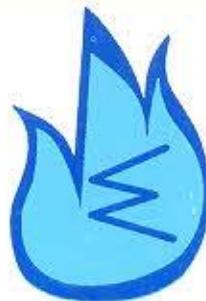


Revista Energética



Energy Magazine

Año 14
número 3
Sept.-Dic. 90

Year 14
number 3
Sept.-Dec. 90



**La Situación Petrolera Mundial:
Implicaciones y Oportunidades para América Latina y
El Caribe**

**World Oil Situation:
Implications and Opportunities for Latin America
and The Caribbean**



ENERGIA ELECTRICA Y MEDIO AMBIENTE: ANALISIS DE LA EMISION DE CONTAMINANTES EN LAS CENTRALES ELECTRICAS DE SERVICIO PUBLICO ARGENTINAS

* Daniel Carnevali
** Carlos E. Suárez

INTRODUCCION

Se presenta un análisis de la emisión de contaminantes, por parte de las centrales eléctricas de servicio público argentinas. El análisis se realiza considerando la evolución histórica, desde 1970 a 1989.

De esta manera, se pone de manifiesto el impacto, que sobre la emisión de contaminantes y sobre el "efecto invernadero", tuvieron y tienen las políticas de sustitución llevadas a cabo en el sector eléctrico. Dichas políticas consisten por un lado, en la sustitución de energía térmica convencional por energía hidroeléctrica y nuclear, y por el otro en la sustitución de fuel-oil, diesel-oil y carbón por gas natural.

Considerando que en las centrales térmicas convencionales, para evitar la polución del medio ambiente se requieren inversiones adicionales, se ha calculado además el

ahorro de inversión que por este concepto generan las mencionadas políticas de sustitución.

Si bien los impactos ambientales generados por las instalaciones hidroeléctricas, nucleares y de producción de gas natural son también de importancia, y están localizados geográficamente en otras áreas, es indiscutible el hecho de que las políticas de sustitución llevadas a cabo en el sector eléctrico argentino, implican un beneficio tanto ecológico como económico.

SUSTITUCION DE ENERGIA TERMICA POR HIDROELECTRICA Y NUCLEAR

La generación de energía eléctrica por parte de las centrales de servicio público argentinas presenta la siguiente evolución histórica

(ver cuadro 1 y gráfico 1): una tasa de crecimiento del 7.8% anual acumulativo entre 1970 y 1980, que se reduce al 3.9% entre 1980 y 1988, para hacerse negativa en 1989 (-4.1%); con lo cual la producción total en 1988 resulta casi tres veces superior a la de 1970.

Los sucesivos incrementos en la generación de electricidad se han ido cubriendo esencialmente con generación hidroeléctrica y, en menor medida, con generación nuclear y térmica.

Hacia el año 1985 se observa una acentuación en esta tendencia, inclusive con una disminución en valores absolutos de la generación térmica. Esto se debió a una elevada disponibilidad de potencia hidroeléctrica, que llevó a preferir la utilización de dicho recurso antes que los combustibles fósiles.

Con posterioridad, hacia los años 1988 y 1989, se verificaron situaciones de baja hidraulicidad en las principales cuencas hídricas, a lo que se sumaron algunas dificulta-

* Investigador del Instituto de Economía Energética (IDEE)
** Presidente de la Fundación Bariloche y Profesor Titular del IDEE

CUADRO 1
GENERACION ELECTRICA
GWh

Año	Térmica	Nuclear	Hidro	Total
1970	15315	0	1492	16807
1975	16929	2517	5122	24568
1980	18274	2340	15057	35671
1985	15170	5766	20560	41496
1988	26985	5798	15682	48465
1989	28186	5039	13264	46489

CUADRO 2
GENERACION ELECTRICA
%

Año	Térmica	Nuclear	Hidro	Total
1970	91	0	9	100
1975	69	10	21	100
1980	51	7	42	100
1985	37	14	49	100
1988	56	12	32	100
1989	61	11	28	100

CUADRO 3
CONSUMO DE COMBUSTIBLES
En Miles de Tep

Año	CM	FO	DO	GO	GN	Total
1970	229	2974	632	8	678	4521
1975	242	2665	724	3	1638	5272
1980	253	2503	739	8	2141	5644
1985	138	831	501	9	3184	4663
1988	280	2661	501	188	4662	8292
1989	144	1542	324	310	6299	8619

des técnicas en el equipamiento hidroeléctrico y nuclear. Como consecuencia de ello fue necesario incrementar nuevamente la generación térmica, revirtiéndose así la tendencia sustitutiva que se venía registrando en años anteriores. El retraso que habían acumulado a esa fecha las obras hidroeléctricas y nucleares, contempladas en los sucesivos planes energéticos para asegurar la continuidad de la estrategia de sustitución, obligó a este retorno a épocas ya superadas.

En el cuadro 2 y en el gráfico 2, donde se muestra la participación porcentual de los diferentes tipos de centrales en la generación de energía eléctrica, pueden apreciarse con claridad las políticas de sustitución descriptas con las variaciones mencionadas hacia 1985, 1988 y 1989.

Podemos ver que en 1985 la generación hidro-nuclear alcanzó el 64% del total frente a sólo un 9.0% en 1970, habiendo absorbido la totalidad del incremento de generación eléctrica del período. Los problemas antes mencionados hacen que en 1989 se retroceda a una estructura semejante a la de 10 u 11 años atrás (40% hidronuclear y 60% térmica).

ENERGIA GENERADA
TWh

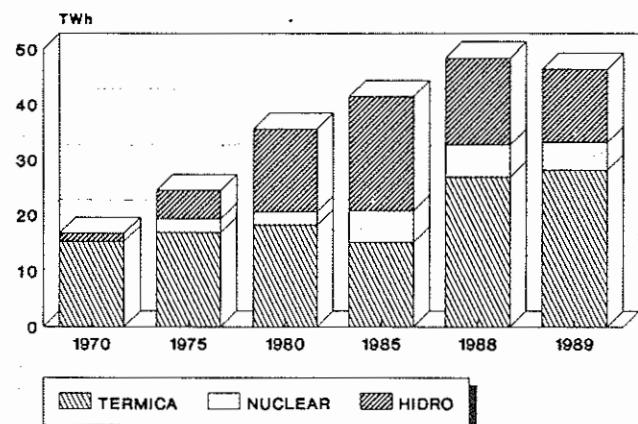


GRAFICO 1

SUSTITUCION DE FUEL-OIL POR GAS NATURAL

En el cuadro 3 y en el gráfico 3 se muestra el consumo de combustibles para generación térmica. Las abreviaturas utilizadas corresponden a: CM (Carbón Mineral), FO (Fuel-Oil), GO (Gas-Oil) y GN (Gas Natural).

Como puede apreciarse en este último gráfico, al proceso de sustitución hidro-nuclear se agrega una política de sustitución de combustibles, la cual implica que los sucesivos incrementos de consumo calórico sean cubiertos con gas natural, disminuyéndose paulatinamente el consumo de Fuel-oil.

Hacia el año 1985 esta tendencia se acentúa fuertemente, debido a la entrada en servicio del gasoducto Centro-Oeste (en 1982), que incrementa la capacidad de transporte de gas natural y en consecuencia permite aumentar su consumo. De esta manera se logra producir una fuerte disminución, del orden del 66% en el consumo de fuel-oil, diesel-oil y

GRAFICO 2

ENERGIA GENERADA %

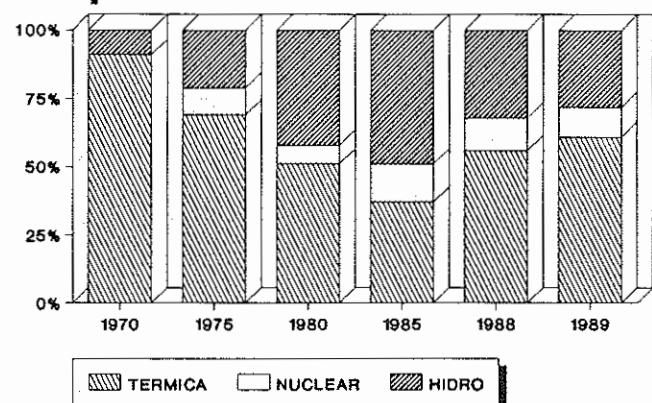
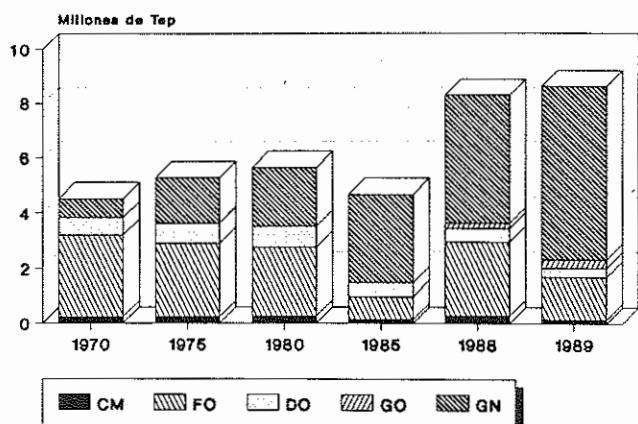


GRAFICO 3

CONSUMO CALORICO
Millones de Tep



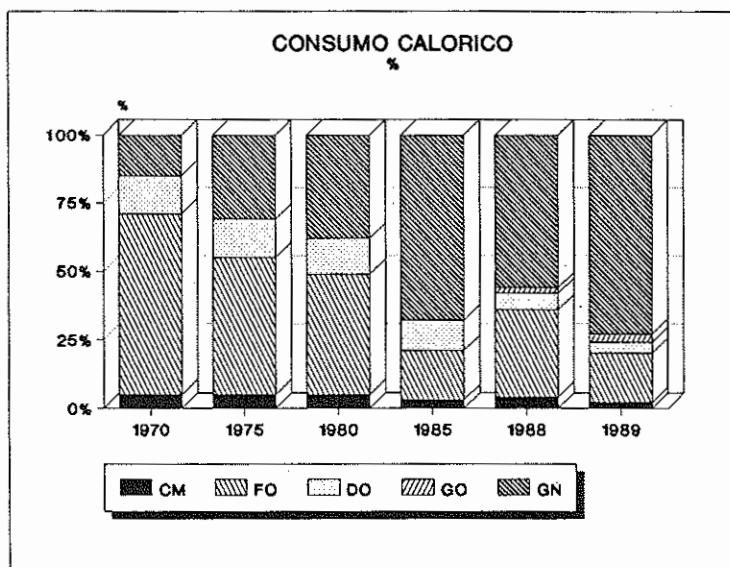


GRAFICO 4

CUADRO 4 CONSUMO DE COMBUSTIBLES %						
Año	CM	FO	DO	GO	GN	Total
1970	5	66	14	0	15	100
1975	5	50	14	0	31	100
1980	5	44	13	0	38	100
1985	3	18	11	0	68	100
1988	4	32	6	2	56	100
1989	2	18	4	3	73	100

carbón. A esto se suma un fuerte aporte hidro que reduce en valores absolutos los consumos de combustibles.

La capacidad de transporte del gasoducto mencionado, se va cubriendo con los incrementos en el consumo de gas natural de los sectores Residencial e Industrial, principalmente. Por este motivo, al llegar al año 1988 donde se requiere un incremento en la generación térmica, no es posible mantener la misma participación porcentual para el gas natural, dado que la capacidad de transporte de dicho combustible está relativamente saturada. Debe recurrirse entonces a elevar la participación porcentual del fuel-oil e incluso del carbón mineral, revirtiéndose transitoriamente la tendencia sustitutiva que se venía registrando. Por otro lado, también se incrementa la utilización del equipamiento diesel

disponible, el cual en general no está adaptado para funcionar con gas natural y en muchos casos se encuentra en localidades donde el gas natural no llega. Esto lleva a un incremento en el consumo de gasoil, que hasta ese momento era poco significativo.

Con la entrada en servicio del gasoducto Neuba II, en la segunda mitad de 1988, vuelve a incrementarse la capacidad de transporte de gas natural. En consecuencia, en 1989 se observa un nuevo aumento en la participación del gas natural, con una disminución en el consumo de fuel-oil y carbón mineral, a niveles similares a los de 1985. Es decir, se retorna nuevamente a la política sustitutiva antes mencionada. Esto, sin embargo, no se verifica para el gas-oil, que sustituye al diesel-oil en un proceso no justificable técnicamente. El mismo se debió a que el

DO disponible no cubría las especificaciones técnicas necesarias.

Toda esta descripción puede apreciarse con claridad en el cuadro 4 y en el gráfico 4, donde se muestra la participación porcentual de los diferentes combustibles en la generación térmica.

Vemos que en 19 años la participación del gas natural pasa del 15% al 73%, haciendo que el carbón disminuya la suya del 5 al 2% y los derivados del petróleo del 80% a sólamente el 25%.

Ambos procesos de sustitución analizados, y que constituyeron los ejes de las estrategias de desarrollo eléctrico previstas por los planes energéticos elaborados en las décadas del 60 y del 70, han tenido un significativo impacto positivo en relación con la emisión de contaminantes vinculados al efecto invernadero, la lluvia ácida y el deterioro de

**CUADRO 5
EMISION ESPECIFICA TERMICA**

Año	Part Tn/MWa	SO2 Tn/MWa	NOx Tn/MWa	CO2 Tn/MWa
1970	21	80	23	7599
1975	19	67	25	7603
1980	18	60	25	7364
1985	11	29	25	6545
1988	14	43	25	6858
1989	7	25	25	6371

la capa de ozono. En los puntos siguientes se detalla la evolución de la emisión de contaminantes atmosféricos, por parte del sector eléctrico argentino en el período 1970-1989.

EMISION DE CONTAMINANTES

Analizando en primer lugar la Emisión Específica de contaminantes por cada MW. año de generación térmica, se observa lo siguiente:

Es decir, aparece claramente el impacto de la política de sustitución por Gas Natural, con las variaciones ya mencionadas en los años 1985, 1988 y 1989.

Puede decirse que la evolución en la Emisión Específica de SO₂ y CO₂, con diferentes intensidades, sigue esencialmente la evolución en la participación porcentual del fuel-oil (ver gráfico 4). Por otro lado, la evolución en la Emisión Específica de partículas, sigue esencialmente la evolución en la participación porcentual del carbón mineral, y en menor medida del fuel-oil. Esto último se debe a que el carbón mineral, si bien se utiliza en poca cantidad, emite una cantidad de partículas mucho mayor que el fuel-oil:

GRAFICO 5

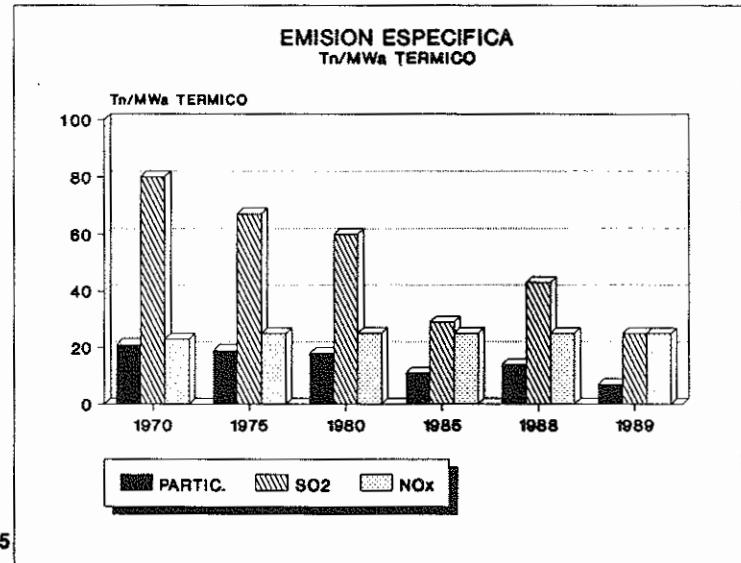
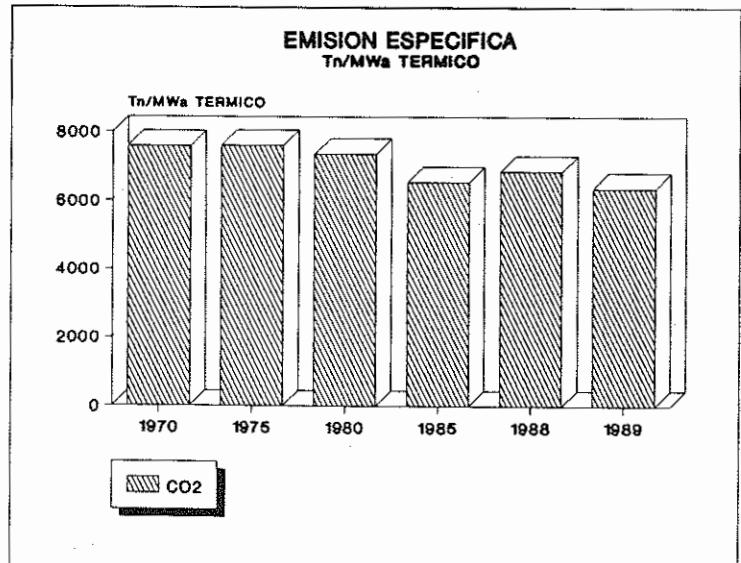


GRAFICO 6



**CUADRO 6
EMISION ESPECIFICA GLOBAL**

Año	% Part Tn/MWa	% SO2 Tn/MWa	% NOx Tn/MWa	% CO2 Tn/MWa
1970	100	73	21	6925
1975	68	46	17	5239
1980	47	31	13	3772
1985	21	10	9	2393
1988	42	24	14	3818
1989	21	15	15	3863

FACTORES DE EMISION EN KG/ TEP (REF.1)

Tipo Carbón	Fuel -Oil	Diesel - Oil	Gas Nat.	
Part	120.97	2.90	0.64	0.05
SO2	62.90	38.30	17.84	0.01
NOx	16.94	8.07	8.64	9.46
CO2	3836	3050	2969	2121

Por último, la emisión de NOx no presenta tanta diferencia entre los combustibles, dado que se forma esencialmente a partir del nitrógeno presente en el aire. En consecuencia, es más bien un resultado del proceso de combustión, relativamente independiente del tipo de combustible utilizado. Por este motivo, la Emisión Específica por MW. año térmico para este contaminante, es prácticamente constante.

Si se analiza ahora la Emisión Específica por MW. año de generación global (hidroeléctrica + nuclear + térmica), puede apreciarse con claridad el resultado de la política de sustitución de energía térmica por hidroeléctrica y nuclear (ver gráfico 2). Es decir, al disminuir la participación porcentual de la gene-

GRAFICO 7

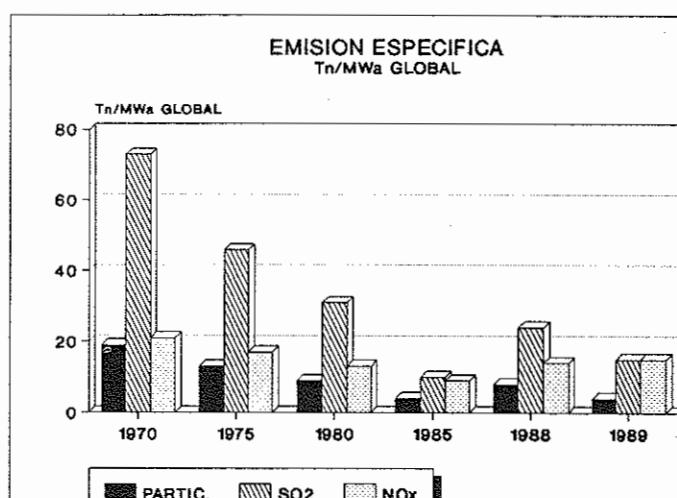
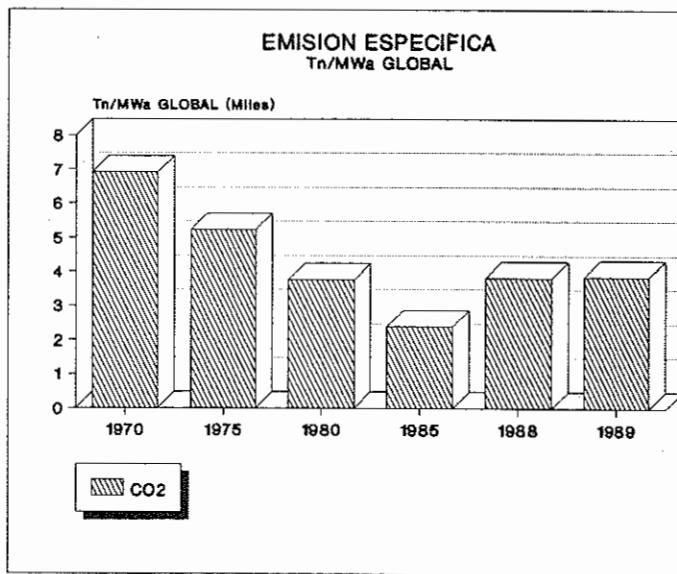


GRAFICO 8



ración térmica en la generación global, disminuye en consecuencia la Emisión Específica por cada MW. año global generado.

Gracias a las políticas de sustitución antes mencionadas, puede verse que la emisión específica global se reduce en una forma sustancial entre 1970 y 1985, alcanzando en este último año los siguientes valores respecto al año base, tomado como 100:

SO2	14
Partículas	21
CO2	35
NOx	43

Lamentablemente estos logros se debilitan parcialmente en los años 1988 y 1989, como consecuencia de la crisis del sector eléctrico de esos años y del retraso en las obras hidro-nucleares, provocado por problemas financieros. El problema es máximo en el año 1988, en el cual los niveles de emisión específica global se incrementan fuertemente respecto de 1985 en los siguientes porcentajes:

SO2	140%
Partículas	100%
CO2	60%
NOx	56%

debido a las restricciones en la capacidad de transporte de gas natural antes mencionadas.

En 1989 con la entrada del gasoducto Neuba II, se resuelve al problema de abastecimiento de gas natural, lo cual permite controlar totalmente la emisión de partículas, pero no la de otros contaminantes que aún resultan superiores a los valores de 1985 en los siguientes porcentajes:

NOx	67%
CO2	61%
SO2	50%

Esta situación no es de carácter sólo coyuntural, ya que el atraso de Yacyretá, Piedra del Aguila y Atucha II hará que este incremento se acentúe por lo menos hasta mediados de la década del 90, como ya lo preveía parcialmente el Plan Energético Nacional 1986-2000.

Este aspecto que hasta el momento no había sido contemplado en forma explícita en los planes energéticos nacionales, muestra claramente como una adecuada consideración de los impactos ambientales de la generación térmica, en particular con carbón y fuel-oil, pueden llevar a reconsiderar las políticas que se han desarrollado últimamente basadas en criterios puramente economicistas.

AHORROS DE INVERSIÓN GENERADOS POR LAS POLÍTICAS DE SUSTITUCIÓN

Otro aspecto importante a ser considerado al comparar alternativas de generación de energía eléctrica, es la inversión adicional que deberá realizarse en centrales térmicas en caso de querer reducir las emisiones de partículas, SO2 y NOx.

Para realizar estos cálculos se utilizan los valores medios conocidos de "Inversiones para Controlar la Emisión de Contaminantes en Centrales Eléctricas". Estas inversiones son proporcionales a la potencia instalada que se quiere controlar.

INVERSIONES PARA CONTROLAR LA EMISIÓN DE CONTAMINANTES EN CENTRALES ELECTRICAS: EN US\$/MW (REF.1)

Tipo	Inversión Media
Part	54000
SO2	128000
NOx	50000

Los cálculos se llevaron a cabo en base a los siguientes criterios:

- Energía Hidroeléctrica y Nuclear:** A partir de la energía generada en cada año, y utilizando un factor de carga medio del 40% para el equipamiento hidroeléctrico y del 70% para el nuclear, se calculó la potencia instalada "teórica" correspondiente a dichos equipamientos. Se supuso entonces que esa potencia era reemplazada por equipamiento térmico, y se le aplicaron las inversiones necesarias para controlar la emisión de Partículas, SO2 y NOx.
- Gas Natural:** A partir del valor consumido de gas natural en cada año, y suponiendo una eficiencia térmica del 25%, se calculó la energía eléctrica generada con gas natural. Luego, considerando un factor de carga medio del 40%, se calculó la potencia instalada "teórica" que utiliza gas natural. Se supuso entonces que dicha potencia era abastecida con fuel-oil y diesel-oil, y se le aplicaron las inversiones necesarias para controlar la emisión de Partículas y SO2. No se consideraron en este caso las inversiones para controlar la emisión de NOx, dado que este contami-

nante es relativamente independiente del tipo de combustible utilizado, y en consecuencia también se lo emite en la actualidad con el gas natural.

Los resultados obtenidos fueron los siguientes:

AHORROS DE INVERSIÓN (MILLONES DE US\$)

Año	Hidro	Nuclear	Gas	Total
			Nat.	
1970	99	0	0.1	99
1975	339	95	0.2	435
1980	997	89	0.3	1086
1985	1361	218	0.5	1580

Para los años 1988 y 1989 no se hizo el cálculo, pues la generación hidronuclear a sustituir es inferior a la del año 1985.

Como puede verse, los montos ahorrados no son despreciables (1580 millones de dólares) y con los mismos podría seguramente haberse financiado, entre otras cosas, la terminación en plazo de Atucha II y/o Piedra del Águila.

Adicionalmente, habría que realizar una estimación del ahorro en Operación y Mantenimiento de las instalaciones de control de la contaminación, y tener en cuenta que el control no es absoluto y por lo tanto las emisiones hubieran sido de todas formas superiores a las realmente observadas.

Para el caso del CO₂, no se ha realizado un cálculo equivalente, pues hasta el momento no existen medios tecnológicos a nivel de las centrales que permitan eliminarlo. Quizá, sería necesario calcular la inversión equivalente en forestación, que permitiría absorber una canti-

dad de CO₂ igual a la que no se emitió por la generación hidronuclear y por el uso del gas natural.

CONCLUSIONES

Puede observarse claramente, que las políticas de sustitución llevadas a cabo en el sector eléctrico 1/ generan un beneficio importante en lo que hace a emisión de contaminantes. Este beneficio se manifiesta, por un lado a través de una reducción sustancial en la emisión de contaminantes, y por el otro a través de un ahorro importante en inversiones para controlar la contaminación. Ambos beneficios resultan ser adicionales a los previstos originalmente, ya que no fueron tenidos en cuenta al definir las estrategias y políticas antes mencionadas.

Desde ya que la estrategia elegida genera a su vez otros impactos ambientales de carácter localizado, asociados a las instalaciones hidroeléctricas, nucleares y de producción de gas natural. Todos estos impactos tendrán una componente ecológica y económica, que deberá compararse adecuadamente con los beneficios ya mencionados.

Desde este punto de vista, puede decirse que las políticas de sustitución generan una transferencia interregional de los impactos ecológicos y económicos. En lo que hace a la parte económica, a través de las inversiones regionales en instalaciones hidroeléctricas, del ciclo del combustible nuclear y de producción y transporte de gas natural. En lo que hace al aspecto ambiental, la transferencia se produce entre los grandes centros urbanos (que ven-

disminuida la polución de su ambiente), y las diferentes regiones del país donde se ubican las instalaciones anteriormente mencionadas.

Sin duda sería de mucha importancia para el país, que el Área de Evaluación Ambiental y Social, dependiente de la Subsecretaría de Energía de la Nación, recibiese todo el apoyo necesario, tanto económico como institucional, a efectos de que pueda realizar un seguimiento periódico y sistemático de toda la problemática ambiental asociada a la generación de energía eléctrica y al sistema energético en general.

La publicación y difusión sistemática de los índices calculados en el presente trabajo (Emisión Específica Global), pueden contribuir a generar la necesaria conciencia, para introducir desde el principio los aspectos ambientales en el proceso de planificación energética nacional.

NOTA

1. En base a una estrategia explícita en los planes energéticos nacionales, se da prioridad a los recursos naturales más abundantes y de carácter renovable, junto con el desarrollo tecnológico implícito en la opción nuclear.

REFERENCIAS

1. "Publicaciones, Documentos de Trabajo y Comunicaciones Personales". Área de Evaluación Ambiental y Social, Subsecretaría de Energía de la Nación.
2. Publicaciones, Documentos de Trabajo y Comunicaciones Personales". Dirección de Evaluación Energética, Subsecretaría de Energía de la Nación.

ELECTRIC ENERGY AND THE ENVIRONMENT: ANALYSIS OF THE EMISSION OF AIR POLLUTANTS IN THE ARGENTINE PUBLIC UTILITIES

* Daniel Carnevali

** Carlos E. Suárez

INTRODUCTION

The present paper offers an analysis of the emission of air pollutants by the Argentine public utilities, taking into account the historical evolution from 1970 to 1989.

It shows the impact that the substitution policies implemented in the electrical sector have had and continue to have on the emission of pollutants and on the "greenhouse effect". These policies consist of the substitution of conventional thermal energy by hydroelectric and nuclear energy, on the one hand, and the substitution of fuel oil, diesel oil, and coal by natural gas, on the other.

Since conventional thermal power stations require additional investments in order to avoid air pollution, the investment savings as a result of the above-mentioned

substitution policies have also been calculated.

Although the environmental impacts of hydroelectric, nuclear, and natural gas production installations are also considerable and are located in other geographical areas, there is no doubt that the substitution policies carried out in the Argentine electrical sector imply both an ecological and an economic benefit.

SUBSTITUTION OF THERMAL POWER BY HYDROELECTRIC AND NUCLEAR ENERGY

The generation of electric energy by the Argentine public utilities shows the following historical evolution (Table 1 and Chart 1): a cumulative annual growth rate of

7.8% between 1970 and 1980, which dropped to 3.9% between 1980 and 1988, becoming negative in 1989 (-4.1%), with total production in 1988 almost three times greater than in 1970.

The successive increases in electricity generation were covered mainly by hydroelectric generation and, to a lesser extent, by nuclear and thermal generation.

Around 1985, this trend was intensified with even a reduction in absolute values in thermal generation. This was due to the abundant availability of hydroelectric power, which led to a preference for that resource over fossil fuels.

Subsequently, in 1988 and 1989, there occurred situations of low hydraulic power in the main water basins, as well as some difficulties in the hydroelectric and nuclear installations. It was therefore necessary to increase thermal generation again, thereby reversing

* Researcher of the Institute of Energy Economics (Instituto de Economía Energética, IDEE)

** President of the Bariloche Foundation and Professor of IDEE

TABLE 1
ELECTRICAL GENERATION
GWh

Year	Thermal	Nuclear	Hydro	Total
1970	15315	0	1492	16807
1975	16929	2517	5122	24568
1980	18274	2340	15057	35671
1985	15170	5766	20560	41496
1988	26985	5798	15682	48465
1989	28186	5039	13264	46489

TABLE 2
ELECTRICAL GENERATION
%

Year	Thermal	Nuclear	Hydro	Total
1970	91	0	9	100
1975	69	10	21	100
1980	51	7	42	100
1985	37	14	49	100
1988	56	12	32	100
1989	61	11	28	100

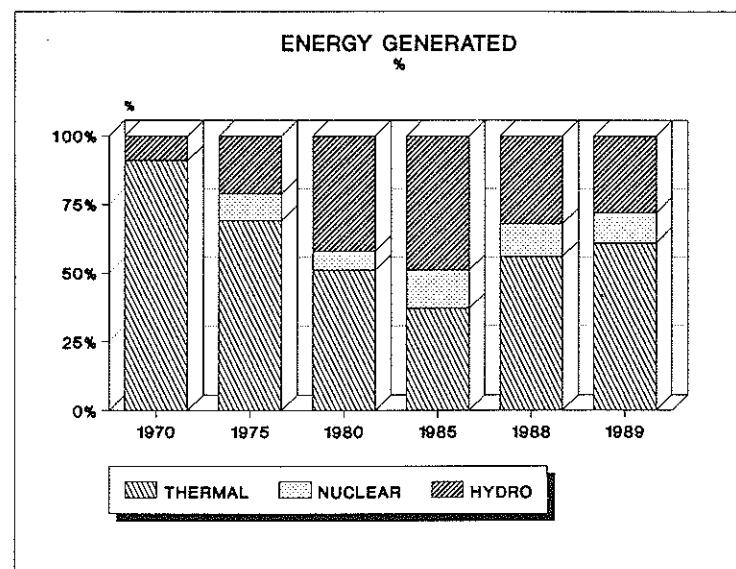
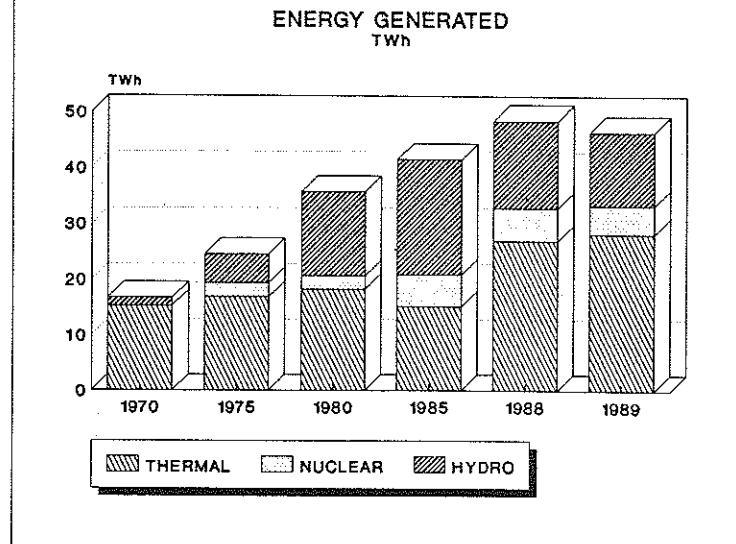
TABLE 3
FUEL CONSUMPTION
Thousands of Toe

Year	C	FO	DO	GO	NG	Total
1970	229	2974	632	8	678	4521
1975	242	2665	724	3	1638	5272
1980	253	2503	739	8	2141	5644
1985	138	831	501	9	3184	4663
1988	280	2661	501	188	4662	8292
1989	144	1542	324	310	6299	8619

the substitution trend recorded in previous years. At that time, the cumulated delay of the hydroelectric and nuclear projects envisaged by the successive energy plans for ensuring continuity of the substitution strategy forced this return to the past.

In Table 2 and Chart 2, which show the percentage share of the different types of power stations in generating electric energy, the substitution policies referred to can be clearly seen, including the variations around 1985, 1988, and 1989.

It shows that, in 1985, hydro-nuclear generation reached 64% of the total, compared to only 9.0% in 1970, and absorbed the entire increase of the period's electricity generation. The problems mentioned above meant returning in 1989 to a structure similar to that of 10 or 11 years earlier (40% hydro-nuclear and 60% thermal).

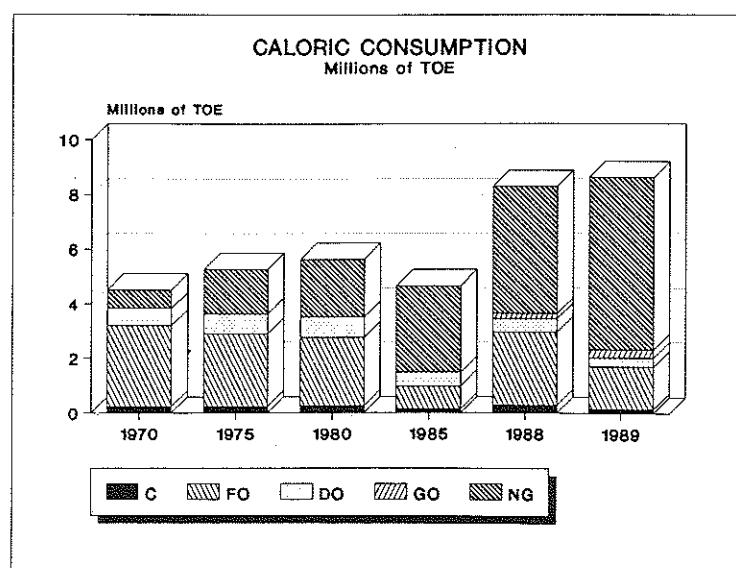


SUBSTITUTION OF FUEL BY NATURAL GAS

Table 3 and Chart 3 show fuel consumption for thermal generation. The abbreviations used hereinafter are C for coal, FO for fuel oil, DO for diesel oil, GO for gas oil, and NG for natural gas.

As can be observed in this chart, a policy of fuel substitution was added to the hydro-nuclear substitution process, implying that natural gas would cover the successive increases in calorific consumption and that fuel oil consumption would be gradually reduced.

Around 1985, this trend was strongly intensified with the start-up of the Center-West gas pipeline (in 1982), which increased the



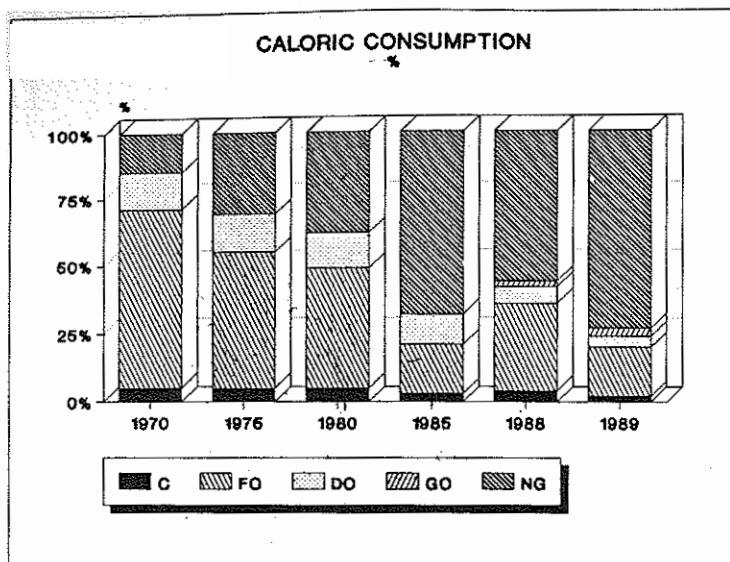


CHART 4

TABLE 4
FUEL CONSUMPTION
%

Year	C	FO	DO	GO	NG	Total
1970	5	66	14	0	15	100
1975	5	50	14	0	31	100
1980	5	44	13	0	38	100
1985	3	18	11	0	68	100
1988	4	32	6	2	56	100
1989	2	18	4	3	73	100

transport capacity of natural gas, thus permitting an increase in its consumption. In this way, fuel oil, diesel oil, and coal consumption was reduced by 66%. To this must be added the high hydro increase, which further reduced fuel consumption.

The transport capacity of the above-mentioned pipeline was progressively occupied by the increases in natural gas consumption, mainly by the residential and industrial sectors. For this reason, by 1988, when an increase in thermal generation was required, it was not possible to maintain the percentage share of natural gas since the transport capacity of that fuel was relatively saturated. It was therefore necessary to resort to temporarily raising the share of fuel oil and even coal, thus reversing the substitution trend that had been taking place. In addition, there was an increase in

the use of diesel installations, which are generally not adapted to operate with natural gas and which, in many cases, are located where there is no natural gas. This led to an increase in gas oil consumption, which until that time had been negligible.

With the start-up of the Neuba II gas pipeline in the second half of 1988, natural gas transport capacity was enhanced. As a result, in 1989 another increase in the share of natural gas was observed, along with a drop in fuel oil and coal consumption to levels similar to those recorded in 1985 (that is, a return to the aforementioned substitution policy). This, however, was not the case for gas oil, which substituted diesel oil in a process that could not be justified technically, inasmuch as the available DO did not meet the necessary technical specifications.

All of this can be clearly appreciated in Table 4 and Chart 4, which show the percentage share of the different fuels in thermal generation.

It can be observed that, in 19 years, the share of natural gas rose from 15% to 73%, which caused coal to drop from 5% to 2% and oil products from 80% to only 25%.

Upon analysis, both substitution processes, which are at the very core of the electrical development strategies envisaged by the energy plans drawn up in the 1960s and 1970s, have exerted a highly positive impact with respect to the emission of air pollutants and the greenhouse effect, acid rain, and deterioration of the ozone layer. The evolution of atmospheric pollutant emissions by the Argentine electrical sector from 1970 to 1989 is described in detail below.

CUADRO 5 EMISION ESPECIFICA TERMICA				
Año	Part Tn/MWa	SO2 Tn/MWa	NOx Tn/MWa	CO2 Tn/MWa
1970	21	80	23	7599
1975	19	67	25	7603
1980	18	60	25	7364
1985	11	29	25	6545
1988	14	43	25	6858
1989	7	25	25	6371

EMISSION OF POLLUTANTS

First, after analyzing the Specific Emission of Pollutants per MW year of thermal generation, the following is observed:

The impact of the substitution policy by natural gas is obvious, with the aforementioned variations in 1985, 1988, and 1989.

It can be said that the evolution in the Specific Emission of SO2 and CO2 essentially follows, with different intensities, the evolution in percentage share of fuel oil (see Chart 4). Moreover, the evolution in Specific Emission of particles essentially follows the evolution in the percentage share of coal and, to a lesser extent, of fuel oil. The latter is due to the fact that coal, although used in small quantities, emits a much greater amount of particles than fuel oil:

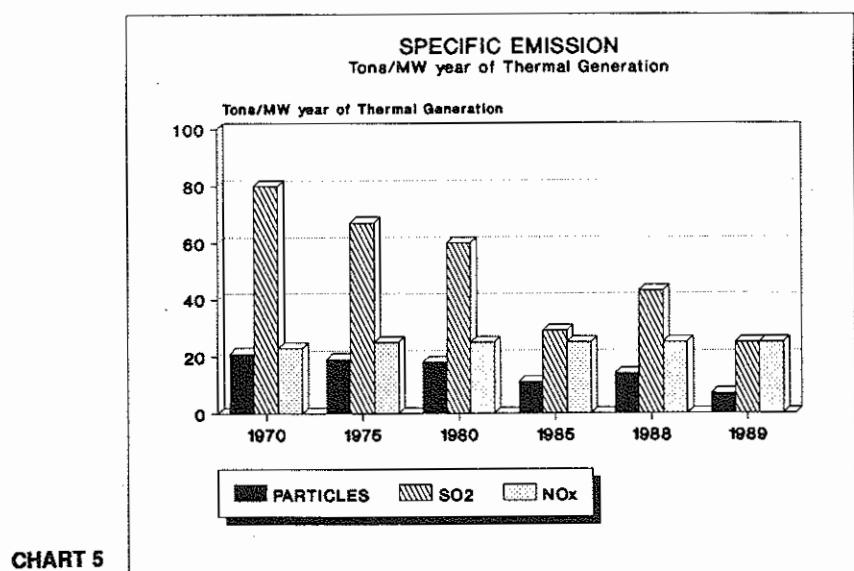


CHART 5

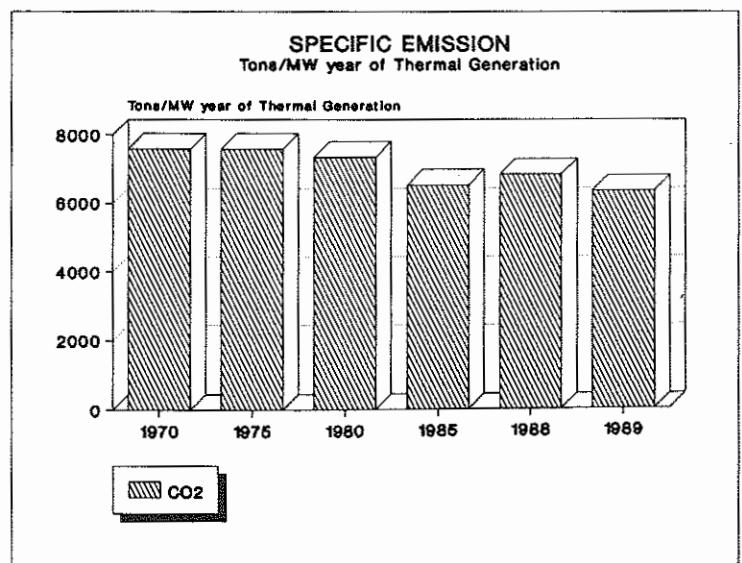


CHART 6

CUADRO 6
EMISIÓN ESPECIFICA GLOBAL

Año	%	Part Tn/MWa	%	SO2 Tn/MWa	%	NOx Tn/MWa	%	CO2 Tn/MWa
1970	100	19	100	73	100	21	100	6925
1975	68	13	63	46	81	17	76	5239
1980	47	9	42	31	62	13	54	3772
1985	21	4	14	10	43	9	35	2393
1988	42	8	33	24	67	14	55	3818
1989	21	4	21	15	71	15	56	3863

EMISSION FACTORS KG/TOE

Type	Coal	Fuel Oil	Diesel Oil	Nat. Gas
Part	120.97	2.90	0.64	0.05
SO2	62.90	38.30	17.84	0.01
Part	16.94	8.07	8.64	9.46
Part	3836	3050	2969	2121

Finally, the emission of NOx does not show much difference between the various fuels since basically it is drawn from the nitrogen present in the air. It is therefore a result of the process of combustion and is relatively independent of the type of fuel used. For this reason, the Specific Emission per MW year of thermal generation for this contaminant is virtually constant.

Now, if the Specific Emission per MW year of global generation is analyzed (hydroelectric + nuclear + thermal), it is easy to see the outcome of the policy of substituting hydroelectric and nuclear energy for thermal energy (see Chart 2). In other words, by reducing the percentage share of thermal generation in global generation, the Specific Emission for every MW year of global generation is reduced.

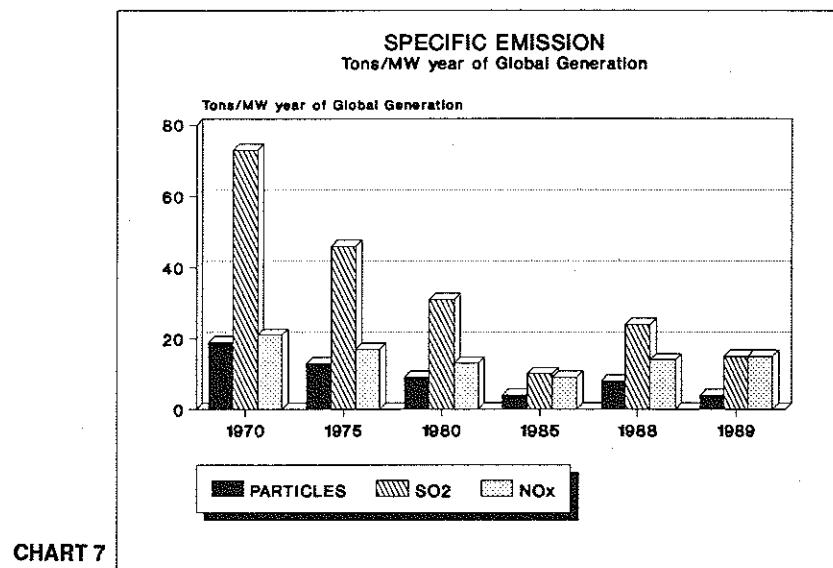


CHART 7

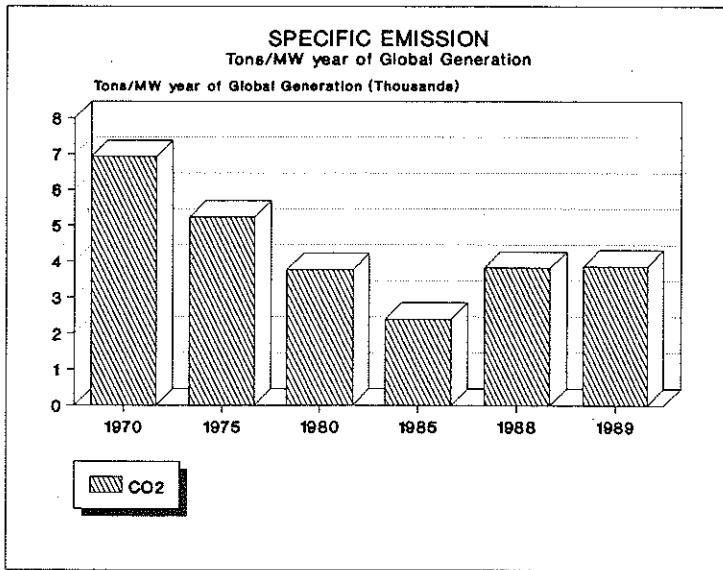


CHART 8

however, did not occur with the other contaminants, whose emission were still higher than the 1985 values and attained the following percentages:

NOx	67%
CO2	61%
SO2	50%

This situation is not merely circumstantial, inasmuch as the delay in Yacyretá, Piedra del Águila y Atucha II will mean that this increase will continue rising, at least until the mid-1990s, as already partially foreseen by the National Energy Plan for 1986-2000.

This aspect, which until now had not been explicitly envisaged in the national energy plans, clearly shows how a proper consideration of the environmental impacts of thermal generation, especially with coal and fuel oil, can lead to a revision of recently developed policies based on purely economic criteria.

Owing to the above-mentioned substitution policies, it can be seen that, between 1970 and 1985, specific global emission was substantially reduced and, in 1985, the following values compared to the base year (100) were achieved:

SO2	14
Particles	21
CO2	35
NOX	43

Unfortunately, these achievements were partially mitigated, in 1988 and 1989, by the crisis in the electrical sector and by the delay in hydro-nuclear projects owing to financial difficulties. The problem reached a peak in 1988 when global specific emission levels rose sharply, compared to 1985, attaining the following percentages:

SO2	140%
Particles	100%
CO2	60%
NOX	56%

This was due to the above-mentioned restrictions in the natural gas transport capacity.

In 1989, with the start-up of the Neuba II gas pipeline, the problem of supplying natural gas was solved, which allowed particles emission to be completely controlled. This,

INVESTMENTS FOR CONTROLLING THE EMISSION OF POLLUTANTS IN ELECTRIC POWER STATIONS U.S. DOLLARS/MW

Type	Average Investment
Particles	54,000
SO2	128,000
NOx	50,000

The calculations were made using the following criteria:

- Hydroelectric and Nuclear Energy:** Starting with the energy generated in each year and using an average load factor of 40% for hydroelectric power stations and one of 70% for nuclear plants, the "theoretical" installed power corresponding to that installation was calculated. It was then assumed that this power was replaced by thermal installations, and the necessary investments for controlling the emission of particles, SO2, and NOx were applied.
- Natural Gas:** Starting with the value of consumed natural gas for each year and assuming a thermal efficiency of 25%, the electrical energy generated by natural gas was calculated. Then, using an average load factor of 40%, the "theoretical" installed power using natural gas was calculated. It was then assumed that this power was supplied with fuel oil and diesel oil, and the investments needed for controlling particles and SO2 emissions were applied. In this case, the investments for controlling NOx emission were not considered, since this

INVESTMENT SAVINGS ARISING FROM SUBSTITUTION POLICIES

Another important aspect that needs to be considered when comparing electric energy generation alternatives is the additional investment that must be made in thermal power stations if a reduction of emission of particles, SO2, and NOx is being sought.

To make these calculations, the average known values of "Investments for Controlling Emission of Pollutants in Electric Power Stations" are used. These investments are proportional to the installed power that one wants to control.

pollutant is relatively independent of the type of fuel used, and as a consequence it is, at present, also emitted with natural gas.

The following results were obtained:

INVESTMENT SAVINGS MILLIONS OF U.S. DOLLARS

Year	Hydro	Nuclear	Nat.	Total
			Gas	
1970	99	0	0.1	99
1975	339	95	0.2	435
1980	997	89	0.3	1086
1985	1361	218	0.5	1580

The calculation was not made for 1988 and 1989 since the hydro-nuclear generation to be substituted was less than that of 1985.

As can be seen, the amounts saved are far from negligible (1.58 billion dollars), and the completion on time of Atucha II and/or Piedra del Aguila could certainly have been financed with these savings.

Moreover, an estimate must be made of the savings in Operations and Maintenance of the pollution control installations, and it should be remembered that control is not absolute, and therefore the emissions would have been, in any case, greater than those in fact observed.

Regarding CO₂, an equivalent calculation has not been made, since to date there are no technological means available at the power station level to eliminate it. Perhaps the equivalent investment in afforestation that would allow the absorption of a quantity of CO₂ equal to the amount not emitted by hydro-nuclear generation and the use of natural gas would have to be calculated.

CONCLUSIONS

It is clear that the substitution policies implemented in the electrical sector 1/, produce considerable benefits with respect to the emission of pollutants. On the one hand, this benefit consists in substantial reductions of pollutants emitted, and, on the other hand, gives rise to important savings in investments for controlling pollution. Both benefits are additional to those originally foreseen, since they were not taken into account when the above-mentioned strategies and policies were defined.

Of course, the strategy produces, in turn, other environmental impacts of a local nature, related to the hydroelectric, nuclear, and natural gas production installations. All these impacts will have an ecological and economic component, which will have to be compared appropriately to the benefits already mentioned.

From this viewpoint, it can be stated that the substitution policies create an inter-regional transfer of the ecological and economic impacts. Regarding the economic impact, this transfer takes place by means of regional investments in hydroelectric, nuclear fuel cycle, and natural gas production and transport installations. As for the environmental aspect, the transfer occurs between the large urban centers (whose environments become less polluted) and the different regions of the country where the above-mentioned installations are located.

It would no doubt be of utmost importance for the country if the Environmental and Social Evaluation Area, which reports to the National Energy Under-Secretariat, were to receive all the necessary support, both economic and institutional, to be able to carry out a periodic and systematic follow-up of all the environmental issues related to the generation of electric energy and the energy system in general.

The systematic publication and dissemination of the indices calculated in this paper (Specific Global Emission) can contribute to create the awareness needed to introduce, right from the start, environmental aspects into the national energy planning process.

NOTE

1. On the basis of a strategy explicit in the national energy plans, priority is given to the most abundant, renewable natural resources, together with the technological development implicit in the nuclear option.

REFERENCES

1. "Publications, Working Papers, and Personal Memorandums", Environmental and Social Evaluation Area, National Energy Under-Secretariat.
2. "Publications, Working Papers, and Personal Memorandums", Energy Evaluation Department, National Energy Under-Secretariat.