).

La energía eléctrica generada por las centrales térmicas es obtenida mediante el uso de gas natural y combustibles derivados de petróleo, como Petróleo Diesel-2, Petróleo Residual 500, Petróleo Residual 6 y Carbón, que son combustibles altamente contaminantes por la emisión como carbono (C), metano (CH₄), dióxido de nitrógeno (N₂O), óxidos de nitrógeno (NO_x), monóxido de carbono (CO) y componentes orgánicos volátiles distintos del metano (NMVOC) que son expulsas al aire [Sar09]. Por lo mencionado anteriormente, se planteó la presente investigación para cuantificar los contaminantes emitidos al medio ambiente por su uso de gas natural, derivados de petróleo y carbón en la generación de energía eléctrica en el SEIN.

Para alcanzar este objetivo, se ha realizado el Planeamiento de la Optimización de la Expansión de la Generación del Sistema Interconectado Nacional (SEIN), optimizando los recursos hidráulicos y térmicos existentes y futuros de nuestro país, para cubrir la demanda eléctrica en el período 2016-2019, mediante el uso del modelo PERSEO, que fue desarrollado por la Comisión de Tarifas Eléctricas (CTE) el año 2002. El PERSEO está diseñado para determinar el plan óptimo de la expansión de la generación de mínimo costo de un sistema hidrotérmico, el cual es una secuencia de centrales hidráulicas y térmicas adicionadas al sistema actualmente existente, que es evaluado para obtener el costo de una función objetivo mediante el uso de programación dinámica dual estocástica, y obtener la generación de energía por año de cada central térmica e hidráulica que forma parte del plan de expansión de mínimo costo.

De esta forma los diferentes tipos de centrales térmicas que forman parte del equipamiento de mínimo costo, y los combustibles que utilizan tendrán un impacto en la contaminación atmosférica, representada por los contaminantes emitidos a la atmósfera para cuya cuantificación es necesario conocer la generación de energía anual (GWh) de cada central térmica dentro del período de planeamiento (2016-2019).

Planteamiento de hipótesis

- a) El uso del gas natural, Petróleo Diesel-2, Petróleo Residual 500, Petróleo Residual 6 y Carbón en la generación de electricidad en el SEIN, período 2016-2019, emite contaminantes al medio ambiente como C, CH₄, N₂O, NO_x, CO y NMVOC.
- b) Para determinar las emisiones en el período 2016-2019, se debe obtener el Plan Óptimo de Expansión de la Generación de Mínimo Costo del SEIN con el modelo PERSEO, y así obtener la generación de energía anual de cada central térmica y aplicar factores de emisión por

quemado de combustibles del IPCC y del Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero.

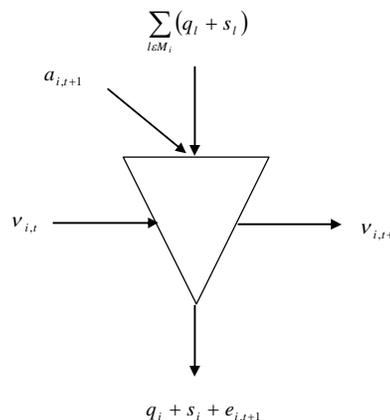
Materiales y métodos

Modelo PERSEO

El SEIN, es un sistema hidrotérmico, los suministradores de energía eléctrica son las centrales hidroeléctricas y termoeléctricas. El consumidor se representa por la demanda total del mercado eléctrico. Las centrales hidroeléctricas turbinan el agua regulada por uno o más embalses, que permite almacenar energía para usarla en diferentes periodos (Osinergmin, 2016) y (Sarango, 2009).

Las características más importantes en la operación de los sistemas hidrotérmicos es el manejo de la energía hídrica almacenada en los embalses del sistema, evitando así los gastos de combustible que ocasionaría la generación térmica. En otras palabras, si se utilizan las reservas del agua para evitar costos por generación térmica en la actualidad, y en el futuro se presenten caudales afluentes bajos, es decir, ocurriera una sequía, podría ocurrir costos por razonamiento muy elevados.

Las ecuaciones de conservación del agua dentro del modelo PERSEO, representan el balance hídrico en cada punto de las cuencas hidrográficas, es así como el volumen final del embalse en la etapa *t* es igual al volumen inicial (final de la etapa anterior), más las entradas de agua (caudales incrementales afluentes y caudales provenientes de las plantas aguas arriba), menos las pérdidas por evaporación, y los volúmenes turbinados y vertidos en el propio embalse (Osinergmin, 2008).



$$V_{i,t+1} = V_{i,t} + a_{i,t+1} + \sum_{i \in M_t} (q_i + s_i) - q_i - s_i - e_{i,t+1} \tag{1}$$

$$e_{i,t+1} = \epsilon V_{i,t} \tag{2}$$

Dónde:

- $V_{i,t}$ Volumen de agua almacenado en el embalse de la i -ésima planta al inicio de la etapa t (igual al volumen almacenado en la etapa $(t-1)$)
- $a_{i,t}$ Volumen de agua afluente al embalse de la i -ésima planta durante la etapa t
- $s_{i,t}$ Volumen de agua vertido por la i -ésima planta durante la etapa t
- M_i Conjunto de plantas aguas arriba de la i -ésima planta
- $e_{i,t}$ Volumen de agua evaporada en el embalse de la i -ésima planta en la etapa t
- ε Porcentaje de evaporación respecto del volumen almacenado en el embalse

El modelo matemático de operación de sistemas hidrotérmicos para una secuencia hidrológica s , se puede representar a través del modelo recursivo en programación dinámica estocástica, como se indica en la siguiente ecuación (Osinergmin, 2008) y (Sarango, 2009).

$$\alpha_t(v_t, A_{t-1}) = E_{A_t/A_{t-1}} \left\{ \text{Min} \left[\sum_{j=1}^{N_j} c o_j g t_{j,t} + \alpha_{t+1}(v_{t+1}, A_t) \right] \right\} \quad (3)$$

$$\sum_{j \in k} g t_{j,t} + \sum_{i \in k} \rho_i q_{i,j} + \sum_{m \in \Omega(k)} ((1 - 0.5 \gamma_{mk,t}) f_{mk,t} - (1 + 0.5 \gamma_{mk,t}) f_{mk,t}) = d_{k,t}$$

$$g t_{j,t} \leq \bar{g} t_{j,t}$$

$$f_{mk,t} \leq \bar{f}_{mk}$$

$$v_{i,t+1} - v_{i,t} - \sum_{l \in M_i} (q_l + s_l) + q_i + s_i = a_{i,t} - e_{i,t}$$

$$v_{i,t,k-1} - v_{i,t,k} - \sum_{l \in M_i} (q_l + s_l) + q_i + s_i = a_{i,t}$$

$$v_{i,t} \leq \bar{v}_{i,t}$$

$$v_{i,t} \geq \underline{v}_{i,t}$$

$$v_{i,t,k} \leq \bar{v}_i$$

$$q_{i,t} \leq \bar{q}_{i,t}$$

$$q_{i,t} \geq \underline{q}_{i,t}$$

$$r_{i,t} \leq \bar{r}_{i,t}$$

$$r_{i,t} \geq \underline{r}_{i,t}$$

$$f_{mk,t} = f_{mk}(\theta_m, \theta_k) \geq 0$$

$$\forall k = 1, \dots, N_k; i = 1, \dots, N_j; j = 1, \dots, N_j; t = 1, \dots, N_t$$

Dónde:

- i Índice de plantas de generación hidroeléctrica
- j Índice de plantas de generación térmica
- k Índice de las barras equivalentes
- s Índice de secuencias hidrológicas
- t Índice de etapas
- N_k Número total de barras equivalentes en el sistema
- Ω_k Conjunto de líneas de transmisión conectadas a la barra equivalente k
- $f_{mk,t}$ Flujo de energía de la barra equivalente m para la barra equivalente k en la etapa t
- $\gamma_{mk,t}$ Coeficiente de pérdidas de flujo de transmisión de m para k durante la etapa t , expresado en % del flujo actual
- $d_{k,t}$ Demanda de energía en la barra equivalente k durante la etapa t
- $\bar{v}_{i,t}$ Volumen del embalse mínimo
- $\underline{v}_{i,t}$ Volumen del embalse máximo
- \bar{v}_i Volumen máximo en los reservorios diarios
- $q_{i,t}$ Volumen turbinado en la i -ésima planta hidroeléctrica durante la etapa t
- $\bar{q}_{i,t}$ Volumen turbinado máximo
- $\underline{q}_{i,t}$ Volumen turbinado mínimo
- $r_{i,t}$ Caudales regulados
- $\underline{r}_{i,t}$ Caudales regulados mínimos de irrigación, navegación o recreación
- $\bar{r}_{i,t}$ Caudales regulados máximos caso de grandes avenidas

Información utilizada

Demanda eléctrica

Se consideran los resultados de proyección de la demanda eléctrica de estudio de la Fijación Tarifaria de mayo 2017, periodo 2016-2019 (Coes, 2017).

Año	Máxima Demanda Potencia (MW)	Máxima Demanda Energía (GWh)
2016	6644.00	48369.00
2017	7087.00	51693.00
2018	7563.00	55329.00
2019	8039.00	58778.00

Tabla 1: Proyección de demanda eléctrica del SEIN (2016-2019)

Situación Actual del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN)

La situación actual del SEIN está representada por las características técnicas y económicas de las centrales hidráulicas y térmicas existentes a diciembre de 2016 (Coës, 2017). (Tabla 2 y Tabla 3).

N°	Razón Social	Abreviatura	Estado
1	Aguas y Energía Perú S.A.	AYEPSA	Voluntario
2	Cerro del Aguila S.A.	CERRO DEL AGUI	Obligatorio
3	Chinango S.A.C	CHINANGO	Obligatorio
4	Cia. Eléctrica El Platanal S.A.	CELEPSA	Obligatorio
5	Duke Energy Egeonor S. en C. por A.	EGENOR	Obligatorio
6	Eléctrica Santa Rosa S.A.C.	SANTA ROSA	Voluntario
7	Eléctrica Yanapampa S.A.C.	YANAPAMPA	Voluntario
8	EGE Eléctrica Arequipa S.A.	EGASA	Obligatorio
9	EGE Del Sur S.A.	EGESUR	Obligatorio
10	EGE Machupicchu S.A.	EGEMSA	Obligatorio
11	EGE San Gabán S.A.	SAN GABÁN	Obligatorio
12	EGE Huallaga S.A.	HUALLAGA	Obligatorio
13	EGE Huanza S.A.	EGEHUANZA	Obligatorio
14	EGE Río Roble S.A.	RIO ROBLE	Voluntario
15	EGE Del Perú S.A.	ELECTROPERU	Obligatorio
16	ENEL Generación Perú S.A.A.	ENELPERU	Obligatorio
17	ENGIE Energía Perú	ENGIE	Obligatorio
18	Hidroeléctrica Huanchor S.A.C.	HUANCHOR	Voluntario
19	Hidroeléctrica Santa Cruz S.A.C.	SANTA CRUZ	Voluntario
20	Statkraft Perú S.A.	STATKRAFT	Obligatorio
21	Sindicato Energético S.A.	SINERSA	Voluntario

Tabla 2: Grandes empresas generadoras hidráulicas del SEIN al 2016

Empresa	Potencia	
	Efectiva (MW)	Combustible
EEPSA	155.46	Gas Natural
EGENOR	55.30	Diesel B5
EDEGEL	997.94	Gas Natural
EDEGEL	217.54	Diesel B5
SHOUGESA	64.00	R 500, D B5
TERMOSELVA	176.29	Gas Natural
ELECTROPERU	93.60	Residual 6, D B5
ENERSUR	1373.53	Gas Natural
ENERSUR (NES Ilo)	600.00	Diesel B5
ENERSUR (RF Ilo)	497.00	Diesel B6
KALLPA	1635.93	Gas Natural
FENIX POWER	947.51	Gas Natural
SAN GABAN	4.09	Diesel B5 S-50
EEPSA	193.40	Diesel B5
COBRA	215.00	Diesel B5
EGASA	28.85	Residual 500
SAN GABAN	1.32	Diesel B5 S-51
TERMOCHILCA	501.25	Gas Natural
SDE PIURA	26.43	Gas Natural
I&E del Peru	58.00	Diesel B5 S-50
SAMAY (Pto Bravo)	612.85	Diesel B5 S-50
NUEVA ESPERANZ	135.00	Gas Natural
CERRO VERDE	178.78	Diesel B5

Tabla 3: Principales empresas generadoras térmicas del SEIN al 2016

Oferta de generación hidráulica y térmica comprometida y en proyecto

Para el planeamiento de la expansión de la generación del SEIN, período 2016-2019, la oferta de generación hidráulica y térmica de potencia se muestra en la Tabla 4. Se toma en cuenta proyectos de generación hidráulica igual o menor a 20.0 MW como proyectos RER (Coës, 2017).

Año	Hidro (MW)		Termico (MW)	Combustible
	Proyecto Grande	Proyecto RER		
2016	456.0	190.0	635.7	Gas Natural
2017	34.9	-	-	-
2018	140.2	257.6	-	-
2019	-	23.3	-	-
TOTAL	631.1	470.9	635.7	-

Tabla 4: Oferta de potencia de centrales hidroeléctricas y térmicas en proyecto del SEIN (2016-2019)

Metodología

La metodología seguida para el planeamiento de la expansión de la generación de SEIN es la siguiente:

- Determinación de la demanda eléctrica y su proyección en el período de planeamiento.
- Premisas económicas para el planeamiento de la expansión de la generación del SEIN.
- Análisis de los recursos hídricos de las cuencas hidrográficas pertenecientes al SEIN.
- Determinación de las características técnicas y económicas de las centrales hidráulicas y centrales térmicas existentes del SEIN.
- Determinación de las opciones de generación hidráulica y térmica comprometidas en entrar a operar en el SEIN dentro del período de estudio.
- Determinación de las características técnicas y económicas de las centrales hidráulicas y centrales térmicas en proyecto para la expansión del SEIN.
- Elección del modelo PERSEO para el planeamiento de la expansión de la generación del SEIN.
- Elaboración de los archivos de datos de entrada del modelo PERSEO.
- Obtener la generación de energía de las centrales térmicas para el periodo de planeamiento.
- Determinar la emisión C, CH₄, N₂O, NO_x, CO y NMCOV mediante la aplicación de factores de emisión a la energía generada por las centrales térmicas del SEIN en el periodo de estudio.

Resultados y Discusión

Proyección de la Demanda Eléctrica (2016-2019)

La proyección de la demanda de potencia para el período 2016-2019 es la obtenida en la Fijación Tarifaria mayo 2017, siendo la demanda máxima de potencia de 6644 MW para el 2016, de 7087 MW para el 2017, 7563

MW para el año 2018 y en el 2019 de 8039 MW (Figura 1).

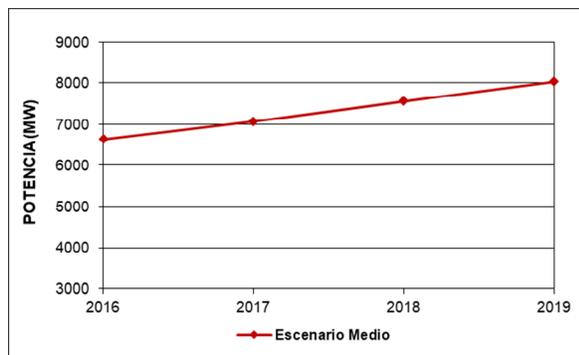


Figura 1: Proyección de demanda de potencia del SEIN, período 2016-2019.

Elaboración de los Archivos de datos de entrada del modelo PERSEO

Con la información de proyección demanda eléctrica para el escenario medio en el período 2016-2019, los datos técnicos y económicos de las centrales hidroeléctricas y térmicas existentes, y los proyectos de generación hidráulica y proyectos de generación térmica del SEIN, las premisas y criterios económicos para el planeamiento de la expansión de la generación eléctrica, se elaboraron los archivos de datos de entrada del modelo PERSEO. De estos archivos se tiene, por ejemplo: SEIN.hid contiene las series de caudales mensuales naturales de las cuencas hidrográficas comprometidas con el SEIN, para el periodo 1965-2016.

Planeamiento de la expansión de la generación del SEIN

El modelo PERSEO, determina la política de optimización del planeamiento de expansión de generación de mínimo costo del SEIN. Esta expansión del sistema es técnicamente factible y garantizar el cubrimiento de la demanda dentro del período de estudio con niveles adecuados de confiabilidad, calidad y seguridad.

Considerando el escenario de demanda media (2016-2019), se determinó el programa de equipamiento de expansión de mínimo costo del SEIN, (Véase Tabla 5). Los resultados indican las nuevas centrales hidráulicas y térmicas del SEIN para el período 2016-2019, así como su potencia y fecha de entrada en operación (Tabla 5).

Fecha de ingreso	Proyecto	Potencia (MW)
oct 2016	C.H. Chaglla	456.00
dic 2016	C.H. 8 de Agosto (Huanuco)	19.00
oct 2016	C.T. Chilca 1 CS (Amp.)	35.70
nov 2016	C.T. Ilo-Nodo Energetico	600.00
abr 2017	C.H. Potrero	19.90
dic 2017	C.H. Yarucaya (Lima)	15.00
ene 2018	C.H. La Virgen (Junin)	84.00
ene 2018	C.H. Angel I	20.00
ene 2018	C.H. Angel II	20.00
ene 2018	C.H. Angel III	20.00
ene 2018	C.H. Santa Lorenza	18.70
feb 2018	C.H. Renovandes	20.00
mar 2018	C.H. Tulumayo IV	56.20
abr 2018	C.H. Manta	19.80
jul 2018	C.H. Marañon	18.40
jul 2018	C.H. Karpa	19.00
jul 2018	C.H. Hydrika 5 (Ancash)	10.00
jul 2018	C.H. Hydrika 2 (Ancash)	4.00
ago 2018	C.H. Huatziroki (Ayacucho)	11.10
nov 2018	C.H. Hydrika 3 (Ancash)	10.00
oct 2018	C.H. Hydrika 4 (Ancash)	8.00
nov 2018	C.H. Carhuac (Huanza-	20.00
nov 2018	C.H. Hydrika 1 (Ancash)	6.60
dic 2018	C.H. Laguna Azul	20.00
dic 2018	C.H. Colca	12.05
ene 2019	C.H. Zaña	13.20
jun 2019	C.H. Pallca	10.10

Tabla 5: Programa de equipamiento del SEIN (2016-2019)

Emisiones por uso del gas natural y combustibles derivados de petróleo en la generación de energía del SEIN (2016-2019)

El efecto en el medio ambiente por el uso de gas natural, Petróleo Diesel-2, Petróleo Residual 500, Petróleo Residual 6 y Carbón en las centrales térmicas del SEIN para la generación de energía, está representado por la cantidad de emisiones de C, CH₄, N₂O, NO_x, CO y NMCOV por año de cada central térmica existente y en proyecto en el periodo 2016-2019.

La cantidad de emisiones son obtenidas por aplicación de factores de emisión a la generación de energía anual de cada central térmica, estos factores corresponden a la categoría de quema de combustibles del Sub Sector Electricidad obtenidos por del Panel Intergubernamental de Cambio Climático (IPCC) en 1996 y revisados en el 2006 (Tabla 6).

Combustible	Factor de Emisión					
	C (t/TJ)	CH ₄ (kg/TJ)	N ₂ O (kg/TJ)	NO _x (kg/TJ)	CO (t/TJ)	NMVOC (kg/TJ)
Petróleo Diesel 2	20.2	1.0	0.6	200.0	15.0	5.0
Petróleo Residual 500	21.1	3.0	0.6	200.0	15.0	5.0
Petróleo Residual 6	21.1	3.0	0.6	200.0	15.0	5.0
Carbón	25.8	10.0	1.4	300.0	20.0	5.0
Gas Natural	15.3	4.0	0.1	150.0	20.0	5.0

Tabla 6: Factores de emisión de quema de combustibles en el subsector electricidad – IPCC.

Se presentan los resultados de la generación de energía producida por las centrales térmicas existente y en proyecto en el periodo 2016-2019, obtenida con el modelo PERSEO. Estos muestran para cada año, que la generación térmica usando Petróleo Diesel 2 es menor a la generada con Gas Natural, siendo este último el combustible más usado para generar energía térmica del SEIN, no siendo utilizados el petróleo residual 500, petróleo residual 6 y el carbón (Tabla 7).

Fuente	Unidad	2016	2017	2018	2019
Petróleo Diesel 2	GWh/año	455	372	410	535
Petróleo Residual 500	GWh/año	0	0	0	0
Petróleo Residual 6	GWh/año	0	0	0	0
Carbón	GWh/año	0	0	0	8
Gas Natural	GWh/año	20,138	19,765	19,773	21,352
Total		20,592	20,137	20,183	21,895

Tabla 7: Generación de energía térmica en el SEIN (2016-2019)

La cantidad total de emisiones de C, CH₄, N₂O, NO_x, CO y NMCOV emitidos a la atmósfera por el uso del Gas Natural y Petróleo Diesel 2 en la generación de energía en el SEIN, en el período de estudio, se muestran en la Tabla 8.

Foco de Emisión	Energía Generada (TJ)	Emisión x 10 ³					
		C (t)	CH ₄ (kg)	N ₂ O (kg)	NO _x (kg)	CO (t)	NMVOC (kg)
Petróleo Diesel 2	21.17	428	21	13	4234	318	106
Petróleo Residual 500	0	0	0	0	0	0	0
Petróleo Residual 6	0	0	0	0	0	0	0
Carbón	0	0	0	0	0	0	0
Gas Natural	291.70	4463	1167	29	43755	5834	1459

Tabla 8: Contaminantes emitidos por uso de Diesel 2 y gas natural en el SEIN (2016-2019)

En la Figura 2, se observa gráficamente estos resultados, siendo los más representativos la emisión de carbono (C) y monóxido de carbono (CO), donde es mayor el uso del gas natural en el SEIN.

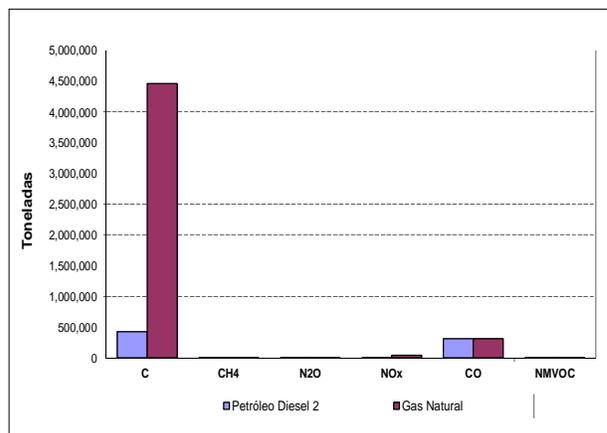


Figura 2: Comparación de contaminantes emitidos por uso de Diesel 2 y gas natural en el SEIN (2016-2019).

Conclusiones

El uso del gas natural como combustible para la generación de energía eléctrica en el SEIN, no evita la contaminación del medio ambiente, ya que existe emisión de carbono (C), metano (CH₄), dióxido de nitrógeno (N₂O), óxidos de nitrógeno (NO_x), monóxido de carbono (CO) y componentes orgánicos volátiles distintos del metano (NMVOC), y que también son generados por uso de combustibles derivados de petróleo, como es el Petróleo Diesel-2.

En el periodo de estudio (2016-2019), no se usan para la generación de energía eléctrica el Petróleo Residual 500, Petróleo Residual 6 y el Carbón.

La emisiones obtenidas son perjudiciales para el medio ambiente y constituyen una parte importante en la generación de gases de efecto invernadero en nuestro país, esto considerando los resultados del Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero (ENGI) del año 2014 (Minan, 2014), donde se indica que el Sector Energía, es el segundo sector con mayores emisiones de GEI reportadas en el INGEI 2012, con un total de 30% del total de emisiones, de este porcentaje la quema de combustibles es el 91.22%, y donde la industria de la energía – Generación de Electricidad en el SEIN y Sistemas Aislados contribuyen con el 32.13% de estas emisiones por quema de combustibles.

Referencias

COES-SEIN (2017). Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional. *Estudio Técnico Económico de Determinación de Precios de Potencia y Energía en Barras para la Fijación Tarifaria Período Mayo 2018 - Abril 2019*. Lima, Perú.

IPCC (1996). Panel Intergubernamental de Cambio Climático. *Directrices para Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero*.

IPCC (2006). Panel Intergubernamental de Cambio Climático. *Directrices para Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero para los Sectores Energía y Procesos Industriales*.

MINEM (2009). Ministerio de Energía y Minas del Perú. *Plan Referencial de Electricidad del Perú 2008-2017*. Dirección General de Electricidad, Lima-Perú.

MINEM (1992). Ministerio de Energía y Minas del Perú. *Decreto Ley N° 25844. Ley de Concesiones Eléctricas y sus Modificatorias*. 211 p. Lima, Perú.

MINEM (1993). Ministerio de Energía y Minas del Perú. *Decreto Supremo No. 009-93-EM. Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas y sus Modificatorias*. 198 p. Lima, Perú.

MINAM (2014). Ministerio del Ambiente del Perú. *Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero del Año 2014 y actualizaciones de las estimaciones de los años 2000, 2005, 2010 y 2012*. Lima, Perú.

OSINERGMIN-GART (2008). Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería del Perú. *Metodología y Manual de Uso del modelo PERSEO*. Lima, Perú.

OSINERGMIN (2012). Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería del Perú. *PR-41: Procedimiento Técnico del Comité de Operación Económica del SEIN. Información Hidrológica para la Operación del SEIN. Resolución N° 153-2012-OS/CD*. Lima, Perú.

OSINERGMIN (2016). Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería del Perú. *Proceso de Fijación Tarifas en Barra del Costo Marginal Promedio de la Energía del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional – SEIN, Período mayo 2018 – abril 2019*. Lima, Perú

Sarango, J. y Velásquez, B. (2009). *Uso de Series Sintéticas de Caudales Mensuales en el Cálculo del Costo marginal de Energía del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional del Perú*. Revista de Investigación de Física, Vol 12, No. 1, pp 59-69.