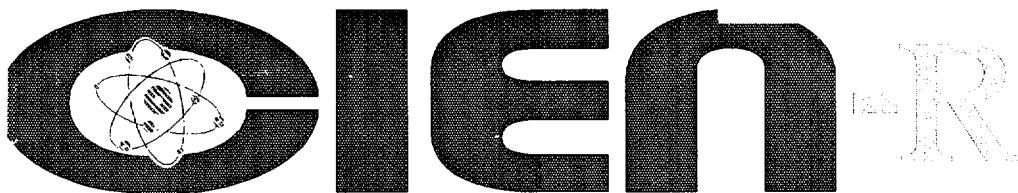


7-98



CU9900041



**INVENTARIO NACIONAL DE GASES DE EFECTO INVERNADERO DEL
SECTOR ELECTRICO CORRESPONDIENTE A 1999**

**NATIONAL GREEN HOUSE GAS INVENTORY FOR ELECTRIC SECTOR
FOR 1999**

Perez Martin, D.; López López, I

Centro de Tecnología Nuclear

**La Habana, Cuba
1998**

30 - 22

DISCLAIMER

Portions of this document may be illegible in electronic image products. Images are produced from the best available original document.

INVENTARIO NACIONAL DE GASES DE EFECTO INVERNADERO DEL SECTOR ELÉCTRICO CORRESPONDIENTE A 1990

David Pérez Martín, Ileana López López
Centro de Tecnología Nuclear, La Habana, Cuba

RESUMEN

En el trabajo se caracteriza brevemente el Sistema Eléctrico Nacional existente en 1990 incluyendo la generación en plantas aisladas. Se presenta la estructura de portadores energéticos que se utilizó para la generación de electricidad, considerando también el consumo durante el arranque. La determinación del Inventario de Gases de Efecto de Invernadero producido por el sector eléctrico en 1990 constituye el objetivo del trabajo. Se presenta la metodología utilizada para la realización de los cálculos de los Gases de Efecto de Invernadero, los resultados y un análisis de sensibilidad de estos últimos al utilizar otra metodología.

NATIONAL GREEN HOUSE GAS INVENTORY FOR ELECTRIC SECTOR FOR 1990

ABSTRACT

In the paper background characterization of existing in 1990 National Electric System is made including isolated plants. The structure of primary energy sources used for electricity generation, including the start up consumption is presented. The Green House Gas calculation constitutes the objective of the work. Used methodology is described. Results and sensitivity analysis is presented.

Key Words: Green House Gas, Inventory, emission.

SISTEMA ELECTROENERGÉTICO NACIONAL

Cuba dispone de un Sistema Electroenergético Nacional (SEN) único que enlaza los principales puntos de generación y consumo eléctrico del territorio de la isla principal. Además, existen plantas aisladas con motores diesel para cubrir las necesidades de electricidad en cayos e isletas que componen el archipiélago cubano.

En 1990 la capacidad instalada total era de 3 792.5 MW y se generaron 14 479.8 GWh con la estructura que aparece en la Tabla 1.

Esta generación eléctrica se produjo mediante la participación y el consumo de combustibles correspondiente a la estructura que se muestra en la Tabla 2.

El factor de carga promedio de las plantas del SEN y el consumo específico promedio de combustible de las mismas fueron de 63.5 % y 268.8 g/kWh respectivamente.

METODOLOGÍA DE CÁLCULO.

En Cuba no se dispone de una base de datos experimentales correspondiente a las emisiones en el sector eléctrico. Por ello es que su determinación se hizo mediante la realización de cálculos. Se utilizó para ello el paquete de programas DEC'ADES elaborado por el Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA) en el marco de un proyecto internacional en el que participan otros 8 organismos internacionales [1, 2].

Tabla 1
Estructura de la capacidad instalada y la generación del SEN en 1990.

Tipo de central	Capacidad, MW	% de la Capacidad Total	Generación, GWh	Participación, %
Térmicas	3 043.5	80.3	13 016.163	98.26
Turbinas de Gas	100	2.6	23.894	0.18
Hidroeléctricas	48.6	1.3	90.883	0.69
Motores Diesel aislados	69	1.8	115.264	0.87
Cogeneración azucarera	458.2	12.1	*	*
Cogeneración industrial	73.2	1.9	*	*
Totales	3792.5	100	13246.204	100

* no se incluye la cogeneración azucarera e industrial por cuanto la misma corresponde a otros sectores y para los efectos del inventario se considera en otros sectores.

Tabla 2
Estructura del consumo de combustibles en la generación eléctrica.

Tipo de combustible	Participación, %	Consumo de combustible, ton
Fuel Oil	95.68	3 344 966.45
Crudo Oil	2.58	111 575.96
Gas Oil	1.05	42 266.30
Agua	0.69	-
Totales	100	3 498 808.71

Para realizar el cálculo de las emisiones y determinar el inventario primero se modeló la generación del SEN y de las plantas aisladas a partir del consumo real total de cada tipo de combustible en toneladas físicas y la generación real anual de las plantas en GWh durante el año 1990. En esta modelación se utilizó el programa WASP III Plus (Wien Automatic System Planning Package) [3], integrado en el paquete de programas DECADES.

En los cálculos se tuvo en cuenta también el consumo de combustible Gas Oil que se utiliza para el arranque de las plantas. Esto se modeló mediante la inclusión de dos plantas ficticias que representarían las características promedios de las termoeléctricas convencionales y de las turbinas de gas y que se consumiera en ellas todo el Gas Oil que se utilizó durante los arranques de todas las plantas del SEN. De esta forma el Gas Oil utilizado en los arranques de las plantas genera emisiones con factores de emisión mucho mayores, pero no electricidad.

Como el objetivo del trabajo es determinar el Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero en el sector eléctrico, no se consideraron los consumos de combustibles correspondientes a los pasos de

extracción, transporte y procesamiento de combustibles, ya que se tiene en cuenta en el inventario de otros sectores. El trabajo solo se refiere al paso de generación de electricidad.

A partir del SEN y las plantas aisladas modelados se realizó el cálculo de las emisiones de los Gases de Efecto de Invernadero utilizando para ello el módulo ENVIRAM (Environment Analysis Module) [4] del DECADES, donde la concentración teórica de CO₂ (dióxido de carbono) y SO₂ (dióxido de azufre) en los gases de escape se calcula a partir de la estequiometría de las reacciones de combustión y de las condiciones reales en que estas ocurren.

Como las reacciones de combustión del carbono y del azufre presentes en el combustible son:



la concentración de estos contaminantes en los gases de escape o factor de emisión se calcula como:

$$[SO_2] = [S] \frac{64 \cdot 10^6}{32 V_{real}} \quad (\text{mg} / \text{m}^3) \quad (3)$$

$$[\text{CO}_2] = \left[\text{C} \right] \frac{44 \cdot 10^6}{12 V_{\text{real}}} \quad (\text{mg}/\text{m}^3) \quad (4)$$

donde V_{real} es el volumen real de aire que se necesita para lograr la combustión completa de la unidad de masa del combustible y se calcula a partir del volumen teórico (V_s) por la expresión:

$$V_{\text{real}} = V_s \frac{\text{O}_2}{21 - \text{O}_2} \quad (5)$$

A su vez V_s se obtiene como:

$$V_s = 8.887\text{C} + 3.3174\text{S} + 20.96\text{H} - 2.6\text{O} + 0.8(\text{N} + \text{Cl} + \text{F}) \quad (6)$$

Donde: O_2 es el exceso de oxígeno necesario para lograr una combustión completa, y C, S, H, O, Cl y F son las concentraciones de Carbono, Azufre, Hidrógeno, Oxígeno, Cloro y Fluor en el combustible.

A diferencia del Carbono y el Azufre el Nitrógeno no se combustiona. Es por ello que la concentración de los óxidos de nitrógeno en los gases de escape o factor de emisión no se puede calcular utilizando la metodología descrita anteriormente. Estos óxidos se forman debido a la reacción del Nitrógeno contenido en el combustible o

en el aire con el Oxígeno de este último a altas temperaturas. Como no existen metodologías exactas para calcular la formación de los óxidos de nitrógeno, así como para determinar la concentración o factores de emisión de CO (monóxido de carbono), CH_4 (metano), y COVDM (compuestos orgánicos volátiles diferentes del metano) en las gases de escape, se asumieron estos factores en $\text{mg}/\text{m}^3\text{N}$ como se presentan en la siguiente Tabla 3 a partir de un análisis comparativo minucioso de los reportados en la literatura y en bases de datos internacionales [5, 6, 7].

En las evaluaciones se utilizaron valores promedios de composición química de los combustibles usados para la generación eléctrica por cuanto entre un suministro y otro existen ciertas variaciones. Los valores asumidos representan los más probables de los reportados por CUPEF entre datos de pasaporte de distintos suministros, mediciones en barcos, base de almacenamiento central y tanques de algunas plantas.

Las características de los combustibles utilizados para la generación eléctrica se muestran en la Tabla 4.

Tabla 3
Factores de emisión asumidos para contaminantes que no se calculan.

Tipo de tecnología	CO, $\text{mg}/\text{m}^3\text{N}$	NO _x , $\text{mg}/\text{m}^3\text{N}$	N ₂ O, $\text{mg}/\text{m}^3\text{N}$	CH ₄ , $\text{mg}/\text{m}^3\text{N}$	COVDM, $\text{mg}/\text{m}^3\text{N}$
Turbina de vapor convencional	230	700	10	10	10
Turbina de gas	200	400	3	5	9

Tabla 4
Características de los combustibles utilizados en la generación de electricidad.

Característica	Crudo Oil	Fuel Oil	Gas Oil
Valor calórico inferior, kcal/kg	38.52	37.65	42.7
Densidad, g/cm^3	0.998	0.9	0.84
Contenido de agua, m/m %	2	1.5	0.05
Cenizas, m/m %	0.32	0.1	0.01
Contenido de Carbono, m/m %	81.6	84.01	89.34
Contenido de azufre, m/m %	6.5 ± 1	3.5 ± 0.9	0.8 ± 0.2
Contenido de Nitrógeno, m/m %	0.29	0.5	0.3
Contenido de Oxígeno, m/m %	0.5	0.5	0.4
Contenido de Hidrógeno, m/m %	9.89	9.9	9.1
Contenido de Vanadio, ppm	94	150	-
Contenido de Níquel, ppm	28	-	-

Para el caso de las incertidumbres en el contenido de azufre en los combustibles se realizó un estudio detallado de su influencia en los factores de emisión de SO₂. Los resultados de ese análisis de sensibilidad fueron reportados en [8]. Otros trabajos han sido realizados para determinar la influencia y los costos asociados a la instalación de tecnologías de control de emisiones en las plantas y los efectos colaterales que produce en la reducción de emisiones la utilización de aditivos para mejorar la combustión del Crudo Nacional y disminuir la corrosión [9].

RESULTADOS.

A partir de los factores de emisión de CO₂ y SO₂ calculados y los de NO_x, CH₄, CO y COVDM asumidos, teniendo en cuenta las eficiencias de las plantas, la generación anual, el consumo específico de combustible (incluido los consumos de Gas Oil durante el arranque) y los valores calóricos de los combustibles, se calcularon las emisiones anuales y globales de los Gases de Efecto Invernadero, por tipo de combustible, correspondiente al paso de generación eléctrica y a 1990. En la Tabla 5 se presentan los resultados.

Tabla 5
Inventario Nacional de Gases de Efecto de Invernadero del Sector Eléctrico correspondiente a 1990.

Tipo de combustible	CO ₂ , ton	CO, ton	NO _x , ton	N ₂ O, ton	CH ₄ , Ton	COVDM, ton	SO ₂ , Ton
Fuel Oil	14 831 803	9 319	27 336	405	405	405	164 348
Crudo Oil	428 870	268	811	12	12	12	13 163
Gas Oil	220 521	139	372	2	3	6	1 076
Globales	15 481 194	9 726	28 519	419	420	423	378 587

Estos resultados no incluyen las emisiones directas que se generan en los distintos pasos de las cadenas energéticas con la extracción, transportes y procesamiento de los combustibles y las emisiones indirectas como son las provenientes de la producción de materiales constructivos, aceros, etc. que se utilizan para la construcción y operación de las plantas de generación eléctrica. Las emisiones evaluadas corresponden exclusivamente al paso de generación eléctrica y fueron obtenidas a partir de las eficiencias de las plantas generadoras calculadas por el DECADES en dependencia de los consumos específicos incrementales y a carga base de las plantas. Estos consumos específicos corresponden a resultados de mediciones experimentales en las plantas y a las características propias de la tecnología.

La eficiencia de una planta, que constituye un parámetro determinante en el cálculo de los factores de emisión, en el paquete de programas DECADES se calcula a partir de los consumos específicos a carga base e incrementales, que son características propias de la planta (medidas), como:

$$\text{NETEFF} = \frac{8600 \text{ MWC}}{\text{BHRT MWB} + \text{CRMHR} (\text{MWC} / \text{MWB})} \quad (7)$$

Donde:

NETEFF - eficiencia de la planta, %

8600- coeficiente de conversión de kcal a kWh

MWC- potencia neta, MW

BHRT- consumo específico a carga base, kcal/kWh

CRMHR- consumo específico incremental, kcal/kWh

MWB- potencia mínima, MW

Por otro lado la eficiencia de una planta puede ser determinada también de una forma más sencilla, pero menos exacta, a partir del consumo específico de combustible como:

$$\text{NETEFF} = \frac{8600}{\text{CE}} \quad (8)$$

Donde:

CE- consumo específico de combustible, g/kWh

El consumo específico de combustible constituye un promedio en toneladas equivalentes de combustible. Tal y como en el cálculo de los factores de emisión y por tanto de las emisiones globales se utilizan las eficiencias de las plantas, los resultados dependen de cómo fue calculada la eficiencia.

De lo anterior se concluye que de la metodología utilizada para la determinación de las eficiencias dependen los resultados del cálculo de las emisiones.

Realizando los cálculos de las emisiones considerando las eficiencias de las plantas determinadas mediante la ecuación (8), las emisiones totales por tipo de combustible serían las que se presentan en la Tabla 7.

Las incertidumbres que crea la utilización de la metodología simple de determinación de la eficiencia de la planta en las emisiones globales en comparación con el uso de la metodología del DECADES se muestra en la Tabla 8.

Tabla 7
Inventario de GEI calculado por metodología simple para la eficiencia de las plantas.

Tipo de combustible	CO ₂ , Ton	CO, Ton	NO _x , Ton	N ₂ O, Ton	CH ₄ , Ton	COVDM, Ton	SO _x , Ton
Fuel Oil	14 674 359	9 901	29 460	430	430	430	360 771
Crudo Oil	157 444	296	528	13	13	13	3 576
Gas Oil	377 965	139	788	2	3	6	4 652
Globales	15 209 768	10 336	30 776	445	446	449	369 000

Tabla 8
Incertidumbres al utilizar metodología simple para la eficiencia de las plantas.

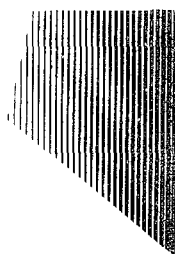
	CO ₂	CO	NO _x	N ₂ O	CH ₄	COVDM	SO _x
Difer, %	+1.8	-5.9	-7.3	-5.8	-5.8	-5.8	+2.6

Se recomienda la utilización de la metodología en que la eficiencia se calcula a partir de los consumos específicos a carga base e incrementales, por cuanto es la que se utiliza internacionalmente y los datos primarios son más exactos. El cálculo de la eficiencia a partir de los consumos específicos al ser valores promedios, que no consideran en detalle el funcionamiento de la planta se considera de menor exactitud.

REFERENCIAS.

[1] The DECADES Computer Tools, User's Manual, IAEA, Vienna, 1997.
 [2] Vladu, I. F. Power Plants and Energy Chains Comparative Assessment. IAEA/ANL Review of Experience in Using the Agency's Databases and Software Packages for Comparative Assessment of Nuclear Power and Other Energy Systems, December 1-14, 1996, ANL, Illinois, USA.
 [3] Wien Automatic System Planning Package. A Computer Code for Power Generating System expansion Planning, User's Manual, IAEA, Vienna, 1995.

[4] DECPAC Environmental Analysis Module (EAM), ANL, 1994.
 [5] Environmental Manual for Power Development User's Manual. Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ) GmbH, 1995.
 [6] U.S. Environmental Protection Agency. Compilation of Pollutant Emission Factors. AP-42, September 1985.
 [7] Rabl, A., et al. Environment Impacts and Costs: the Nuclear and the Fossil Fuel Cycles. Final Report of Project "External Costs of Fuel Cycles: Implementation of Accounting Framework in France", ExternE Project, EC, June 1996.
 [8] Pérez Martín D., Turtós Carbonell L., Perú Castro I. Evaluación del impacto ambiental de la generación eléctrica en Cuba. Symposium on Globalization of Nuclear Activities, SGNA-023, Brasil, 16-18, 1997.
 [9] Pérez Martín D., Turtós Carbonell L., Perú Castro I. Evaluación del impacto de la instalación de tecnologías de control de emisiones en centrales termoelectricas cubanas. Convención de Medio Ambiente. Palacio de las Convenciones, 16-20 de septiembre de 1997, Habana, Cuba.



CIE

**CENTRO DE INFORMACION
DE LA ENERGIA NUCLEAR**

Calle 20 No. 4113 e/ 18A y 47, Playa

Tel.: 22-7527. Fax: 331188.

E mail: cien@ceniai.cu