



ADCMA N° 29:

**"Inventario de Gases de Efecto Invernadero
en el Sector Termoeléctrico en Chile,
periodo 1996 - 2009"**

**Autores:
Rodrigo Bórquez N.¹
Paola Vasconi²
Diciembre 2010**

PUBLICACIONES FUNDACIÓN TERRAM
www.terram.cl

1. Introducción

En Chile, el sector termoeléctrico ha dado signos de un crecimiento importante en los últimos 20 años, impulsado básicamente por proyectos sustentados en el uso de carbón; así, se ha potenciado rápidamente a este combustible como el principal insumo del sector, con cerca del 44% de la generación termoeléctrica total del país el año 2009. La proliferación de este tipo de centrales ha sido posible debido básicamente a tres aspectos, que constituyen la parte más sólida del argumento público y privado a favor de su desarrollo: disponibilidad del recurso (más de 100 años, según el World Coal Institute); bajos requerimientos de inversión –1,64 MM US\$/MW en promedio³–, y costos variables de operación – entre 37,7 y 44,3 US\$ MWh⁴. A esto se suma la relativa rapidez de la puesta en marcha de estos proyectos⁵.

Pero en contraste con sus atributos costo-efectivos, la generación de termoelectricidad, en cualquiera de sus variantes, representa una fuente importante de conflictos socioambientales y económicos, producto de una serie de impactos locales y globales generados por la quema de combustibles fósiles. En términos locales, la combustión de esta clase de energéticos provoca variados impactos en la salud de las personas, contaminación del agua, aire y suelo, alteración de microclimas, además de ir en desmedro de otros sectores productivos como la pesca artesanal, la agricultura y el turismo. A nivel global, las repercusiones del pujante desarrollo del sector termoeléctrico están vinculadas a la acumulación en la atmósfera de Gases de Efecto Invernadero (GEI), principal causa del calentamiento global y su posterior manifestación en el fenómeno del cambio climático.

En este contexto, la importancia del sector termoeléctrico a nivel mundial es gravitante. Según la Agencia Internacional de Energía (IEA por su sigla en inglés), el sector representó el 41% de las emisiones mundiales de

¹ Economista de Fundación Terram.

² Coordinadora del Programa de Medio Ambiente de Fundación Terram.

³ Cálculo propio, estimado sobre información publicada por el SEIA entre el 01 de enero de 2000 y el 20 de agosto de 2010.

⁴ Costos marginales de operación promedios del SING y el SIC, estimados sobre información presentada en los informes de precio de nudo de abril de 2010, correspondientes a centrales que utilizan tanto carbón como una mezcla con petcoke.

⁵ El informe definitivo del Análisis general del Impacto Económico y Social (AGIES) de una Norma de Emisión para Termoeléctricas, preparado para la CONAMA por las consultaras GeoAire y Kas Ingeniería, estableció -en virtud de información pública del SEIA- un plazo de puesta en marcha para centrales termoeléctrica que va desde los 32 hasta los 44 meses.

CO₂e⁶ durante 2008, situación que se podría intensificar drásticamente si se considera la proyección de la oficina de Administración de Información de Energía de Estados Unidos (EIA, por sus siglas en inglés), contenida en su reporte Energy Outlook 2010, la que estima una duplicación en la generación de termoelectricidad para el año 2035.

Considerando la importancia de este sector en el contexto nacional, el presente estudio ofrece una estimación del total de emisiones de GEI del sector termoeléctrico chileno entre los años 1996 y 2009, con la finalidad de contribuir al análisis de la proyección de las emisiones de GEI del sector, considerando como punto de partida el compromiso voluntario internacional que asumió Chile de realizar una desviación estándar del 20% del "Business-as-usual" (BAU) de sus emisiones de GEI para el año 2020 tomando como año base el 2007. Además, en este estudio se realiza un análisis comparativo de los distintos acontecimientos energético-coyunturales más relevantes en el mismo periodo.

2. Consideraciones previas

Es preciso, en primer término, hacer referencia a los mecanismos y variables utilizados para ejecutar los distintos cálculos del presente estudio, así como establecer una serie de apreciaciones útiles para comprender las limitaciones y ventajas de las estimaciones a las que llega.

2.1. Lineamientos metodológicos propuestos por el IPCC

Los lineamientos metodológicos utilizados son aquellos propuestos por el Panel Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC), expuestos en el documento *"2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories"* (Directrices del IPCC para Los inventarios nacionales de gases de invernadero), los cuales están diseñados en relación al grado de información disponible para su elaboración. Así, a medida que la información se torna más específica y/o existen factores de emisión propios para cada país –que consideren tópicos como el nivel tecnológico de los procesos de combustión y el contenido de carbono presente en los combustibles que componen su matriz energética–, es posible aumentar la certidumbre de la estimación.

Los niveles propuestos por el IPCC son los siguientes:

Nivel 1: se considera como el método más básico de estimación. La base del cálculo está determinada por el consumo de combustible de cada fuente y los factores de emisión promedio propuestos por el IPCC para cada tipo de GEI.

Su principal ventaja radica en la simplicidad de su aplicación, así como en la relativa accesibilidad de la información necesaria para la estimación de emisiones. La desventaja más importante, en tanto, radica en las

⁶ CO₂e (equivalente): medida normalizada del efecto conjunto de todos los GEI en el clima. Resulta de transformar el efecto de cada GEI en la cantidad de CO₂ que tendría un efecto equivalente, e integrarlo en una sola figura.

⁷ Disponible en: <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/spanish/index.html>

diferencias existentes en la representatividad de los factores de emisión por defecto propuestos por el IPCC para los distintos GEI. Así, por ejemplo, para la estimación de CO₂ principalmente se considera el contenido de carbono en cada combustible, el que casi no se ve alterado por las distintas tecnologías de combustión, con lo que la estimación de CO₂ mediante el uso de este factor de emisión presenta importantes grados de exactitud. En contraste, para la estimación de emisiones de CH₄ (metano) y N₂O (óxido nitroso) la situación es distinta, ya que dependen en gran medida de factores externos a la composición química del combustible, tales como la tecnología de combustión empleada y las condiciones propias del proceso de combustión, entre otras. Es por esto que la utilización de los factores de emisión promediados por el IPCC para estos GEI aporta altos grados de inexactitud.

Nivel 2: nivel intermedio, que busca mejorar las desventajas identificadas en el nivel 1. Así, si bien la base de la estimación sigue centrándose en las estadísticas disponibles sobre los distintos consumos de combustible, la diferencia es que en este nivel no son considerados los factores de emisión propuestos por el IPCC, sino que aquellos factores de emisión propios de cada país, que de alguna manera incorporan variables locales, tales como las particularidades propias de los distintos combustibles que componen su matriz, contenido de carbono y tecnologías aplicadas en las calderas de combustión local.

La ventaja de esta metodología es que para el caso de aquellos GEI no CO₂ (CH₄ y N₂O) la incertidumbre de la estimación disminuye debido a la especificidad local de los factores.

Nivel 3: para utilizar la metodología de estimación propuesta en este nivel es necesario contar con información mucho más desagregada que en los niveles anteriores; es necesaria la utilización de modelos detallados de emisión, o más aún, datos individuales de cada planta de generación eléctrica.

Como se ha precisado, la estimación en las emisiones de CO₂ no se ve alterada de manera considerable en cada uno de los niveles metodológicos planteados por el IPCC, debido a que éstas no dependen de la tecnología de combustión, por lo que no presenta mayores desafíos para este nivel estimativo. En cuanto a los demás GEI, principalmente CH₄ y N₂O, la exactitud de la estimación crece significativamente debido al acabado detalle de la información utilizada.

2.2. Elección de la metodología

Para efectos del presente documento, y principalmente debido a la información disponible sobre el sector termoeléctrico chileno, la metodología utilizada para la estimación de emisiones de GEI para este sector será la propuesta en el Nivel 1, considerando que se cuenta con información sobre el consumo anual de combustible de las centrales termoeléctricas del país -proporcionado por los respectivos Centros Económicos de Despachos de Carga (CDEC – SIC o SING)- y la inexistencia de estudios locales que establezcan factores de emisión para el caso particular de Chile cada uno de los GEI.

Si bien esta estimación permitirá una aproximación importante respecto al total de emisiones locales de GEI para el sector termoeléctrico nacional, es necesario tener en cuenta que las recomendaciones del IPCC para este nivel

sólo considera representativas –en términos de certidumbre– las emisiones estimadas para el CO₂, mientras que los cálculos efectuados para el CH₄ y N₂O no cuentan con la misma consideración. Así, si bien se realizará el cálculo de estas emisiones, se advierte de la incertidumbre en su estimación.

Cabe mencionar que, aún cuando el cálculo de GEI emitidos efectuado mediante el método propuesto por el Nivel 1 no cuenta con los máximos niveles de exactitud estimativa, éstos tampoco se alejarían de manera considerable de la realidad, ya que según el mismo IPCC, del total de CO₂ equivalente emitido a la atmósfera, cerca del 95% corresponde a dióxido de carbono (CO₂), por tanto el mayor grado de incertidumbre recaería principalmente sobre aquellos GEI distintos al CO₂, que son contenidos en los últimos cinco percentiles del cálculo estimado total.

3. Emisión de CO₂e del sector termoeléctrico entre 1996 y 2009 (SING y SIC)

Para comprender la situación actual de las emisiones de CO₂e en este sector, es necesario hacer un breve recuento del comportamiento de sus flujos volumétrico de GEI durante el último tiempo, de manera de establecer un marco referencial que permita comparaciones dimensionales en términos de cantidad y estructuración de las variables más relevantes dentro de esta estimación.

Según los datos obtenidos en este estudio, entre los años 1996 y 2009 las emisiones de CO₂e provenientes del sector termoeléctrico aumentaron en cerca del 118%, pasando desde 11,4 hasta 24,88 millones de toneladas anuales, es decir, un incremento aproximado de 14 millones de toneladas en un periodo de sólo 13 años. La generación de termoelectricidad aumentó un 172% durante el mismo periodo. Véase Tabla N°1.

Tabla N°1. Generación termoeléctrica y emisiones de CO₂e

Año	Generación Termoeléctrica en el SING y SIC (GWh)	Emisiones de GEI (MM Ton de CO ₂ e)
1996	11.835,1	11,4
1997	12.204,8	11,7
1998	17.822,4	15,2
1999	23.041,5	18,6
2000	20.421,8	13,4
2001	19.514,0	11,6
2002	19.864,6	12,2
2003	23.220,8	16,6
2004	27.720,1	12,7
2005	25.132,8	15,8
2006	25.442,8	17,7
2007	33.776,3	25,6
2008	32.686,1	26,2
2009	32.159,8	24,9

Fuente: Elaboración propia sobre información publicada por la CNE, CDEC-SING y SIC e IPCC.

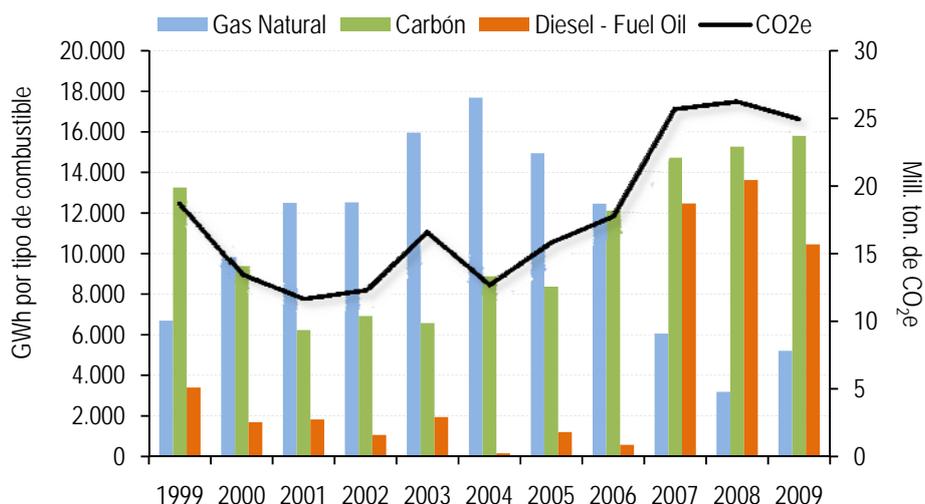
*Se consideran tanto las emisiones de CO₂e como la generación termoeléctrica importada desde la central argentina Salta.

La relación entre el aumento registrado en los volúmenes de CO₂e emitidos y la cantidad de termoelectricidad generada es evidente, considerando que para esto se requiere de un mayor consumo de combustibles fósiles. Sin embargo, existen distintos factores que condicionan de manera más precisa la magnitud de su crecimiento. En este sentido, la principal variable es la composición de la matriz energética del sector, que marcó de manera importante la agenda energética en materia medioambiental, configurando una serie de hitos socioeconómicos que a ratos mantuvieron en jaque la disponibilidad del suministro eléctrico.

En este sentido, uno de los eventos principales ocurrió en 1998, año en que las emisiones de CO₂e registraron un crecimiento del 30%, es decir, un aumento de 3,6 millones de toneladas de CO₂e respecto a 1997. La explicación para ello recayó sobre dos hitos energético-coyunturales que marcaron este periodo. Primero, un conjunto de medidas de emergencia destinadas a hacer frente a los déficit de acumulación hídrica en los distintos embalses estratégicos del SIC registrados a finales de esa década, situación que limitó la generación de hidroelectricidad e intensificó el uso de combustibles fósiles, provocando un importante aumento en la generación de termoelectricidad total de ambos sistemas en 1998 (de 46%) y 1999 (de 29%).

Figura N°1. Emisión de CO₂e y Generación de Termoelectricidad entre 1999 y 2009

Series en GWh y MM de toneladas de CO₂e



Fuente: Elaboración propia en base a información de la CNE, CDEC-SING, CDEC-SIC y el IPCC.

De igual modo, entre los años 2000 y 2004 las emisiones de CO₂e mostraron tendencias de crecimiento menores a la generación termoeléctrica, llegando incluso a registrar valores de crecimiento negativo los años 2000 y 2001. La explicación a este fenómeno se encuentra en la utilización de gas natural argentino como principal insumo para la generación termoeléctrica, ya que este combustible posee un diferencia aproximada del 41% en su nivel de emisión de dióxido de carbono (CO₂) con respecto al carbón⁸ (ver Figura N°1).

No obstante el alentador comienzo que tuvo la introducción del gas natural en nuestro país, a partir de 2004 se comenzó a sentir fuertemente la restricción de su suministro, revirtiendo así la reducción de emisiones

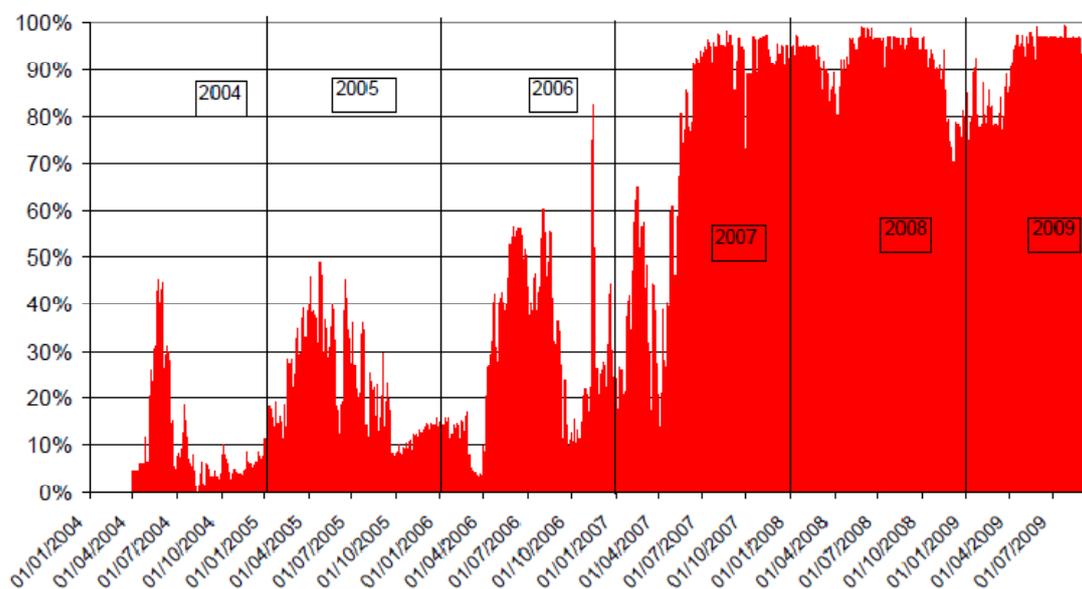
⁸ Según factores de emisión propuestos por el IPCC en "2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Inventories".

evidenciada en el sector a comienzos de esa década. El punto más álgido de este problema se registró a partir del segundo trimestre del año 2007, cuando los recortes de gas natural argentino bordearon el 90% de los requerimientos nacionales (ver Figura N°2).

Esta situación forzó la generación de termoelectricidad sustentada en el uso de otros combustibles, como el carbón y principalmente el diesel y fuel - oil, debido a que entraron en funcionamiento la mayoría de las centrales de respaldo para hacer frente a la estrechez energética, que amenazaba el cumplimiento normal del suministro eléctrico. Esta situación configuró la principal razón por la cual durante 2007 se registró un aumento en las emisiones de GEI cercano a las 7,88 millones de toneladas, es decir, un 44% más respecto al año 2006.

Figura N°2. Restricciones de Gas Natural desde Argentina

Serie en % respecto del suministro contratado por Chile



Fuente: Comisión Nacional de Energía (CNE).

Otros factores que incidieron en el aumento de las emisiones son la estructuración del consumo total (unidades físicas) de energéticos fósiles, así como el dinamismo coyuntural que ha caracterizado su estructuración dentro de la matriz energética a lo largo de la última década.

- **Emisiones de CO₂e según tipo de combustible**

La estructura de las emisiones de CO₂e según el tipo de combustible que las origina también ha presentado importantes variaciones con el transcurso del tiempo. Por ejemplo, a mediados de la década de los 90, la utilización de combustibles sólidos se constituyó como el principal emisor de CO₂e, con el 96% del total de emitido por el sector, mientras que al año 2003, producto de la fuerte intervención del gas natural en el proceso de generación eléctrica, esta cifra se redujo a la mitad, pasando a representar sólo el 48% de las emisiones totales (ver Tabla N°2).

Tabla N°2. Emisiones de CO₂e según tipo de combustible utilizado

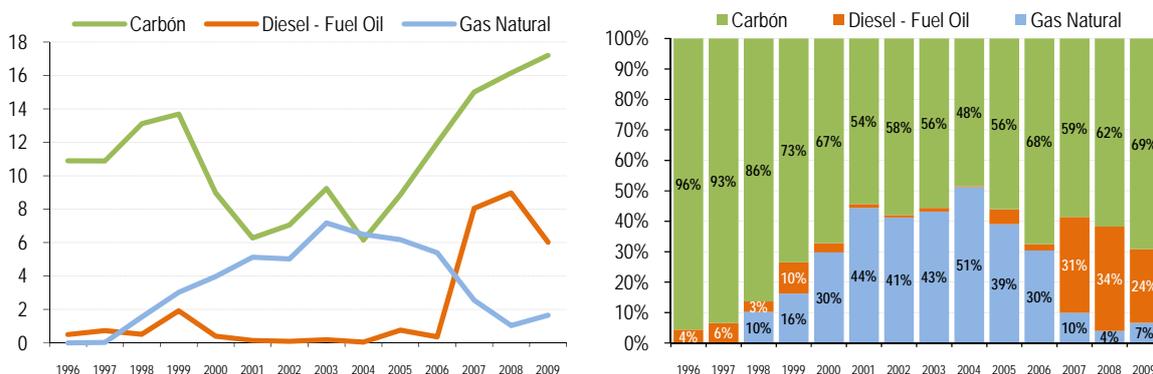
Años	Emisiones por combustibles						Total	
	Carbón		Diesel - Fuel Oil		Gas Natural			
	MM de ton	% anual	MM de ton	% anual	MM de ton	% anual	MM de ton	% anual
1996	10,9	96%	0,5	4%	-	0%	11,4	100%
1997	10,89	93%	0,73	6%	0,03	0%	11,65	100%
1998	13,12	86%	0,52	3%	1,55	10%	15,2	100%
1999	13,69	73%	1,92	10%	3,02	16%	18,63	100%
2000	8,98	67%	0,4	3%	3,98	30%	13,35	100%
2001	6,28	54%	0,15	1%	5,12	44%	11,55	100%
2002	7,06	58%	0,1	1%	5,03	41%	12,19	100%
2003	9,24	56%	0,19	1%	7,18	43%	16,61	100%
2004	6,14	48%	0,04	0,3%	6,49	51%	12,68	100%
2005	8,86	56%	0,76	5%	6,17	39%	15,8	100%
2006	11,97	68%	0,36	2%	5,39	30%	17,73	100%
2007	15,01	59%	8,05	31%	2,55	10%	25,61	100%
2008	16,15	62%	8,97	34%	1,04	4%	26,16	100%
2009	17,2	69%	6,03	24%	1,65	7%	24,88	100%

Fuente: Elaboración propia con información del IPCC, CNE, CDEC-SING y CDEC-SIC.

A partir de 2004, debido a las restricciones en el suministro de gas natural argentino, la participación de este combustible dentro de la estructura de emisiones comenzó a disminuir bruscamente; al año 2008 llegó a representar sólo el 4% del total de CO₂e emitido durante ese año, situación que incrementó de manera exponencial las emisiones originadas por la quema de combustibles líquidos, las que de simbolizar menos del 1% durante 2004 llegaron a posicionarse como la segunda fuente de emisión en 2008, con más de un tercio del total de CO₂e emitido (ver Figura N°3).

Figura N°3. Emisiones de CO₂e por Tipo de Combustibles

Serie en MM de toneladas y % de participación



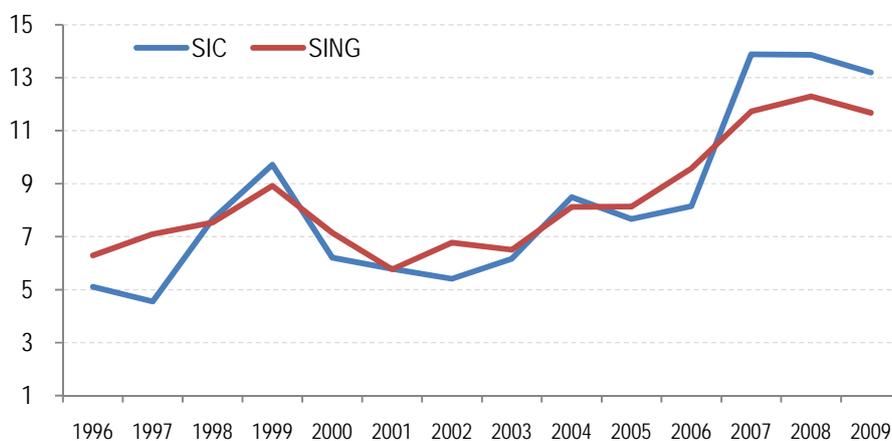
Fuente: Elaboración propia con datos de la CNE, CDEC-SING, CDEC-SIC y el IPCC.

4. Emisiones de CO₂e por sistema interconectado

La relación entre los dos mayores sistemas de distribución ha variado notablemente en el período 1996-2009; en términos estructurales, en 1996 el SING se constituía como el sistema eléctrico con mayor nivel de emisiones de CO₂e, superando en 23% las emisiones del SIC, mientras que a 2008, este último sistema registró la mayor cantidad de emisiones con un total de 13,2 millones de toneladas, correspondientes al 53% del total anual. En cuanto a la evolución de las emisiones de CO₂e en cada sistema, éstas han mostrado importantes grados de similitud en sus flujos, evidenciando desacoples considerables sólo en relación a los hitos energético-coyunturales descritos anteriormente (ver Figura N°4).

Figura N°4. Emisiones de CO₂e del SING y SIC entre 1996 y 2008

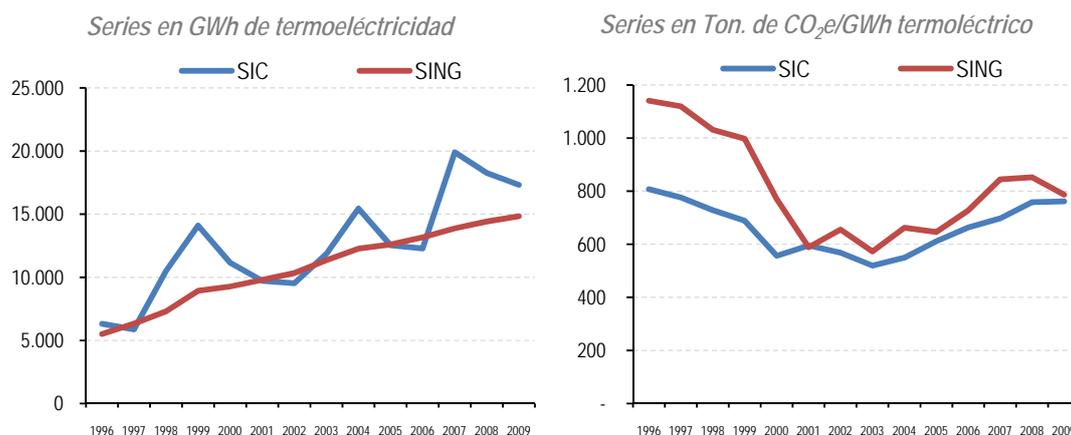
Serie en millones de toneladas



Fuente: Elaboración propia con información de la CNE, CDEC-SING, CDEC-SIC y el IPCC.

La similitud en el total emitido no guarda directa relación con la intensidad de CO₂e de cada sistema, pues no considera las profundas diferencias que ambos presentan, tanto en términos de la composición estructural de su matriz energética como en los niveles de generación termoeléctrica que han tenido históricamente. Así, entre 1996 y 2009 el SIC ha generado anualmente, en promedio, un 16,5% más termoelectricidad que el SING; en contraste, en términos de emisión de CO₂e por cada GWh térmico generado, el SIC supera al SING por menos de 4%. A modo de ejemplo, durante 2007 se estimó que el SING emitió 845 toneladas de CO₂e por cada GWh termoeléctrico, mientras que en el SIC este indicador bordeó las 698 toneladas; es decir, para generar un mismo GWh de termoelectricidad, el SING emitió cerca de 147 toneladas de CO₂e más que el SIC (ver Figura N°5).

Figura N°5. Generación de termoelectricidad y carbono-intensidad por sistema eléctrico



Fuente: Elaboración propia en base a información de la CNE, CDEC-SING, CDEC-SIC y el IPCC.

Tabla N°3. Carbono-intensidad de la generación termoelectrica por sistema eléctrico

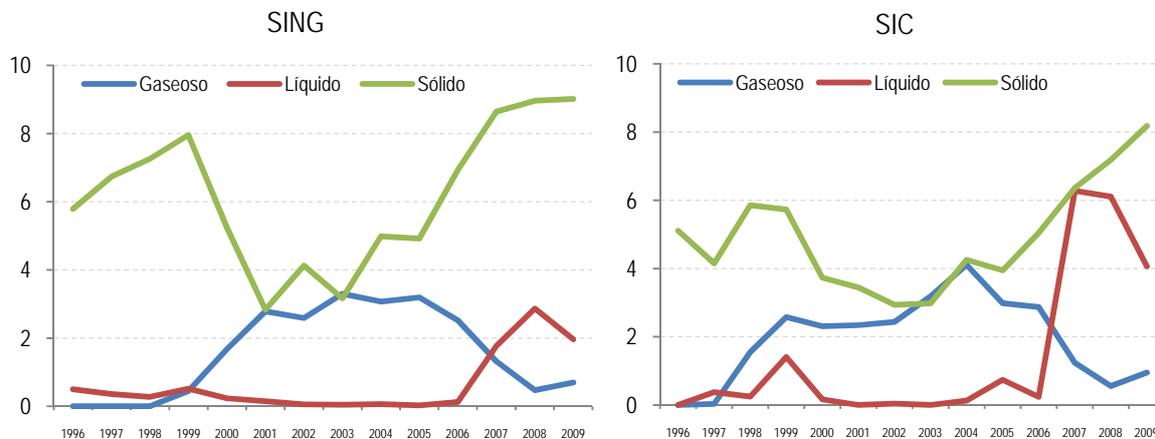
AÑO	SIC			SING		
	MM de Ton CO ₂ e	GWh térmico	Ton de CO ₂ e/GWh térmico	MM de Ton CO ₂ e	GWh térmico	Ton de CO ₂ e/GWh térmico
1996	5,1	6.323,77	807,74	6,3	5.511,33	1.140,91
1997	4,6	5.869,98	776,53	7,1	6.334,87	1.120,13
1998	7,7	10.516,38	728,23	7,5	7.306,00	1.031,67
1999	9,7	14.103,46	688,95	8,9	8.937,99	997,73
2000	6,2	11.150,38	556,66	7,1	9.271,44	770,75
2001	5,8	9.721,74	595,20	5,8	9.792,29	588,90
2002	5,4	9.527,45	568,16	6,8	10.337,20	655,27
2003	6,2	11.865,25	519,91	6,5	11.355,56	572,97
2004	8,5	15.456,10	549,48	8,1	12.264,00	662,17
2005	7,7	12.535,50	611,62	8,1	12.597,30	645,83
2006	8,1	12.276,50	663,83	9,6	13.166,30	727,46
2007	13,9	19.900,34	697,67	11,7	13.876,00	845,08
2008	13,9	18.266,12	758,97	12,3	14.419,99	852,69
2009	13,2	17.325,54	761,84	11,7	14.834,24	787,10

Fuente: Elaboración propia con información de la CNE, CDEC-SIC, CDEC-SING e IPCC.

En cuanto a la composición de emisiones según el tipo de combustible, las estructuras entre ambos Sistemas son similares; en ambos casos, los combustibles del tipo sólido son los principales emisores. La única diferencia significativa se presentó los años 2007 y 2008 en emisiones provenientes de la utilización de combustibles líquidos; en este apartado el SIC lideró con poco más del 78% y 68% del total de CO₂e emitido mediante el uso de esta fuente (ver Figura N°6).

Figura N°6. Emisión de CO₂e según tipo de combustible

Serie en millones de toneladas



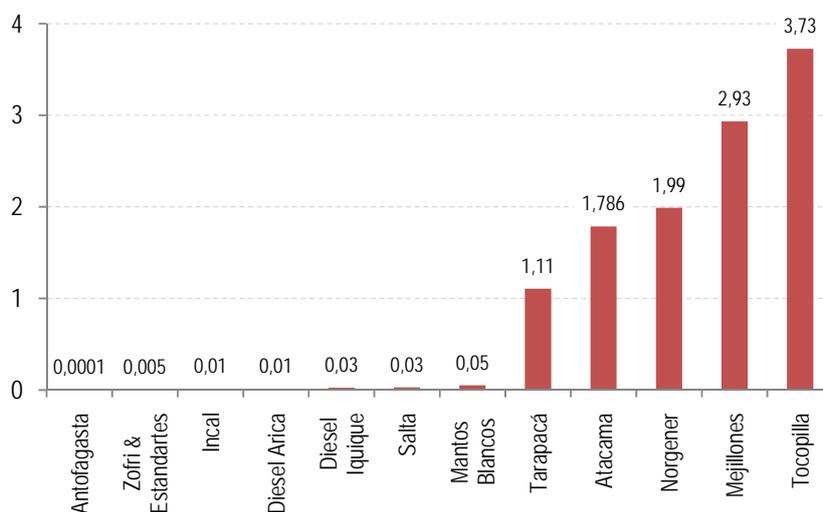
Fuente: Elaboración propia con información de CNE, CDEC-SING, CDEC-SIC e IPCC.

4.1. Emisiones de CO₂e en el SING por central

Durante el año 2009 el SING emitió un estimado de 11,7 millones de toneladas de CO₂e, un 86% más que el año 1996. Del total, un 77% correspondió al aporte de combustibles sólidos, 17% a líquidos y sólo un 6% a combustibles del tipo gaseoso (ver Figura N°7).

Figura N°7. Emisiones de CO₂e por centrales en el SING, año 2009

Serie en millones de toneladas



Fuente: Elaboración propia en base a información de CNE, CDEC-SING, CDEC-SIC e IPCC.

En términos de centrales, sólo cinco de ellas concentraron aproximadamente el 99% de las emisiones de dicho año en este sistema: Tocopilla (32%), Mejillones (25%), Norgener (17%), Atacama (15%) y Central Tarapacá (10%) (Figura N°7). Es importante mencionar que el 1% restante de emisiones incluye aquellas asociadas al

consumo de gas natural de la central argentina Salta, que desde comienzos del 2000 exporta termoelectricidad para suplir la demanda del SING. La Tabla N°4 presenta el detalle de de las emisiones de CO₂e para cada central del SING.

Tabla N°4. Emisiones de CO₂e por central termoeléctrica en el SING, año 2009

Central	MM de Ton. De CO ₂ e	%
Tocopilla	3,73	31,9%
Mejillones	2,93	25,1%
Norgener	1,99	17,0%
Atacama	1,786	15,3%
Tarapacá	1,11	9,5%
Mantos Blancos	0,05	0,4%
Salta	0,03	0,2%
Diesel Iquique	0,03	0,2%
Diesel Arica	0,01	0,1%
Incal	0,01	0,08%
Zofri & Estandartes	0,00	0,04%
Antofagasta	0,0001	0,0005%
Total	11,7	100%

Fuente: Elaboración propia con datos de la CNE, CDEC-SING, CDEC-SIC y el IPCC.

4.2. Emisiones de CO₂e en el SIC por central

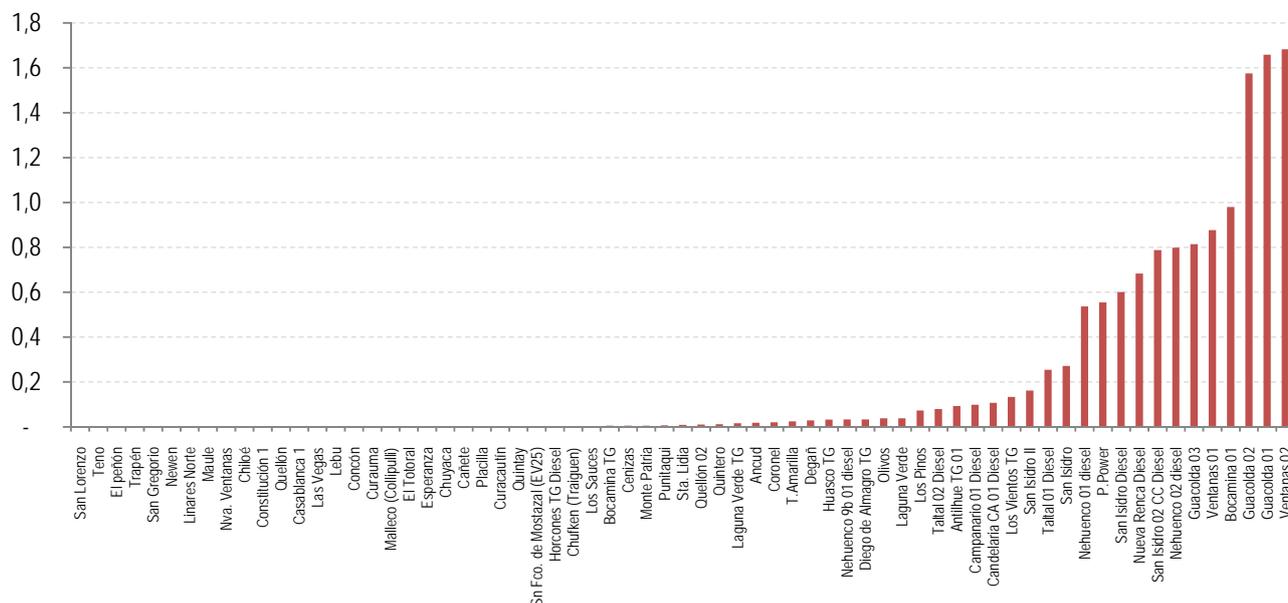
Como se mencionó, el SIC registró el mayor nivel de emisiones durante el año 2009, con cerca de 13,2 millones de toneladas de CO₂e. Su estructura, al igual que la del SING, se compuso de emisiones provenientes de centrales termoeléctricas basadas en el uso de combustibles sólidos, con un 62%, mientras que aquellas provenientes de combustibles del tipo líquido y gaseoso representaron el 31% y 7% restante, respectivamente (véase Figura N°6).

El detalle de las emisiones de cada central, de acuerdo a las estadísticas de consumo de combustibles publicadas por el CDEC-SIC, señala que sólo doce de un total de 84 centrales, concentraron poco menos del 88% del CO₂e emitido en este sistema durante 2009. Así, la central Ventanas II, ubicada en la comuna de Quintero (región de Valparaíso), fue la principal emisora de GEI del SIC, con 1,7 millones de toneladas. Le siguen muy de cerca las unidades Guacolda 1, Guacolda 2, Bocamina 1, Ventanas 1 y Guacolda 3.

La Figura N°8 es una representación gráfica del total de emisiones de CO₂e de todo el parque termoeléctrico del SIC durante 2009, mientras que la Tabla N°5 presenta el detalle de las centrales más representativas de este sistema en términos de emisión.

Figura N°8. Emisiones de CO₂e por centrales en el SIC, año 2009

Serie en millones de toneladas



Fuente: Elaboración propia con datos de la CNE, CDEC-SING, CDEC-SIC y el IPCC.

Tabla N°5. Emisiones de CO₂e por central termoeléctrica en el SIC, año 2009

Central	MM de Ton. de CO ₂ e	%
Ventanas 02	1,68	12,70%
Guacolda 01	1,66	12,60%
Guacolda 02	1,58	11,90%
Bocamina 01	0,98	7,40%
Ventanas 01	0,88	6,60%
Guacolda 03	0,81	6,20%
Nehuenco 02 diesel	0,80	6,10%
San Isidro 02 CC Diesel	0,79	6,00%
Nueva Renca Diesel	0,68	5,20%
San Isidro Diesel	0,60	4,60%
P.Power	0,55	4,20%
Nehuenco 01 diesel	0,54	4,10%
San Isidro	0,27	2,10%
Taltal 01 Diesel	0,25	1,90%
San Isidro II	0,16	1,20%
Los Vientos TG	0,13	1,00%
Candelaria CA 01 Diesel	0,11	0,80%
Campanario 01 Diesel	0,10	0,70%
Antihue TG 01	0,09	0,70%
Taltal 02 Diesel	0,08	0,60%
Otras	0,45	3,40%
Total	13,2	100%

Fuente: Elaboración propia con datos de CDEC-SIC, CDEC-SING, CNE e IPCC.

5. Reflexión Final

La generación de energía eléctrica en base a termoelectricidad ha ido adquiriendo una importancia cada vez mayor dentro de la matriz eléctrica nacional. De hecho, al 2009 representó cerca del 60% de la generación eléctrica del país, destacando el uso del carbón y del diesel como los principales insumos para la generación pese a que, como señalamos, son los combustibles que más contribuyen a las emisiones de CO₂e y, por tanto, al fenómeno del cambio climático.

Esto es de gran relevancia si consideramos que el sector termoeléctrico es el principal emisor de GEI del país, que las proyecciones indican que en el futuro éstas irán en aumento y que durante 2010 Chile formalizó ante la Convención Marco de Naciones Unidas para el Cambio Climático el compromiso -anunciado en Copenhague 2009- de desviar en un 20% del "Business-as-usual" (BAU) el crecimiento de las emisiones de GEI del país al 2020, tomando como año base el 2007. Esto último es en extremo relevante pues, hasta ahora, se desconoce la estrategia que desarrollará nuestro país para dar cumplimiento a este compromiso que, aunque voluntario, refleja una promesa política del gobierno chileno frente a la comunidad internacional.

En términos generales, se registran variaciones importantes en los niveles de CO₂e emitidos por el sector termoeléctrico para el periodo 1996-2009, debido tanto a factores internos como externos, que han significado un cambio en la composición de la matriz energética del sector, llegando incluso a desacoplar por momentos la relación directa entre generación termoeléctrica y cantidad de emisiones. No obstante, en términos absolutos, se ha materializado un aumento de las emisiones de GEI del sector de un 118%.

Esta situación es preocupante, ya que si bien la metodología empleada para la estimación de las emisiones de GEI del sector se basa fundamentalmente en la composición de la matriz energética y el consumo de combustible, y en el período de análisis estos factores han variado a favor del aumento de las emisiones, es necesario saber qué otros factores podría estar incidiendo en el crecimiento de las mismas.

Por ejemplo, un factor a considerar podría ser la antigüedad del parque generador. En este sentido, resulta importante destacar que a marzo de 2009 al menos el 32% de la capacidad instalada en los dos sistemas eléctricos más importantes (SING y SIC), es decir cerca de 2.537 MW, no han sido sometidos a ningún tipo de evaluación ambiental, debido a que sólo a partir de 1997 se estableció la obligatoriedad a los proyectos de inversión de someterse a una evaluación de impacto ambiental. Además, para el caso del SING, cerca del 10% (345 MW) del parque termoeléctrico sobrepasa los 24 años de vida útil estipulados como óptimos por la CNE según sus planes de obra, mientras que en el SIC dicha cifra es de cerca del 16% (722 MW) de la capacidad al 2009.

En cuanto a las centrales que sí cuentan con Resolución de Calificación Ambiental, obtenida tras pasaron por un proceso de evaluación ambiental, se desconoce si esto ha significado en la práctica la incorporación de termoeléctricas más eficientes, pues hasta ahora no existían mayores exigencias hacia este sector. Esta debiera cambiar una vez se publique en el Diario Oficial la nueva norma de emisión para termoeléctricas, que para el

caso del CO₂ contempla el registro de las emisiones por parte de cada una de las térmicas, lo que sin duda ayudará a mejorar el inventario de emisiones del sector y la calidad de la información.

El presente estudio permite además establecer una relación entre el nivel de emisiones de CO₂e del sector termoeléctrico nacional y los distintos sucesos energético-coyunturales que marcaron la agenda energética entre los años 1996 y 2008, los que además de establecer los puntos de inflexión en el crecimiento sostenido de estas emisiones, dejan en evidencia la fragilidad de la matriz energética nacional ante los imprevistos y, por tanto, la necesidad que tiene Chile de discutir y contar con una política energética de mediano y largo plazo.

Anexo

A) Descripción de variables

Para estimar las emisiones de GEI del sector termoeléctrico nacional, fue necesario recopilar un conjunto de datos que permitieran la elaboración del cálculo, estos son:

- **Tipo de combustible y consumo por central⁹**

Los valores utilizados en este ítem corresponden a aquellos informados por los anuarios públicos de los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC) de los sistemas Interconectado Central (SIC) e Interconectado del Norte Grande (SING). El detalle de la información abarca los consumos anuales por central, expresados en miles de toneladas (10^3 ton) para centrales a carbón, fuel - oil y diesel, mientras que en el caso de las centrales que utilicen gas natural la unidad se estandarizó en millones de metros cúbicos (10^6 m³).

Durante el análisis de esta información se descubrió la presencia de una serie de falencias en la información detallada sobre los combustibles utilizados por cada central. Un claro ejemplo de ello son las centrales Guacolda y Mejillones, que en los hechos utilizan como insumo una mezcla de carbón y petcoke, pese a que para efectos estadísticos se les considera únicamente bajo el ítem carbón, lo que genera una subvaloración del potencial energético consumido y con ello una perturbación en los índices de exactitud en la estimación.

- **Poderes caloríficos por combustible**

El poder calorífico de un combustible corresponde a la cantidad de energía liberada en forma de calor durante la reacción a la combustión de cada kilogramo y/o metro cúbico de combustible. Su estimación varía dependiendo de la metodología de medición utilizada, y se presenta en dos formatos: "*Poder Calorífico Bruto (PCB)*" y "*Poder Calorífico Neto (PCN)*"¹⁰. El primero considera el total del calor desprendido de la combustión, lo que incluye al calor latente del vapor de agua generado durante la combustión. El segundo excluye el aporte calorífico del vapor, y representa de manera neta la energía contenida en cada unidad de combustible.

Se ha estimado que el aporte calorífico de la vaporización del agua durante la combustión de carbón y petróleo (incluyendo derivados líquidos) equivale a un 5% de su PCB, mientras que para la mayoría de las formas de gas natural y manufacturado, esta participación es cercana al 10%¹¹.

En este estudio se utilizaron los poderes caloríficos publicados por la CNE en el "*Balance Nacional de Energía 2009*" para cada uno de los combustibles de la matriz energética nacional utilizados en la generación de

⁹ Disponibles en http://www.cdec-sing.cl/html_docs/anuario2009/ y http://www.cdec-sic.cl/datos/anuario2010/espanol_w/index.html

¹⁰ Estos también son expresados como "*Poder Calorífico Superior (PCS)*" y "*Poder Calorífico Inferior (PCI)*" respectivamente.

¹¹ Fuente: IPCC, "*2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Inventories*" volumen 2, página 1.16. Disponible en: http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2_Volume2/V2_1_Ch1_Introduction.pdf

electricidad, los que fueron considerados como PCB y ajustados según las tasas de descuento antes descritas. La Tabla N° 6 muestra los poderes caloríficos utilizados para esta estimación.

Tabla N° 6. Poderes caloríficos para Chile al año 2009

Combustible	Poder Calorífico Bruto	Poder Calorífico Neto	
	Kcal/Kg	Kcal/Kg	TJ/10 ³ Ton
Petr. crudo nacional (*)	10.963	10.414,9	43,5966
Petr. crudo importado	10.860	10.317	43,1870
Petr. combustible 5	10.500	9.975	41,7554
Petr. combustible ifo 180	10.500	9.975	41,7554
petr. combustible 6	10.500	9.975	41,7554
Nafta	11.500	10.925	45,7321
Gasolina automóviles	11.200	10.640	44,5390
Gasolina aviación	11.400	10.830	45,3344
Kerosene aviación	11.100	10.545	44,1414
Kerosene	11.100	10.545	44,1414
Diesel	10.900	10.355	43,3460
Petcoke (***)	7.850	7.458	31,2171
Leña	3.500	3.325	13,9185
Carbón	7.000	6.650	27,8369
Coque	7.000	6.650	27,8369
Licor negro (****)	-	-	11,8000
Electricidad (**)	860	860	3,6000
Combustible	Poder Calorífico Bruto	poder Calorífico Neto	
	Kcal/m3	Kcal/m3	TJ/10 ⁶ m3
Gas natural procesado	9.341	8.406,9	35,1913
Gas licuado	12.100	10.890	45,5855
Biogás	4.000	3.600	15,0696
Gas de refinería	4.260	3.834	16,0491

Fuente: CNE, IPCC.

(*) Promedio Isla, Continente y Costa Afuera

(**) Kcal/KWh (Equivalente Calórico Teórico Internacional)

(***) Obtenido desde Reporte de Precio de Nudo Oct. 2004

(****) Valor calorífico neto propuesto por el IPCC, "2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Inventories".

- **Factores de emisión por tipo de combustible**

La inexistencia de información nacional referente a este ítem obligó a la utilización de factores de emisión por defecto, ponderados y propuestos por el IPPC para estos casos. Los factores de emisión por cada combustible se detallan en la Tabla N° 7.

Tabla N° 7. Factores de emisión propuestos por IPCC

Combustible	Ton. CO ₂ /TJ	Ton. CH ₄ /TJ	Ton. N ₂ O/TJ
Carbón	94,6	0,001	0,0015
Diesel	74,1	0,003	0,0006
Gas Natural	56,1	0,001	0,0001
Petcoke	97,5	0,003	0,0006
IFO 180	77,4	0,003	0,0006
Licor Negro	95,3	0,003	0,0020

Fuente: IPCC, "2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Inventories".

- **Factores de conversión a CO₂ equivalente**

Los coeficientes de CO₂ equivalente utilizados para la conversión de los distintos GEI son los proporcionados por el IPCC, presentados en la Tabla N° 8.

Tabla N° 8. Factores de conversión a CO₂ equivalente

Gas de Efecto invernadero	CO ₂ equivalente
CO ₂	1
CH ₄	21
N ₂ O	310

Fuente: IPCC.

B) Descripción del proceso estimativo

El proceso del cálculo de emisiones de GEI utilizado (Nivel 1) comprende básicamente un algoritmo de tres pasos, y se sustenta en la utilización de las variables ya descritas. El primer paso consiste en la transformación del consumo de combustible en su equivalente energético; el segundo multiplica el consumo energético por el factor de conversión de los distintos GEI propuestos para cada combustible; y el tercero estandariza las emisiones resultantes en términos de CO₂ equivalente.

- **Transformación del consumo de combustible en energía**

Para la obtención del consumo energético de las centrales –en términos de calor y trabajo– por cada kilogramo o metro cúbico de combustible, se debe multiplicar el consumo individual de cada central generadora, medido en unidades físicas, por los PCN de los distintos combustibles utilizados. Estos coeficientes son expresados como la cantidad de terajulios¹² por cada mil toneladas de combustible, o en su defecto, un millón de metros cúbicos (TJ/10³ Toneladas o TJ/10⁶ m³).

¹² El Terajulio (Terajoule) corresponde a 10¹² Julio. El Julio (J) se define como el trabajo realizado cuando una fuerza de 1 newton desplaza su punto de aplicación 1 metro.

$$\text{Consumo Energético (TJ/10}^3 \text{ Toneladas)} = \text{Consumo Físico} * \text{PCN}$$

- **Estimación de GEI**

Una vez transformados los consumos físicos en energía, corresponde la conversión de estos resultados en su equivalente emisión de GEI. Para esto se debe multiplicar el consumo energético con los factores de emisión por tipo de combustible. Los resultados obtenidos se expresan en toneladas de GEI (CO₂, CH₄ y N₂O) por cada TJ (Ton GEI/TJ).

$$\text{Emisiones GEI (Toneladas /TJ)} = \text{Consumo Energético} * \text{Factor de Conversión (Ton GEI/TJ)}$$

- **Conversión de los distintos GEI en CO₂ equivalente**

La estandarización de los distintos GEI considerados en este inventario –expresados en términos de CO₂ equivalente– se efectuó siguiendo los patrones de conversión mundialmente propuestos y empleados por el Panel. El cálculo se efectuó multiplicando la cantidad de GEI emitido por su correspondiente coeficiente de CO₂ equivalente.

$$\text{CO}_2 \text{ equivalente (Toneladas /TJ)} = \text{Emisiones de GEI} * \text{coeficiente de CO}_2 \text{ equivalente}$$