

## Capítulo 3 ENERGÍA ELÉCTRICA

### 3.1 Situación de la Energía Eléctrica en Argentina

#### 3.1.1 Evolución del Sector Actual de Energía Eléctrica

La liberalización de la estructura de la industria energética de Argentina se inició en 1992. El Ente Nacional Regulador de la Electricidad – Argentina (ENRE) como institución rectora; el Mercado de Energía Mayorista (MEM) como el mercado energético; y la CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.) como la empresa ejecutora de la administración y operación. En el Cuadro 3.1.1 se muestra la distribución funcional de CAMMESA; ésta se responsabiliza del abastecimiento de electricidad en todo el país dentro del mercado mayorista de electricidad. Tres empresas eléctricas federales, Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires (Segba), Agua y Energía Eléctrica Sociedad del Estado (AyEE) e Hidroeléctrica Norpatagónica Sociedad Anónima (Hidronor S.A.) fueron privatizadas, además de que los sectores de transmisión y distribución fueron separados del sector de la generación, en el marco de la reorganización de la estructura industrial. La generación eléctrica de Segba fue dividida en cuatro compañías eléctricas; AyEE en 12 compañías termoeléctricas y cuatro hidroeléctricas, e Hidronor en cinco compañías hidroeléctricas.

Existen en las áreas del presente Estudio cinco centrales eléctricas, a saber: Central Costanera S.A, Central Térmica Buenos Aires S.A., Centrales Térmicas Mendoza S.A., Central Puerto S.A. y la Central Térmica San Nicolás S.A.

**Cuadro 3.1.1 Distribución funcional y rol de CAMMESA**

Acciones	Tenen- cia %	Organizaciones	Rol
Clase A	20	Gobierno (Secretaría de Energía)	<ul style="list-style-type: none"><li>• Toma de decisiones del abastecimiento técnico y económico de electricidad a SADI* manteniendo el máximo nivel de seguridad del sistema y de la calidad de abastecimiento, y minimizando el precio mayorista de energía en el mercado de transacción en efectivo.</li><li>• Planificación de la demanda eléctrica y optimización de la aplicación que establece periódicamente la Secretaría de Energía.</li><li>• Supervisión periódica de las operaciones del mercado, y el control técnico de abastecimiento de electricidad consensurado en el mercado.</li></ul>
Clase B	20	AGEERA (Cooperativa de generación eléctrica)	
Clase C	20	ADEERA (Cooperativa de distribución eléctrica)	
Clase D	20	ATEERA (Cooperativa de transmisión eléctrica)	
Clase E	20	AGUEERA (Cooperativa de principales usuarios de electricidad)	

\* SADI: Sistema Argentino de Distribución Integrada

### 3.1.2 Evolución y la Actualidad de la Demanda de la Energía Eléctrica

El Cuadro 3.1.2 y en la Figura 3.1.1 muestran la evolución del consumo energético en Argentina, según uso. El mayor consumo se da en el uso industrial, seguido por el uso residencial y comercial. Estos tres en conjunto representan de 86 a 88% del consumo total de energía eléctrica.

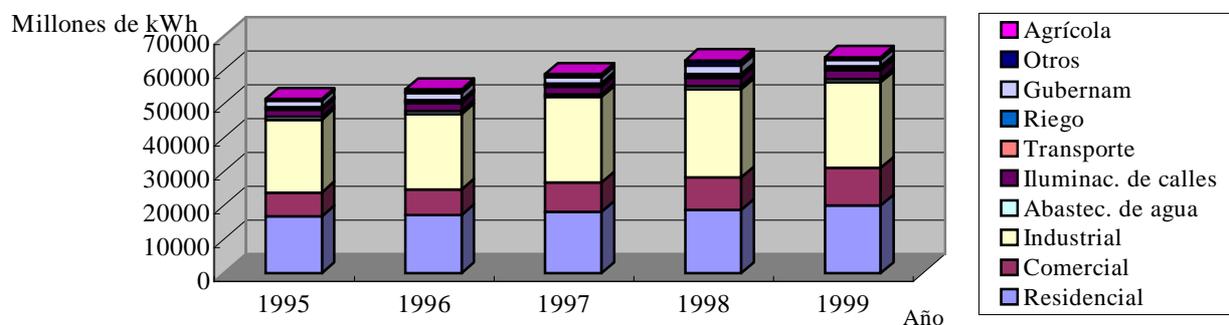
El consumo eléctrico se incrementó a 1,24 veces en los cuatro años comprendidos entre 1995 y 1999, con una tasa de crecimiento anual promedio de 5,6%. El incremento en los tres sectores ha sido de 1,55 veces para el comercio, 1,24 veces para las viviendas, y 1,18 veces para la industria.

**Cuadro 3.1.2 Consumo de energía eléctrica según uso en Argentina**

(Unidad: millones de kWh)

Año	Residencial	Comercial	Industrial	Abastec. de agua	Iluminac. de calles	Transporte	Riego	Gubernam.	Otros	Agrícola	Total
1995	16.745	7.135	21.506	792	2.140	344	457	1.764	210	343	51.435
1996	17.102	7.566	22.276	1054	2.268	420	469	1.969	629	527	54.280
1997	18.087	8.750	25.155	801	2.363	437	535	1.856	496	427	58.907
1998	18.664	9.638	26.029	902	2.579	475	586	2.485	1.050	512	62.918
1999	20.041	11.042	25.384	900	2.700	490	560	1.900	307	530	63.854

Fuente: #117



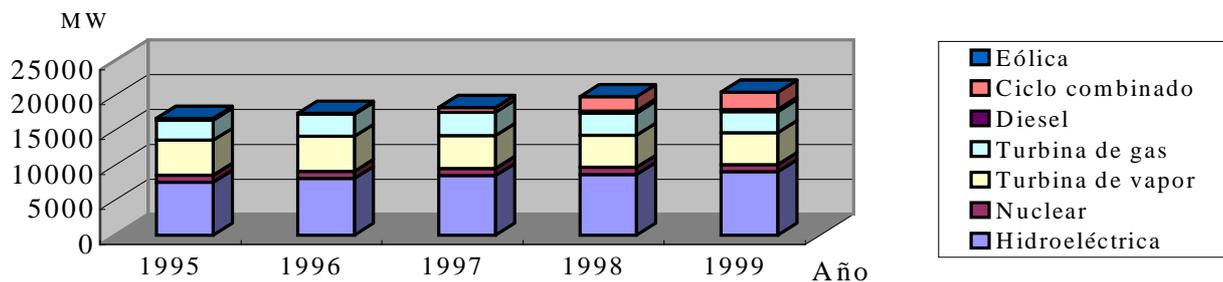
**Figura 3.1.1 Consumo de energía eléctrica según uso en Argentina**

**Cuadro 3.1.3 Capacidad instalada de las plantas eléctricas (nominal)**

(Unidad: MW)

Año	Hidroeléctrica	Nuclear	Termoeléctrica				Eólica	Total
			Turbina de vapor	Turbina de gas	Diesel	Combinado		
1995	7.587	1.018	5.018	2.867	103	160	--	16.753
1996	8.129	1.018	5.018	3.155	7	149	1	17.476
1997	8.543	1.018	4.716	3.336	-	710	--	18.324
1998	8.715	1.018	4.603	3.146	307	2.053	7	19.842
1999	9.093	1.018	4.570	3.029	329	2.461	--	20.501

Fuente: #117



**Figura 3.1.2 Capacidad instalada de generación eléctrica**

El Cuadro 3.1.3 y la Figura 3.1.2 muestran la capacidad de generación eléctrica de las centrales eléctricas conectadas con la red de distribución eléctrica nacional. La capacidad instalada de generación se vio incrementado 1,22 veces en cuatro años entre 1995 y 1999, con una tasa media anual de crecimiento de 5,2%. Al observar este comportamiento según el tipo de las instalaciones, se encuentra que las instalaciones de ciclo combinado han registrado un gran incremento (15,4 veces). En 1999, la capacidad instalada de la generación termoeléctrica alcanzó 10.389MW, que representa el 50,7% del total. Desglosado según la configuración, la generación por vapor representó el 22,3% del total de electricidad generada, seguido por turbinas de gas (14,8%), ciclo combinado (12,0%) y diesel (1,6%). Para la capacidad instalada de las principales plantas termoeléctricas en Argentina, véase el Informe Complementario S3-1.

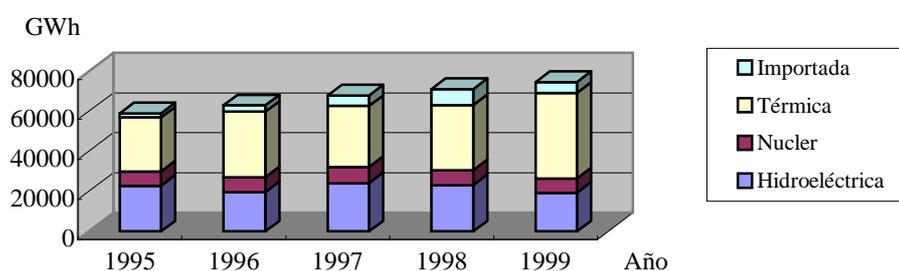
El Cuadro 3.1.4 y la Figura 3.1.3 muestran la generación eléctrica de las plantas eléctricas conectadas con la red eléctrica nacional. La electricidad generada en cuatro años entre 1995 y 1999 aumentó 1,27 veces, con una tasa de crecimiento medio anual de 6,1%. En 1999 la electricidad generada fue de 74.640GWh. La disminución de la generación hidráulica fue complementada por la generación térmica. Del total de la electricidad generada, 69.286GWh fue suministrada por las fuentes nacionales, mientras que 5.354GWh fue importada. La dependencia de la energía importada, principalmente de Paraguay, es de 7% aproximadamente.

**Cuadro 3.1.4 Generación eléctrica**

(Unidad: GWh)

	Hidráulica	Nuclear	Térmica	Total nacional	Importación	Total
1995	22.854	7.066	27.057	56.893	2.013	58.906
1996	19.614	7.459	32.738	59.812	3.204	63.016
1997	24.170	7.961	30.575	62.705	5.160	67.865
1998	23.204	7.453	32.476	63.133	8.000	71.133
1999	19.395	7.106	42.786	69.286	5.354	74.640

Fuente: #117



**Figura 3.1.3 Generación eléctrica**

### 3.1.3 Proyección de la Oferta y Demanda de la Energía Eléctrica

La Secretaría de Energía de Argentina está obligada a elaborar las políticas energéticas, propiciar las informaciones precisas sobre la política de oferta y demanda de corto, mediano y largo plazo, y a publicar una guía acerca de la evaluación de los recursos naturales disponibles para el uso energético. La “PROSPECTIVA 1999” (#144) y la “PROSPECTIVA 2000” (#255) muestran la perspectiva de la demanda eléctrica necesaria para el desarrollo económico hacia el futuro. A continuación se hace un breve resumen de dicho documento.

#### 1) Condiciones

Los siguientes cuatro aspectos fueron considerados para proyectar la futura oferta y demanda de la energía eléctrica en el período 2000-2010.

- Evolución del PIB (Producto Interno Bruto) (variación de la situación socioeconómica)
- Evolución de la demanda de la energía eléctrica
- Evolución de la exportación de la energía eléctrica
- Evolución de la oferta de la energía eléctrica

En cuanto a la estimación del PIB, se estima la tasa de crecimiento como sigue mediante el cálculo económico popular introducido en 1993.

1999/2000	2000/2001	2001/2002	2002/2003	2003/2005	2006/2010
0%	2,5%	4,0%	5,0%	5,0%	4,0%

La evolución de la demanda de energía eléctrica responde a la variación del PIB, y se han concebido tres casos (hipotéticos) A, B y C con demandas alta, moderada y baja. Para esta hipótesis, se ha tomado en cuenta no sólo la demanda proyectada que responde a la variación del PIB con base en la tendencia entre los años 1993 y 2000, sino también el hecho de que en la recesión económica no siempre el PIB y la demanda eléctrica son proporcionales, o que la demanda en los sectores de vivienda, comercio e industria crece independientemente a la fluctuación económica.

La variación de la exportación de energía eléctrica ha sido proyectada tomando en cuenta la demanda potencial resultante de los contratos vigentes, en tramitación o en evaluación en los negocios de electricidad con los países vecinos (Brasil, Uruguay y Chile) durante el período correspondiente.

Para la predicción de la variación de la oferta de energía eléctrica se tomaron en cuenta entre todos los programas de participación en el mercado que se puede reconocer e identificar en el momento, sólo los proyectos cuyo avance de obras, accesibilidad al sistema de transmisión, contratos de suministro de gas, financiamiento, etc. están claros. Y también se ha tomado en cuenta el excedente de la energía eléctrica resultante del comercio internacional.

## **2) Proyección de la Demanda de la Energía Eléctrica**

La demanda de la energía eléctrica proyectada con base en las condiciones arriba mencionadas se muestra en el Cuadro 3.1.5, Cuadro 3.1.6 y el Cuadro 3.1.7.

**Cuadro 3.1.5 Demanda de la energía eléctrica - El Mercado de Energía Mayorista (MEM)**

	Demanda de la energía eléctrica (GWh)			Tasa de incremento anual (%)		
	A	B	C	A	B	C
1999	68.733	68.733	68.733	-	-	-
2000	71.934	71.934	71.934	4,7	4,7	4,7
2001	76.250	75.407	74.092	6,0	4,8	3,0
2002	80.825	78.505	76.314	6,0	4,1	3,0
2003	86.638	82.989	79.568	7,2	5,7	4,3
2004	93.092	88.111	83.240	7,5	6,2	4,6
2005	99.768	93.329	86.895	7,2	5,9	4,4
2006	105.062	97.295	89.397	5,3	4,2	2,9
2007	110.648	101.440	91.973	5,3	4,3	2,9
2008	116.541	105.766	94.627	5,3	4,3	2,9
2009	122.758	110.282	97.361	5,3	4,3	2,9
2010	129.317	115.001	100.177	5,3	4,3	2,9

Los valores del 1999 y 2000 son reales.

**Cuadro 3.1.6 Predicción de la demanda de energía eléctrica del sector público**

Caso A

	Nacional		MEMSP		Patagonia Sur		Otros		MEM	
	GWh	% de incremento	GWh	% de incremento	GWh	% de incremento	GWh	% de incremento	GWh	% de incremento
1998	71.156	4,9	3.443	-10,8	345	7,7	1.636	15,3	65.732	5,6
1999	73.896	3,9	2.913	-15,4	395	14,7	1.855	13,4	68.733	4,6
2000	77.932	5,5	3.655	25,5	405	2,5	1.938	4,5	71.934	4,7
2003	93.822	6,4	4.485	7,1	436	2,5	2.263	5,3	86.638	6,4
2005	107.530	7,1	4.804	3,5	458	2,5	2.500	5,1	99.768	7,3
2010	138.732	5,2	5.706	3,5	519	2,5	3.191	5,0	129.317	5,3

Caso B

	Nacional		MEMSP		Patagonia Sur		Otros		MEM	
	GWh	% de incremento	GWh	% de incremento	GWh	% de incremento	GWh	% de incremento	GWh	% de incremento
1998	71.156	4,9	3.443	-10,8	345	7,7	1.636	15,3	65.732	5,6
1999	73.896	3,9	2.913	-15,4	395	14,7	1.855	13,4	68.733	4,6
2000	77.932	5,5	3.655	25,5	405	2,5	1.938	4,5	71.934	4,7
2003	89.984	4,9	4.388	6,3	430	2,0	2.178	4,0	82.989	4,9
2005	100.728	5,8	4.610	2,5	447	2,0	2.343	3,7	93.329	6,0
2010	123.425	4,1	5.215	2,5	494	2,0	2.716	3,0	115.001	4,3

Caso C

	Nacional		MEMSP		Patagonia Sur		Otros		MEM	
	GWh	% de incremento	GWh	% de incremento	GWh	% de incremento	GWh	% de incremento	GWh	% de incremento
1998	71.156	4,9	3.443	-10,8	345	7,7	1.636	15,3	65.732	5,6
1999	73.896	3,9	2.913	-15,4	395	14,7	1.855	13,4	68.733	4,6
2000	77.932	5,5	3.655	25,5	405	2,5	1.938	4,5	71.934	4,7
2003	86.137	3,4	4.027	3,3	422	1,4	2.120	3,0	79.568	3,4
2005	93.666	4,3	4.116	1,1	432	1,1	2.223	2,4	86.895	4,5
2010	107.435	2,8	4.347	1,1	456	1,1	2.455	2,0	100.177	2,9

**Cuadro 3.1.7 Predicción de la demanda de energía eléctrica del sector público  
(según sub-sectores de consumo)**

Caso A (Escenario de demanda alta de energía)

(Unidad: GWh)

	1999	2000	2003	2005	2010
Vivienda	20.871	21.069	25.523	29.472	39.441
Comercio	17.213	18.054	21.884	25.263	33.648
Industria	25.354	27.240	32.942	37.674	49.753
Agricultura y ganadería	534	558	672	779	1.028
Transporte	517	541	651	751	988
<b>Total</b>	<b>64.489</b>	<b>67.463</b>	<b>81.671</b>	<b>93.939</b>	<b>124.859</b>

Caso B (Escenario de demanda moderada de energía)

	1999	2000	2003	2005	2010
Vivienda	20.871	21.069	24.502	27.537	34.811
Comercio	17.213	18.054	21.019	23.591	29.824
Industria	25.354	27.240	31.534	35.434	44.624
Agricultura y ganadería	534	558	646	722	918
Transporte	517	541	629	710	906
<b>Total</b>	<b>64.489</b>	<b>67.463</b>	<b>78.330</b>	<b>87.997</b>	<b>111.083</b>

Caso C (Escenario de baja demanda de energía)

	1999	2000	2003	2005	2010
Vivienda	20.871	21.069	23.496	25.696	30.269
Comercio	17.213	18.054	20.110	21.966	25.900
Industria	25.354	27.240	30.158	32.825	38.948
Agricultura y ganadería	534	558	619	682	802
Transporte	517	541	599	659	772
<b>Total</b>	<b>64.489</b>	<b>67.463</b>	<b>74.981</b>	<b>81.827</b>	<b>96.691</b>

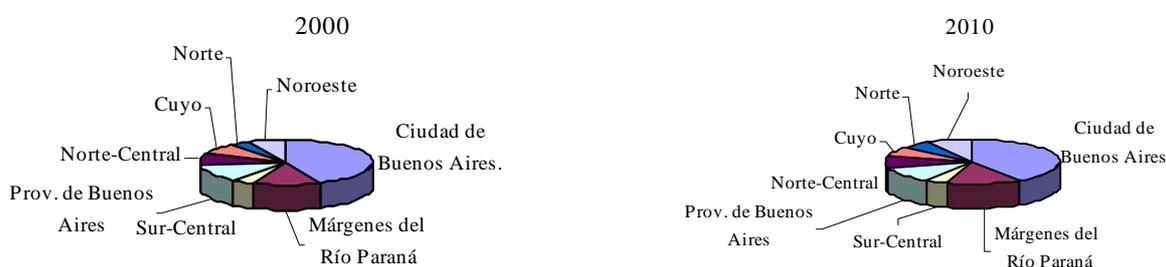
La demanda regional de energía de MEM en el Caso B (demanda moderada) incluyendo el escenario socioeconómico se muestran en el Cuadro 3.1.8 y la Figura 3.1.4. Mientras tanto, la tasa de incremento de la demanda eléctrica se muestra en el Cuadro 3.1.9 y la Figura 3.1.5.

En 2000, la demanda en la Ciudad de BA ha sido de 31.547GWh que equivale al 43,9% de la demanda total de MEM, y la tasa de incremento medio de la demanda entre 1999 y 2010 es de aproximadamente 4,6%. En la Provincia de Buenos Aires, la demanda total ha sido de 9.335GWh que representa el 13,0%, con una tasa de incremento de aproximadamente 3,9%. El Area de Cuyo ha tenido una demanda de 4.399GWh que equivale a 6,1% del total, con una tasa de incremento de 6,6%.

**Cuadro3.1.8 Distribución porcentual de la demanda neta según regiones del Sistema Nacional de Electricidad**

(Unidad: %)

Año	Buenos Aires	Orilla del río Paraná	Central Sur	Prov. de Buenos Aires	Central Norte	Luján de Cuyo	Norte	Noroeste	MEM total	
									%	GWh
1999	43,7	12,8	4,2	12,6	8,6	6,3	4,7	7,1	100,0	68.733
2000	43,9	12,9	4,0	13,0	8,5	6,1	4,7	6,9	100,0	71.934
2003	44,2	13,1	3,9	12,4	8,6	6,0	4,5	7,2	100,0	82.989
2005	43,0	14,0	3,8	11,5	8,1	6,6	4,7	8,3	100,0	93.329
2010	43,0	14,0	3,8	11,5	8,1	6,6	4,7	8,3	100,0	115.001

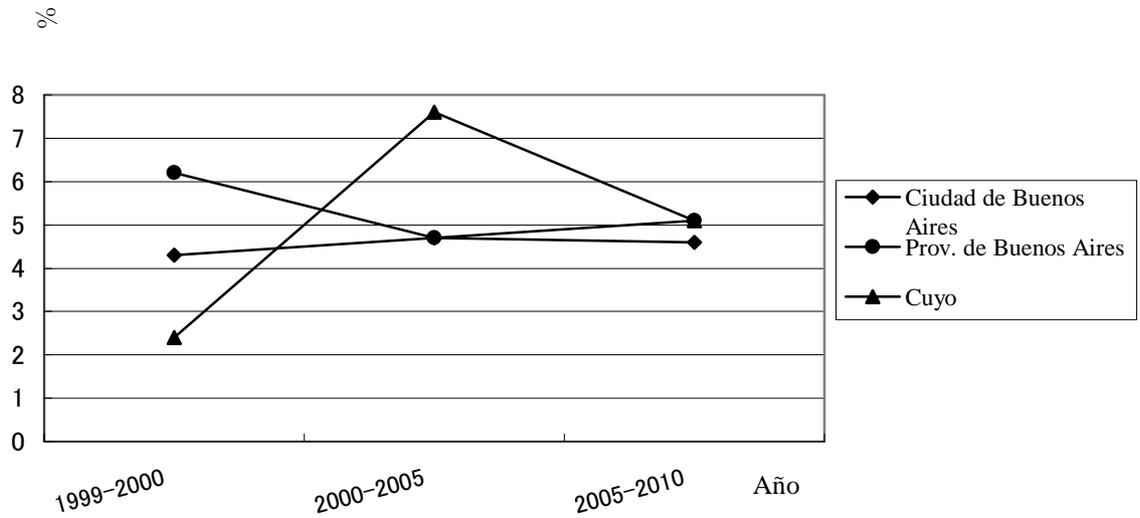


**Figura 3.1.4 Porcentaje de la demanda neta según regiones**

**Cuadro 3.1.9 Tasa de incremento de la demanda neta del Sistema Nacional de Energía Eléctrica según regiones**

(Unidad: %)

Año	Buenos Aires	Orilla del río Paraná	Central Sur	Prov. de Buenos Aires	Central Norte	Luján de Cuyo	Norte	Noroeste	MEM Total
1999-2000	5,1	5,6	-0,9	7,7	4,0	1,1	5,2	1,9	4,7
2000-2005	4,9	5,8	4,3	3,6	4,6	8,3	4,4	9,7	5,3
2005-2010	4,3	5,6	4,0	3,5	4,0	3,1	5,0	4,0	4,3
1999-2010	4,6	5,7	3,7	3,9	4,3	5,2	4,7	6,4	4,8



**Figura 3.1.5 Tasa de crecimiento de la demanda neta según regiones**

### 3) Predicción de la Oferta de la Energía Eléctrica

En el escenario de la oferta de la energía eléctrica, se presupone una tasa moderada de incremento de la demanda nacional de electricidad (Caso B), mientras que para la demanda externa de la electricidad, se presupone que las transacciones con los países vecinos serán las siguientes.

Año	Brasil	Uruguay	Chile
2001	1.000	365	300
2002	2.000		
2003			300
2004	3.200		
2005			

Los escenarios de la oferta de la energía eléctrica han incluido el suministro desde la central hidroeléctrica Yacyreta (construida sobre el Río Paraná en la frontera con Paraguay), del proyecto de la central de generación nuclear Atucha II (Lima, Zárate, Prov. de Buenos Aires). También se tomó en cuenta la oferta de los proyectos anunciados de instalación y expansión de las centrales construcción de nuevas centrales y expansión de las existentes, así como las centrales eólicas y fotovoltaicas.

En el Cuadro 3.1.10 se muestra la lista de los proyectos anunciados de instalación y ampliación de las centrales de generación. La potencia total proyectada de las centrales térmicas se estima en 6.048MW, que se desglosa en 3.565MW de los oferentes nuevos, y 2.483MW correspondientes a la ampliación de las centrales existentes. Por otro lado, la

potencia de las centrales hidroeléctricas y nucleares actualmente en construcción, es de 1.066MW.

Además de los proyectos anunciados, también se ha tomado en cuenta las posibilidades de la generación adicional térmica, hidroeléctrica, y de la Central Yacyreta, etc.

**Cuadro 3.1.10 Proyectos hechos públicos de construcción y expansión de las centrales eléctricas**

Proyectos de construcción de nuevas centrales

Centrales eléctricas	Provincias	Tipo de plantas	Potencia (MW)	Entrada en operación
Proyectos definidos				
AES Paraná	BBAA	Ciclo combinado	845	1.2001
C.T.PLUSPETROLNORTE	Tucumán	Turbina de gas	123	2002
NUEVA CENTRAL INDEPENCA	Tucumán	Ciclo combinado	242	1.2003
ELECTROPATAGONIA	Chubut	Ciclo combinado	68	2001
ENARGEN	Neuquén	Ciclo combinado	480	
TERMOANDES	Salta	Ciclo combinado	270	
Proyectos probables				
CEBAN	Buenos Aires	Ciclo combinado	775	2001/2005
ENTERGY	Buenos Aires	Ciclo combinado	762	2003
Total			3.565	

Proyectos de ampliación de centrales existentes

Centrales eléctricas	Provincias	Tipo de plantas	Potencia (MW)	Entrada en operación
Definidos (en tramitación)				
S.M.DE TUCUMAN (remod.)	Tucumán	Ciclo combinado	273	
LAS PLAYAS	Córdoba	Ciclo combinado	250	
SAN PEDRO	Jujuy	Ciclo combinado	60	2002/2006
TERMOROCA	Neuquén	Ciclo combinado	60	2003/2004
Otros				
LOMA DE LALATA (Remod.)	Neuquén	Ciclo combinado	190	
PIEDRABUENA	BBAA	Ciclo combinado	800	2003
GENELBA2		Ciclo combinado	850	
Total			2.483	
Total			6.048	

Proyectos en construcción

Centrales eléctricas	Provincias	Tipo de plantas	Potencia (MW)	Entrada en operación
ATUCHA II	Buenos Aires	Nuclear	745	2007
CUESTA DEL VIENT		Hidro	9	2001
POTRERILLOS		Hidro	129	2002
LOS CARACOLES		Hidro	123,4	2005
PUNTA NEGRA		Hidro	60	2006
Total			1.066,4	

La Central Hidroeléctrica Yacyreta tiene una potencia total de 3.100MW (155MW x 20 unidades), aunque actualmente debido a que se opera con un nivel de agua de la presa de

76m, cada unidad rinde entre 85MW y 95MW aproximadamente. Se estima que el nivel de agua de la presa habrá alcanzado 83m en 2006, lo cual se traducirá en un incremento de potencia de 1.200MW.

Para 2005, se contempla integrar la Central Cambarí (102MW) aguas arriba del Río Tarija, en la zona fronteriza, Las Pavas (88MW) aguas arriba del Río Bermejo y la Central Arrazayal, con una potencia total de 283MW. En la Provincia de Neuquén, se está analizando la oferta de un inversionista privado para la implementación del Proyecto de Generación Chuiido II (228MW).

Para las instalaciones de generación térmica existentes, con la premisa de continuar operando todas ya sea para abastecer el mercado local o como instalaciones de reserva para las transacciones internacionales, y no se contempla que alguna central llegue a suspender su operación a gran escala.

Con esta hipótesis, en la “PROSPECTIVA 2000” (#255) se plantea el plan de instalación y ampliación de las centrales hasta el año 2010, tal como se muestra en el Cuadro 3.1.11.

**Cuadro 3.1.11 Abastecimiento de energía eléctrica en MEM y MEMSP**

Centrales	Sistema	Año	Mércado	Pampeana	Noroeste	Litoral/Noreste	Comahue	Centro	Cuyana	Patagónico
Dock Sud	CC	2001	780							
San Nicolas	CC	2001				845				
Termoandes	CC	2001			630					
Los Perales	CC	2001								78
Electropatagonia	CC	2001								68
Conversión San M. de Tucumán	CC	2002			270					
CTPPN	TG	2002			123					
Independencia	CC	2003			242					
Centrales hidroeléctricas	HID	2003						320		
Bermejo	HID	2005			283					
Yacyreta (WL 83)	HID	2006				1.200				
Brazo Ana Cua	HID	2006				250				
Atucha	NUC	2007	745							
Ciclo comb. (proyecto)	CC	2003		800				240	400	78
Ciclo comb. (proyecto)	CC	2004	800		400		480			
Ciclo comb. (proyecto)	CC	2005			460		650			
Ciclo comb. (proyecto)	CC	2006	800							
Ciclo comb. (proyecto)	CC	2007			400					
Ciclo comb. (proyecto)	CC	2008					400			
Ciclo comb. (proyecto)	CC	2010	800				400			
Total regional			3925	800	2808	2295	1930	560	400	224

CC: Ciclo combinado, TG: Turbina de gas, HID: Hidro. NUC: Nuclear

En las Areas Modelo no existen otros proyectos de instalación y ampliación, salvo los proyectos anunciados que son: la Central Puerto Nuevo (ya en operación), el ciclo combinado de San Nicolás (entra en operación comercial en septiembre de 2001). Según la prospectiva, los proyectos de generación térmica hasta 2010 consisten en su mayoría por el sistema de ciclo combinado, salvo las centrales hidroeléctricas y nucleares.

#### **4) Consideraciones Ambientales Tomadas por las Centrales Termoeléctricas**

Al considerar las centrales termoeléctricas desde el punto de vista ambiental, la Secretaría de Energía sostiene que la emisión de los contaminantes gaseosos puede provocar problemas (#144). Diferentes medidas de control de contaminación han sido planteadas, incluyendo el uso de gas natural como combustible, adopción de nuevas instalaciones generadoras de electricidad altamente eficientes (ciclo combinado), así como la instalación obligatoria de quemadores de bajo NOx. Se considera que estas medidas son efectivas para controlar la emisión de partículas suspendidas, SO<sub>2</sub> y NOx que causan la contaminación regional. Consecuentemente, estas medidas ayudaran a disminuir el impacto ambiental de las centrales eléctricas.

### **3.2 Información General de las Instalaciones de las Centrales Eléctricas Objeto**

#### **3.2.1 Instalaciones**

Existen cuatro compañías eléctricas y cinco plantas generadoras de electricidad en las áreas del Estudio. Las centrales de Nuevo Puerto y de Puerto Nuevo pertenecen a la firma Central Puerto S.A.; la Central Costanera a la firma Central Costanera S.A.; la Central Buenos Aires a la Central Térmica Buenos Aires S.A.; la Central San Nicolás a la Central San Nicolás S.A., y la Central Luján de Cuyo a la firma Centrales Térmicas Mendoza S.A. En los cuadros 3.2.1(1) a (4) se resume el perfil de estas centrales.

La Unidad 7 (Paraná) con 830MW de la Central San Nicolás se encuentra, actualmente en construcción, y está previsto entrar en operación en julio de 2001. No existen otros nuevos proyectos de construcción o expansión de las centrales proyectadas en la predicción de la futura oferta de la energía eléctrica en las áreas modelo hasta 2010 según la “PROSPECTIVA 1999” (#144) y “PROSPECTIVA 2000” (#255).

#### **1) Centrales Nuevo Puerto y Puerto Nuevo**

La Central Nuevo Puerto se caracteriza por ser una planta lujosamente diseñada en perfecta

armonía con el paisaje que la rodea. y es iluminada todos los viernes y sábados por la noche, tanto es así que se ha convertido en uno de los lugares más concurridos en Buenos Aires.

La Unidad 4 con 60MW se halla en un estado de progresiva obsolescencia. La potencia actual está en el orden de 30MW. Recientemente, la Unidad está siendo operada como instalación de reserva. La Unidad 4 se compone de cuatro calderas (de No. 1 al 4) y una turbina de vapor.

Las Unidades 4, 5 y 6 de la Central Nuevo Puerto, así como las Unidades 7, 8 y 9 de la Central Puerto Nuevo son capaces de trabajar con combustible mixto de gas natural y fueloil. Las instalaciones de ciclo combinado (TG11 y TG12) también utilizan el combustible mixto de gas natural y gasoil. Tradicionalmente, se utilizaba el gas natural en verano y fueloil en invierno, aunque esta modalidad tiende a desaparecerse recientemente. La conversión de combustibles entre el gas natural y el fueloil depende de los suministradores del gas, quienes notifican el volumen que pueden suministrar.

## **2) Central Costanera**

La Unidad 5 es denominado Buenos Aires Central Térmica, y es la primera unidad de generación eléctrica de ciclo combinado de gran capacidad en Argentina. Su potencia total es de 320MW que se desglosa en 220MW de nueva turbina de gas y 100MW de la turbina de vapor existente No.5 (potencia de diseño: 120MW). Las Unidades 8 y 9 utilizan un sistema de inyección de agua para aumentar la potencia. El sistema proporciona la humedad y enfriamiento de temperatura para aspirar aire mediante evaporación del agua.

Las Unidades 1, 2, 3, 4, 6 y 7 de generación por vapor pueden operar con el combustible mixto de gas natural y fueloil, mientras que las instalaciones del ciclo combinado pueden operar con el combustible mixto de gas natural y gasoil.

**Cuadro 3.2.1(1) Especificaciones de las Unidades Existentes**

Unidad No.	Capacidad Nominal (MW)	Tipo de central	Tipo de combustible	Requerimiento de combustible (m <sup>3</sup> /h)	Emisiones gaseosas (m <sup>3</sup> N/h)	Temp. efluentes ( )	Velocidad de efluentes (m/s)	Altura de chimenea (m)	Diámetro de chimenea (m)	Medidas ambientales de las instalaciones existentes	Fabricantes	Inicio de operac. Año		
4	60	TV	G+FO	16.000	200.000	120	16,3	47	2,5		B&W – BB	1952		
5	110	TV	G+FO	32.000	393.000	120	22,2	47	3		CE – BB	1965		
6	250	TV	G+FO	67.000	821.000	120	19,2	52	4,67		B & W – BB	1969		
TV	282	CC	TV							Quemador bajo NOx (inyección de agua)		2000		
TG11	252		TG	G	55,9 ton/h	1.914.000	100*	22,6	40		6,4	GE	2000	
				GO		1.814.000	140	24,1						
TG12	252		TG	G	55,9 ton/h	1.914.000	100*	22,6	40		6,4			GE
		GO			1.814.000	140	24,1							
	<b>1206</b>													
7	145	TV	G+FO	38.000	470.000	120	19,3	80	5,66	Quemador bajo NOx	CE – WH	1961		
8	194	TV	G+FO	49.000	600.000	120		chimenea común				CE – GE	1963	
9	250	TV	G+FO	65.000	800.000	120	22,4	59	4,3		B & W – BB	1970		
	<b>589</b>													

3-3-14

or, TG: Turbina de gas, CC: Ciclo combinado, C: Carbón, G: Gas natural, FO: Fueloil, GO: Gasoil

e reserva

as al quemar sólo el gas natural

**Cuadro 3.2.1 (2) Especificaciones de las Unidades Existentes**

(Existente)

Central eléctrica	Unidad No.	Capacidad Nominal (MW)	Tipo de central	Tipo de combustible	Requerimiento de combustible (m <sup>3</sup> /h)	Emisiones gaseosas (m <sup>3</sup> N/h)	Temp. efluentes ( )	Velocidad de efluentes (m/s)	Altura de chimenea (m)	Diámetro de chimenea (m)	Medidas ambientales de las instalaciones existentes	Fabricantes	Inicio de operac. Año							
Central Costanera	1	120	TV	FO+G	33,000	400.000	125	9,9	86,7	6,42		IC-BTH	1962							
	2	120	TV	FO+G	33,000	400.000	125					IC-BTH	1963							
	3	120	TV	FO+G	33,000	400.000	125	9,9	86,7	6,42		IC-BTH	1963							
	4	120	TV	FO+G	33,000	400.000	125					IC-BTH	1963							
	5	220	CC	TG	G+GO	56,000	1.570.000	115,6	14,4	50	7,4	Quemador bajo NOx	Siemens	1995						
		120*		TV									BHT	1962						
	6	350	TV	FO+G	82,000	1.000.000	120	22,1	97,5	4,8		DBO—Hitachi	1976							
	7	310	TV	FO+G	78,000	960.000	120	16,8	154,4	5,4		DBO—LMZ	1984							
	8	264,3	CC	TG	G+GO	65,000	1.836.000	87,7	15,7	50	7,4	Quemador bajo NOx	Mitsubishi	1998						
	9	264,3										TG			65,000	1.836.000	87,7	15,7	50	7,4
10	322,6	TV																		
<b>Total</b>		<b>2211,2</b>																		

TV: Turbina de vapor, TG: Turbina de gas, CC: Ciclo combinado, C: Carbón, G: Gas natural, FO: Fueloil, GO: Gasoil

Observaciones:

1. Emisiones gaseosas al quemar sólo el gas natural
2. \* Potencia en ciclo combinando: 100MW

**Cuadro 3.2.1 (3) Especificaciones de las Unidades Existentes**

(Existente)

Central eléctrica	Unidad No.	Capacidad Nominal (MW)	Tipo de central	Tipo de combustible	Requerimiento de combustible (m <sup>3</sup> /h)	Emisiones gaseosas (m <sup>3</sup> N/h)	Temp. efluentes (°C)	Velocidad de efluentes (m/s)	Altura de chimenea (m)	Diámetro de chimenea (m)	Medidas ambientales de las instalaciones existentes	Fabricantes	Inicio de operac. Año	
San Nicolás	1	75	TV	C+G+FO	20,000	250,000	140	6.7	90	6.3	EP	Stein—SSW	1956	
	2	75	TV	C+G+FO	20,000	250,000	140		Chimenea común		EP	Stein—SSW	1956	
	3	75	TV	G+FO	20,000	250,000	130	6.6	90	6.3		Stein—AEG	1956	
	4	75	TV	G+FO	20,000	250,000	130		Chimenea común			Stein—AEG	1956	
	5	350	TV	C+G+FO	152 t/h	1,350,000	115	10.3	123.7	8.1	EP	Fosi—ansaldo—BE	1983	
AES Paraná	7	830	TV									Mitubishi	9.2001	
			CC	TG	G+GO	62,000	1,725,600	95	17.8	65	6.8			Low NOX burner
			TG			62,000	1,725,600	95	17.8	65	6.8			
<b>Total</b>		<b>1480</b>												

TV: Turbina de vapor, TG: Turbina de gas, CC: Ciclo combinado, C: Carbón, G: Gas natural, FO: Fueloil, GO: Gasoil

Observaciones:

1. Unidades 1 a 4: Emisiones sólo de gas natural, Unidad 5: Emisiones sólo de carbón

Cuadro 3.2.1(4) Especificaciones de las Unidades Existentes

(Existente)

Central eléctrica	Unidad No.	Capacidad Nominal (MW)	Tipo de central	Tipo de combustible	Requerimiento de combustible (m <sup>3</sup> /h)	Emisiones gaseosas (m <sup>3</sup> N/h)	Temp. efluentes ( )	Velocidad de efluentes (m/s)	Altura de chimenea (m)	Diámetro de chimenea (m)	Medidas ambientales de las instalaciones existentes	Fabricantes	Inicio de operac. Año
Luján de Cuyo	11	60	TV	G+FO	20,000	245.000	90	13,7	50	4,1 chimenea común		Marelli	1971
	12	60	TV	G+FO	20,000	245.000	90						Marelli
	15	94	CC	TV							Quemador bajo NOx	SKODA	1983
	25	200		TG	G	69,500	1.950.000	120	20,3	50		7	Siemens
	14	30	CC	TV									
	21	20		TG	G + GO	13,000	360.000	195	7,8	19,8	5,3		
	22	20		TG	G + GO	13,000	360.000	195	7,8	19,8	5,3	BB	1980
	23	22	cogene	TG	G + GO	12,500	345.000	153	21,2	40	3		
	24	22		TG	G + GO	12,500	345.000	148	20,9	40	3	Alsthom	1989
	<b>Total</b>		<b>528</b>										

TV: Turbina de vapor, TG: Turbina de gas, CC: Ciclo combinado, C: Carbón, G: Gas natural, FO: Fueloil, GO: Gasoil

Observaciones:

1. Emisiones sólo de gas natural

### **3) Central San Nicolás**

La Unidad 7 de 830MW (denominada Paraná) se encuentra actualmente en construcción en el área desmontada donde anteriormente existía la Unidad 6, después de haberse suspendido su operación durante 10 años. Se contempla realizar la operación de prueba en marzo de 2001 para entrar en operación en septiembre.

Con respecto al combustible utilizado, las Unidades 1, 2 y 5 utilizan el carbón, gas natural y fueloil, mientras que las Unidades 3 y 4 utilizan el gas natural y fueloil, con la posibilidad de utilizar el combustible mixto. Actualmente, las Unidades 1 y 2 utilizan casi en su totalidad el gas natural, las Unidades 3 y 4 el combustible mixto de gas natural y fueloil, y por último, la Unidad 5 es destinada principalmente para el carbón (95%), aunque parcialmente opera también con gas natural.

### **4) Central Luján de Cuyo**

Las Unidades 11 y 12 son instalaciones de generación eléctrica con vapor que pueden operar con combustible mixto de gas natural y fueloil.

Después de que ocurrió una explosión interna en el horno mientras quemaba el gas natural, hace 12 años, la caldera de la Unidad 13 quedó inoperativa. Posteriormente, se construyeron una nueva turbina de gas y una caldera de recuperación de calor, que fueron conectados con la turbina de vapor existente formando un ciclo combinado, que hoy se conoce como la Unidad 15-25.

Las Unidades 21 y 22 son también instalaciones de ciclo combinado, mientras que las Unidades 23 y 24 son instalaciones de co-generación. Las Unidades 23 y 24 generan la energía eléctrica mediante la turbina de gas equipada con el generador de vapor de recuperación de calor, que proporciona el vapor (150TM/h. 440°C) co-generado a la Refinería YPF lindante. El combustible utilizado tanto para el ciclo combinado como las facilidades de co-generación es, principalmente, el gas natural, aunque las unidades 21, 22 y 23, 24 pueden operar también con el gasoil. Los combustibles utilizados (gas natural y petróleo) son producidos en la Provincia de Mendoza, y se trata de la central al pie de monte.

## **3.2.2 Situación Actual de las Gestiones Ambientales**

### **1) Centrales Nuevo Puerto y Puerto Nuevo**

Como medidas ambientales, las centrales eléctricas de ciclo combinado están equipadas con quemadores tipo seco de bajo NOx. En las instalaciones de ciclo combinado que utilizan el

gasoil como combustible, se emplea el sistema de inyección de agua (agua/combustible = 1/1) para reducir la cantidad de NOx en los efluentes gaseosos.

La Unidad 7 de la Central Puerto Nuevo fue equipada de quemador de bajo NOx como medidas para reducir NOx al iniciar la privatización. Otras instalaciones no cuentan con equipos específicos para la reducción de emisiones. Para la Unidad 8, se está estudiando la posibilidad de equipar hacia el futuro de quemadores de bajo NOx.

Para las Unidades 5, 6, 7, 8 y 9, se está realizando la medición continua y automática de los niveles de NOx, SO<sub>2</sub>, Opacidad y O<sub>2</sub> presentes en los efluentes gaseosos. También para las instalaciones de ciclo combinado, se realiza la medición constante y automática de los niveles de NOx, Opacidad y O<sub>2</sub>, pese que esto no está regulado por la ley. Los datos de los contaminantes de ambas centrales son controlados juntos en la sala de control lindante a la Unidad 9, e informados trimestralmente a ENRE.

## **2) Central Costanera y Central Buenos Aires**

En esta central, las instalaciones del ciclo combinado están equipadas con un quemador de bajo NOx como medidas ambientales. Otras facilidades no tienen medidas ambientales.

Los niveles de NOx, SO<sub>2</sub>, Opacidad y de O<sub>2</sub> presentes en los efluentes gaseosos de las Unidades 1, 2, 3, 4, 6 y 7, y los niveles de NOx y O<sub>2</sub> de las Unidades 5 son continuamente monitoreados. Para las Unidades 8 y 9 de ciclo combinado se monitorean continuamente los niveles de NOx y O<sub>2</sub> para el control de operación.

## **3) Central San Nicolás**

Las Unidades 1, 2 y 5 están equipadas respectivamente con un Precipitador Electrostático (PE) como medidas ambientales. Las Unidades 3 y 4 estaban equipadas inicialmente con precipitadores electrostáticos, los cuales están fuera de uso por desperfectos mecánicos. En cuanto a la Unidad 5, se inyecta de 4 a 20 ppm (máx. 25ppm) de SO<sub>3</sub> a los efluentes gaseosos con el equipo Chemington de los EE.UU, introducido en 1996, para reducir la emisión de materiales particulados suspendidos y, de esta manera, mejorar la eficiencia de recolección. La eficiencia de colección de polvo de la Unidad 5 es del 98,7%.

Para todas las Unidades, se está realizando la medición continua y automática de los niveles de NOx, SO<sub>2</sub>, Opacidad y O<sub>2</sub> (Unidad 5 solo) en los efluentes gaseosos. Además, CNEA realiza la medición anual de los contaminantes siguiendo la directriz del ENRE. La compañía eléctrica tiene la intención de utilizar las cenizas de carbón generadas en la central para el cemento, agente de impermeabilización de los techos y tejas. Actualmente, estas cenizas son recogidas gratuitamente por una empresa afiliada de Minetti, que representa el

40% del total de la producción de cemento en Argentina.

#### **4) Central Luján de Cuyo**

Las instalaciones de generación eléctrica con vapor de las Unidades 11 y 12 no cuentan con ningún equipo de descontaminación. Las Unidades 21 y 22 de instalaciones de ciclo combinado y las Unidades 23 y 24 de co-generación tampoco están equipadas del mecanismo de descontaminación. Sólo la Unidad 25 de ciclo combinado de gran potencia está equipada del quemador de bajo NOx tipo seco.

Los niveles de NOx, SO<sub>2</sub>, Opacidad y de O<sub>2</sub> en los efluentes gaseosos son constantemente monitoreados en las Unidades 11 y 12 utilizando los equipos automáticos.

En cuanto a la Unidad 25 que sólo quema el gas natural, la ley no exige realizar el monitoreo continuo de los contaminantes, pero se están tomando los niveles de NOx y de O<sub>2</sub>.

La emisión de gases desde las Unidades 21, 22, 23 y 24 de combustión de gas natural y de gasoil, no cuenta con un equipo de monitoreo continuo de los contaminantes de los efluentes gaseosos. Sólo se realiza la medición mensualmente utilizando los analizadores portátiles.

### **3.2.3 Combustibles Utilizados en las Centrales**

#### **1) Propiedades del Combustible**

Los combustibles utilizados en las centrales eléctricas objeto son el gas natural, fueloil, gasoil y el carbón. En los Cuadros 3.2.2 y 3.2.3 se resumen las propiedades de estos combustibles. Sin embargo, debido a la indisponibilidad de los datos de los combustibles utilizados en cada central (fueloil o gasoil), los valores son estimativos.

#### **2) Transporte y Almacenaje de Combustible en las Centrales**

Las Centrales Nuevo Puerto y Puerto Nuevo reciben el gas natural desde las tuberías.

Tanto el fuel oil como el gas oil se reciben de buques tanques. La descarga se realiza en el muelle de la Central Puerto Nuevo y son enviados a la Central Nuevo Puerto, utilizando ductos de interconexión. Para el caso del gas oil, existe la alternativa de descarga desde camión por una emergencia.

**Cuadro 3.2.2 Propiedades del gas natural (ejemplo)**

Componentes	(#147)		(#156)	
	Vol. %	Wt. %	Vol. %	Wt. %
N <sub>2</sub>	0,98	1,57	1,894	3,092
CO <sub>2</sub>	1,81	4,97	0,137	0,352
CH <sub>4</sub>	93,45	85,61	93,862	87,910
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	2,58	4,43	3,152	5,569
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,79	1,99	0,649	1,697
i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,10	0,33	0,073	0,255
n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,17	0,56	0,108	0,380
i-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,04	0,17	0,025	0,110
n-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,04	0,17	0,023	0,105
C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	0,04	0,20	0,025	0,136
C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	0,00	0,00	0,022	0,146
C <sub>8</sub> H <sub>18</sub> <sup>+</sup>	0,00	0,00	0,030	0,247
H <sub>2</sub> S	0,00	0,00	0,000	0,000
<b>Propiedades</b>				
Peso	kg/kmol	17,437		17,121
Densidad	kg/m <sup>3</sup>	0,7391		0,7257
Valor calorífico alto	kcal/m <sup>3</sup>	9,148		9,237
	kcal/kg	12,375		12,720
Valor calorífico bajo	kcal/m <sup>3</sup>	8,247		8,330

**Cuadro3.2.3 Propiedades de fueloil, gasoil y carbón**

(Unidad: Wt%)

Combustibles	Fueloil	Gasoil	Carbón (#230)			
			* 1 mezclado	Sudáfrica	Río Turbio	
Componente	C	86,1	85,6	63,80	68,59	59,02
	H	11,9	14,2	3,97	3,30	4,64
	O	0,5	-	7,36	6,24	8,48
	S	0,5	0,2	0,50	0,3	0,69
	Cl	-	-	-	-	-
	N	0,4	-	1,24	1,51	0,96
	Humedad	0,6	-	10,44	7,76	13,12
	Cenizas	0,1	-	12,69	12,30	13,09
	Concent. g/ml	0,9931	0,8549	-	-	-
Valor calorífico bajo kcal/kg	9.840	10.280	6.123	6.388	5.857	

Nota) \*1 La relación de mezcla de peso de los carbones de Sudáfrica y Río Turbio es de 1:1.

En cuanto a la Central Costanera, el gas natural llega a través de una tubería, mientras que el fueloil y el gasoil es suministrado desde la refinería contigua mediante barco de tanque o camión cisterna.

En la Central San Nicolás, se utiliza el carbón además de gas natural y fueloil. Recibe el gas natural mediante los gasoductos y el fueloil transportado por petroleros. El carbón proviene principalmente del Río Turbio (local) y de Sudáfrica y también, se utiliza el de Indonesia y Colombia con una relación de 1:1. El carbón es transportado en barcos a lo largo de los ríos

de La Plata y Paraná, y se almacena en el patio de almacenamiento de la Central.

En la Central Luján de Cuyo, el gas natural es suministrado por un gasoducto desde Neuquén, y el fueloil es conducido a través del oleoducto desde la Refinería de YPF que se encuentra en el mismo parque industrial.

### **3.2.4 Estado de Operaciones**

La generación eléctrica diaria de Argentina, por lo general, se reduce en las horas nocturnas y tempranas horas de la mañana (entre 22:00 y 06:00), e incrementa durante el día (con una reducción temporal entre 12:00 y 14:00). El comportamiento estacional muestra un incremento en invierno.

La operación y parada de las instalaciones generadoras, así como el ajuste de la potencia. etc. se ajusta a las órdenes de abastecimiento de electricidad emitida por CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.) a las centrales eléctricas.

Al realizar visitas a las centrales térmicas seleccionadas, se pudo observar que las instalaciones se hallan en condiciones relativamente buenas, incluyendo aquellas que datan de 30 ó 40 años de antigüedad, gracias al mantenimiento preventivo y correctivo, inspecciones periódicas por iniciativa propia. etc. El Estudio incluyó también las entrevistas en las salas de operación central, donde se pudo ver que el personal estaba debidamente capacitado y entrenado, mostrando un alto nivel técnico. Sin embargo, difícilmente se podría afirmar que se realiza la operación de las instalaciones teniendo en cuenta la eficiencia terminal, lo cual pudiera ser por la disponibilidad abundante de energía en el territorio nacional.

En el Cuadro 3.2.4 se muestra el estado de operación de las centrales termoeléctricas seleccionadas para el año 2000.

En cuanto al valor calorífico total se indican los valores calculados del valor calorífico bajo de los Cuadro 3.2.2 y 3.2.3 debido a que no se han obtenido los datos completos.

#### **1) Control de Combustión**

La concentración media de oxígeno en las emisiones gaseosas medidas utilizando los medidores continuos automáticos ha sido de 11,1% en la chimenea de la Unidad 5 de Nuevo Puerto, 8,7% para la Unidad 6, 9,4% para la chimenea de las Unidades 7+8 de Puerto Nuevo, 9,0% para al Unidad 9, 10,6% para la chimenea de las Unidades 1+2 de la Central Costanera, 11,9% para la chimenea de las Unidades 3+4, 7,3% para la Unidad 6 y 11,9% para la Unidad 7. Por otro lado, la concentración media de oxígeno de los efluentes gaseosos emitidos de la

chimenea de la Unidad 5 de la Central San Nicolás, según los datos tomados durante el monitoreo del ambiente de aire realizado en febrero de 2000, ha sido de 9,3%. Aunque son muy altos estos valores, según el informe de la central, fueron causados por la fuga de la parte sellada del calentador neumático regenerador.

Normalmente, la concentración del oxígeno en los efluentes gaseosos de combustión de caldera, puede ser fácilmente controlada entre 3 y 6% a la salida del calentador de aire. Afortunadamente, se está tomando los datos de los contaminantes y de la concentración de oxígeno ya sea automática o manualmente en todas las instalaciones de generación eléctrica, por lo que es importante que el personal operario esté al tanto de las condiciones de combustión de calderas utilizando estos datos y procurar mejore la eficiencia térmica a través de un control minucioso de combustión.

## **2) Eficiencia Térmica**

La eficiencia térmica de la Unidad 6 de la Central Nuevo Puerto y la Unidad 9 de Puerto Nuevo, las Unidades 6 y 7 de Central Costanera es de 37,5%, 39,2%, 36,8% y 37,9%, respectivamente. Mientras tanto la eficiencia térmica de la Unidad 5 de Nuevo Puerto, 7 y 8 de Puerto Nuevo, y las Unidades 1, 2, 3, y 4 de Central Costanera es baja oscilando entre 33 y 34%, lo cual se debe además del control de combustión, a la reducción del rendimiento por operación de baja carga debido a la baja tasa de operación anual y al poco tiempo de operación con carga de régimen de alto rendimiento. De la misma manera, las Unidades 1, 2, 3 y 4 de San Nicolás, y las Unidades 11 y 12 de Luján de Cuyo presentan una baja eficiencia de menos de 26%. Por otro lado, la Unidad 5 de San Nicolás, se caracteriza por la eficiencia térmica de 33% pese a que la tasa de aprovechamiento sea relativamente alta.

En cuanto al ciclo combinado, la Unidad 5 de la Central Buenos Aires, 8, 9 y 10 de la Central Costanera y las Unidades 15 y 25 de Luján de Cuyo presentan una eficiencia térmica mayor al 50% (aunque los valores no son necesariamente precisas porque se determina la potencia calorífica total mediante el cálculo).

## **3) Tasa de Aprovechamiento**

La tasa de operación de las instalaciones de los generadores estudiados es baja en las turbinas de vapor y alta en el ciclo combinado. Las Unidades 1, 2, 3, 4, 6 y 7 de la Central Costanera, 1, 2, 3 y 4 de San Nicolás y la Unidad 12 de Luján de Cuyo presentan una tasa de aprovechamiento de las turbinas de vapor extremadamente baja, con un máximo de 30%. Las Unidades 5 y 6 de Nuevo Puerto, 7 y 8 de Puerto Nuevo, 5 de San Nicolás y la Unidad 12 de Luján de Cuyo presentan un nivel que oscila entre 33 y 60%. En cuanto a las turbinas

de vapor, la tasa de aprovechamiento de la Unidad 9 de Puerto Nuevo es muy alta (de 67,9%) en comparación con otras unidades.

En cuanto al ciclo combinado, la tasa de aprovechamiento es alta por su alta eficiencia térmica. Salvo las Unidades 14, 21 y 22 de Luján de Cuyo que presentan un nivel de 36,7%, las demás unidades presentan más de 50%. Se destacan en particular las Unidades 15 y 25 de Luján de Cuyo y la Unidad 24 (co-generación) con más de 80%.

#### **4) Tasa de Consumo Propio**

En cuanto a las turbinas de vapor, las Unidades 5 y 6 de la Central Nuevo Puerto, la Unidad 9 de Puerto Nuevo muestran una tasa de consumo propio que varía entre 5,3 y 5,7%, mientras que las Unidades 7 y 8 de Nuevo Puerto muestran una tasa alta de 7,3% y 9,8%, respectivamente.

En la Central Costanera también muestra una tasa sumamente alta de entre 6,2% y 11,5%, lo cual se debe probablemente a la baja tasa de operación, y el consumo propio es destinado principalmente al consumo de energía de espera de las unidades de reserva.

La tasa de consumo propio del ciclo combinado y de la co-generación oscila entre 2,4% y 2,9%. Las Unidades 15 y 25 de Luján de Cuyo, así como las Unidades 14, 21 y 22 muestran una tasa de 1,0% y de 1,8%, respectivamente, que es sumamente baja.

Central eléctrica	Unidad No.	Capacidad Nominal (MW)	Tipo de central	Requerimiento de combustible				Energía eléctrica generada (MWh)		Potencia calorífica ×10 <sup>3</sup> Kcal	Eficiencia de calor %	Potencia calorífica unitaria Kcal/MWh	Consumo propio %	Tasa de utilización %
				Gas natural (Dam <sup>3</sup> )	Fueloil (ton)	Gasoil (ton)	Carbón (ton)	Extremidad distribuidora	Extremidad generadora					
Nuevo Puerto	4	60	TV	430	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	5	110	TV	75	39.502	-	-	377.537	399.145	1.005.075	34,2	2.518	5,4	41,4
	6	250	TV	217.912	117.189	-	-	1.205.189	1.278.400	2.934.410	37,5	2.295	5,7	58,4
	TG11,12	786	CC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
Puerto Nuevo	7	145	TV	95.200	32.150	-	-	389.920	420.748	1.095.075	33,0	2.603	7,3	33,1
	8	194	TV	176.542	66.369	-	-	715.038	792.490	2.093.243	32,6	2.641	9,8	46,6
	9	250	TV	236.670	134.730	-	-	1.407.533	1.486.679	3.258.799	39,2	2.192	5,3	67,9
Central Costanera	1	120	TV	12.011	9.093	-	-	68.819	74.824	189.526	34,0	2.533	8,0	7,1
	2	120	TV	23.901	15.758	-	-	124.012	135.039	354.154	32,8	2.623	8,2	12,8
	3	120	TV	47.528	19.412	-	-	214.055	230.667	586.922	33,8	2.544	7,2	21,9
	4	120	TV	54.239	11.590	-	-	210.459	224.450	565.856	34,1	2.521	6,2	21,4
Central Buenos	5	340	CC	314.555	-	864	-	1.515.594	1.561.567	2.629.042	51,1	1.684	2,9	52,4
Central Costanera	6	350	TV	151.727	35.039	-	-	643.102	688.973	1.608.667	36,8	2.335	6,7	22,5
San Nicolas	7	310	TV	55.458	7.275	-	-	208.229	235.286	533.551	37,9	2.268	11,5	8,7
	8,9,10	850	CC	941.914	-	6.579	-	4.852.573	4.994.275	7.913.776	54,3	1.585	2,8	67,1
	1	75	TV	15.620	1.690	-	2.070	-	45.259	159.419	24,4	3.522	-	6,9
AES Paraná	2	75	TV	66.767	3.841	-	11.077	-	198.250	661.789	25,8	3.338	-	30,2
	.	75	TV	8.870	2.306	-	-	-	19.798	96.578	17,6	4.878	-	3,0
	4	75	TV	5.252	2.557	-	-	-	18.991	68.910	23,7	3.629	-	2,9
	5	350	TV	119.226	0	-	459.331	-	1.462.888	3.805.636	33,1	2.601	-	47,7
	7	830	CC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
Lujan de Cuyo	11	60	TV	21.786	27.730	-	-	172.948	176.166	454.341	33,3	2.579	1,8	33,5
	12	60	TV	8.224	8.785	-	-	60.770	60.876	154.950	33,8	2.545	0,2	11,6
	15,25	294	CC	414.683	-	-	-	2.083.278	2.105.276	3.454.309	52,4	1.641	1,0	81,7
	14,21,22	70	CC	59.768	-	248	-	220.904	224.933	500.417	38,7	2.225	1,8	36,7
	23	22	Co-Ge	36.929	-	0	-	110.482	113.466	307.619	31,7	1.146	2,6	58,9
	24	22	Co-Ge	-	-	-	-	151.305	155.048	-	-	-	2,4	80,5

Nota) Los datos de las centrales Nuevo Puerto, Puerto Nuevo y Luján de Cuyo corresponden a los valores anuales de 1999.

### Cuadro 3.2.4 Estado de operación de las instalaciones de generación eléctrica

### 3.3 Emisión de Contaminantes desde las Centrales Objeto

#### 3.3.1 Obtención de Datos de Sustancias Contaminantes

Respecto a datos de sustancias contaminantes ( $\text{NO}_x$ ,  $\text{SO}_2$ , Opacidad) de las instalaciones generadoras objeto, fueron obtenidos datos de valor/hora de 2000 medido en principio por el medidor continuo. La concentración de MP fue calculado según la fórmula de conversión de Opacidad-MP presentada. Para las Unidades TG11 y TG12 de Nuevo Puerto, Unidad 5 de Central Buenos Aires, Unidades 8 y 9 de Central Costanera son datos obtenidos de la sala de operación en el momento del Estudio en Campo.

Para las Unidades de 21 a 24 de Luján de Cuyo, son datos reales medidos mensualmente.

#### 3.3.2 Efluentes Gaseosos por Volumen Unitario de Combustible

Se calcularon los efluentes gaseosos por volumen unitario de combustible al quemar los combustibles arriba mencionados, cuyos resultados se presentan en el Cuadro 3.3.1.

**Cuadro 3.3.1 Volumen estimado de los efluentes gaseosos según combustible**

(Unidad:  $\text{m}^3\text{N}/\text{kg}$  de combustible líquido sólido.  $\text{m}^3\text{N}/\text{m}^3$  de gas natural)

Tipo de plantas	Tipo de combustibles	Efluentes gaseosos		Notas
		Húmedo	Seco	
Vapor	Gas natural	12.23	10.23	Relación de aire: 1.16
	Fueloil	13.4	12.1	Relación de aire: 1.18
	Carbón	8.86	8.28	Relación de aire: 1.3
Ciclo combinado	Gas natural	28.0	26.3	Relación combustible-aire: 27
	Gasoil	28.0	26.3	

Nota) El volumen de emisión de gas del carbón es para la mezcla de carbón sudafricano y del Río Turbio con una relación de 1.1.

La concentración de los contaminantes en los efluentes gaseosos indicada en el Cuadro debe medirse a temperatura de  $0^\circ\text{C}$  y presión atmosférica 1 en gas seco. Sin embargo, dado que los datos que el Equipo de Estudio obtiene incluyen los valores medidos en gas seco y húmedo, por lo que deben convertirse a valores en gas seco. El Cuadro 3.3.1 puede ser utilizado para la conversión recíproca del volumen de gas húmedo a seco y viceversa. Si se conoce el consumo de combustible, es posible estimar el volumen de efluentes gaseosos.

#### 3.3.3 Grado de Cumplimiento del Estándar de Emisiones

En el caso de conocer el grado de cumplimiento del estándar de emisiones, para la concentración de los contaminantes, no es pertinente ver el promedio, sino hacer una comparación entre la concentración máxima y el estándar de emisiones. Los datos (horarios) de los contaminantes

presentados a ENRE por parte de las diferentes centrales incluían algunos datos con valores claramente anómalos, por lo que el Equipo de JICA tamizaron estos datos aplicando los siguientes criterios.

- Contenido de S: No se usa el fueloil o carbón con más de 0,7% (Concentración de SO<sub>2</sub> de los efluentes gaseosos: equivalente a 2.000mg/m<sup>3</sup>N)
- Se excluyen los datos de contaminantes registrados, cuando no existe uno o ambos datos entre el consumo de combustibles o el volumen de generación.

### **1) Grado de Cumplimiento del Estándar de Emisión de SO<sub>2</sub>**

La Unidad 5 de San Nicolás ha registrado una descarga de SO<sub>2</sub> con una concentración de 2.017mg/m<sup>3</sup>N, en diciembre de 2000. Salvo este caso en que no se cumplió el estándar de emisiones de 1.700mg/m<sup>3</sup>N, todas las demás instalaciones de generación cumplían dicho estándar. Según el encargado de la central, casualmente el medidor estuvo averiado y antes y después de ese momento, con el mismo combustible se obtenían menos de 1.700mg/m<sup>3</sup>.

### **2) Grado de Cumplimiento del Estándar de Emisión del NOx**

Las instalaciones de las centrales construidas antes del 15 de enero de 1992 fueron excluidas de la aplicación del estándar de emisiones de NOx. Las instalaciones de generación eléctrica aplicables del estándar de emisiones son las Unidades TG11 y TG12 de la Central Nuevo Puerto, Unidades 8 y 9 de la Central Costanera, Unidad 5 de la Central Buenos Aires, AES Paraná (Unidad 7), San Nicolás y la Unidad 25 de Luján de Cuyo 25, todas ellas ciclo combinado. De estas instalaciones, la concentración máxima se obtiene en Luján de Cuyo con 132mg/m<sup>3</sup> N, y está dentro del margen permisible de NOx, cuyo estándar se define en 200mg/m<sup>3</sup>N.

### **3) Grado de Cumplimiento del Estándar de Emisiones de MP**

Se deducen, no obstante, que estas instalaciones de ciclo combinado cumplen el estándar de emisiones debido a que operan principalmente quemando el gas natural. En las demás instalaciones de generación eléctrica, la opacidad está monitoreada en lugar de MP mediante un equipo de medición continua.

Las Unidades 5 de Nuevo Puerto, 7 de la Central Costanera, 11 y 12 de Luján de Cuyo presentan una opacidad inferior al 5%, lo cual cumple el estándar de emisiones. Las Unidades 6 y 9 de Nuevo Puerto, 1 - 9 de la Central Central Costanera presentan un valor máximo de 15% de opacidad, que es inferior al nivel establecido de 20% del estándar de emisión.

Sin embargo, bajo ciertas circunstancias, contempladas por la normativa vigente(#36), tales

como soplados de caldera, cambio de combustible, puesta en marcha se observan niveles más altos de opacidad. Por ejemplo, las Unidades 7 y 8 de Puerto Nuevo han presentado niveles superiores de opacidad al estándar de emisiones en los meses de julio y agosto, con un valor máximo de 33% (agosto).

Las Unidades 1 a 5 de San Nicolás, presentaron niveles que estaban por encima del estándar. El encargado de la central, al igual que lo antes mencionado, comentó que muchos de los datos provenían de una operación permitida bajo las condiciones de la normativa vigente. En tal caso, la opacidad es menos del 40%. Sin embargo, los valores máximos de cada unidad fueron el 58% en las Unidades 1 y 2 (agosto 2000), 46% en las Unidades 3 y 4 (julio 2000) y 48% en la Unidad 5 mayo 2000).

### **3.3.4 Volumen de Emisión de Contaminantes**

En el Cuadro 3.3.2 se muestra la concentración media de los contaminantes en los efluentes gaseosos de cada central. Los datos son el promedio de los valores (por horas) medidos continuamente del año 2000, o de los datos medidos una vez al mes. En los casos que no se disponían de los valores reales, se utilizaron los datos de operación tomados de los paneles de control durante la Primera Etapa del Estudio de Campo.

Las concentraciones de NO<sub>x</sub> de las instalaciones de generación de vapor oscilan entre 11,1mg/m<sup>3</sup>N y 301,2mg/m<sup>3</sup>N; las concentraciones de SO<sub>2</sub>, entre 30,2mg/m<sup>3</sup>N y 579,5mg/m<sup>3</sup>N, y las de MP entre 1,7mg/m<sup>3</sup>N y 65,7mg/m<sup>3</sup>N. Todos los contaminantes presentan una gran variación de concentraciones.

Los altos niveles de concentraciones de los contaminantes de la generación de vapor se detectaron en la Unidad 5 de la Central San Nicolás que trabaja principalmente con carbón.

En el caso de los ciclos combinados, las concentraciones de NO<sub>x</sub> oscilan entre 22,5mg/m<sup>3</sup>N y 75,5mg/m<sup>3</sup>N en las centrales Nuevo Puerto, Costanera y Buenos Aires, mientras que en la Central Luján de Cuyo se detectaron altos niveles que van de 107,4mg/m<sup>3</sup>N a 269.6mg/m<sup>3</sup>N (este último valor fue obtenido en un equipo instalado antes de la privatización).

En el Cuadro 3.3.3 se muestran las emisiones de los contaminantes de cada central, determinadas del volumen medio anual de efluentes gaseosos y de las concentraciones medias anuales de contaminantes.

**Cuadro 3.3.2 Concentración media de contaminantes en los efluentes gaseosos**

(Unidades: mg/m<sup>3</sup>N)

Centrales	Unidad	Combustibles	Concentraciones medias de contaminantes			Observaciones
			NOx	SO <sub>2</sub>	PM	
Nuevo Puerto	4	Gas natural Fueloil				Datos aún no recopilados
	5	Gas natural Fueloil	11,1	94,8	2,1	Datos del monitoreo automático de 2000
	6	Gas natural Fueloil	119,3	523,4	3,5	
	TG 11	Gas natural Gasoil	22,5	-	-	Datos de operación de 2000
	TG 12	Gas natural Gasoil	22,5	-	-	
Puerto Nuevo	7 + 8	Gas natural Fueloil	127,3	50,1	5,5	Datos del monitoreo automático de 2000
	9	Gas natural Fueloil	276,2	400,3	1,7	
Central Costanera	1 + 2	Gas natural Fueloil	48,6	158,6	5,6	Datos del monitoreo automático de 2000
	3 + 4	Gas natural Fueloil	85,3	225,6	8,8	
Central Buenos Aires	5	Gas natural Gasoil	45,6	-	-	Datos de operación de 2000
Central Costanera	6	Gas natural Fueloil	76,6	30,2	6,1	Datos del monitoreo automático de 2000
	7	Gas natural Fueloil	31,4	117,7	3,9	
	8	Gas natural Gasoil	75,5	-	-	Datos de operación de 2000
	9	Gas natural Gasoil	75,5	-	-	
San Nicolás	1 + 2	Gas natural Fueloil, carbón	125,2	39,3	32,1	Datos del monitoreo automático de 2000
	3 + 4	Gas natural Fueloil	158,2	40,2	12,4	
	5	Carbón, Gas natural Fueloil	301,2	579,5	65,7	
AES Paraná	Paraná TG1	Gas natural Gasoil				Datos aún no recopilados porque la operación entra en sept. de 2001
	Paraná TG2	Gas natural Gasoil				
Luján de Cuyo	11 + 12	Gas natural Fueloil	193,7	31,6	1,7	Datos del monitoreo automático de 2000
	25	Gas natural	*107,4	-	-	
	21	Gas natural Gasoil	*269,6	*2,8	-	Datos reales de 2000
	22		*249,5	*2,8		
	23		*198,2	*7,0		
	24		*197,1	*7,7		

Los datos son el promedio de los valores (por horas) medidos continuamente del año 2000, o de los datos medidos una vez al mes. En los casos que no se disponían de los valores reales, se utilizaron los datos de operación tomados de los paneles de control durante la Primera Etapa del Estudio de Campo. \*: Promedio de valores medidos de una vez/mes

**Cuadro 3.3.3 Volumen de emisión de contaminantes**

Centrales	Unidades	Combustibles	Vol. de efluentes gaseosos secos ( 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> N/h )	Emisiones de contaminantes			Observaciones
				NO <sub>x</sub>	SO <sub>2</sub>	PM	
Nuevo Puerto	4	Gas natural Fueloil					
	5	Gas natural Fueloil	252	2,8	23,9	0,53	
	6	Gas natural Fueloil	319	38,1	167,0	1,1	
	TG 11	Gas natural Gasoil	1.817 húmedo 1.862 húmedo		-	-	Durante la combustión de gasoil con inyección de agua
	TG 12	Gas natural Gasoil	1.817 húmedo 1.862 húmedo		-	-	
Puerto Nuevo	7 + 8	Gas natural Fueloil	243	30,9	12,2	1,3	
	9	Gas natural Fueloil	322	88,9	128,9	0,55	
Central Costanera	1 + 2	Gas natural Fueloil	242	11,8	38,4	1,4	
	3 + 4	Gas natural Fueloil	236	20,1	53,2	2,1	
Central Buenos Aires	5	Gas natural Gasoil	1.326	60,5	-	-	
Central Costanera	6	Gas natural Fueloil	481	36,8	14,5	2,9	
	7	Gas natural Fueloil	403	12,6	47,4	1,6	
	8	Gas natural gasoil	1.489	112,4	-	-	
	9	gas natural gasoil	1.489	112,4	-	-	
San Nicolás	1 + 2	Gas natural Fueloil carbón	104	13,0	4,1	3,3	
	3 + 4	Gas natural Fueloil	112	17,7	4,5	1,4	
	5	Carbón gas natural Fueloil	720	216,9	417,2	47,3	
AES Paraná	Paraná TG1	Gas natural gasoil					Datos aún no recopilados porque la operación entra en 2001
	Paraná TG2	Gas natural gasoil					
Luján de Cuyo	11 + 12	Gas natural Fueloil	181	35,1	5,7	0,31	
	25	Gas natural	345	37,1	-	-	Sin inyección de agua
	21	Gas natural gasoil	109	29,4	0,3	-	Sin inyección de agua
	22		109	21,6	0,3	-	
	23		213	42,2	1,5	-	
	24		213	42,0	1,6	-	

### 3.4 Resumen de las Medidas de Prevención de Contaminación de Aire de las Centrales Térmicas

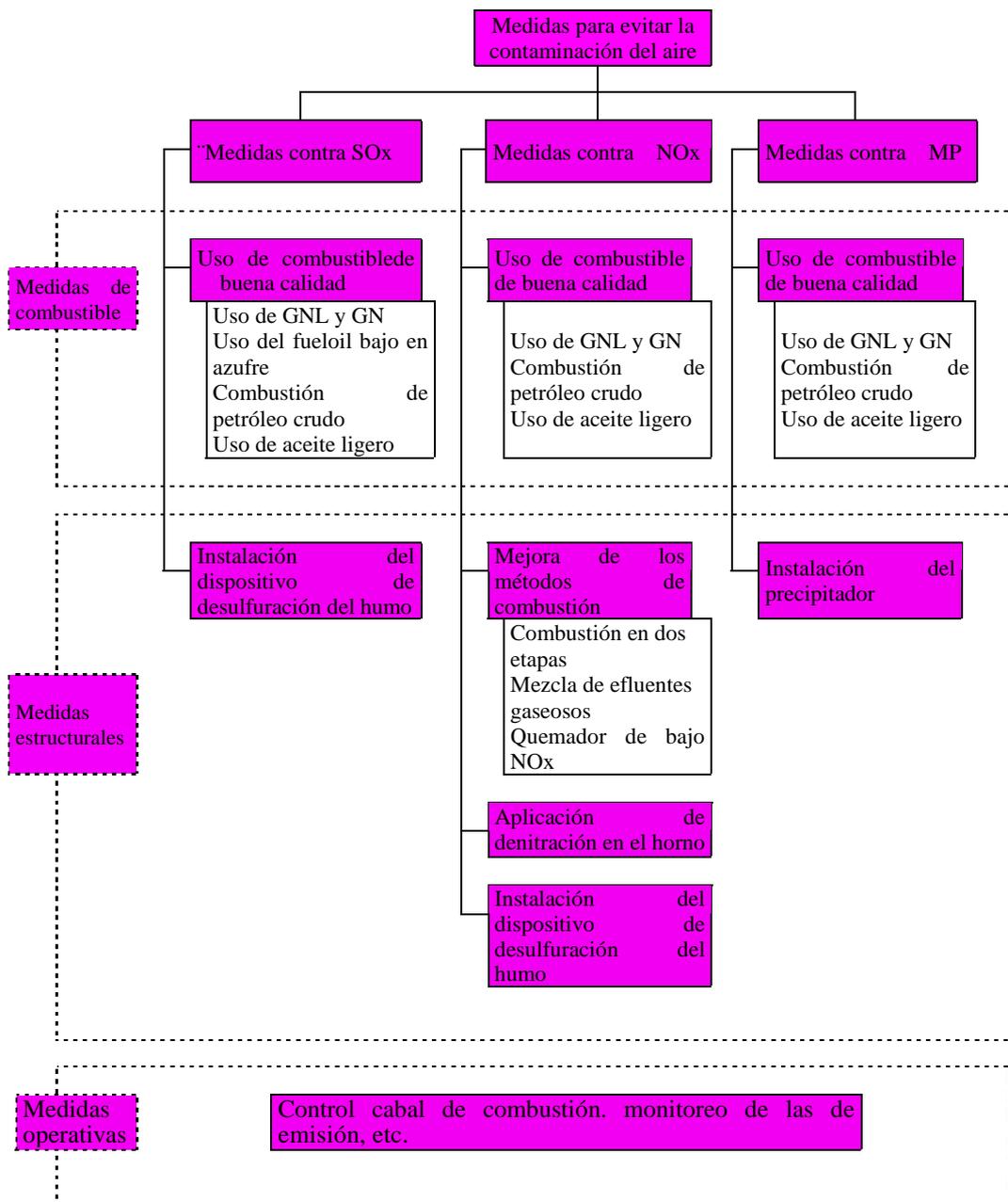


Figura 3.4.1 Resumen de las medidas de prevención de contaminación de aire de las centrales térmicas

Los principales contaminantes de aire presentes en los efluentes gaseosos emitidos por las centrales térmicas son SOx, NOx y MP. Normalmente, las medidas de descontaminación de aire tomadas por las centrales térmicas se clasifican en tres tipos; selección de combustibles, instalación de equipos de descontaminación, y control y administración del sistema. Todas estas medidas en conjunto pueden incrementar la eficiencia de descontaminación.

En la práctica, se debe seleccionar la metodología óptima tomando en cuenta en forma integral diversos factores, como son: la disponibilidad de los recursos nacionales, política estatal, situación económica, nivel técnico, condiciones sociales que entornan las centrales, límite económico para invertir en las medidas de descontaminación, relación costo-beneficio. etc.

En la Figura 3.4.1 se muestra el esquema general de las medidas de prevención de contaminación de aire que se toman en las centrales térmicas. Además de las medidas indicadas, se implementan otras medidas estructurales que mitigan el impacto al medio ambiente elevando la eficiencia de dilución y difusión de los efluentes gaseosos, como son el uso de chimeneas altos que facilitan la dispersión de efluentes a elevaciones mayores, aglomeración de chimeneas y adopción de tope tipo boquilla en estas infraestructuras.

Para la planificación de la prevención de contaminación de aire y puesta en práctica de las medidas concretas en las centrales térmicas, no sólo es necesario tomar en cuenta el estándar de emisión de los efluentes gaseosos y su impacto en el ambiente de aire, sino que también constituyen factores importantes la disponibilidad de recursos económicos, espacio físico para la implementación, años de operación u obsolescencia de los equipos, facilidad de remodelación de las infraestructuras, cronograma de ejecución de obras.

En cuanto a la necesidad de las medidas concretas de descontaminación de aire aplicables a las centrales térmicas, se ha decidido no tomar medidas estructurales nuevas (dispositivos de desulfuración o de denitración) para reducir la emisión de contaminantes en las centrales existentes. Esta decisión fue tomada tomando en cuenta integralmente las siguientes circunstancias con base a los datos de la aptitud al estándar de emisiones, estándar ambiental de la concentración ambiental de aire en la zona, uso de los combustibles, existencia de los proyectos de ampliación de las centrales, sistema de generación, entre otros, y después de sostener conversaciones con la C/P.

- Los resultados del monitoreo ambiental de aire y de los simulacros, el impacto de los contaminantes de los efluentes gaseosos sobre el entorno local es sumamente reducido en todas las centrales.
- Recientemente, las instalaciones existentes operan principalmente con gas natural, y se deduce que el uso de este combustible aumentará en el futuro. Las instalaciones existentes, ya han logrado reducir suficientemente los contaminantes mediante la selección de combustibles.
- Actualmente, las centrales de generación por vapor utilizan el fueloil sólo cuando el gas natural no está disponible, y casi no opera exclusivamente con el fueloil.
- La Central San Nicolás se ve obligada a usar el carbón disponible conforme al contrato y por esta razón, la concentración de los contaminantes es mayor en comparación con otras centrales. Parcialmente, los niveles superan el estándar de emisiones, aunque la tasa de utilización es baja, excepto la unidad 5. En cuanto a MP, se puede mejorar la eficiencia de captación de partículas al reparar y mantener adecuadamente los precipitadores eléctricos.
- La tasa de aprovechamiento de las instalaciones de generación por vapor es baja, además de que ellas datan de unos 20 años de antigüedad, resultando sumamente ineconómico tomar nuevas medidas estructurales (equipos de desulfuración y de denitración, etc.) en estas

instalaciones

- No existen proyectos de instalación o de ampliación en las centrales objeto del estudio.
- Los proyectos de construcción de nuevas instalaciones consisten, en su mayoría, el ciclo combinado, y éstas quedan obligadas a usar los quemadores de bajo NOx. Por otro lado, en febrero de 2001, se modificó el estándar de emisiones de NOx de 200mg/m<sup>3</sup>N a 100mg/m<sup>3</sup>N.
- Dado que actualmente no se ha establecido el estándar de emisiones aplicable a otras fuentes estacionarias, no resulta racional económicamente fortalecer las medidas de reducción de contaminantes en las centrales térmicas, en particular en las existentes.

Las Unidades del 1, 2, y 5 de la Central San Nicolás, a pesar de que tienen instalado el precipitador electrostático, no están cumpliendo el estándar de emisiones de MP. Especialmente, se requiere trabajar con la Unidad 5 cuya tasa de utilización es alta, reparando el precipitador en la mayor medida posible, y dando el mantenimiento adecuado, a manera de mantener su rendimiento y dar cumplimiento al estándar de emisiones.

A mediano y largo plazo, cabe la posibilidad de que las concentraciones ambientales de aire se vean deterioradas, o que cambie las condiciones que entornan los combustibles o que se elaboren planes de ampliación de las instalaciones de generación de gran escala. Por lo tanto, en el Informe Complementario S3-A2 se presenta algunos detalles sobre las instalaciones de desulfuración o de desnitración.